

Design des marchés d'électricité pour l'intégration des renouvelables

Arthur Henriot et Jean-Michel Glachant



Édition électronique

URL : <http://journals.openedition.org/rei/5919>

DOI : 10.4000/rei.5919

ISSN : 1773-0198

Éditeur

De Boeck Supérieur

Édition imprimée

Date de publication : 30 décembre 2014

Pagination : 31-53

ISBN : 9782804193409

ISSN : 0154-3229

Référence électronique

Arthur Henriot et Jean-Michel Glachant, « Design des marchés d'électricité pour l'intégration des renouvelables », *Revue d'économie industrielle* [En ligne], 148 | 4e trimestre 2014, mis en ligne le 30 décembre 2016, consulté le 04 mai 2019. URL : <http://journals.openedition.org/rei/5919> ; DOI : 10.4000/rei.5919

DESIGN DES MARCHÉS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'INTÉGRATION DES RENOUVELABLES

Arthur Henriot*, Jean-Michel Glachant†

 **Mots clés :** Énergies renouvelables, électricité, intermittence.

 **Keywords:** Renewable Energy, Electricity, Intermittent Market Design.

1. INTRODUCTION

Les marchés de l'électricité européens n'ont pas été conçus pour une quantité importante de sources d'énergie renouvelable intermittentes¹. Ces marchés sont aujourd'hui confrontés à deux problématiques, regroupées sous le terme d'« intégration des renouvelables ».

D'une part, le développement des renouvelables, qui ont bénéficié d'un soutien public très fort, est tel qu'elles ne peuvent aujourd'hui être cantonnées à un rôle passif à la marge du système électrique. En Allemagne, cela a par exemple conduit à des situations où les consommateurs sont exposés à des factures de plus en plus importantes tandis que les prix de gros

* Florence School of Regulation, European University Institute, arthur.henriot@eui.eu

† Directeur de la Florence School of Regulation, titulaire de la chaire Loyola de Palacio, European University Institute.

1 Le terme « intermittentes » est contesté, et on considère parfois que « variables » est un terme plus approprié. Toutefois, on conserve dans cet article le terme communément employé. Il faut également noter que sous ce terme sont regroupées des ressources aux caractéristiques très variées, en termes de localisation, de coûts, de maturité. Toutefois, nous estimons que cette généralisation ne nuit pas à une analyse au premier degré de ces problématiques.

ne cessent de baisser et que les centrales thermiques n'atteignent pas leur seuil de rentabilité. Les investissements à venir devront donc se faire dans un cadre moins isolé des réalités du marché. Toutefois, les règles de marchés qui ont été mises en place pour coordonner les investissements et le fonctionnement des centrales programmables ne correspondent pas aux propriétés techniques des renouvelables, à la production variable et parfois difficilement prévisible. Se pose alors la question d'un modèle unique pour les producteurs conventionnels et les renouvelables : l'intégration des renouvelables doit-elle se faire via un modèle commun à tous les producteurs, ou bien des différences fondamentales doivent-elles résulter en une panoplie de modèles distincts ?

D'autre part, le fonctionnement des centrales programmables est déjà affecté par le développement des renouvelables, qui sont prioritaires mais dont elles doivent compenser les variations. La flexibilité est amenée à devenir une valeur fondamentale des centrales programmables, et cette flexibilité doit être rémunérée de façon appropriée. L'intégration des renouvelables va donc requérir deux ensembles d'évolutions, voire de révolutions, du marché : une évolution de la notion du temps et une évolution de la notion d'espace.

Afin d'assurer la flexibilité des centrales programmables, les unités temporelles vont en effet devoir devenir plus précises. Les marchés d'ajustement et les réserves seront amenés à jouer un rôle de plus en plus important, et leur articulation avec le marché journalier devra être repensée afin d'assurer l'efficacité des opérations. Certains auteurs recommandent en outre la mise en place de rémunérations de la capacité à produire de l'énergie, en plus de la rémunération de l'énergie produite. De plus, une redéfinition de l'espace est nécessaire afin de faire face à l'émergence de flux très variables dans les réseaux de transport et de distribution. Une fois encore, les unités spatiales devront être plus précises. Cela pourrait conduire à une évolution majeure du paradigme historique, dans lequel la sécurité du système est à la charge du gestionnaire du réseau de transport (GRT), vers une approche décentralisée, avec un rôle majeur des acteurs locaux comme les gestionnaires du réseau de distribution (GRD) ou des agrégateurs commerciaux.

Cet article a pour objectif de passer en revue et d'analyser les réflexions récentes sur l'intégration des renouvelables dans les marchés de

l'électricité. Dans la section 2, le cadre de notre analyse et la nature d'efficacité économique du problème sont définis, avant de s'interroger sur le bien-fondé d'un modèle commun à tous les producteurs, programmables ou non. La section 3 traite de la dimension temporelle du problème et des moyens de rémunérer la capacité des ressources flexibles à accommoder les variations de la production des renouvelables. La section 3.1 explique comment les définitions des produits vont devoir évoluer. La section 3.2 insiste sur l'importance d'une séquence de marchés adaptée et cohérente. Enfin, l'utilité des mécanismes de rémunérations de capacité est abordée dans la section 3.3. La section 4 traite de la dimension spatiale du problème : évolution des définitions spatiales (section 4.1) et transition vers une gestion locale du réseau (section 4.2).

2. LA NOTION D'INTÉGRATION DES RENOUVELABLES

2.1. L'intégration des renouvelables comme problème d'efficacité économique

Le développement de ressources flexibles, nécessaires à l'intégration d'une part importante de renouvelables intermittentes dans les systèmes électriques, n'est pas un problème de nature technique, comme en témoigne une série d'entretiens conduits aux États-Unis par Sovacool (2009). Les technologies sont d'ores et déjà disponibles afin d'assurer la stabilité et la sécurité du système, et ce pour des volumes de renouvelables très importants. En outre, le développement en masse des renouvelables a été accompagné de progrès techniques et ces ressources sont désormais capables de participer activement à la sécurité du système électrique. Ainsi, en Espagne comme en Allemagne, les renouvelables participent au contrôle du voltage et de la fréquence et sont en outre capables d'assurer le maintien de l'alimentation en cas d'incidents de tension. Dans cet article, l'intégration des renouvelables est en conséquence traitée comme un problème d'efficacité économique : comment faire en sorte que les acteurs reçoivent les incitations appropriées afin que les solutions techniques (qui existent) soient mises en place de manière efficace. Ainsi, il s'agit de rémunérer plus explicitement la flexibilité des différentes ressources utilisées.

Une partie des problèmes observés actuellement sont liés aux développements historiques des systèmes électriques. Ainsi, à l'heure actuelle, le développement rapide et hors marché des renouvelables (associé à la crise financière et à une chute de la demande) a conduit à une situation de surcapacité. Les capacités existantes ont vu leur facteur de charge diminuer et les prix baisser, comme décrit par Sáenz de Miera *et al.* (2008) et illustré par Eurelectric (2010). À ce phénomène purement mécanique sont venus s'ajouter d'autres effets indirects. Pérez-Arriaga et Batlle (2012) expliquent ainsi qu'en Espagne les centrales à gaz ont dû utiliser les volumes de gaz qu'elles avaient commandés sous peine de pénalités financières, et ce malgré la chute de la demande, ce qui a contribué à la chute des prix.

Certaines de ces difficultés sont donc de nature transitoire et sont le résultat d'un choc sur un système existant. Le sort réservé aux centrales devenues excédentaires suite au développement des renouvelables ne sera bien entendu pas sans conséquence sur l'attitude des investisseurs. Toutefois dans cet article nous suivons l'approche établie par Cramton et Ockenfels (2011). Nous considérons ainsi que la compensation des unités existantes est un problème distributionnel, qui peut être séparé du problème d'efficacité économique auquel nous nous intéressons plus particulièrement. Notre analyse se concentre donc sur l'efficacité des opérations et des investissements dans le long terme. Ces effets de long terme sont de nature très différente des effets de court terme qui peuvent être observés actuellement, et une description schématique en est présentée dans Sáenz de Miera *et al.* (2008) et Keppler et Cometto (2013). À court terme, les évolutions de la courbe de charge affectent principalement les centrales présentant des coûts marginaux élevés, qui voient leur facteur de charge fortement réduit. À long terme, ce sont les technologies avec des coûts fixes élevés qui peinent à couvrir leurs coûts tandis que les centrales de pointe ont un rôle à jouer pour compenser l'intermittence des renouvelables.

2.2. Une question de maturité technologique ?

Dans de nombreux pays européens, les renouvelables sont au moins partiellement isolées des signaux de prix dictant les opérations et les investissements des centrales thermiques conventionnelles. Les renouvelables

bénéficient notamment de priorités et de primes à la production², ce qui en fait des unités peu réactives, dont la production est de ce fait traitée comme une demande négative. Bien que ces mécanismes de soutien soient justifiés afin d'assurer une dé-carbonisation rapide du mix énergétique, l'exposition des renouvelables aux signaux de marché doit être repensée quand elles constituent une part non négligeable des moyens de production. Pérez-Arriaga (2012) explique ainsi que les renouvelables doivent désormais jouer un rôle actif dans les opérations des systèmes électriques. Eurelectric (2010) recommande également d'assujettir les renouvelables aux mêmes règles et rémunérations que les centrales conventionnelles, en les exposant par exemple aux écarts entre prédictions et prévisions.

Hiroux et Saguan (2010) dressent un inventaire des bénéfices de l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité : sélection efficace des sites de production et choix technologiques optimaux, amélioration de la gestion des périodes de maintenance, contrôle de la production dans les cas extrêmes et plus généralement meilleure gestion des écarts, ainsi que davantage d'innovation et de transparence. Les auteurs de cette étude recommandent en conséquence d'exposer les renouvelables aux signaux de prix, même s'ils reconnaissent que les risques et coûts de transaction plus élevés en résultant doivent être pris en compte.

Les évolutions récentes de la régulation dans des pays disposant déjà d'une forte capacité installée de renouvelables intermittentes illustrent en effet une volonté d'aligner les règles les régissant sur celles des unités programmables, et de donner un rôle actif aux renouvelables. Ainsi, en Espagne, les tarifs fixes de rachat ont été progressivement remplacés par des primes (Abbad, 2010), tandis qu'en Allemagne, la gestion de la production par les GRTs et les tarifs fixes laissent la place à une gestion par les producteurs (Gawel et Purkus, 2013).

2 Les mécanismes de supports aux renouvelables peuvent prendre différentes formes qui incluent notamment les tarifs de rachat de la production (à prix fixés ou indexés sur les prix de l'électricité), les systèmes basés sur des échanges de certificats, ou encore les appels d'offres. Les variantes de ces options ainsi que leurs avantages respectifs sont décrits par Finon et Perez (2007) ou Batlle et al. (2012) et Finon et Perez (2007).

Il est important de préciser que l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité n'exclut pas le versement de revenus complémentaires, justifiés par les externalités positives de ces technologies. Dans le cas du mécanisme allemand par exemple, le producteur qui décide d'écouler sa production via les marchés d'électricité reçoit un revenu constitué de trois composantes : le revenu sur les marchés, une prime de gestion (conçue pour compenser les coûts liés aux écarts ainsi que les frais de gestion), et une prime à la production dont la valeur est calculée par rapport à une valeur de marché de référence calculée sur une base mensuelle (Gawel et Purkus, 2013). Lorsque le producteur réussit à obtenir sur les marchés un revenu supérieur à la valeur de marché de référence, il conserve la différence. Le producteur est donc exposé aux signaux de marché tout en percevant une prime à la production.

2.2.1. Les caractéristiques fondamentales des renouvelables sont-elles un obstacle à leur intégration ?

Au-delà de leur relative immaturité technologique, les renouvelables présentent des particularités qui peuvent nuire à leur intégration. Elles ont d'une part très peu d'incitations à ne pas produire lorsque les ressources sont disponibles, du fait de leur coût marginal nul. Elles sont d'autre part dans l'incapacité de produire de l'énergie lorsque les ressources dont elles dépendent ne sont pas disponibles. Cela a conduit certains experts à affirmer que l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité ne pouvait se faire qu'en leur appliquant un modèle prenant en compte leurs spécificités, et donc différent de celui des centrales contrôlables.

Un premier argument, développé par Finon et Roques (2012), est l'incapacité d'un marché basé sur la rémunération de l'énergie à assurer un équilibre soutenable dans le long terme, les coûts marginaux nuls des renouvelables entraînant des prix et des facteurs de charge trop bas. Des mécanismes de rémunération spécifiques devraient alors être maintenus même lorsque les coûts des renouvelables seront devenus compétitifs.

Il faut toutefois préciser que cet argument est controversé d'un point de vue économique. Sáenz de Miera *et al.* (2008) décrivent ainsi le mécanisme par lequel un nouvel équilibre peut être atteint, après une phase initiale de transition. Cette opinion est partagée par les industriels (Eurelectric, 2010)

qui ne voient pas d'obstacle structurel au fonctionnement d'un tel marché, à condition que certaines limites telles que les plafonnements de prix soient supprimées.

Un second argument, basé sur une analyse économique rigoureuse est développé par Chao (2011) ainsi que Ambec et Crampes (2012) : en l'absence d'une tarification dynamique, il n'est pas possible d'atteindre un équilibre sans transfert entre les différents types de producteurs (renouvelables et centrales thermiques). Ceci est dû au fait que les consommateurs ne peuvent distinguer les périodes où l'énergie produite à coût nul par les renouvelables est disponible. Leur consommation basée sur un tarif moyen est alors trop élevée lorsque ces ressources ne sont pas disponibles. Cela conduit à une surcapacité des centrales thermiques (par rapport à l'optimum) et à une dégradation des profits de ces producteurs. En revanche, lorsqu'une tarification dynamique est mise en place, la consommation est réduite lorsque les renouvelables ne sont pas disponibles, et les centrales thermiques ne substituent que partiellement la production des renouvelables. Un marché de l'énergie permet alors non seulement d'atteindre le parc de production optimal, mais également de rémunérer les producteurs de façon à couvrir les coûts d'investissements. Ainsi, contrairement à ce qu'affirment Finon et Roques, le principal obstacle structurel au fonctionnement des marchés de l'électricité ne serait pas les caractéristiques des renouvelables mais l'absence de tarification dynamique.

Enfin, un troisième obstacle à l'intégration des renouvelables est l'augmentation des risques et des coûts de transaction lorsque ces ressources sont exposées à des signaux de marché. Pour Klessmann *et al.* (2008), cela entraîne un surcoût et peu de bénéfices, dans la mesure où les renouvelables restent peu dynamiques puisqu'elles ont de toute façon des coûts marginaux nuls et sont dépendantes de ressources intermittentes. Battle *et al.* (2012) considèrent également qu'exposer les renouvelables aux prix de l'électricité peut se révéler inefficace : non seulement les renouvelables disposent, pour les raisons précédemment avancées, d'une faible marge de manœuvre pour ajuster leur production, mais en plus leurs taux de disponibilité technique sont très élevés, et les périodes de maintenance peu nombreuses. Eclareon (2012) estime ces taux de disponibilité à 97,5 % pour les éoliennes et à près de 100 % pour les panneaux solaires qui comportent très peu de parties mobiles. En outre, selon Battle *et al.*, exposer les renouvelables aux signaux

de marché pourrait donner un pouvoir de marché plus fort aux compagnies détenant ces deux types d'unités de production.

Ces trois arguments sont de natures très différentes. Seul le premier point fait état d'obstacles structurels à l'intégration des renouvelables, du fait de leur nature intermittente. Toutefois, une démonstration solide de cet argument controversé manque à l'heure actuelle. Le deuxième point présente l'existence d'une tarification dynamique comme condition nécessaire et suffisante à l'intégration des renouvelables et des centrales programmables au sein d'un même marché. Le troisième argument indique que l'intégration des renouvelables par des mécanismes de marché identiques à ceux des centrales programmables pourrait se révéler coûteuse, mais pas inachevable. Il semble donc que les particularités des renouvelables ne constituent pas un obstacle à leur intégration.

3. DIMENSION TEMPORELLE : LA RÉMUNÉRATION DES RESSOURCES FLEXIBLES

3.1. Une évolution des produits échangés est nécessaire

Même dans le cas où les renouvelables ne seraient dans un premier temps pas intégrées aux marchés d'électricité, les marchés seront soumis à l'influence des renouvelables, via les variations de la demande résiduelle (définie comme la demande moins la production des renouvelables intermittentes) qui dicteront la production des centrales programmables.

Les échanges qui ont lieu dans les marchés d'électricité sont basés sur un ensemble de définitions pluridimensionnelles, qui incluent notamment le temps et le lieu de production. Alors qu'une définition plus large (par exemple des produits horaires, ou une zone nationale de tarification) permet d'augmenter la liquidité et de réduire les coûts de transaction, une définition plus fine (par exemple par créneaux de cinq minutes, ou une tarification nodale) est nécessaire afin de révéler la véritable valeur, ainsi que le coût d'opportunité, d'un produit donné.

En Europe, les marchés qui sont actuellement en place ont été conçus pour fonctionner dans un contexte différent, et pas pour accommoder une part importante de production à forte variabilité. Le choix de la simplification a été fait afin de favoriser la concurrence et la liquidité des marchés. Ainsi, l'énergie électrique est typiquement échangée sous la forme de produits horaires. Toutefois, ces choix de simplification n'ont pas les mêmes conséquences dans un contexte où les variations de la production se font plus rapides. Dans cette section, nous reprenons des discussions ébauchées dans Green (2008) et Hogan (2010), afin d'analyser dans quelle mesure les règles et définitions existantes sont adaptées à la gestion des renouvelables.

3.1.1. Unités de temps

Le développement des renouvelables fait des variations de leur production le facteur clé de l'utilisation des ressources flexibles. Il est important que les unités de temps employées dans les échanges d'énergie soient aussi proches que possible de la réalité des opérations, afin que les ressources flexibles reçoivent des signaux de production appropriés, et qu'elles puissent être rentables sans intervention (Hogan, 2010).

En outre, des unités temporelles plus précises permettent de transférer une partie des coûts et des risques liés à l'équilibrage du système depuis les GRTs vers les participants (Fruent, 2011). En effet, en l'absence de définitions reflétant précisément les besoins du système, le GRT est amené à jouer un plus grand rôle, et les coûts en résultant sont socialisés entre tous les acteurs, responsables ou non de ces coûts supplémentaires.

Toutefois, une redéfinition des unités temporelles peut constituer une source de difficultés liées à la rémunération des coûts de démarrage des centrales (IEA, 2012). Ces coûts ont traditionnellement été considérés comme négligeables (Stoft, 2002), mais ils pourraient se révéler plus importants lorsque la variabilité des opérations augmente (Troy, 2011). Il est également plus difficile de les intégrer à des unités de temps plus fines. Ainsi, intégrer les coûts de démarrage dans une offre de production de cinq minutes conduit à une surcharge douze fois plus importante que lorsqu'ils sont intégrés à une offre de production d'une heure.

Des ordres complexes (« Block orders ») ont déjà été créés afin de permettre aux producteurs de gérer leurs coûts de démarrages et d'exprimer dans leur offre les complémentarités entre les différents horizons de production. Toutefois, la complexité en résultant et les temps de calcul associés pourraient être rédhibitoires dans un système contenant un grand nombre de courtes périodes temporelles et de nombreux ordres complexes distincts³. Borggreffe et Neuhoff (2011) expliquent que les ordres complexes demeurent une solution pratique tant qu'il est possible d'identifier facilement les pics de demande, ce qui n'est pas le cas dans un système où les variations de la demande résiduelle sont peu régulières.

3.1.2. Limites des prix

Afin de protéger les consommateurs à la demande peu-élastique, des prix plafond ont été mis en place dans les marchés d'électricité. De même, des prix plancher existent également dans la plupart des marchés européens. Ces limites, qui ne sont pas toujours fondées, constituent un obstacle à l'expression de la valeur de la flexibilité.

D'une part, du fait de la variabilité des renouvelables et de leurs coûts marginaux très faibles lorsqu'elles sont disponibles, certaines centrales d'appoint sont nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, mais doivent couvrir leurs coûts fixes en ne fonctionnant que quelques heures par an. Les prix plafond doivent donc être assez élevés pour leur permettre d'atteindre la rentabilité durant ces quelques heures, sous peine de dissuader les investisseurs (Eurelectric, 2010). Bien entendu, les prix plafond ont un sens dans un marché où les consommateurs ne sont pas capables de réagir en temps réel. Ces plafonds doivent en théorie être égaux au coût d'opportunité de l'énergie non servie aux consommateurs, et cette valeur ne dépend pas de la part de renouvelables dans le mix énergétique. Des prix plafond trop bas, ou résultant de mesures prises par le GRT mais non reflétées dans les prix, peuvent cependant conduire au problème de *missing money* décrit par exemple par Joskow (2008). En pratique, il est difficile d'estimer le coût d'opportunité de l'énergie non servie aux

3 Lorsque 24 produits horaires sont disponibles, le nombre d'ordres complexes sans interruption envisageables au sein d'une journée est de 300, et les temps de calculs sont raisonnables (Meeus et al., 2009). Lorsque 288 produits de 5 minutes sont disponibles, le nombre d'ordres complexes sans interruption envisageable est de 41 616.

consommateurs : une revue de littérature effectuée par Cramton (2000) évoque une gamme d'évaluations du coût d'opportunité pour les consommateurs allant de 2 000\$/MWh à 20 000 \$/MWh. On observe en Europe une variété de prix plafond, dont certains semblent bien inférieurs au coût d'opportunité des consommateurs. Ainsi, en Espagne, les prix du marché OMEL sont plafonnés à 180,30 €/MWh ; au Danemark, le marché ELSPOT est plafonné à 2 000 €/MWh ; en Allemagne, le plafond est de 3 000 €/MWh.

Des prix négatifs peuvent apparaître dans les marchés de l'électricité, même en l'absence de renouvelables, du fait de la non-convexité des coûts des centrales thermiques (coûts de démarrage, charge minimale). Ainsi, il est coûteux pour une centrale peu flexible de s'arrêter puis de redémarrer, ou de réduire sa production puis de la rehausser. Il est donc naturel pour un producteur d'internaliser les coûts liés à une variation du niveau de production, ce qui conduit à des offres à un prix inférieur au coût marginal du producteur. En d'autres termes, le producteur vend à perte à un instant donné pour éviter des coûts supplémentaires dans les heures qui suivent. Ces prix négatifs sont observés plus fréquemment suite au développement des renouvelables qui ont un coût marginal très faible, et dont la production très variable conduit à davantage de variations de la production des centrales. Bien qu'il n'y ait pas de justification économique à un prix plancher, de telles mesures existent par exemple en Espagne (pas de prix négatifs), au Danemark (-200 €/MWh), ou en Allemagne (-3 000 €/MWh). Lorsqu'elles sont trop hautes, ces limites constituent un frein effectif à l'expression de la flexibilité : elles sont par exemple régulièrement atteintes en Espagne. Une étude du marché allemand par Nicolosi (2010) a montré que même lorsque des prix très bas de -500 €/MWh étaient atteints, le taux d'utilisation des centrales thermiques restait élevé, ce qui reflète les non-convexités de ces unités de production.

Ces problèmes deviennent encore plus complexes lorsque les échanges entre marchés sont pris en compte. Pour Eurelectric (2010), l'absence d'harmonisation des limites des prix négatifs peut constituer une source importante de distorsions lors des échanges entre des zones voisines.

3.2. Assurer la cohérence de la séquence de marchés

3.2.1. L'importance cruciale des marchés d'ajustement

Les marchés d'électricité ont été conçus pour résoudre un problème d'optimisation de programmation et d'opération des moyens de production conventionnels. Toutefois, la prépondérance du rôle joué par les marchés journaliers dans le système actuel ne correspond pas aux besoins des renouvelables intermittentes, dont les prévisions de production gagnent considérablement en précision entre les marchés journaliers et l'horizon de production (von Roon et Wagner, 2009). Les marchés infra-journaliers permettent ainsi à ces producteurs d'ajuster leur engagement de production. Il va de soi que ces marchés infra-journaliers, ainsi que les marchés d'ajustement, sont amenés à jouer un rôle grandissant dans les échanges d'électricité. Pour Borggrefe et Neuhoff (2011), la fourniture conjointe d'énergie et des services d'ajustement est primordiale pour une gestion efficace de l'énergie produite de façon intermittente par les éoliennes.

De même, pour Cramton et Ockenfels (2011), des marchés de réserve adaptés, bien conçus et offrant des possibilités d'arbitrage aux participants, permettent aux producteurs d'énergie d'appoint de couvrir leurs coûts fixes, et assurent des décisions d'investissement efficaces. Dans le cas où les ressources flexibles se raréfieraient par rapport aux ressources inflexibles, les prix des marchés de réserve deviendraient plus élevés que ceux des marchés journaliers, délivrant ainsi les signaux d'investissements appropriés aux participants (Barth et al., 2008). Pour l'IEA (2012b), ces produits de réserves devront également être échangeables sur des marchés à terme pour aider les investisseurs à prendre des décisions optimales. En outre, les produits de réserves devront être adaptés aux besoins d'un système électrique dominé par les renouvelables. De nouveaux produits pourraient ainsi être définis, tels que la capacité d'une unité à modifier régulièrement et rapidement sa production. Le gestionnaire du réseau californien développe par exemple actuellement des produits rémunérant la capacité d'une ressource à augmenter ou diminuer sa production par intervalle de cinq minutes.

3.2.2. Assurer la cohérence des marchés journaliers avec les marchés d'ajustement

Smeers, ainsi que Borggrete et Neuhoff, dénoncent la variété de règles régissant les échanges dans les marchés journaliers, infra-journaliers, et en temps réel. Pour Smeers (2008), les visions différentes du rôle des bourses et des GRTs dans le marché journalier par rapport au marché de temps réel sont une source de distorsions qui peuvent détruire les possibilités d'arbitrage. Ainsi, tandis que les bourses et les GRTs collaborent dans le marché journalier pour gérer l'organisation de la production et des infrastructures de transports, l'organisation en temps réel est laissée aux mains du GRT et n'est pas considérée comme une activité de marché. Afin de corriger ces distorsions, une plate-forme unique doit être créée. Cela inclut par exemple l'implémentation de marchés infra-journaliers pour les réserves, une segmentation géographique identique et une allocation des capacités du réseau de transport de façon similaire dans les différents marchés.

D'autres distorsions peuvent nuire à l'articulation des marchés journaliers avec les marchés d'ajustement. L'existence de pénalités aux écarts dans les mécanismes d'ajustement désavantagent par exemple les renouvelables et créent des incitations à ne pas nommer toutes les capacités disponibles, ce qui est une source de coûts supplémentaires pour le système (Vandezande *et al.*, 2010). De même, plafonner les prix de l'énergie dans les mécanismes d'ajustement affecte la relation entre les marchés journaliers et les marchés de réserve (De Vos *et al.*, 2011). Il est donc capital que les définitions décrites dans la section 3.1 soient appliquées de façon identique tout au long de la séquence de marchés.

Tous ces produits visant à délivrer de l'énergie à un instant donné sont des substituts, et la multiplication des produits conduit à une liquidité plus faible dans chacun des marchés concernés. Ainsi, les volumes échangés dans les marchés infra-journaliers européens restent faibles, ce qui peut s'expliquer d'une part par la complexité créée par la mise en place de nombreux marchés, d'autre part par l'absence de valeur-ajoutée de ces marchés (Weber, 2010). En conséquence, l'IEA recommande de limiter le nombre de produits introduits afin d'éviter des problèmes de liquidité et de pouvoir de marché. Afin de gérer simultanément un nombre élevés de marchés liés les uns aux autres, l'optimisation conjointe des marchés de l'énergie

et des services systèmes par un système opérateur pourrait s'avérer nécessaire, comme c'est par exemple souvent le cas aux États-Unis. Green (2008) développe ainsi un modèle de marché « américain » basé notamment sur l'emploi par le gestionnaire du réseau d'un algorithme prenant en compte les contraintes techniques des producteurs ainsi que celles du réseau de transport, et déterminant simultanément l'équilibre dans le marché journalier et les marchés de réserves. Un tel modèle, qui permet de prendre en compte les différentes contraintes techniques sans augmenter la complexité pour les participants, est particulièrement intéressant dans un contexte de développement à grande échelle des énergies renouvelables conduisant à un rôle croissant des réserves. De façon similaire, Borggrefe et Neuhoff (2011) recommandent un tel arrangement afin d'assurer l'optimisation conjointe de la fourniture d'énergie échangée dans des bourses ou bilatéralement et des services systèmes acquis par les GRTs.

3.3. Les mécanismes de capacités comme réponse aux besoins de flexibilité

Le développement des renouvelables réduit la rentabilité des centrales thermiques conventionnelles. L'association des producteurs européens Eurelectric (2011), identifie deux raisons principales à ce phénomène : un facteur de charge moins élevé et des incertitudes sur le niveau des prix de gros, qui ont récemment chuté.

Ces doutes sur la capacité des producteurs à couvrir leurs coûts fixes ont relancé les débats sur la nécessité de mettre en place des mécanismes de rémunération de capacité (MRC). En effet, certains des arguments justifiant leur implémentation ont une portée plus large avec la pénétration des renouvelables dans le mix énergétique. L'inélasticité de ces ressources, qui ont des coûts marginaux nuls, vient s'ajouter à l'inélasticité de la demande. Les producteurs conventionnels, qui ont des coûts variables non nuls, sont amenés à couvrir la « demande résiduelle » d'énergie, c'est-à-dire la demande moins la quantité d'énergie fournie par les renouvelables. L'intermittence de leur production rend la demande résiduelle plus volatile et moins facilement prévisible que la demande elle-même. Cela crée un besoin pour des variations des prix plus importantes, et les prix plafonds ont donc plus d'effet. Enfin, la sensibilité du développement des renouvelables aux politiques de soutien sont une source supplémentaire

d'incertitude pour les investisseurs. Ainsi, pour Finon et Roques (2012), il ne s'agit pas seulement d'un besoin transitoire, mais d'un besoin structurel résultant de la nature intermittente des renouvelables. De tels mécanismes seraient nécessaires, même une fois que les technologies renouvelables seront devenues matures et compétitives.

Toutefois, les membres d'Eurelectric conservent une attitude plus prudente vis-à-vis des MRC : la priorité devrait aller à la suppression de distorsions comme le plafonnement des prix, ainsi qu'à une participation plus active des consommateurs et à l'intégration des marchés nationaux. Les mécanismes de rémunération de capacité ne devraient être implémentés qu'en dernière ressource, et considérés comme une mesure temporaire. De même, pour Cramton et Ockenfels (2011), les MRCs ne doivent pas être conçus pour compenser les producteurs affectés par une transition rapide du système électrique, au risque de créer de nouvelles distorsions et inefficacités.

Alors que de nombreux pays européens considèrent la mise en place de MRCs, certains des mécanismes envisagés ne présentent que de faibles incitations à opérer des ressources flexibles, pourtant nécessaires pour assurer la sécurité du système électrique dans un contexte de fort développement des renouvelables⁴. Pour reprendre la formulation de Gottstein et Skillings (2012), il ne s'agit pas seulement d'aider les investisseurs à savoir quand investir mais également dans quoi investir. Les travaux théoriques de Joskow et Tirole (2007) montrent que des marchés de capacité simples ne peuvent résoudre que des situations simples, c'est-à-dire où le nombre d'états de nature est limité. Lorsque la situation se complexifie, ce qui est le cas du fait du développement des renouvelables, des mécanismes plus complexes sont nécessaires. Alors qu'il s'agissait auparavant pour les producteurs d'être disponibles lors des pics de demande, il leur faut désormais être disponible lorsque la production des renouvelables est très faible, ce qui est plus difficile à prévoir. En outre, ces producteurs doivent être capables de faire face à de rapides variations du niveau de production, ce qui implique de définir les produits correspondants. La capacité des mécanismes existants à assurer le développement de ressources flexibles n'est donc pas garantie.

4 On peut citer le cas du marché PJM aux États-Unis, où des centrales à charbon, qui disposent de 48 heures pour être disponibles, reçoivent une rémunération identique aux centrales réagissant plus rapidement (Gottstein et Schwartz, 2010).

Enfin, il est compliqué pour des ressources intermittentes comme les renouvelables de participer aux MRCs. Ainsi, dans le marché PJM aux États-Unis, la participation des renouvelables reste très limitée et représente moins de 1 % des paiements. D'une part il est difficile d'estimer la contribution des renouvelables à la sécurité du système. D'autre part, dans un système où ces ressources jouent un rôle déterminant, elles sont automatiquement indisponibles lorsque le besoin de capacité est le plus important, s'exposant ainsi à de fortes pénalités. Le développement de MRCs conduirait donc naturellement à l'émergence de deux blocs de producteurs bénéficiant de deux modes de rémunération fondamentalement distincts, ce qui compromettrait l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité.

4. REDÉFINIR L'ESPACE

Contrairement aux centrales thermiques conventionnelles, les renouvelables sont souvent connectées au réseau de distribution. De plus, du fait de la variabilité accrue de la production, les flux dans le réseau de transport d'électricité deviennent également plus variables. Cette situation est d'ores et déjà problématique en Allemagne, où la plupart des sites éoliens se situent dans le Nord, tandis que les centres de consommation se trouvent au Sud⁵. Afin d'accommoder des schémas de congestion de plus en plus complexes, il est nécessaire d'adapter les définitions spatiales utilisées. En outre, une part de plus en plus importante de la gestion du système pourrait avoir lieu au niveau du réseau de distribution.

4.1. Dimension spatiale

Il existe un consensus dans la littérature sur le besoin de signaux de localisations plus précis dans un contexte de développement de grande ampleur des renouvelables intermittentes (Green, 2008 ; Hogan, 2010 ; Smeers, 2008). Ces signaux sont tout d'abord nécessaires, car les meilleurs sites

5 Il faut toutefois préciser que les renouvelables ne sont pas entièrement responsables des congestions observées en Allemagne, qui sont principalement le résultat de l'arrêt de tranches nucléaires situées dans le Sud du pays. Le développement de l'éolien offshore en mer du Nord risque cependant d'amplifier ce phénomène.

pour l'exploitation de ressources renouvelables se situent souvent loin des centres de consommation, ce qui implique des investissements importants dans le réseau de transport. Ainsi près de 80 % des nouveaux projets identifiés par l'association des GRTs européens, ENTSO-E, ont pour objet la résolution de congestions créées par les renouvelables (ENTSO-E, 2012). Il est donc nécessaire de mettre en place des signaux incitant les investisseurs à prendre en compte les coûts liés au renforcement des réseaux de transports.

Pour Green (2008), cela est suffisant pour justifier la mise en place d'une tarification nodale (ou *Locational Marginal Pricing*), comme celle existant par exemple dans de nombreux marchés aux États-Unis⁶. Le passage à une tarification nodale dans ces marchés a été une source de gains importants, notamment en termes de coûts de congestion, de coûts de production et de stabilité du réseau. Aux États-Unis, ces gains ont suffi à couvrir les coûts d'implémentation en moins d'un an d'opération (Neuhoff et Boyd, 2011). Un second argument en faveur d'une tarification nodale vient de l'impossibilité de définir de larges zones de prix qui correspondent constamment la réalité physique. Du fait des variations incessantes de la production des renouvelables intermittentes, les schémas de congestion évoluent également, et seule la tarification nodale semble en mesure de refléter l'état physique du réseau à tout instant (Borggrefe et Neuhoff 2011).

Pour des raisons de cohérence, les définitions spatiales doivent être identiques depuis les marchés journaliers jusqu'aux marchés de temps réel. Sagan et al. (2009) expliquent en effet que les marchés forward, dont fait partie le marché journalier, doivent être articulés de manière cohérente avec les marchés de temps réel où l'échange physique a lieu. De même, les marchés de réserves devraient présenter des signaux de localisation similaires (Baldick et al., 2005). Il ne s'agit pas seulement d'un problème d'allocation des capacités à l'intérieur d'un pays donné, mais également de l'allocation des capacités transfrontalières. Smeers a par exemple prédit que les simplifications introduites pour coupler les marchés de la zone CWE⁷ pourraient devenir problématiques dans un contexte de développement substantiel de l'éolien. Pour Borggrefe et Neuhoff, il existe deux solutions :

6 La tarification nodale est par exemple en place dans les systèmes du PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland), ERCOT (Texas), ISO-NE (New-England).

7 La zone CWE (Central Western Europe) est la région européenne incluant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg, et les Pays-Bas.

l'intégration de deux systèmes voisins avec une seule tarification nodale ou la coordination de la tarification nodale entre les deux systèmes.

En l'absence de tarification spatiale de l'énergie, une alternative serait la mise en place de coûts de raccordement complets (*deep costs*), c'est-à-dire prenant en compte les coûts de renforcement du réseau (Barth *et al.*, 2008). Bien entendu, les investissements initiaux en résultant peuvent freiner le développement de nouvelles unités de production. Hiroux et Saguan (2010) soulignent l'arbitrage entre la production des sources d'énergie renouvelables (en limitant au maximum les coûts et les risques pour ces ressources et en favorisant le choix des meilleurs sites de production) et la limitation des coûts pour le système (en exposant les renouvelables aux coûts de développement du réseau). Alors que, dans le passé, la priorité était donnée au développement de technologies émergentes, cet arbitrage mérite aujourd'hui d'être reconsidéré par les décideurs, face aux coûts toujours plus importants du soutien aux énergies renouvelables. La méthode *deep costs* présente l'avantage d'exposer les producteurs à la totalité des coûts qu'ils génèrent, par opposition à des coûts de raccordement limités à la connexion au réseau (*shallow costs*). Toutefois, cette méthode présente des lacunes. Le calcul de ces coûts peut s'avérer complexe, du fait des nombreuses externalités positives des investissements dans le réseau de transport (Rious *et al.*, 2008). En outre, les coûts de renforcement ne délivrent d'incitation qu'au moment de l'investissement. Les approximations en résultant et la complexité de cette méthode sont de plus amenées à augmenter lorsque la variabilité des flux augmente.

4.2. Vers une gestion du réseau au niveau local ?

Il existe deux solutions opposées dans la littérature qui s'intéresse à l'opération d'un système électrique présentant une quantité importante de renouvelables intermittentes et géographiquement dispersées. Une première option est l'extension du paradigme historique de production centralisée à l'échelle continentale. Cela implique des investissements dans le réseau de transport et l'harmonisation des produits et des règles d'échange, dans le but de construire un marché européen intégré et de mettre en commun une vaste gamme de ressources présentant des schémas de production très différents. Une seconde option est la gestion au niveau local de flux créés par l'injection d'énergie dans le réseau de distribution.

4.2.1. *Extension du paradigme historique de production centralisée*

Cette approche consiste en un système électrique conçu autour de centrales de taille importante, qui adaptent leur production pour suivre une demande inélastique. Les centres de consommation sont reliés aux unités de production par des lignes transcontinentales, et le système est optimisé à l'échelle continentale tandis que les producteurs prennent part à un marché européen. L'intégration des renouvelables est alors rendue plus facile grâce à leur dispersion géographique et la compensation de leur variation peu corrélées (Holttinen *et al.*, 2009). Cette approche reste compatible avec la participation active des renouvelables aux marchés de l'électricité : dans ce scénario, les unités de production reliées au réseau de distribution sont gérées par des agrégateurs⁸ qui se comportent comme des centrales virtuelles de taille importante.

4.2.2. *Un nouveau paradigme fondé sur une gestion du système au niveau local*

Les évolutions actuelles du parc de production pourraient ne pas favoriser un système électrique européen totalement intégré. Les coûts du transport de l'électricité vont augmenter avec des flux plus variables, et les GRTs chargés du financement de ces infrastructures sont confrontés à des difficultés financières (Henriot, 2013). En outre, il ne sera pas facile de gérer à l'échelle d'un continent le niveau de détail spatial et temporel introduit dans la section précédente. De plus, la plupart des installations photovoltaïques et des éoliennes terrestres se font au niveau du réseau de distribution, et les effets les plus importants sont ressentis dans le réseau local (KEMA, 2011). Le contrôle de la tension est ainsi un problème local. Alors que, traditionnellement, l'équilibre entre injections et soutirages se faisait au niveau du réseau de transport, un nombre croissant de congestions sont

8 Les agrégateurs ont un rôle à jouer dans le paradigme historique comme dans une gestion du système au niveau local. Dans le paradigme historique, les agrégateurs constituent un intermédiaire entre les ressources distribuées et le GRT, permettant ainsi de traiter ces ressources distribuées comme une unité classique. Dans une gestion au niveau local, les agrégateurs se substituent au GRT pour assurer le fonctionnement du réseau au niveau local.

observées au niveau du réseau de distribution. La gestion des écarts devra donc se faire également à ce niveau.

Ces réflexions conduisent à une approche décentralisée, dans laquelle un rôle croissant est joué par de « véritables gestionnaires » du réseau de distribution, et par des consommateurs-producteurs actifs dans la gestion de leur production et de leur consommation. De nouveaux services systèmes peuvent être assurés par les renouvelables connectées au réseau de distribution, et participant à des marchés locaux ou à des accords bilatéraux entre producteurs et GRDs (Cossent *et al.*, 2011). Le réseau de transport devient alors une ressource de flexibilité tandis que la majorité des efforts visant à maintenir la stabilité du système se font au niveau local par le GRD. Il est clair que cette approche implique une évolution considérable du rôle des GRDs, et de la régulation correspondante (Pérez Arriaga *et al.*, 2013). La limite entre les responsabilités des GRTs et des GRDs est en particulier amenée à évoluer : les GRDs ont bien sûr l'avantage de se trouver au cœur du problème, mais les GRTs disposent de compétences techniques et organisationnelles nécessaires pour coordonner de nombreuses unités de production

5. CONCLUSION

Cette étude s'intéresse au concept d'intégration des renouvelables du point de vue de l'efficacité économique, en se concentrant sur les évolutions du marché requises pour permettre le développement des solutions techniques existantes.

Il ressort de notre revue de littérature que l'intégration des renouvelables peut être conçue de deux façons. Certains experts considèrent qu'il existe des différences fondamentales entre les renouvelables et les centrales programmables et que des cadres distincts seront nécessaires pour des technologies fondamentalement distinctes. Toutefois, une analyse poussée de ces arguments révèle qu'en réalité, seule l'absence de tarification dynamique justifie une telle approche, et qu'une fois une telle tarification mise en place, il n'y aura pas d'obstacle structurel à un modèle commun aux renouvelables et aux centrales programmables. L'exposition des renouvelables aux coûts et aux risques qu'elles génèrent est source d'efficacité, et devra accompagner leur maturité technologique.

En outre, quel que soit le modèle choisi pour l'intégration des renouvelables, une évolution des définitions existantes, qui ne reflètent pas la réalité physique d'un système contenant une part importante de renouvelables, sera nécessaire. La nécessité d'utiliser des unités de temps plus précises et de repousser les limites des prix de gros fait consensus dans la littérature, ce afin de refléter la véritable valeur de la flexibilité. Toutefois, les conséquences de ces mesures ne sont pas toujours prises en compte. Ainsi, en l'absence d'une large gamme d'ordres complexes, les coûts de démarrage devront être internalisés dans des offres de production d'énergie durant une période très courte, ce qui aura un effet non négligeable sur les prix. De même, les marchés d'ajustement vont être amenés à jouer un rôle de plus en plus important, ce qui implique d'améliorer les liens existants entre marchés journaliers et marchés d'ajustement, afin d'éviter des distorsions sources d'inefficacités. Enfin, l'introduction de mécanismes de rémunération de capacité ne se justifie pas par un besoin structurel. De plus, afin de récompenser la flexibilité des installations, et pas uniquement la capacité installée, le niveau de détail de ces mécanismes devra être similaire à celui des marchés d'énergie mentionnés plus haut, ce qui sera une source supplémentaire de complexité.

Le développement de ressources distribuées géographiquement et à la production variable requiert également une nouvelle approche de l'espace. La valeur de la flexibilité devra être reflétée à l'échelle locale. Cela implique dans un premier temps de mettre en place des unités de temps plus fines, et ce jusqu'à une tarification nodale. Dans un second temps, le besoin de gérer des flux variables au niveau du réseau de distribution peut justifier une approche plus locale, et un rôle actif des gestionnaires du réseau de distribution.

RÉFÉRENCES

- ABBAD, J. R. (2010), « Electricity market participation of wind farms: the success story of the Spanish pragmatism », *Energy Policy*, 38 (7), 3174-79.
- AMBEC, STEFAN et CRAMPES, CLAUDE (2012), « Electricity provision with intermittent sources of energy », *Resource and Energy Economics*, 34 (3), 319-36.
- BALDICK, R. et al. (2005), « Design of efficient generation markets », *Proceedings of the Ieee*, 93 (11), 1998-2012.
- BARTH, R., WEBER, C., et SWIDER, D. J. (2008), « Distribution of costs induced by the integration of RES-E power », *Energy Policy*, 36 (8), 3107-15.

- BATLLE, CARLOS, PÉREZ-ARRIAGA, IGNACIO J, et ZAMBRANO-BARRAGÁN, PATRICIO (2012), « Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing », *Energy Policy*, 41, 212-20.
- BORGGREFE et NEUHOFF, K. (2011), « Balancing and intra-day market design: options for wind integration », *Climate Policy Initiative - European Smart Power Market Project*.
- CHAO, HUNG-PO (2011), « Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources », *Energy Policy*, 39 (7), 3945-53.
- COSSANT, RAFAEL, GÓMEZ, TOMÁS, et OLMOS, LUIS (2011), « Large-scale integration of renewable and distributed generation of electricity in Spain: Current situation and future needs », *Energy Policy*, 39 (12), 8078-87.
- CRAMTON, P. et OCKENFELS, A. (2011), « Economics and design of capacity markets for the power sector », (mimeo).
- DE VOS, K. et al. (2011), « Value of Market Mechanisms Enabling Improved Wind Power Predictions: A Case Study of the Estinnes Wind Power Plant ».
- ECLAREON (2012), « Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES INTEGRATION ». Final report.
- EURELECTRIC (2010), « Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020: challenges and solutions ».
- (2011), « RES integration and market design: are capacity remuneration mechanisms needed to ensure generation adequacy? ».
- FINON, DOMINIQUE ET PEREZ, YANNICK (2007), « The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective », *Ecological Economics*, 62 (1), 77-92.
- FINON, DOMINIQUE et ROQUES, FABIEN (2012), « European Electricity Market Reforms: The 'Visible Hand of Public Coordination' ».
- FRUNT, J. (2011), « PhD dissertation: Analysis of Balancing Requirements in Future Sustainable and Reliable Power Systems », PhD (TU Eindhoven).
- GAWEL, ERIK et PURKUS, ALEXANDRA (2013), « Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes – A case study of the German market premium », *Energy Policy*, 61 (6), 599-609.
- GOTTSTEIN, M. et SKILLINGS, SA (2012), « Beyond capacity markets – Delivering capability resources to Europe's decarbonised power system », (IEEE), 1-8.
- GREEN, R. (2008), « Electricity Wholesale Markets: Designs Now and in a Low-carbon Future », *Energy Journal*, 95-124.
- HENRIOT, ARTHUR (2013), « Financing investment in the European electricity transmission network: Consequences on long-term sustainability of the TSOs financial structure ».
- HIROUX, C. et SAGUAN, M. (2010), « Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs? », *Energy Policy*, 38 (7), 3135-45.
- HOGAN, W. W. (2010), « Electricity Wholesale Market Design in a Low-Carbon Future », *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems: Theory, Practice, Policy*, 113.
- HOLTTINEN, H. et al. (2009), *Design and operation of power systems with large amounts of wind power: Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008* (VTT Technical Research Centre of Finland Helsinki).
- IEA (2012), « Securing power during transition ».

- JOSKOW, P. L. (2008), « Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design », *Utilities Policy*, 16 (3), 159-70.
- JOSKOW, PAUL et TIROLE, JEAN (2007), « Reliability and competitive electricity markets », *The Rand Journal of Economics*, 38 (1), 60-84.
- KEPPLER, JAN HORST et COMETTO, MARCO (2013), « Short-term and Long-Term System Effects of Intermittent Renewables on Nuclear Energy and the Electricity Mix ».
- KLESSMANN, C., NABE, C., et BURGESS, K. (2008), « Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks – A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK », *Energy Policy*, 36 (10), 3646-61.
- NEUHOFF, KARSTEN et BOYD, R (2011), « International Experiences of Nodal Pricing Implementation », *Working Document (Version July)*. Berlin: *Climate Policy Initiative*.
- NICOLOSI, M. (2010), « Wind power integration and power system flexibility – An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime », *Energy Policy*, 38 (11), 7257-68.
- PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2012), « Managing large scale penetration of intermittent renewables », (MIT).
- PÉREZ-ARRIAGA, JOSÉ IGNACIO et BATLLE, CARLOS (2012), « Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation », *Economics of Energy and Environmental Policy*, 1 (2).
- PÉREZ ARRIAGA, J. I. et al. (2013), « From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European DSOs », *Think Final Report* (<http://think.eui.eu>), *European University Institute*.
- RIOUS, VINCENT et al. (2008), « The diversity of design of TSOs », *Energy Policy*, 36 (9), 3323-32.
- SÁENZ DE MIERA, GONZALO, DEL RÍO GONZÁLEZ, PABLO, et VIZCAÍNO, IGNACIO (2008), « Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain », *Energy Policy*, 36 (9), 3345-59.
- SAGUAN, MARCELO, PEREZ, YANNICK, et GLACHANT, JEAN-MICHEL (2009), « L'architecture de marchés électriques: l'indispensable marché du temps réel d'électricité », *Revue d'économie industrielle*, (3), 69-88.
- SMEERS, YVES (2008), « Study on the general design of electricity market mechanisms close to real time », *Commissioned by: The Commission for electricity and Gas Regulation (CREG)*.
- SOVACOO, BENJAMIN K (2009), « The intermittency of wind, solar, and renewable electricity generators: Technical barrier or rhetorical excuse? », *Utilities Policy*, 17 (3), 288-96.
- STOFT, S. (2002), *Power system economics: designing markets for electricity* (2: IEEE press).
- TROY, N. (2011), « PhD Dissertation: Base-load Cycling with Increasing Wind Penetrations ».
- VANDEZANDE, L. et al. (2010), « Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration », *Energy Policy*, 38 (7), 3146-54.
- VON ROON, S. et WAGNER, U. (2009), « The interaction of Conventional Power Production and Renewable Power under the aspect of balancing Forecast Errors », (8).
- WEBER, C. (2010), « Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems », *Energy Policy*, 38 (7), 3155-63.