

Working Paper n°25

Octobre 2009

GIS
arsen

Laboratoire
d'Analyse
économique des
Réseaux et des
Systèmes
Énergétiques

Signaux-prix et équilibre de long-terme. Reconsidérer l'organisation des marchés électriques

Dominique Finon

Christophe Defeuilley

Frédéric Marty

Octobre 2009

Signaux-prix et équilibre de long-terme. Reconsidérer l'organisation des marchés électriques

Dominique Finon, Christophe Defeuilley et Frédéric Marty¹

Résumé : Les industries électriques ont été libéralisées en référence au modèle d'équilibre de marché. Dans ce modèle, les agents se font concurrence aux différents étages de la filière sur des marchés de gros et de détail où les prix (actuels et en espérance) suffisent à articuler équilibre de court terme et équilibre de long terme. L'accent est mis sur la structure de marché dé-intégrée verticalement, qui est supposée permettre l'optimalité des décisions d'agents décentralisés à partir de prix de court terme et de marchés supposés complets. Ce modèle du marché décentralisé présente plusieurs défauts. D'une part le marché ne permet pas d'assurer un équilibre physique en pointe et en toute circonstance. D'autre part le marché ne permet pas d'orienter correctement les investissements pour aboutir à un parc optimal de production. Il y a « défaillances de marché » en ce qui concerne la question centrale des investissements en production. Il faut dès lors accepter que les intervenants sur les marchés puissent utiliser d'autres modalités de coordination (contrats de long-terme, intégration) pour corriger ces défauts et assurer une gestion de risques que le marché ne prend pas en charge. Ce qui nécessite un aménagement du cadre d'organisation du secteur électrique allant vers une reconnaissance de l'utilité de cette coordination hors-marché. La concurrence imparfaite pourrait être vue non plus comme le symptôme d'une réforme inachevée mais comme le palliatif à des défaillances de marché.

¹ Dominique Finon, CNRS-CIRED & LARSEN. Christophe Defeuilley, LARSEN. Frédéric Marty, CNRS – GREDEG – Université de Nice Sophia-Antipolis, OFCE – Sciences Po Paris. Une première version de ce papier a fait l'objet d'une présentation aux Journées AFSE « Firms, markets and innovation », Nice 25-26 juin 2009. Les auteurs tiennent à remercier Guy Meunier pour ses remarques et commentaires.

1. Introduction

Les industries électriques ont été libéralisées en référence au modèle d'équilibre de marché qui ont inspiré et inspirent encore réformateurs et régulateurs. Dans ce modèle, les agents se font concurrence aux différents étages de la filière sur des marchés de gros et de détail où les prix (actuels et en espérance) suffisent à articuler équilibre de court terme et équilibre de long terme. L'accent est mis sur la structure de marché dé-intégrée verticalement, qui est supposée permettre l'optimalité des décisions d'investissement d'agents décentralisés à partir de prix de court terme et de marchés supposés complets. Toutefois la complexité de l'industrie met à mal ce schéma. Produisant et fournissant un produit non-stockable sous obligation de fourniture, l'industrie électrique présente la particularité que l'on doit recourir à un éventail de technologies de production de structures de coût très différentes pour satisfaire des demandes variables d'une heure à l'autre. Du fait du caractère non stockable de l'électricité qui oblige à organiser le marché physique en marchés horaires, de la non-transmission des prix horaires de gros dans les prix finaux, de l'inélasticité des fonctions de demande horaire et de la présence de biens publics (la sécurité de fourniture), le modèle du marché décentralisé présente plusieurs défauts. D'une part le marché ne permet pas d'assurer un équilibre physique en pointe et en toute circonstance. D'autre part le marché ne permet pas d'orienter correctement les investissements pour aboutir à un parc optimal de production conduisant à des prix de marché les moins élevés en moyenne annuelle. Nous sommes confrontés à des « défaillances de marché »¹.

L'objet de cet article est de montrer que la réforme du secteur électrique, fondée sur une grille de lecture où l'articulation court-terme / long-terme est effectuée par le prix de marché ne conduit pas à un résultat efficient en termes d'investissement. Des défaillances de marché provoquent des distorsions dans les choix : sous-investissement en pointe, biais dans les choix techniques. Il faut dès lors accepter que les intervenants sur les marchés puissent utiliser d'autres modalités de coordination (contrats de long-terme, intégration) pour corriger ces défauts. Ce qui nécessite un aménagement du cadre d'organisation du secteur électrique allant vers une reconnaissance de l'utilité de cette coordination hors-marché. La concurrence imparfaite pourrait être vue non plus comme le symptôme d'une réforme inachevée mais comme le palliatif à des défaillances de marché.

Notre propos se structure en quatre étapes. Dans un premier temps les éléments de base de la littérature « standard » de l'investissement en incertain, qui sert de socle théorique à cette articulation court-terme / long-terme, sont exposés (§ 2). Puis on présente le modèle des marchés électriques décentralisés sur lequel s'adosent les réformes en mettant en lumière les questions relatives à l'investissement en production laissées en suspens, et qui peuvent conduire, sur le long-terme, à des choix socialement inefficaces (§ 3). Enfin, deux solutions d'organisation industrielle susceptibles d'y remédier, les contrats long-terme et l'intégration verticale et horizontale, sont analysées (§ 4).

¹ On considère qu'il y a une défaillance du marché lorsque le fonctionnement spontané du marché engendre une situation qui n'est pas optimale. Notons que nous ne traitons pas ici de la question des investissements concernant les réseaux électriques (transport et distribution), tout aussi capitalistiques que les investissements en production, dans la mesure où ils relèvent d'un autre contexte institutionnel, hors marché (celui de la régulation en monopole naturel).

2. Signaux de prix et décision d'investissement en environnement incertain

Les réformes dans le secteur électrique accordent un rôle central aux coordinations marchandes et au prix comme signal pour orienter les décisions et allouer les ressources, aussi bien à court-terme qu'à long-terme. Les signaux-prix de court-terme sont réputés guider la prise de décision en matière d'investissement, même dans un environnement incertain.

Comme dans la fiction du marché parfait de la théorie de la tarification optimale au coût marginal de long terme, le marché « concret » est supposé reproduire de façon parfaite les prix optimaux assurant l'articulation court terme-long terme en garantissant un niveau d'investissement et une répartition entre technologies socialement optimale pour suivre le développement des demandes horaires. Les prix de ces marchés horaires sont certes très variables, mais on va supposer qu'il existe une relation inter-temporelle des prix de court terme susceptible d'aboutir à des choix socialement efficaces sur longue période, notamment grâce à l'existence d'instruments financiers de couverture du risque (l'hypothèse des marchés complets d'Arrow).

Dans le schéma de la tarification marginaliste du monopole de service public, l'entreprise pouvait planifier et optimiser le développement de son parc d'équipements pour définir ses prix tout en évitant la difficulté posée par la variabilité de ses coûts marginaux de court-terme. Ceci est idéalement assuré par la correspondance entre courbes de coûts marginaux de court terme (CMCT) et courbes de coûts marginaux de long terme (CMLT), sa courbe enveloppe, lorsque le parc est adapté (Boiteux M., 1956). Le prix au CMLT permettait en quelque sorte le lissage des CMCT tout en assurant le recouvrement des coûts d'investissement. C'est cette liaison inter-temporelle que reprend implicitement le modèle théorique du marché décentralisé dans un contexte où l'on prendrait en compte les effets de l'incertitude, de l'irréversibilité et des anticipations des acteurs en concurrence.

Mais cette relation inter-temporelle dans le modèle théorique n'est respectée qu'au prix de la mobilisation d'hypothèses fortes sur la nature de l'incertitude et sur les anticipations rationnelles des agents en concurrence, qui éloignent les modèles des situations réellement rencontrées sur les marchés. Lorsqu'elles sont relâchées, on pourrait imaginer que l'utilisation d'instruments financiers de couverture du risque pourrait être la solution à notre problème d'articulation court terme-long terme. Mais dans les faits elle n'est pas d'un grand secours pour les investisseurs s'engageant dans des décisions de long-terme et lourdes en capital. Nous allons donc d'abord remettre à plat les hypothèses implicites au modèle d'équilibre d'investissement en univers incertain avant d'en identifier les limites.

La théorie standard. La théorie « standard » assigne aux prix un rôle central dans la coordination inter-temporelle en articulant sans distorsion les décisions de court terme et de long terme. Elle confère un rôle informationnel aux prix en raisonnant en avenir probabilisable et dans un univers quasi-statique en ce qui concerne les choix d'équipement et l'innovation. Les technologies sont supposées spontanément émerger d'un panier de technologies à des dates prévisibles et des effets d'apprentissage connus en correspondance avec l'évolution attendue des prix relatifs des facteurs de production.

Dans ce cadre, la décision d'investissement, lorsqu'elle s'applique à des choix irréversibles en situation d'information croissante, doit tenir compte des valeurs d'option qu'il peut y avoir à reporter certaines décisions (Arrow K. et Fischer A., 1974 ; Henry C., 1974). L'information étant croissante, l'apparition de nouvelles informations susceptibles de modifier la décision ou d'en faire varier les bénéfices espérés, doit être valorisée et c'est l'objet de cette quasi-option de le faire. Elle mesure donc la valeur accordée par les agents à la flexibilité dans la prise de décision.

Dans un secteur très capitalistique comme celui de l'électricité, les décisions portent sur des investissements totalement ou partiellement irréversibles. Les dépenses consenties sont irrécupérables dans la mesure où l'investisseur ne pourra pas recouvrer tous ses coûts s'il choisit de se retirer lorsque les conditions de marché deviennent défavorables (celles-ci affectant le revenu futur escompté pour tout nouvel acheteur). Compte tenu de l'importance des coûts fixes et de contraintes techniques (particulièrement fortes dans le cas de la plupart des moyens de production), Il ne pourra plus mener à bien la construction de l'ouvrage, puis décider de ne pas l'utiliser, sans que cela conduise à de lourdes pertes.

Toutefois, il bénéficie d'une certaine liberté d'action dans le timing de son investissement : il peut le retarder, voire le différer s'il considère qu'il peut être avantageux pour lui d'attendre afin de disposer d'une meilleure information sur les évolutions à attendre des principaux paramètres qui impactent la rentabilité de son projet. C'est notamment le cas lorsque les conditions de marché s'avèrent particulièrement incertaines. L'opérateur dispose d'une option d'investissement, qu'il exerce lorsqu'il déclenche sa décision d'investir. Il abandonne alors la possibilité d'attendre et de gagner une meilleure information pour réduire l'incertitude entourant la rentabilité de son projet. Donc, la valeur de l'option perdue (non utilisée) représente un coût d'opportunité qui doit être considéré lors de la prise de décision¹.

Il en découle que s'ils anticipent une amélioration de l'information, les investisseurs auront une préférence pour la flexibilité et pourront choisir d'attendre avant de s'engager dans des décisions irréversibles (Dixit A. et Pindyck R., 1994 ; Caballero R., 1991). La prise en compte de la valeur de cette option rend plus contraignante les conditions de rentabilisation d'un investissement totalement ou partiellement irréversible². Parce que la décision d'attendre avant d'investir affecte la valeur du projet, calculée selon la formule classique de la VAN (Valeur Actualisée Nette) espérée. Il est alors nécessaire d'aller au-delà de ce calcul en prenant en compte la valeur du report d'investissement, c'est-à-dire la valeur du gain d'informations et de la réduction de l'incertitude. Cela affectera le calcul des flux actualisés de ressources et de dépenses liées au projet, calcul qui sert de socle à l'établissement de la VAN (Pindyck R., 1991).

Mais, en tout état de cause, la décision d'investir dépendra toujours d'une estimation des flux actualisés de recettes et de dépenses sur la durée de vie de l'investissement. Cette estimation s'appuie sur une représentation probabiliste de l'incertitude, qui est généralement de la forme d'une marche aléatoire. C'est-à-dire que le prix actuel évoluera vers un prix futur choisi au hasard.

¹ Voir C. Chaton (2001) pour une application des décisions d'investissement sous incertitude au secteur électrique.

² Et inversement tend à valoriser davantage un projet flexible, à fort degré de réversibilité.

Si le prix actuel est élevé, et compte tenu d'une distribution gaussienne des probabilités, la meilleure prévision possible dans une marche aléatoire pour l'ensemble des prix futurs conduit à retenir un niveau élevé. Autrement dit, si le prix actuel est élevé, la marche aléatoire se déplace vers le haut et aboutit à une espérance de prix plus élevée dans le futur (Dixit A., 1992).

Ce qui signifie que les prix actuel et futurs sont liés entre eux, le prix actuel jouant comme un signal susceptible de déclencher l'investissement lorsqu'il se traduit par des espérances de flux actualisés de recettes favorables. Cette séquence intertemporelle de prix ne fonctionne en espérance que si l'on considère qu'aucun choc (variation inattendue du niveau de demande, choc durable de prix des combustibles, irruption d'une nouvelle technologie, etc.) ne viendra la perturber tout au long de la durée de vie de l'investissement. C'est à ce prix qu'une firme, soumise au passage du temps, pourra définir le timing et le niveau optimal de son investissement

Le raisonnement est étendu au niveau d'un secteur tout entier placé en concurrence pure et parfaite. On aboutit au même résultat que dans le cas d'une firme unique. Les décisions de toutes les firmes convergent vers un point unique d'équilibre optimal tant en ce qui concerne le timing de l'investissement que son niveau. Le processus s'effectue de la manière suivante : les firmes en place, identiques et preneuses de prix, envisagent d'investir lorsque le prix sera suffisant élevé pour justifier le déclenchement de l'investissement. Car leurs espérances de profit seront positives. Cela attire de nouveaux entrants, qui envisagent aussi d'investir, avec comme conséquence de réduire les espérances de profit de l'ensemble du secteur. Un processus itératif d'anticipations croisées s'engage entre toutes les firmes, qui débouche sur un niveau d'investissement optimal à partir d'une convergence de vue sur le prix.

Cet équilibre d'ensemble est possible parce que les firmes sont supposées avoir des anticipations rationnelles. Chaque firme est en mesure d'utiliser toute l'information disponible et d'effectuer des prévisions correctes (en espérance) non seulement pour elle-même, mais pour le reste de la population de firmes (décider pour soi revient ici à deviner ce que les autres anticipent). Ce qui signifie qu'elles partagent une connaissance commune forte : l'ensemble de la population de firmes réagit de manière identique à l'information qui est à sa disposition et effectue le même raisonnement. Ce qui explique que l'on puisse aboutir à des anticipations convergentes (Guesnerie R., 1992).

En résumé, la littérature relative à l'investissement sous incertitude accorde une place centrale aux signaux-prix dans la coordination et la prise de décision. L'information apportée par les prix actuels permet de faire la meilleure estimation possible des flux de revenus futurs, compte tenu de l'information disponible. Les hypothèses retenues (une représentation probabiliste de l'avenir et des anticipations rationnelles de la part des agents) permettent d'aboutir à un résultat optimal en terme de choix d'investissement ¹.

¹ Ces hypothèses, très restrictives, expliquent certainement pourquoi, de l'aveu même de leurs concepteurs, ces modèles rencontrent tant de difficulté à être validés empiriquement. "I believe that the main reason the investment literature does so poorly empirically is that adjustment frictions are vastly more complex than we have modeled. Of course this is true of almost everything we do in economics, but it seems to be worse for investment" (Caballero R., 2000. Voir également Carruth A. *et al.*, 1998).

Limites. Ce résultat est mis à mal lorsqu'on relâche les trois hypothèses relatives à la représentation de l'incertitude, aux anticipations des acteurs et à l'existence de marchés complets :

a) Une représentation de l'incertitude qui laisse la place à la survenance de chocs, de frictions et de transformation des conditions d'offre et de demande. Par exemple, la prise en compte de l'innovation, comme facteur de déstabilisation permanente des équilibres de marchés et des fonctions de production conduit à considérer la concurrence comme un processus de création de ressources dans le cadre de processus d'ajustements hors équilibre. Dans cette perspective, les prix ne jouent plus un rôle central de coordination car l'innovation et les restructurations qu'elle implique aggravent l'incertitude et l'hétérogénéité, brouillant ainsi les signaux-prix et leur signification. Ce faisant, l'innovation introduit une rupture dans la complémentarité inter-temporelle des marchés. Les investisseurs devront donc baser leurs décisions sur d'autres éléments que sur le seul signal-prix de court-terme. Celui-ci peut même être déficient et décourager l'innovation si les conditions de marché sont trop incertaines et les prix trop volatiles. Des mécanismes complémentaires de coordination peuvent alors être développés par les acteurs en présence pour pallier ces déficiences et réduire l'incertitude qui entoure leur prise de décision : communication d'informations ou rigidification des mouvements de prix. Dans ce contexte le rôle des prix n'est pas d'envoyer un signal mais de créer les conditions pour éviter des déséquilibres de marché excessifs qui mettent en question les possibilités d'innovation (Amendola M. et Gaffard J-L., 1998 ; Amendola M. *et al.*, 2004).

b) Des acteurs qui ne se comportent pas comme le suppose la théorie des anticipations rationnelles. Les firmes en concurrence peuvent, et c'est une hypothèse assez réaliste, ne pas bénéficier des mêmes informations, ne pas utiliser le même raisonnement pour établir leurs prévisions. Dès lors, des anticipations divergentes peuvent voir le jour, des comportements d'aversion au risque se développer, ou des phénomènes de mimétisme apparaître, créant les conditions de périodes de sur-investissement ou de sous-investissement. Par exemple, si une firme observe que personne n'investit alors qu'elle envisage de le faire, elle peut en inférer que ses propres estimations de rentabilité sont basées sur des hypothèses trop optimistes. Elle sera incitée à les réviser à la baisse, considérant que si les autres firmes n'investissent pas c'est parce qu'elles détiennent des informations privées de nature différente. Si chacun se comporte de la même manière, une période de sous-investissement s'en suivra (Stiglitz J., 1989). Les anticipations rationnelles garantissent que les acteurs s'engagent dans un processus d'itération qui convergera vers un point d'équilibre. Lorsque cette hypothèse est relâchée, c'est-à-dire lorsqu'on introduit des asymétries d'information et/ou de l'hétérogénéité dans les raisonnements, les anticipations des acteurs peuvent diverger, rien ne garantissant que le processus de décision qui va alors se mettre en place conduira à un choix collectif optimal. Dans les cas où les agents ne se comportent pas selon l'hypothèse des anticipations rationnelles et où l'incertitude peut conduire à des retournements brusques et inattendus des conditions de marché, les décisions d'investissement peuvent s'éloigner de l'efficacité de long-terme. Des comportements de mimétisme ou de myopie de la part des investisseurs, provoqués par une aversion au risque ou des anticipations non convergentes peuvent produire des biais dans les décisions d'investissement.

c) Des instruments financiers de couverture du risque qui ne permettent pas de restaurer la relation inter-temporelle des prix. Malgré les deux problèmes précédents, la relation inter-temporelle des prix pourrait être, en théorie, restaurée par l'intermédiaire des marchés financiers. Ils sont susceptibles de proposer des instruments de couverture (contrats à terme, options) permettant à l'investisseur de maîtriser son risque en lui garantissant des revenus sur longue période. Dans ce cas, les intermédiaires financiers prendraient à leur charge le risque induit par l'établissement de contrats à prix fixes portant sur de longues durées. Bénéficiant de tels contrats, les investisseurs pourraient s'engager dans des décisions d'investissement en ayant l'assurance d'obtenir un flux de ressources garanties (si par exemple ils optent pour un contrat de vente à terme de leur production future).

Mais ce n'est pas le cas : les marchés à terme, qui permettraient en théorie de réduire l'exposition des investisseurs aux fluctuations de prix, courent sur des horizons de temps limités au regard des durées de mise en place et de recouvrement des coûts d'investissement. Pas au-delà de trois ans pour les produits réellement échangés, donc liquides, sur les marchés électriques¹. Les producteurs, les commercialisateurs et les *traders* sont susceptibles de s'engager dans ce genre de transaction dans la mesure où, pour ces échéances, un certain nombre d'éléments fondamentaux affectant l'offre et la demande (donc le niveau des prix) sont, sinon connus, du moins prédictibles avec une marge d'erreur acceptable. Au-delà de ces horizons courts et au regard des délais d'investissement, les acteurs ne peuvent se fonder que sur leurs propres anticipations pour déterminer ce que seront les prix de marché à l'échéance du contrat et établir leur position en conséquence.

3. La transcription du paradigme de l'équilibre concurrentiel de long-terme dans le secteur électrique

Le modèle de référence des industries électriques auquel se réfèrent les régulateurs nationaux et la Commission européenne est celui du marché décentralisé dont le fonctionnement pleinement concurrentiel est supposé assurer l'efficacité de court terme et le développement optimal des capacités à long-terme. Ce modèle laisse une question en suspens, celle des investissements en production, qui est marquée par deux défaillances de marché (insuffisance des investissements de pointe pour assurer la sécurité de court terme en tant que bien collectif, biais dans les choix de filières techniques), qui peuvent conduire, sur le long-terme, à des choix socialement inefficaces.

¹ Les durées peuvent être plus longues pour d'autres industries qui engagent des investissements très capitalistiques (par exemple les commodités), mais ne recouvrent pas, là encore, la durée de vie des équipements. Il existe néanmoins une base théorique à l'utilisation de *future* de court terme pour se couvrir des évolutions de prix à échéance de plusieurs années. Différents modèles proposent des solutions théoriques pour évaluer la rentabilité future d'un investissement du type gisement ou mine, et pour construire un portefeuille de couverture établi à partir d'une succession de contrats à terme de courte durée. Cependant, force est de constater que les agents répugnent à les mettre en application. Ce qui suggère que les modèles théoriques disponibles ne permettent pas (ou pas encore) de fonder une stratégie de couverture adéquate des risques sur le long-terme (Defeuilley C. et Meunier G., 2008).

3.1. Modèle de référence et application dans l'Union européenne

Pour se conformer à ce modèle, les réformes jouent à la fois sur les structures industrielles et les modalités de coordination. En ce qui concerne les structures, le réformateur décide de la séparation des réseaux de transport-distribution des activités concurrentielles (production, ventes) pour assurer la non-discrimination entre l'ancienne *utility* verticalement intégrée et les entrants. La régulation cherche aussi à réduire au minimum les liens verticaux entre la production et la fourniture, notamment en limitant l'intégration verticale et les arrangements contractuels de long terme, de manière à abaisser les barrières à l'entrée et à stimuler l'arrivée de nouveaux acteurs.

En ce qui concerne les modalités de coordination, les réformes s'appuient sur des travaux de référence qui montrent les possibilités d'organiser les diverses coordinations de court terme et de long terme de l'industrie électrique par des marchés sur l'énergie, les droits d'accès au réseau et les services auxiliaires (équilibre, réserves, etc.), complétés par des marchés de contrats financiers à chaque niveau (Hunt S., 2002 ; Bohn R. *et al.*, 1988 ; Joskow P. et Schmalensee R., 1984 ; Chao U.P. et Peck S., 1998 ; Wilson R., 2002). Un marché organisé à plusieurs étages est créé pour les ventes horaires d'énergie et les services offerts au gestionnaire du système, complétés par des marchés de couverture de risque. Des règles d'accès précises et transparentes au réseau de transport et aux interconnexions entre systèmes assurent les échanges de façon non discriminatoire.

Le gestionnaire de réseau peut s'appuyer sur des mécanismes de marché pour les ajustements du système (marché de réserves opérationnelles, mécanisme d'équilibre pour des services en temps réel) et faire payer les droits d'accès aux congestions du réseau par des prix établis par des mécanismes de marchés (enchères) qui seraient censés être incitatifs aux investissements localisés du gestionnaire de réseau. L'intégration des marchés entre pays par la suppression des goulots d'étranglement physique et des barrières réglementaires, et l'harmonisation des règles de marché amplifient la concurrence sur les anciennes aires géographiques des monopoles régionaux ou nationaux.

La mise en oeuvre de ce modèle repose sur une croyance forte dans l'efficacité des marchés de produits financiers qui permettraient aux acteurs d'assurer leur couverture de risque de court terme, mais également de protéger leurs investissements, ce qui s'inscrit bien dans la représentation de l'équilibre de marché avec liaison inter-temporelle et spatiale des prix.

De ce modèle résulte une cohérence entre trois dimensions critiques :

- La première concerne le modèle réglementaire déduit de ce paradigme du marché décentralisé, modèle qui recouvre la séparation du réseau et de la gestion du système d'avec les activités concurrentielles (production et fourniture) ainsi que la limitation d'une intégration verticale production / fourniture et la dé-intégration horizontale de ces deux activités. Dans ce cadre, la dé-intégration des structures industrielles et l'introduction de règles de marché à tous les étages de la filière constituent un tout cohérent. Toute distance prise vis-à-vis de ce modèle dans une seule de ses dimensions conduit nécessairement à des inefficiences et des dysfonctionnements (Joskow P., 2007).

- La deuxième dimension porte sur le type de marché proposé, qui s'appuie largement sur un modèle d'économie financiarisée. Le *business model* de référence dans la production est celui de firmes spécialisées, producteur pur d'un côté, fournisseur pur de l'autre. Le producteur pur devrait même être un *pure player* spécialisé sur une seule technologie de production pour présenter un profil de risque suffisamment homogène, qui puisse être maîtrisé par les investisseurs financiers dans le cadre de financement structuré en *project finance*. De son côté le fournisseur d'électricité devait pouvoir jouer un rôle d'intermédiaire (mise en correspondance des portefeuilles de contrats de vente et contrat d'achat) sans posséder d'actifs physiques et approvisionner ses clients en faisant appel au marché pour les différents horizons temporels considérés (des contrats à terme à la livraison en temps réel) (Boroumand R. et Zachmann G., 2009).
- La troisième dimension concerne la réglementation et les politiques de la concurrence. Il s'agit de limiter l'intégration verticale ainsi que les contrats de long terme entre les activités concurrentielles de production et de commercialisation pour réduire les risques de forclusion aux différents niveaux de marché. De même pour les ventes aux gros consommateurs. En parallèle il s'agit aussi de limiter les concentrations excessives et les pratiques d'ententes et de coordination dans le cadre de structures oligopolistiques éloignées du modèle de référence, ce qui explique l'encouragement des régulateurs à la déconcentration horizontale par le biais de ventes d'actifs de production et de commercialisation, que ces derniers soient physiques ou virtuels (sous forme de droits d'accès contractualisés aux productions des équipements du producteur historique, les *Virtual Power Plants*).

Ce modèle décentralisé sert de ligne directrice à l'Union européenne, qui de manière directe, via le jeu des directives successives, introduit les règles de marché aux différents niveaux de la filière et, de manière indirecte, via les politiques de la concurrence, cherche à avoir un impact sur l'évolution des structures industrielles. L'Union européenne n'ayant pas les pouvoirs institutionnels de provoquer une remise à plat des structures industrielles existantes, elle a dû accepter que les réformes décidées par les Etats membres n'atteignent pas la cohérence souhaitée en la matière. La politique antitrust de la Commission européenne et des autorités nationales est devenue l'instrument privilégié pour réduire, autant que faire se peut, les écarts constatés entre les structures industrielles nationales et l'idéal type du modèle décentralisé ¹.

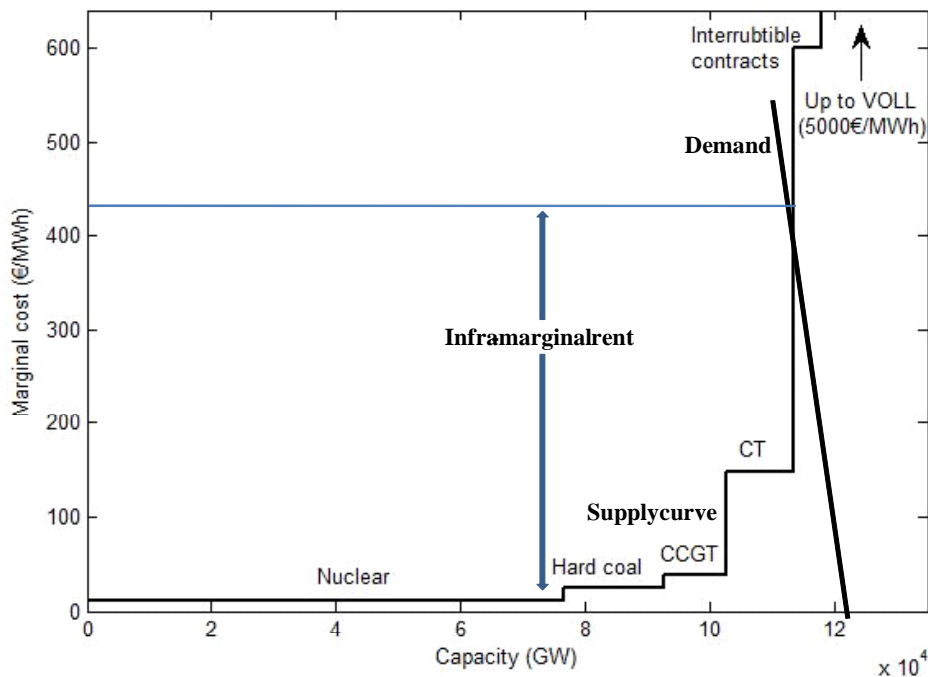
3.2. Deux défaillances de marché

La question des investissements en production est marquée par les deux défaillances de marché déjà signalées. D'une part le marché laissé à lui-même ne permet pas d'assurer un équilibre physique en pointe et en toute circonstance (ou tout au moins avec une très faible probabilité de défaillance). D'autre part le marché ne permet pas d'orienter correctement les investissements pour aboutir à un parc optimal de production.

¹ De nombreuses décisions l'illustrent : accord entre la DG Comp et les groupes allemands E.On et RWE pour un désengagement partiel sur leur marché historique (électricité pour le premier, gaz pour le second) en échange d'une extinction des poursuites engagées à leur encontre. Contreparties négociées avec les autorités européennes et nationales par plusieurs grands groupes suite à des opérations de rachat ou de fusion conduisant à une diminution des parts de marché des opérateurs concernés sur leur marché historique respectif, au bénéfice de nouveaux entrants (EDF en France lors du rachat de EnBW en 2001, Suez en Belgique lors de la fusion avec GDF en 2008, etc.).

L'insuffisance des investissements de pointe. Les prix qui se forment sur le marché pendant l'extrême pointe et les situations exceptionnelles peuvent monter à des niveaux très élevés (plus de 300 fois le niveau moyen ordinaire) en cas de tension sur les capacités totales et les marges de réserve. Cette montée des prix aux extrêmes dans certaines situations aléatoires (pointe de demande, indisponibilité des équipements) est rendue possible par l'inélasticité-prix de la demande horaire en temps réel ; elle est aussi liée à la rigidité des fonctions d'offre en extrême pointe du fait de la non-stockabilité de l'électricité (voir figure 1). Ce surplus tiré de revenus aléatoires pendant quelques heures chaque année reflète une rente de rareté quand les marges de réserve du système électrique diminuent en dessous du niveau de prudence défini par les ingénieurs et avalisé par le régulateur. C'est l'anticipation de ce surplus qui serait supposé déclencher l'investissement en pointe et garantit l'optimalité des capacités en place pour assurer une marge de réserve suffisante (Joskow P., Tirole J., 2007). Pour ce faire cette montée des prix aux extrêmes est nécessaire, car elle permet d'inciter à investir dans les équipements de pointe flexibles, peu capitalistiques, mais ne bénéficiant de revenus que pendant le petit nombre d'heures des pics de prix extrêmes.

Figure 1. Montée des prix en extrême pointe



La question des capacités en pointe est critique pour deux raisons : d'une part les producteurs ont une forte aversion au risque face au caractère très aléatoire des revenus tirés de ce type d'équipements pour rentabiliser leur investissement. D'autre part, le signalement d'une rareté se fait par l'exercice de pouvoir de marché (Stoft S., 2002). En effet l'inélasticité-prix permet à n'importe quel producteur, même petit, d'influencer le prix de court terme pendant les périodes de tension sur les capacités. Cette situation a deux effets : en premier lieu cela accroît le caractère de l'incertitude pour les investisseurs en concurrence car ils ne peuvent anticiper jusqu'où et sur quelle durée les prix vont monter ; en second lieu, lorsque les prix vont s'établir à 5-10000 €/MWh alors que le coût du moyen de production marginal appelé par le marché est de 300 €/MWh se pose un problème d'acceptabilité sociale.

Rente de rareté et pouvoir de marché étant inextricablement liés, il s'ensuit que les régulateurs sont enclins à mettre un plafond sur les prix horaires lors de ces épisodes de tension sur les capacités, ce qui transforme la défaillance de marché en imperfection réglementaire.

La question d'investir en capacités en pointe sous ce régime de *price cap* devient critique car on supprime les revenus que donneraient les marchés électriques horaires sans contrainte sur les prix en pointe. Mais même quand le régulateur ne met pas de plafonds de prix et laisse les prix monter aux extrêmes, les recettes des nouveaux équipements de pointe sont trop aléatoires pour couvrir les coûts fixes et assurés une rentabilité normale de l'investissement. C'est le problème du *missing money* démontré dans les calculs de P. Cramton et S. Stoff (2006) et P. Joskow (2007). La raison provient d'une imperfection réglementaire, à savoir le manque de garde-fous qui empêcheraient les interventions prématurées du gestionnaire de réseau pour assurer la stabilité du système en période de tension sur les capacités. Celui-ci tend à intervenir de façon prématurée par des mesures techniques pour éviter la défaillance du système, ce qui conduit à réduire les revenus tirés des marchés de l'énergie et des réserves pendant les périodes exceptionnelles.

Que ce soit à cause des imperfections de marché ou de la réglementation, le problème de l'adéquation de capacité reste entier parce qu'il est difficile de faire s'exprimer les dispositions à payer l'électricité et la garantie d'être fournie dans toutes les situations par les acteurs en présence, l'adéquation de capacité (donc la sécurité de fourniture à court terme) ayant les caractéristiques d'un bien public¹.

Différents instruments sont envisagés pour ajouter un revenu au prix de l'électricité sur le marché de gros pour rémunérer les capacités et leur disponibilité pendant les périodes de tension (De Vries L., 2007 ; De Vries et L. Neuhoff K., 2004 ; Vasquez C. *et al.*, 2002 ; Stoff S., 2002 ; Cramton P. et Stoff S., 2006 ; Finon D. et Pignon V., 2008 ; Marty F., 2007). Ces instruments cherchent à garantir un niveau d'installation suffisant (assurer un niveau adéquat de capacité à l'horizon d'installation de nouveaux équipements) et visent à inciter à la disponibilité maximale des équipements existants en proposant des revenus supplémentaires (c'est la dimension du court terme). Les trois « mécanismes de capacité » (réserve stratégique, mécanisme de paiement de capacité, obligation de capacité associée à un mécanisme d'échange de droits) utilisés au départ des réformes présentent des limitations qui ont été bien identifiées et qui en ralentissent le déploiement sur les marchés électriques.

Le premier dispositif, connu sous le nom de *réserve stratégique*, consiste à autoriser le gestionnaire du réseau de transport (GRT) à disposer de réserves contractuelles de long terme ou de ses propres équipements de réserve. Il suscite la crainte de voir le GRT faire appel de façon discrétionnaire à ces réserves et fausser les prix de marché de l'énergie pendant les périodes de pics de prix. Dans les faits il reste utilisé dans les pays à dominante de production hydraulique.

¹ L'adéquation de la capacité d'ensemble des parcs des concurrents est un bien non rival (chacun des producteurs profite de la garantie assurée par l'ensemble des capacités des autres), et non excluable (il n'y a pas moyen de séparer les besoins individuels dans des relations marchandes bilatérales).

Le second dispositif connu sous le nom de *paiement de capacité* rémunère toutes les capacités¹. Cette coordination décentralisée par le prix de marché pose un problème car si elle donne une rémunération garantie, il n'assure pas que soit atteint le niveau de capacité et de marge de réserve souhaité par le régulateur pour faire face à toutes les situations. Il a été en général abandonné. Le troisième mécanisme, connu sous le nom de *marché de capacité* agit en fait d'abord par les quantités ; il consiste à imposer aux fournisseurs en concurrence la détention de droits de capacité (équipements en propre et contrats de long terme de fourniture de gros) en relation avec la demande maximale qui leur est adressée en pointe. Il inclut un marché secondaire pour la flexibilité du dispositif. Cet instrument est utilisé dans les marchés régionaux nord-américains (PJM, New England, Californie notamment) mais ne donne pas les résultats escomptés pour deux raisons combinées : il repose sur les décisions des acteurs décentralisés et il était mal conçu (Cramton P. et Stoft S., 2006). En particulier il n'y avait pas de correspondance de temporalités entre les rémunérations offertes par ce mécanisme (droits définis sur le court terme) et le besoin de revenus stables pour les nouveaux équipements.²

L'analyse des limites pratiques de ces instruments a conduit à proposer un autre mécanisme. C'est un mécanisme centralisé d'attribution de contrats de capacité de long terme par enchères pour un montant de capacité correspondant à la demande maximale de puissance anticipée rehaussée de la marge de réserve (Vasquez C. *et al.*, 2002 ; Cramton P. et Stoft S., 2006). Ce mécanisme est connu sous le nom *marché de contrat de capacité* (forward capacity mechanism). Il assure une rémunération de la capacité par des contrats longs pour tous les équipements, et en particulier pour les équipements neufs en conformité avec les délais de construction et le temps de recouvrement de l'investissement. Le design de ce mécanisme est efficace parce que les contrats mis aux enchères assurent une marge de réserve au système (précisons qu'une pénalité suffisamment dissuasive est adjointe au dispositif pour inciter à l'investissement une fois le contrat passé). Les expériences récentes sur le marché du New England et de New York ont montré l'efficacité de ce nouveau mécanisme, qui est aussi utilisé avec succès dans quelques pays d'Amérique latine (Colombie, Pérou, Brésil). Mais il reste très complexe³.

Les pays qui n'ont pas mis en œuvre des mécanismes cités s'en remettent en général à leurs opérateurs historiques pour investir dans des moyens de pointe. L'économie politique de ces marchés veut alors que la menace réglementaire sur ces grands opérateurs historiques (recours à des enchères pour des contrats de réserve stratégique associé à des équipements nouveaux de pointe, ou bien menace implicite de dé-investissement pour rechercher plus de concurrence propice aux entrées) suffise à les inciter à investir, même à perte⁴.

¹ Elle se réfère soit au coût marginal de défaillance estimé par le régulateur dans une logique d'optimum collectif (comme c'était le cas dans la première conception de l'architecture de marchés britannique), ou bien au coût de l'unité de pointe amortie sur quelques années (comme en Espagne).

² En plus du défaut de durée des droits, il donnait aux investisseurs des rémunérations peu incitatives car très aléatoires (variant brutalement entre zéro et le niveau prévu de pénalité prévue en cas de non-disponibilité au moment de l'appel par le gestionnaire de réseau).

³ On doit en effet préciser qu'un marché secondaire accompagne ce dispositif pour des échanges de plus court terme.

⁴ On ajoutera qu'il existe des procédures informationnelles régulières de type programmation à long terme par le gestionnaire de système qui conduisent à une convergence (programmation en fonction des prévisions de croissance de demande et des annonces des producteurs) qui amènent à éclairer collectivement les besoins de nouvelles capacités et pointent les opportunités d'investissement en équipement de pointe.

Biais dans les choix des filières techniques. Le second défaut de marché concerne le choix des technologies de production. Dans le modèle du monopole électrique vertical règlementé, les équipements électriques pouvaient être choisis de façon planifiée. Les risques d'investissement étaient limités car les coûts étaient transférés sur les consommateurs par la réglementation en *cost-plus* par l'intermédiaire des tarifs. Dans le modèle de marché décentralisé, les logiques sont inversées. Les prix résultant de la concurrence de court terme sont sans lien avec les coûts complets, et les producteurs investissent sans garantie que les prix de marché en principe alignés sur les coûts marginaux de court terme rencontrent les coûts marginaux de long terme (et donc assurent le recouvrement des coûts fixes de leurs nouveaux équipements). Ce qui crée, comme on va le voir, un biais dans leurs choix d'investissement.

La régulation de l'industrie électrique en monopole présente l'avantage de pouvoir se reposer sur la fiction d'un équilibre dynamique de long terme, le monopole règlementé étant en mesure d'optimiser les investissements de production et de pratiquer une tarification répercutant les coûts marginaux de développement. Ce sont les coûts de production qui prévalent par anticipation une fois que la capacité productive a été déterminée à un horizon donné par la firme optimisante sur une longue période de temps (Allais M., 1943). Ils sont alignés sur les coûts complets de l'équipement marginal selon les périodes horaires de l'année, notamment pour les tarifs de pointe qui rencontrent facilement l'exigence de recouvrement des coûts fixes des équipements de pointe (Boiteux M., 1949). Le coût marginal de long terme (CMLT) doit prendre en compte le service de la dette de la firme car l'endettement permet à la firme de lisser les déséquilibres temporaires entre coûts et revenus. La référence au CMLT permet une stabilité du prix alors que les coûts marginaux de court terme sont beaucoup plus volatiles. Ce fonctionnement est en cohérence avec une planification du développement des équipements qui soit adaptée à l'évolution de la demande horaire et saisonnière (Boiteux M., 1956). L'autre réglementation plus rudimentaire et largement répandue, celle des tarifs en *cost-plus* alignés sur les coûts comptables, permet aussi intrinsèquement une limitation des risques d'investissement, en supprimant le risque-prix et le risque-volume et en assurant un recouvrement des coûts.

Le modèle du marché décentralisé repose sur la même fiction d'un marché en concurrence parfaite et en information parfaite (Oren S., 2003). Le marché est supposé reproduire de façon parfaite les prix optimaux assurant l'articulation court terme-long terme. Le fonctionnement des marchés horaires sur lesquels l'ensemble du système repose devrait garantir un niveau d'investissement et une répartition entre technologies socialement optimale pour suivre le développement des demandes horaires. Les seuls signaux de prix horaires permettraient d'obtenir sur un marché donné une structure de parc optimale minimisant les coûts de long terme en couvrant les besoins horaires et en garantissant la fiabilité de fourniture. Les niveaux de prix horaires alignés sur les coûts variables de la centrale qui est appelée la dernière par le marché sont réputés être à même de couvrir en moyenne annuelle l'ensemble des coûts fixes des différentes technologies de pointe et de base, sur la base de ces hypothèses d'information parfaite et de concurrence parfaite en incluant une rémunération du capital compatible avec le régime de marché. L'anticipation probabilisée du surplus des équipements infra-marginaux sur les marchés horaires permettrait aux opérateurs de déclencher les investissements idoines pour garantir à la fois l'adéquation de capacités et l'optimalité du mix d'équipements.

En cas de changement de l'environnement institutionnel et économique du secteur (choc d'intégration des marchés, choc de prix de combustibles, internalisation du coût du carbone), l'investisseur pourra décider d'investir dans d'autres technologies après avoir identifié les rentes de rareté résultant de ces chocs qui éloignent de l'état d'équilibre basé sur un parc optimal, formé par l'addition des parcs de l'ensemble des producteurs en concurrence.

La nature même des marchés électriques invalide cette représentation d'équilibre dynamique. Les prix se forment sur des marchés horaires marqués par des inélasticités conjointes de l'offre et de la demande en situation de capacité tendue. Ils sont supposés guider les choix de long terme des agents en concurrence selon le même miracle d'équilibre de marché auquel se référait le planificateur marginaliste. Si l'on peut très bien admettre que ce dernier ne prenait pas en compte la nature des mécanismes d'information et les risques mis en jeu par le fonctionnement d'un marché électrique qui pour lui n'était que fictif, il n'en est plus de même quand il s'agit de marchés réels. Or, en régime de marché, pour avoir un équilibre de long terme on doit, comme déjà dit, faire l'hypothèse forte que les prix de court terme intègrent les anticipations de long terme sur la relation demande-offre horaire, les limites de capacité des producteurs en concurrence avec un portefeuille de différentes technologies sur les différents marchés horaires, les tendances d'évolution des prix des intrants (les combustibles dans le cas de l'électricité) et du coût des technologies. La multitude d'incertitudes n'assure en rien cette correspondance qui serait miraculeuse, même en espérance mathématique par rapport à un scénario moyen d'évolution de la demande et d'aléas de court terme (apport hydraulique, fonctionnement des équipements). La volatilité des prix de court terme et le peu de lisibilité des tendances de long terme brouillent les anticipations de revenus. Des prix de court terme volatils qui sont alignés sur les coûts marginaux de la dernière technologie appelée sur les marchés horaires successifs ne sont pas révélateurs de l'état des fondamentaux et des raretés de capacité sur les équipements de base et de semi-base, car rien ne garantit en tendance leur alignement sur les coûts marginaux de long terme.

Le peu de lisibilité des tendances de long terme dissuade les agents à investir dans les équipements très capitalistiques à coût irrécupérable élevé et les conduit à retarder leurs décisions, selon le résultat classique de Dixit A. et Pindyck R. (1994) pour un choix avec une seule technologie. Ou bien, comme les agents ont le choix entre des technologies à structure de coût différente dans l'industrie électrique, cela les incite à choisir la technologie la moins capitaliste, mais aussi présentant une bonne corrélation entre la partie de ses coûts variables et les prix de court terme. Le choix d'investissement n'est plus seulement une question de minimisation de coût, mais aussi une question de gestion de risque, sachant que les risques varient largement entre technologies (voir tableau).

De ces profils de risque différents, il s'ensuit que l'investissement en technique à gaz en cycle combiné (CCGT) qui est moins capitaliste, plus divisible, avec des temps d'installation courts, et flexible en exploitation a spontanément les faveurs des investisseurs (Finon D. et Roques F., 2008). La structure de coûts de cette technologie avec coût d'investissement faible et coûts variables élevés (combustible) tend à en faire la technologie marginale sur les marchés horaires sur une grande partie de l'année quand le prix du gaz dépasse un certain niveau. Comme elle détermine le prix sur le marché horaire, les investisseurs dans cette technologie bénéficient pour gérer leur risque de la bonne corrélation du prix du combustible (la majorité du prix revient pour eux) avec le prix horaire de l'électricité. La qualité de

faible intensité capitalistique se combine donc avec une bonne corrélation entre la partie variable de ses coûts et les prix horaires pour faciliter la gestion du risque. Ce n'est pas le profil des investissements dans des techniques très capitalistiques à faible coût variable (nucléaire, hydraulique, charbon) qui risquent, une fois l'équipement investi et mis en exploitation, de voir leurs revenus horaires tombés en dessous des coûts fixes en cas de retournement du marché. Un tel profil de risque tend à rebuter les investisseurs financiers, bien que la technologie présente un avantage symétrique en termes de couverture de risque, et en espérance mathématique, des coûts complets plus faibles, toutes choses égales par ailleurs.

Tableau 1. Comparaison des caractéristiques des technologies de production électrique vis-à-vis du risque d'investissement

Technologie	Coût d'investissement	Durée de construction	Risque lié à la construction	Part du combustible dans le coût	Coût du CO2	Risque lié au prix du combustible	Risque lié au prix de marché
Turbine gaz (100 MW)	20 millions	Très courte	Faible	Très élevé	Moyen	Fort	Fort
CCGT (400-600 MW)	100-200 millions	Courte	Faible	Elevé	Moyen	Fort	Faible
Charbon (2x700 MW)	700-1000 millions	Longue	Forte	Moyen	Fort	Moyen	Moyen
Nucléaire (1500 MW)	2-3 milliards	Longue	Forte	Faible	Nul	Faible	Fort
Eolien (200 MW)	300 millions	Moyenne	Moyenne	Nul	Nul	Nul	Fort

Coûts d'investissements exprimés en Euros. Source : d'après IEA, *Investment in power sector*, 2007

En univers libéralisé, les investisseurs ont donc une préférence pour les CCGT même pour des productions en base. Cette préférence se renforce à mesure que d'autres investisseurs font le même choix. Leurs choix parallèles contribuent à faire des CCGT la technologie marginale sur les marchés horaires sur la grande majorité de l'année. Par effet d'auto renforcement ceci tend à faire des mouvements de prix du gaz le *facteur principal* de changement du prix de l'électricité à court terme, réduisant ainsi le risque encouru à investir dans cette technologie.

Ces choix assurent certes un équilibre de marché pour toutes les heures de l'année, mais ils ne convergent pas avec ce que serait l'optimum technologique de long terme en environnement de marché. Rien ne dit qu'à long terme le choix d'investir dans les CCGT au détriment d'autres technologies soit le meilleur choix possible. Cela dépend très largement du prix des combustibles fossiles (pétrole, gaz) et du prix du carbone, deux composantes majeures des prix de l'électricité produite à partir des CCGT. En faisant l'hypothèse, plausible, que ces deux composantes auront tendance à augmenter dans les prochaines décennies à un rythme plus élevé que les autres composantes de coûts des autres technologies disponibles, on peut imaginer que ce choix s'avère inefficace. Mais, du fait, d'une part, de la durée de vie des équipements en question, et d'autre part, de l'effet auto renforçant évoqué précédemment, il existe un risque que, bien que plus dispendieuse que les autres technologies, les investisseurs continuent à investir dans les CCGT et s'engagent à long-terme sur une trajectoire potentiellement inefficace, construisant un mix de production qui s'éloigne de l'optimalité.

On est bien ici dans une séquence de choix d'investissement dans l'incertain qui s'éloigne de l'optimum de long-terme évoqué dans la théorie. Les écarts constatés sont liés aux comportements averses au risque des investisseurs, qui, faute de pouvoir décider dans un environnement incertain probabiliste et faute de pouvoir faire converger leurs prévisions à l'aide des anticipations rationnelles, ne peuvent s'en remettre au prix actuel pour calculer leurs espérances de gains futurs¹. Et ce n'est pas l'utilisation des instruments financiers de couverture du risque qui pourra totalement restaurer la relation inter-temporelle des prix. L'incomplétude des marchés est donc un des éléments qui incitent les investisseurs à choisir les technologies de production les moins exposées, en l'occurrence les CCGT.

Nous avons donc identifié deux défaillances de marché, liées toutes deux à une imparfaite complémentarité inter-temporelle des marchés, qui peuvent conduire à des choix d'investissement socialement inefficaces : manque d'investissements dans les capacités de pointe, préférence pour des filières techniques peu capitalistiques pour les équipements de base mais qui peuvent s'avérer plus coûteuses sur le long-terme. Au final, le simple jeu du marché donne une orientation inefficace (dimensionnement, composition) des parcs de production électrique.

4. Des solutions : contrats de long-terme et intégration

Comment répondre à ces défaillances de marché et pallier les incomplétudes du modèle de marché décentralisé en matière d'investissement en production ? Nous avons vu que, sur les marchés décentralisés, au-delà de quelques années, les investisseurs ne pouvaient plus compter sur le signal-prix pour guider leurs choix. Ils s'en remettent à leurs anticipations des états futurs des marchés pour asseoir leur décision. Ils cherchent alors à circonscrire les risques pris aux travers de ces engagements en améliorant leurs informations disponibles et en organisant un partage des risques. Deux voies de partage des risques du producteur sont ici explorées : soit avec leurs clients (gros fournisseurs ou consommateurs) dans le cadre de contrat de long-terme, soit, avec d'autres catégories d'actifs dans le cadre d'une intégration verticale et horizontale.

4.1. Les contrats de long-terme (CLT)

Les gros acheteurs, intermédiaires ou consommateurs électro-intensifs auraient des intérêts convergents avec les investisseurs en production pour se couvrir contre le risque de prix de marché par des contrats de vente à prix fixe. Mais dans la réalité une telle convergence d'intérêts n'opère pas spontanément. Le risque d'opportunisme des acheteurs engagés dans un CLT est la source de l'aversion des producteurs à contracter ex ante à long terme à prix fixes pour investir dans des équipements capitalistiques (De Vries L., Neuhoff K., 2004). Il est alors nécessaire, pour crédibiliser les engagements des gros acheteurs, que certaines conditions soient réunies au préalable. A ces conditions, les contrats de long-terme peuvent constituer des instruments efficaces de couverture des risques facilitant l'engagement d'équipements capitalistiques en production.

¹ On ne traite ici que des biais (aversion au risque) dans les choix dans un panier de technologies. On aurait pu aussi étendre l'analyse aux mouvements cycliques de sur/sous-investissements, qui sont une autre illustration de la difficulté à dégager un équilibre de long-terme. Voir P. Joskow (2006), pour une analyse de l'épisode de sur-investissement en capacité de production CCGT qu'a connu les USA au début des années 2000.

Il existe deux types principaux de contractants possibles avec un producteur d'électricité : les fournisseurs et les industriels électro-intensifs. Un fournisseur d'électricité est un intermédiaire cherchant à équilibrer en temps réel ses portefeuilles d'approvisionnement et de vente. L'équilibrage en continu est complexifié par l'absence de contrôle sur l'échange physique d'électricité vers ses clients qui consomment à tout moment ce qu'ils veulent dans les limites de puissance définies dans leur contrat. L'équilibrage contractuel de son côté est complexifié par les différences en termes de durée et de prix entre ses contrats d'approvisionnement d'un côté et ses contrats de vente de l'autre ¹. Le portefeuille de ventes est constitué de divers types de contrats de durées courtes (de six mois à deux/trois ans maximum) : contrats à prix plats, contrats à prix révisable à intervalles réguliers en fonction de l'évolution des coûts de fourniture, contrats indexés sur le prix du marché de gros, etc. Une règle imposée par les régulateurs pour activer la concurrence de détail instaure une asymétrie dans la relation contractuelle, car elle permet aux acheteurs de sortir à échéance courte, ce qui amplifie le risque volume du fournisseur. Gérer conjointement leur portefeuille de contrats d'achat et celui des contrats de vente est complexe car les fournisseurs vendent la plupart de leur électricité dans le cadre de contrats à prix plats à moyen terme. Ils ne peuvent s'engager dans des transactions longues en amont à prix fixes, car ils risquent d'être pris en tenaille de prix entre leurs engagements à prix ferme en aval et leurs achats en amont lorsque le prix de marché de gros se retourne à la baisse et devient inférieur au prix de leur contrat d'achat. Le *price squeeze* se traduit pour eux par un risque de pertes de part de marché au bénéfice d'entrants achetant l'électricité de gros à prix bas après le retournement du marché, sauf à baisser leurs prix de détail en dessous du prix de leurs contrats d'achat à prix fixes. Engagés dans de tels contrats, ils sont incités à les remettre en question, à les renégocier ou à en sortir.

Du côté des consommateurs électro-intensifs, les difficultés de contracter à long terme avec un producteur sont assez semblables à celles des fournisseurs. L'électro-intensif opère généralement dans des secteurs dont le marché est globalisé. Il est exposé à la concurrence d'industriels dans des pays où ils peuvent bénéficier de meilleures conditions d'achat. Il est aussi exposé au risque de retournement du marché de ses produits, ce qui peut l'inciter à demander la renégociation de son contrat à prix fixes. Le comportement opportuniste dont peut faire preuve l'électro-intensif en cas de retournement du marché de son output est similaire à celui des fournisseurs en cas de *price squeeze*. Prévoir dans le contrat une clause d'indexation du prix contractuel de l'électricité sur le prix mondial de leur output n'est pas forcément acceptable pour le producteur qui a investi dans un équipement de production à coût irréversible élevé ².

Devant ce désalignement des intérêts des parties, il convient d'identifier ce qui limite l'opportunisme des parties et crédibilise les engagements de long terme. Dans le cas des fournisseurs, la condition qui permet des engagements dans des contrats longs sur des bases crédibles est principalement l'existence d'une large base de *sticky consumers*.

¹ A la différence d'un grossiste dans d'autres filières industrielles, un fournisseur d'électricité est limité dans sa capacité à ajouter de la valeur au produit électricité. Son apport essentiel tient à sa connaissance du marché et à sa capacité d'agrégation, même s'il peut chercher à offrir des services pour se différencier des concurrents.

² D'autres contrats long terme, avec clauses de flexibilité sur les prix et les quantités, sont possibles entre une entité productrice et de gros acheteurs dans le modèle décentralisé, mais ils ne résoudre pas le problème de divergences d'intérêts des parties et de partage de risque.

Pour un fournisseur, cela permet d'accroître son pouvoir de négociation dans le processus de rigidification des prix et des quantités lors de la négociation d'un contrat ex-ante associé à un nouvel équipement avec un nouveau producteur, et d'articuler la gestion de ses risques sur ses approvisionnements et sur ses ventes. Cette base de consommateurs, peu volatile, garantit leur capacité à faire face à leurs engagements contractuels dans la vente de détail. Elle permet de transférer une majeure partie du risque d'investissement sur les clients fidélisés, comme le soulignent R. Green (2004) et P. Joskow (2007). Une autre solution serait le maintien de monopole réduit à la fourniture aux petits consommateurs avec mise aux enchères de la concession par le régulateur ou les autorités concédantes, comme c'est le cas dans certaines juridictions américaines (Ohio) (Littlechild S., 2008).

Dans les deux cas, si l'on avance dans le sens de l'efficacité de long terme en permettant l'engagement crédible du fournisseur, la contrepartie est que l'on renforce le besoin de surveillance des marchés de détail ou de régulation des concessions. Il s'agit en particulier de dissuader l'exercice du pouvoir de marché par le fournisseur dominant dans un cas, et de créer une réglementation incitative du monopole de la fourniture de détail dans l'autre.

En ce qui concerne les consommateurs électro-intensifs, le besoin de garantie dans les engagements de long terme conduit le plus souvent à des montages en partenariat avec le producteur. Dans ce type de projet, le ou les consommateurs¹ (électrométallurgiste, électrochimiste, papetiers) sont co-propriétaires de l'équipement de production d'électricité. De grands équipements en CCGT à gaz produisant chaleur et électricité ont ainsi été installés dans le cadre de tels montages, la propriété commune limitant le risque de « hold-up » (risque d'opportunisme) de part et d'autre. D'autres paramètres de ces projets renforcent la crédibilité des engagements. En premier lieu l'utilisation de sous-produits des procédés de l'industriel (gaz de haut fourneau par exemple pour des aciéries) pour alimenter la centrale, de même que la production jointe de chaleur de process, renforcent la spécificité de l'investissement à la transaction. En deuxième lieu l'achat de combustible et la gestion du risque associée se font en commun, qui se renforce le partage des risques entre partenaires. En troisième lieu la capacité en puissance électrique peut être surdimensionnée par rapport aux besoins en électricité de l'industriel, pour que l'énergéticien trouve dans le projet une rentabilité supplémentaire (possibilité de vendre le surplus sur le marché), qui faciliterait son engagement².

Venons en maintenant à la seconde voie utilisée par les acteurs pour circonscrire leurs risques, l'intégration verticale et horizontale.

¹ Ils peuvent au préalable constituer des arrangements horizontaux de type consortium d'achat avant de s'engager avec un producteur qui construit l'équipement.

² Les électro-intensifs peuvent également constituer une coopérative de production qui investit dans des équipements de technologies dont les coûts de production sont indépendants des coûts de combustible fossiles et des biens environnementaux associés. Une telle coopérative qui s'était développée en Finlande dans les années 70-80 en regroupant des papetiers pour investir dans deux centrales nucléaires a décidé en 2005 de commander un nouveau réacteur de 1700 MW pour 3 milliards de € en ayant l'assurance d'écouler son électricité à prix coûtant aux industriels membres de la coopérative et aux fournisseurs municipaux qui sont entrés entre temps dans la coopérative (Finon D. et Roques F., 2008).

4.2. L'intégration verticale et horizontale

En tant qu'arrangement institutionnel, l'intégration verticale partielle ou totale permet d'internaliser un ensemble de coûts et de risques au sein de la firme (Hansmann H., 1988). Elle limite l'exposition aux prix, le changement de prix qui désavantage une partie de la firme pouvant avantager une autre partie. Elle économise ensuite sur les coûts de la contractualisation (à la fois les coûts de mise en place et les coûts ex post dus aux imperfections de la contractualisation) en dispensant des besoins de contrôle nécessaires à la réalisation du contrat. Le coût de contracter dans un cadre de marché pour un acheteur inclut, outre ces coûts classiques de contractualisation, les coûts induits par un déséquilibre possible du pouvoir de négociation en sa défaveur. L'asymétrie d'informations entre les deux parties au contrat au détriment de l'acheteur ouvre la possibilité pour la partie la mieux informée de négocier de meilleurs termes. De ce point de vue, l'intégration verticale présente l'avantage classique souligné par O. Hart (1995) de supprimer l'incertitude des négociations ex post. Détaillons les intérêts respectifs des parties à la transaction

Les producteurs purs d'électricité ont donc intérêt à l'intégration verticale qui efface le risque de « hold-up » de la part de la partie la moins engagée dans la transaction, qui dans notre cas, est l'acheteur (industriel, fournisseur). Ils ont aussi intérêt à descendre en aval pour garantir leurs débouchés et répartir leur risque sur la chaîne d'activités. S'allier à, ou racheter, des fournisseurs en place qui détiennent une base de clientèle leur permettront de bénéficier de cette base sur laquelle ils peuvent faire passer une partie de leur risque d'investissement.

Mais c'est du côté des fournisseurs que l'incitation à s'intégrer verticalement est la plus forte. Comme leur activité d'intermédiation ajoute peu de valeur ajoutée par rapport à la même activité dans d'autres secteurs (banque, télécoms, grande distribution), la faiblesse de leur rôle économique dans ce secteur réduit leurs possibilités de s'affranchir, même partiellement, de leurs conditions d'approvisionnement pour déterminer leur politique de prix à destination des clients du marché de masse. Les fournisseurs ont donc intérêt à organiser une couverture « physique » d'une grande partie de leurs besoins en investissant dans des moyens de production leur permettant de limiter leur exposition aux fluctuations des prix du marché de gros (Boroumand R., Zachmann G., 2009). Un des enjeux importants pour les fournisseurs concerne la couverture du risque pendant les périodes de pics de prix sur le marché de gros, périodes pendant lesquelles ils sont exposés à des variations importantes. La préférence des fournisseurs pour éviter les pics de prix et gérer leur risque les conduit à favoriser la détention d'actifs physiques, en particulier des équipements de pointe flexibles et, par extension, de s'équiper en équipement flexible de semi-base qui couvre ces besoins de pointe. C'est une façon pour eux de se prémunir contre les possibilités d'exercice de pouvoir de marché de la part des producteurs en période de tension sur les capacités.

Une confirmation empirique du développement de l'intégration verticale comme stratégie préférentielle de couverture des risques est apportée par l'observation de l'intégration verticale au Royaume uni, en Australie, en Nouvelle Zélande et aux USA dans les juridictions où les régulateurs avaient imposé aux anciennes *utilities* de se séparer de tout ou partie de leurs unités de production ¹.

¹ Voir, pour les Etats-Unis, Michaels R. (2006) ; Chao H. et al. (2008) ; Mansour E. (2007) ; pour le Royaume Uni Newbery D. (2005) ; Thomas S. (2006) ; pour la Nouvelle Zélande, Evans L. et Meade R. (2005).

L'évolution des structures de marché y témoigne d'un éloignement progressif du modèle décentralisé, où le principe de dé-intégration verticale et horizontale était supposé faciliter les entrées en production et en fourniture. Ce mouvement d'intégration verticale peut être interprété comme une réponse structurelle à l'incapacité des acteurs à gérer leurs risques en faisant appel aux marchés. Placés dans un environnement incertain et confrontés à des variations de prix qui peuvent être de grande amplitude, les acteurs du marché de l'électricité supportent des risques importants qui ne sont pas entièrement couverts par les instruments de marché qui sont à leur disposition (marché à terme, options). Comme déjà signalé plus haut, les marchés à terme (*futures, forward*) ne sont réellement échangés que sur des périodes relativement courtes (jusqu'à trois ans sur les bourses électriques européennes) et les options restent très peu utilisées dans le secteur électrique (marché peu liquide, risques de contrepartie). En d'autres termes, on peut dire que les instruments marchands de couverture du risque ne sont que des substituts imparfaits à la détention d'actifs physiques.

On observera ensuite que le renouveau des besoins d'investissement en production a joué un rôle dans ce processus de ré-intégration. Les réformes ont été définies au départ dans un contexte de surcapacité dans beaucoup de juridictions, ce qui a permis au schéma de marchés décentralisé et de coordination par les prix de court terme de trouver une validation. Le besoin d'arrangements verticaux ne s'est manifesté qu'après l'effacement des surcapacités et l'entrée dans un nouveau cycle d'investissement. On observera également que là où les structures verticales de départ ont été peu réformées comme c'est le cas dans la majorité des pays de l'Union européenne, les entreprises verticalement intégrées sont celles qui portent l'essentiel de la diversification des investissements vers les technologies les plus capitalistiques (charbon, nucléaire)¹ sur les marchés européens. Cette capacité à s'engager dans des investissements à longue durée d'immobilisations de capitaux révèle aussi l'avantage de la taille et de la diversification géographique qui l'accompagne. Celles-ci permettent une meilleure diversification des risques, l'accès à un financement « corporate », un taux d'emprunt limité avec prime de risque réduite et, dans certains cas, la détention de larges compétences d'ingénierie pour le contrôle des coûts d'installation de grands équipements de production. Le choix des gouvernements de ne pas réformer radicalement les structures de marché reposait sur la conviction que des firmes intégrées verticalement et diversifiées horizontalement étaient une garantie pour que les capacités puissent être développées de façon adaptée aux besoins et s'inscrivent dans un panier de technologies préservant la sécurité énergétique, comme cela a été le cas en Allemagne, en Belgique, en Espagne et en France. L'avenir devrait probablement confirmer le bien-fondé de ce prémisses, notamment quand il faudra développer à grande échelle des équipements de production non émetteurs en CO₂.

4.3. Efficience de long-terme versus imperfections de marché

Pour résumer, le besoin d'investissements diversifiés en production et la gestion de risque des fournisseurs ont co-déterminé le mouvement d'évolution des structures industrielles, qui s'organisent autour d'une structure stabilisée d'oligopole vertical, marquée par un petit nombre de firmes intégrées verticalement, avec une frange

¹ Voir la place des investissements en centrales charbon et nucléaire des sept principales entreprises historiques EDF, ENEL, Endesa, E.ON, Iberdrola, RWE, Vattenfall par rapport aux autres entreprises sur les marchés européens, in *Power in Europe, Investment Survey Supplement*, March 2008.

concurrentielle. Mais un nouveau problème se pose, celui de l'équilibre à trouver entre les gains d'efficience de long terme permis par les arrangements verticaux d'un côté, et le risque de pouvoir de marché et les barrières à l'entrée que créent ces arrangements de l'autre côté. Formulée autrement, la question est de savoir jusqu'à quel degré l'intégration verticale et l'expansion des contrats de long terme peuvent être tolérées, degré au-delà duquel les échanges de court terme seraient trop limités pour que se maintienne un marché spot suffisamment liquide et se perpétuent les pressions concurrentielles à l'efficacité productive.

On notera d'abord que les contrats de long terme à prix fixés ou indépendants du prix spot ne sont pas une source d'aggravation de pouvoir de marché. Les opérateurs impliqués dans des ventes de long terme pour une grande partie de leur production ont moins d'incitations à spéculer sur le spot par des retraits de capacité (ce que montre des travaux théoriques généraux ou appliqués à l'électricité, voir Allaz B. et Vila J., 1993). Certains en viennent même à recommander que les grands producteurs soient contraints de vendre une partie donnée de leur production en contrat de long terme à prix fixés. (Willems B., et De Cortes E., 2008). Par ailleurs dans une perspective de politique de la concurrence, des structures de marchés imparfaites sont tolérables tant qu'il n'y a pas de *monopolization* au sens américain, c'est-à-dire d'acquisition ou de pérennisation de la position dominante par l'intermédiaire de pratiques limitant la concurrence et pouvant dissuader les entrées. Simplement la stabilisation des marchés ne doit pas se faire en confortant les positions acquises. Il faut maintenir les possibilités d'entrée et la crédibilité des menaces pour discipliner les entreprises en place.

5. Conclusion

Dans le modèle de référence des réformes, la coordination des échanges se fait de manière décentralisée sur une place de marché, la couverture de risque s'effectue grâce à des contrats à terme et à des contrats financiers d'options. Ceci évite le développement d'autres mécanismes de coordination et de couverture de risque (contrats long-terme et intégration verticale) et réduit ainsi les problèmes de forclusion et de pouvoir de marché. Dans cette perspective, le maintien de structures industrielles intégrées, des relations encadrées par des engagements de long-terme généraient le développement souhaitable de la concurrence et l'efficacité des coordinations par les prix. Ce serait donc le signe d'une réforme qui n'a pas été menée à son terme ou d'une trop grande tolérance de la part des autorités de la concurrence.

Ce point de vue mérite d'être mis en question. Un marché électrique n'est jamais à l'équilibre dans une perspective de long terme du fait de l'incapacité des signaux de court terme à indiquer les besoins de capacité de long terme en niveau et structure d'équipements. Pour l'investisseur, il y a une difficulté générale à se référer aux prix du marché horaire et à prédire les conditions d'offre et de demande au-delà d'un petit nombre d'années. Pour préserver le processus de marché dans la durée et éviter les défaillances de marché qui se traduisent par un sous-capacité en extrême pointe et une concentration des investissements sur la technique la meilleure en gestion de risque, mais dont rien ne garantit la supériorité à long-terme, il est nécessaire de tolérer des imperfections de marché. Il s'agit, en termes plus généraux, d'accepter une divergence dans les structures industrielles vis-à-vis du cadre de la concurrence pure et parfaite afin de faciliter les coordinations de long terme entre entités opérant sur le marché. Cette tolérance conduit à un éloignement vis-à-vis des prescriptions traditionnelles en matière de politiques de concurrence.

Références

- Allais M., (1943), *Traité d'économie pure*, Paris, Imprimerie nationale.
- Allaz B., Vila J. (1993). "Cournot competition, futures markets and efficiency", *Journal of Economic Theory*, vol. 59, n°1
- Amendola M., Gaffard J.-L., Marty F. (2004), "Prices, costs and investment : why sticky prices are necessary. An illustration with the case of regulated-deregulated Industries", 10th *Schumpeter Society International Conference*, Milan, juin.
- Amendola M., Gaffard J.L. (1998), *Out of Equilibrium*, Clarendon Press, Oxford
- Arrow, K., Fisher A. (1974), "Environmental Preservation, Uncertainty, and Irreversibility", *Quarterly Journal of Economics*, vol. 88, n°1
- Bohn E., Caramanis M., Schweppe F., Tabors R. (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers
- Boiteux M. (1949), "De la tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal", *Revue Générale d'Electricité*, vol. 58, n° 8
- Boiteux M. (1956), "Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire", *Econometrica*, January.
- Boroumand R., Zachmann G. (2009), "Risk management and vertical arrangements in liberalized electricity market: the retailer's perspective", working paper n°19, LARSEN, Fontenay aux Roses. www.gis-larsen.org
- Caballero R. (1991), "On the sign of the investment-uncertainty relationship", *American Economic Review*, vol. 81, n°1
- Caballero R. (2000), "Aggregate Investment: Lessons from the Previous Millenium", AEA Session. In Memoriam: Robert Eisner
- Carruth A., Dickerson A. and Henley A. (2000), "What do we know about investment under uncertainty?", *Journal of Economic Surveys*, vol. 14, n°2
- Chao H.-P., Peck S. (1998), "Reliability management in competitive electricity markets", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 3
- Chao H., Oren S., Wilson R. (2008), "Restructured Electricity Markets: Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling", in Sioshansi F. (dir.), *Competitive electricity markets. design, implementation and performance*, Elsevier, London
- Chaton C. (2001), "Décisions d'investissement et de démantèlement sous incertitude : une application au secteur électrique", *Economie et Prévision*, n°149
- Cramton P., Stoft S. (2006), *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem*, White Paper for the Electricity Oversight Board, March
- Defeuilley C., Meunier G. (2008), "Gestion du risque et intégration verticale dans l'électricité", Working paper n°12, LARSEN, Fontenay aux Roses
- De Vries L. (2007), "Generation adequacy : helping the market to do its job", *Utilities Policy*, vol. 15, n°1
- De Vries L., Neuhoff K. (2004), "Insufficient incentives for investment in electricity generation", *Cambridge Working Papers in Economics*, CWPE 0428, University of Cambridge, Department of Applied Economics
- Dixit A. (1992), "Investment and Hysteresis", *Journal of Economic Perspectives*, vol. 6, n°1
- Evans L., Meade R. (2005), *Alternating Currents or Counter-Revolution? Contemporary Electricity Reform in New Zealand*, Victoria University Press, Wellington

- Finon D., Roques F. (2008), "Contractual and financing arrangements for nuclear investment in liberalized markets : which efficient combination ?", *Competition and Regulation in Network industries*, vol.9, n°3
- Finon D., Pignon V. (dir.) (2008), "Special issue on capacity mechanisms in imperfect electricity markets", *Utilities Policy*, vol. 16, n°3
- Guesnerie R. (1992), "Est-il rationnel d'avoir des anticipations rationnelles", *L'actualité économique*, vol. 68, n°4
- Green R. (2004), "Retail competition and electricity contracts", CMI working papers 33, Cambridge University, Cambridge
- Hansmann H. (1988), "Ownership of the firm", *Journal of Law, Economics and Organization*, vol.4, n°2
- Hart O. (1995), *Firms, Contracts, and Financial Structure*. Clarendon Lectures in Economics, Oxford University Press, Oxford
- Henry C. (1974), "Investment decisions under uncertainty : the irreversibility effect", *American Economic Review*, vol. 64
- Hunt S. (2002), *Making competition work in electricity markets*, Wiley, London
- Joskow P. (2007), "Market electricity markets and investment in new generating capacity", in Helm D. (dir.) *The New Energy Paradigm*, Oxford University Press, Oxford
- Joskow P., Schmalensee R. (1984), *Markets for Power*, Cambridge, MIT Press
- Joskow P., Tirole J. (2007), "Reliability and Competitive Electricity Markets", *Rand Journal of Economics*, vol. 38, n°1
- Littlechild S. (2008), "Municipal aggregation and retail competition in the Ohio energy sector", *Journal of Regulatory Economics*, vol.34, n°2
- Mansur E. (2007), "Upstream Competition and Vertical Integration in Electricity Markets", *Journal of Law and Economics*, vol. 50
- Marty F. (2007), "La sécurité de l'approvisionnement électrique : quels enjeux pour la régulation ? ", *La Revue de l'OFCE*, n° 101, avril
- Michaels R. (2006), "Vertical Integration and the Restructuring of the US Electricity Industry", *CATO Institute Policy Analysis Series*, 572
- Newbery D. (2005), "Electricity liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design", *Energy Journal*, Special Issue on European Electricity Liberalisation
- Oren S. (2003), *Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets*, Univ. of California Energy institute, Working Paper UCEI, EPE-007
- Pindyck R. (1991), "Irreversibility, Uncertainty, and Investment", *Journal of Economic Literature*, vol. 29, n°3
- Pindyck R, Dixit A. (1994), *Investment under uncertainty*, Princeton University Press, Princeton
- Stiglitz J. (1989), "Incentives, Information and Organizational Design," *Empirica*, vol. 16, n°1
- Stoft S. (2002), *Power System Economics*, Wiley Interscience
- Thomas S. (2006), "The British model in Britain : failing slowly", *Energy Policy*, vol 34, n°5
- Vazquez C., Rivier M., Pérez-Arriaga I. (2002), "A Market approach to long-term security of supply". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17
- Willems B, De Corte E. (2008). "Market power mitigation by regulating contract portfolio risk", *Energy Policy*, vol. 36, n°10
- Wilson R. (2002), "Architecture of power markets", *Econometrica*, vol. 70