

Conclusion Générale

Notre recherche s'inscrit dans l'analyse économique des architectures de marché électrique. La construction d'une architecture de marché est une condition nécessaire pour la création d'un marché de gros d'électricité. Le manque de maîtrise rationnelle dans le choix des options optimales de design pousse ainsi à une recherche plus approfondie sur les différents designs, prenant en compte les spécificités du bien électricité.

Cette thèse s'appuie sur un cadre d'analyse modulaire permettant de séparer les problèmes du *market design* en autant de modules distincts. L'analyse modulaire a montré le rôle clé du module du temps réel qui constitue le noyau central de toute architecture de marché électrique et où tous les échanges physiques entre acteurs de marché se réalisent. Dès lors, notre thèse contribue à l'analyse économique du *market design* du temps réel.

Nous avons développé un cadre formalisé basé sur des modèles économiques d'équilibre à deux étapes appréhendant les caractéristiques séquentielles des marchés électriques. Ce cadre formalisé a permis d'analyser les deux grandes variantes de design appliquées au module du temps réel dans une zone de contrôle : le « marché » et le « mécanisme ». Grâce aux simulations numériques, nous avons montré que le design du module du temps réel n'est pas neutre vis-à-vis de la séquence des marchés d'énergie et de la dynamique concurrentielle. Les designs qui s'écartent du type « marché » et utilisent des systèmes de prix pénalisant les transactions du temps réel devraient être évités, dans la mesure du possible, car ils provoquent des distorsions, des inefficacités et peuvent créer des barrières à l'entrée. Parallèlement, la fermeture des marchés *forward*, déterminée par la position temporelle de la *gate closure*, devrait être le plus proche possible du temps réel afin de diminuer l'ampleur de ces distorsions. Ce cadre formalisé a permis ensuite d'évaluer les conséquences de l'intégration de modules du temps réel entre deux zones de contrôle. Les résultats des simulations numériques ont montré que l'intégration des modules du temps réel est fondamentale pour la création de marchés régionaux. De surcroît, l'intégration de ces modules doit être suivie d'une harmonisation adéquate des designs, afin que les effets de l'intégration proviennent des caractéristiques économiques des systèmes électriques intégrés et non des règles du design.

Au moment où certains pays de l'Union européenne cherchent à améliorer ou à harmoniser leurs *market designs*, des conséquences économiques de cette nature ne devraient pas rester ignorées des autorités responsables, Gestionnaires du Réseau de Transport (GRT) ou Régulateurs.

La **première partie** de cette thèse a été consacrée au développement d'un cadre d'analyse modulaire afin de pouvoir identifier et caractériser les différentes composantes d'une architecture de marché électrique. Le développement d'un cadre d'analyse modulaire demande aussi d'identifier la nature des mécanismes de coordination nécessaires à l'industrie électrique.

Dans le **premier chapitre** de cette thèse nous avons étudié les caractéristiques spécifiques de la production, du transport et de la consommation dans un système électrique. Nous avons alors montré la nature des mécanismes de coordination nécessaires pour faire face à ces caractéristiques spécifiques, notamment l'environnement incertain et le stockage difficile du bien électricité. Pour exploiter un système électrique de manière optimale à court terme, une entreprise intégrée verticalement doit utiliser une séquence de contrôles-commandes commençant en J-1 et finissant en temps réel (*l'unit commitment*, *l'optimal dispatch*, les contrôles automatiques en temps réel). Si l'entreprise intégrée fonctionne sur un réseau de transport interconnecté dont le contrôle est partagé par d'autres entreprises, la mise en place de mécanismes de coordination supplémentaires entre les séquences de contrôle est alors nécessaire pour une exploitation optimale de l'ensemble du système.

Dans le **deuxième chapitre**, nous avons analysé la création d'un marché de gros comme le remplacement de la séquence de contrôles-commandes par une séquence de marchés. Cette analyse, en isolant les éléments essentiels d'une architecture de marché électrique, a permis de définir les composantes du bien électricité et d'identifier les modules (ou sous-marchés potentiels) constituant le cœur d'une architecture de marché. Comme le bien « électricité » est composé de trois éléments - l'énergie, le transport et les réserves - une architecture de marché est elle-même composée de quatre modules : 1° le module énergie *forward*, 2° le module de transport *forward*, 3° le module des réserves *forward* plus 4° le module du temps réel. Nous avons alors développé un cadre d'analyse modulaire pour une zone de contrôle isolée en étudiant les principales options de design pour les quatre modules. Une architecture de marché pour une zone de contrôle se construit en choisissant une option pour chacun de ces modules et pour les articulations entre ces modules. Puis, dans un cadre plus général avec des zones de contrôle multiples, nous avons utilisé l'approche modulaire pour en déduire les formes d'intégration des architectures de marché. La construction d'un marché électrique régional consiste donc en une coordination des différents modules des architectures de marché adjacentes. Cette intégration peut ne pas être complète. Elle peut être mise en œuvre module par module, et peut aussi se réaliser sans une harmonisation parfaite entre les designs de différentes zones de contrôle (à l'exemple du « *Market Coupling* » de la France, de la Belgique et des Pays-Bas).

Grâce au cadre d'analyse modulaire développé, nous avons identifié un noyau indispensable, commun à toutes les architectures possibles, et qui constitue l'architecture « minimale » des réformes électriques. La **deuxième partie** de cette thèse a été consacrée à l'étude de ce noyau indispensable qui est le module du temps réel.

Le **troisième chapitre** a analysé la séquence de marchés en se centrant sur la composante « énergie ». La séquence des marchés d'énergie commence par les marchés *forward* et s'achève par le module du temps réel, gérant lui-même la seule place où l'énergie électrique, un bien non-stockable, est physiquement échangée entre les acteurs de marché. Les signaux de prix envoyés par ce module sont donc déterminants car ils influencent les comportements des agents économiques sur toute la séquence des marchés. Dès lors, nous avons caractérisé le design du module du temps réel en distinguant deux types : d'une part, le « marché du temps réel » et, d'autre part, le « mécanisme d'ajustement ». Un marché du temps réel utilise un prix unique de l'énergie pour toutes les transactions du temps réel correspondant à la valeur marginale d'équilibrage du système. Par contre, un mécanisme d'ajustement recourt à des systèmes de prix plus complexes, incluant généralement des prix différenciés pour les différents types de transactions et décourageant les écarts des opérateurs du marché en les « pénalisant ». Nous avons confronté ces deux designs du module du temps réel à des cas pratiques, et nous avons distingué les designs existants selon l'intensité de pénalités appliquées. En Europe, la Belgique et la France recourent à des mécanismes d'ajustement avec pénalités, tandis qu'une solution proche d'un marché de temps réel peut être trouvée aux Pays-Bas. Cette asymétrie de designs entre trois pays intégrant leurs marchés de gros a montré l'intérêt des problèmes d'harmonisation de designs lors de l'intégration d'architectures.

Enfin, dans le **dernier chapitre**, nous avons construit un cadre formalisé d'étude des différents designs du module du temps réel afin d'évaluer leur impact sur la séquence des marchés d'énergie. Nous sommes partis d'un modèle d'équilibre à deux étapes, développé initialement par Bessembinder-Lemmon [2000], et dont les principales hypothèses sont : la concurrence parfaite sur chacune des deux étapes ; l'aversion au risque des participants ; l'incertitude présente seulement à l'étape *forward* et provenant de la nature stochastique de la demande, avec des capacités de production jamais défaillantes en temps réel. Notre thèse a apporté ici une contribution nouvelle à l'analyse en modélisant les caractéristiques pertinentes du module du temps réel. Premièrement, nous avons introduit la notion de pénalité en temps réel et simplifié la variété empirique des différents arrangements comme une paire de designs : un « marché de temps réel », sans pénalités, et un « mécanisme d'ajustement » avec pénalités. Deuxièmement nous avons défini comme un paramètre la position temporelle de la « *gate closure* », avec laquelle le GRT clôt définitivement les échanges des marchés *forward*. Ce qui détermine le niveau d'incertitude pour les décisions propres à l'étape *forward*. Dans cette configuration de base, nous avons considéré quatre types d'agents économiques interagissant sur les marchés *forward* et du temps réel : des producteurs « flexibles » pouvant prendre leurs décisions de production en temps réel, des producteurs inflexibles prenant leurs décisions de production sur l'étape *forward*, des revendeurs, et le Gestionnaire du réseau qui gère le module du temps réel.

Grâce à ce cadre d'analyse formalisé, nous avons pu de répondre à deux questions importantes pour la construction d'architectures de marché.

Premièrement, ***quelle est la meilleure alternative de design pour le module du temps réel dans une seule zone de contrôle ?***

D'après nos résultats, les designs qui s'écartent du type « marché » et utilisent de pénalités devraient être évités, ou au moins combinés avec une *gate closure* proche du temps réel. Nos simulations numériques ont montré les conséquences économiques de l'utilisation d'une pénalité en temps réel pour une seule zone de contrôle. Elle provoque une distorsion des prix et des quantités d'équilibre sur le marché *forward*. Cette distorsion peut s'étendre aux prix et aux quantités d'équilibre en temps réel en présence de moyens de production inflexibles. D'autre part, les distorsions créées par l'utilisation de pénalités ne touchent pas tous les acteurs de la même manière. L'utilisation des pénalités provoque un transfert d'utilité des revendeurs vers les producteurs quelle que soit leur technologie, « flexible » ou « inflexible ». Ce transfert affaiblit l'argument d'utilisation d'une pénalité comme moyen de rémunérer la « flexibilité ». L'utilisation de pénalités produit aussi des modifications asymétriques de l'utilité des participants, affectant surtout les agents de petite taille ou déintégréés. Cela constitue ainsi une barrière à l'entrée qui entrave directement la dynamique concurrentielle. De plus, l'utilisation de pénalités provoque une diminution de l'utilité totale. Cette forme d'inefficacité est amplifiée par des inefficacités productives (augmentation du coût de production) en présence d'une technologie de production inflexible. Enfin, l'utilisation de pénalités accroît directement les revenus du GRT, acteur central du design de règles, et responsable de la sécurité du réseau qui est souvent invoquée pour recourir à des pénalités. Ceci souligne l'importance d'un cadrage par le Régulateur dans la définition des règles. D'autant plus que l'importance de toutes ces conséquences économiques de l'utilisation de pénalités augmente quand la position temporelle de la *gate closure* s'éloigne du temps réel.

Deuxièmement, ***quels sont les effets de l'intégration des modules du temps réel entre deux zones de contrôle, notamment quand ces modules sont imparfaitement harmonisés ?***

Nous avons étudié l'intégration des modules du temps réel dans une configuration simple, avec deux zones de contrôle interconnectées et sans restriction de capacité de transport. Les deux zones possèdent des caractéristiques « structurelles » équivalentes mais peuvent harmoniser ou non leurs designs. Nous comparons donc deux profils différents d'intégration : un premier profil parfaitement harmonisé (marché du temps réel et marché du temps réel) ; et un deuxième profil imparfaitement harmonisé (mécanisme d'ajustement et marché du temps réel). Les résultats des simulations ont montré, en premier lieu, que l'intégration de modules du temps réel est toujours bénéfique du point de vue de l'intérêt collectif. Car elle réduit le coût total espéré de la production et augmente de l'utilité totale. Cependant, dans un environnement où les agents ont de l'aversion au risque, les modifications de la variabilité des revenus en temps réel, que provoque l'intégration, peuvent réduire le gain d'utilité qui aurait été obtenu sans aversion au risque. En deuxième lieu, les résultats ont montré que, lors de l'intégration, les règles de design du module du temps réel dans une zone peuvent provoquer des effets et des distorsions sur les marchés de l'autre zone. En conséquence, l'harmonisation du design joue donc un rôle clé dans la détermination des gagnants et des perdants de l'intégration des marchés. Contrairement à

l'effet économique recherché par l'intégration des zones, où le choix des gagnants et des perdants serait strictement déterminé par les caractéristiques structurelles des zones, le manque d'harmonisation du module du temps réel peut apporter ses propres effets non-désirés. Dans le cas d'intégration entre une zone au *design* de type « marché du temps réel » et une autre au *design* de type « mécanisme », ce ne sont plus les caractéristiques économiques structurelles qui président au choix des gagnants et des perdants mais bien la nature des règles définissant le module du temps réel. Il serait donc préférable de soigner l'harmonisation des règles lors de l'intégration et de veiller à ce que la conception du *design* du temps réel dans une zone n'interfère pas dans le processus d'intégration. En effet, puisque le choix de gagnants et perdants de l'intégration dépend des règles choisies, ces dernières ne devraient pas être déléguées aux agents susceptibles de tirer profit ou de bloquer l'intégration.

Les résultats de notre recherche formalisée pour étudier le *market design* du « temps réel » conduisent à plusieurs **nouvelles pistes**.

Le premier axe de recherche complémentaire serait de lever certaines hypothèses de la modélisation pour pouvoir traiter des cas plus généraux et plus réalistes. L'hypothèse de la concurrence parfaite pourrait être levée en introduisant du pouvoir de marché, par exemple une concurrence à la Cournot sur l'étape du temps réel suivant les travaux de Yao *et al.* [2004]. D'autre part, l'hypothèse d'absence de contraintes de capacité de production, qui se rattache directement à la sécurité du réseau, pourrait aussi être levée. Ceci impliquerait, d'un côté, de considérer la valeur économique de la sécurité du réseau (Joskow-Tirole [2006]) et, d'un autre côté, de prendre en compte la fourniture de réserves (Siddiqui [2002]). Une fois ces deux hypothèses levées, une comparaison complète des différentes alternatives de *design* du module du temps réel serait possible. Un *design* optimal devrait en effet prendre en compte tous les effets économiques et techniques de la sécurité du réseau et du pouvoir de marché, ou tous au moins les plus importants, que ce soit pour une seule zone de contrôle ou pour plusieurs zones de contrôle.

Une seconde recherche complémentaire consisterait à étendre la modélisation des *designs* du temps réel en prenant en compte d'autres caractéristiques des *designs* existants. Dans notre modélisation, nous avons simplifié la variété empirique des différents arrangements du temps réel en ne distinguant que deux genres de *design*, « marché » et « mécanisme », différenciés par le paramètre de pénalité. Cette modélisation pourrait être approfondie en étudiant différents types d'enchères (enchère à prix uniforme ou enchère discriminante) ou différentes méthodes de détermination des prix des écarts (prix marginal, prix moyen, prix *forward*, etc.) (Green-McDaniel [1999]). Cet axe de recherche pourrait s'étendre d'un seul intervalle de livraison à plusieurs intervalles de livraison. Ceci permettrait de mieux appréhender les caractéristiques spécifiques de l'électricité, notamment les liens intertemporels dans la production d'énergie pour différents intervalles de livraison (coût de démarrage, contraintes de *ramping*, etc.).

Une troisième recherche introduirait dans la modélisation des agents de marché plus complexes. Ceci permettrait de construire de « maquettes » avec des configurations différentes qui chercheraient à s'approcher de situations réelles de marchés électriques particuliers. Ce serait, par exemple, l'introduction d'acteurs intégrés combinant des moyens de production de différentes technologies, ou bien différents groupes de consommateurs. Ou, encore, l'étude de l'intégration entre zones quand les technologies majoritaires de production sont de nature différente (flexibles et inflexibles). De même, on pourrait prendre en compte des producteurs faisant face à des incertitudes en production. Un cas extrême de ce type de producteur serait l'éolien. Cette technologie a un coût marginal de production à peu près nul, mais elle est aussi la source de fortes incertitudes pour le réseau, et peut provoquer des effets économiques collatéraux lors de l'intégration de différentes zones.

En fin, une quatrième et dernière recherche développerait des solutions analytiques du modèle pour les confronter à des données réelles. Notre méthodologie actuelle des simulations numériques et les pistes développées dans cette thèse pourraient alors être utilisées comme une base pour des développements analytiques généralisables. Ces développements permettraient de tester économétriquement des données réelles de différents marchés (Bessembinder-Lemmon [2000], Siddiqui [2002]).

Annexe

Annexe N°1 : Abréviations

€ / US\$ / £	Euro / Dollar / Livre
APX	Amsterdam Power Exchange (Bourse d'électricité J-1 aux Pays-Bas, cf. www.apx.nl)
APX UK	Amsterdam Power Exchange UK (Bourse d'électricité J-1 en Angleterre, cf. www.apxgroup.com)
BELPEX	Bourse d'électricité J-1 en Belgique (cf. www.belpex.be)
BRL	Balancing Reserve Level (Mécanisme d'ajustement Anglais)
CRE	Commission de Régulation de l'Energie (France, cf. www.cre.fr)
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et le Gaz (Belgique, cf. www.creg.be)
Elexon	Entreprise chargée du règlement financier du mécanisme d'ajustement Anglais (<i>Balancing Mechanism</i> , cf. www.elexon.com)
ELIA	Gestionnaire du réseau de transport en Belgique (cf. www.elia.be)
ELSPOT	Bourse d'électricité J-1 à NORDPOOL (cf. www.nordpool.com).
ERCOT	Gestionnaire du réseau de transport correspondant à l'état du Texas aux Etats-Unis (cf. www.ercot.com).
GRT	Gestionnaire du réseau de transport
IC	Incentive Component (Mécanisme d'ajustement aux Pays-Bas)
ISO	Independent System Operator
MidWest Pool	Architecture de marché d'électricité correspondant à plusieurs états du centre-ouest des Etats-Unis (Wisconsin, Minnesota, Missouri, Michigan, etc. - cf. www.midwestiso.org)
MWh	Mégawatt heure
NE Pool	Architecture de marché d'électricité correspondant à l'état de New England au nord-est des Etats-Unis (cf. www.iso-ne.com)
NETA	Architecture de marché d'électricité correspondant à l'Angleterre après 2001 (<i>New electricity trading arrangements</i>)
NGC	National Grid Company (Gestionnaire du réseau de transport en Angleterre, cf. www.ngc.com)
NORDPOOL	Architecture de marché d'électricité correspondant aux pays scandinaves (Norvège, Danemark, Finlande, Suède, cf. www.nordpool.com)
NY Pool	Architecture de marché d'électricité correspondant à l'état de New York au nord-est des Etats-Unis (cf. www.nyiso.com)
OFGEM	The Office of Electricity and Gas Markets (Régulateur Anglais, cf. www.ofgem.gov.uk)
OMEL	Architecture de marché d'électricité correspondant à l'Espagne (cf. www.omel.es)
PeN	Prix des écarts négatifs
PeP	Prix des écarts positifs
PJM	Architecture de marché d'électricité correspondant aux états de Pennsylvania, New Jersey, Maryland, etc. au nord-est des Etats-Unis (cf. www.pjm.com)
PMargB	Prix marginal des offres acceptées à la baisse
PMargH	Prix marginal des offres acceptées à la hausse

PMB	Prix moyen des offres acceptées à la baisse
PMH	Prix moyen des offres acceptées à la hausse
PowerNext	Bourse d'électricité J-1 en France (cf. www.powernext.fr)
PX	<i>Power Exchange</i> (Bourse d'électricité)
RTE	Gestionnaire du réseau de transport en France (www.rte-france.net)
RTO	<i>Regional Transmission Organization</i>
SBP	<i>System Buying Price</i> (Prix des écarts négatifs, Mécanisme d'ajustement Anglais)
SSP	<i>System Selling Price</i> (Prix des écarts positifs, Mécanisme d'ajustement Anglais)
Tennet	Gestionnaire du réseau de transport au Pays-Bas (www.tennet.nl)

Annexe N°2 : Analyse de sensibilité : modèle de base

Nous étudions ici la sensibilité des résultats aux changements des paramètres. Dans ce but, nous prenons le cas de base avec des pénalités fortes ($k=1,4$) et une *gate closure* loin du temps réel.

Nous réalisons des simulations en faisant varier les paramètres d'aversion au risque (A_R et A_{FG}), le prix fixe payé par les consommateurs (P^C), et enfin l'asymétrie de la distribution de probabilité de la demande (p) et le coefficient de coût marginal (σ_{FG}). Ces paramètres sont modifiés de +10% et -10%. Nous comparons alors les nouveaux résultats avec les résultats du cas de base.²⁴⁵

Nous remarquons que, dans toutes les simulations réalisées avec les nouveaux paramètres, le « signe » ou la direction des différents effets d'une pénalité n'ont pas été modifié. En revanche, le poids ou la valeur absolue des résultats dépendent des paramètres. Le tableau A-1 résume les résultats de l'étude de sensibilité. Chaque ligne de ce tableau correspond aux résultats développés précédemment, à savoir : la distorsion du prix *forward* (différence entre le prix *forward* avec pénalité et sans pénalité) ; la diminution de l'utilité des revendeurs (différence entre l'utilité avec et sans pénalité) ; l'augmentation de l'utilité des producteurs (différence entre l'utilité avec et sans pénalité), l'augmentation du profit du GRT (différence du profit avec et sans pénalité) et enfin la diminution de l'utilité totale (différence entre l'utilité totale avec et sans pénalité) qui est une forme d'inefficacité. Les différentes colonnes du tableau représentent le changement des résultats par des flèches.

Tableau A-1 : Sensibilité des résultats aux changements des paramètres.²⁴⁶

	A		P^C		p		σ_{FG}	
	(-10%)	(+10%)	(-10%)	(+10%)	(-10%)	(+10%)	(-10%)	(+10%)
Distorsion Prix Forward	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑
Dim. Ut. Revendeurs	↓	↑	↑	↓	↓	↑	↓	↑
Aug. Ut. Producteurs	↓	↑	↑	↓	↓	↑	↓	↑
Aug. Profit GRT	↓	↑	↑	↓	↓	↑	↓	↑
Inefficacités	↓	↑	↑	↓	↑	↑	↑	↓

Nous remarquons plusieurs résultats généraux. Les effets d'une pénalité augmentent quand l'aversion au risque des participants, A , est plus grande et ils diminuent quand l'aversion est plus petite. L'asymétrie de la fonction de distribution de la demande (qui est

²⁴⁵ Les tableaux des résultats pour chacun de cas sont mis à la fin de l'annexe.

²⁴⁶ A coefficient d'aversion au risque ; P^C prix fixe des consommateurs ; p asymétrie distribution de probabilité de la demande ; σ_{FG} coefficient du coût marginal de production.

aussi une mesure de la courbure ou convexité de la fonction d'offre en temps réel) affecte de la même manière les effets d'une pénalité. Plus la distribution est asymétrique, plus les effets d'une pénalité sont importants. Le paramètre du prix fixe payé par les consommateurs (P^C) a une influence sur les effets d'une pénalité. Plus P^C est grand est plus la distorsion du prix *forward* sera plus grande. En revanche le transfert d'utilité entre les producteurs et le revendeur sera proportionnellement moins important.

Tableaux des résultats de l'analyse de sensibilité

Tableau A-2 : Résultats cas de base

Cas de base		Benchmark	Cas 2
		Sans pénalité	Pénalité forte
Prix	Prix <i>forward</i>	28,9	33,8
	E[Prix temps réel]	30,0	30,0
Quantité <i>Forward</i>	Revendeur type A	70,5	77,3
	Revendeur type B	37,1	44,0
	Producteurs flexibles	107,6	121,2
Profit espéré	Revendeur type A	350,2	-189,8
	Revendeur type B	147,2	-228,8
	Producteurs flexibles	1442,7	2024,3
Utilité espérée	Revendeur type A	311,5	-241,9
	Revendeur type B	108,5	-280,9
	Producteurs flexibles	1423,0	1985,9
Profit espéré GRT		0,0	334,2
Coût et efficacité	Utilité espérée totale	1843,0	1740,2
	Efficacité	100,00%	94,42%
	Coût de production	1560,0	1560,0
	Efficacité productive	100,00%	100,00%

Tableau A-3 : sensibilité au coefficient d'aversion au risque (-10%)

A -10%		Benchmark	Cas 2
		Sans pénalité	Pénalité forte
Prix	Prix forward	29,0	33,4
	E[Prix temps réel]	30,0	30,0
Quantité Forward	Revendeur type A	70,5	77,2
	Revendeur type B	37,1	43,9
	Producteurs flexibles	107,6	121,1
Profit espéré	Revendeur type A	342,5	-155,8
	Revendeur type B	143,1	-209,2
	Producteurs flexibles	1454,4	1971,2
Utilité espérée	Revendeur type A	307,7	-203,1
	Revendeur type B	108,3	-256,6
	Producteurs flexibles	1436,7	1937,2
Profit espéré GRT		0,0	333,7
Coût et efficacité	Utilité espérée totale	1852,7	1752,9
	Efficacité	100,00%	94,61%
	Coût de production	1560,0	1560,0
	Efficacité productive	100,00%	100,00%

Tableau A-4 : sensibilité au coefficient d'aversion au risque (+10%)

A +10%		Benchmark	Cas 2
		Sans pénalité	Pénalité forte
Prix	Prix forward	28,8	34,3
	E[Prix temps réel]	30,0	30,0
Quantité Forward	Revendeur type A	70,5	77,4
	Revendeur type B	37,1	44,0
	Producteurs flexibles	107,6	121,4
Profit espéré	Revendeur type A	357,9	-223,7
	Revendeur type B	151,2	-248,3
	Producteurs flexibles	1430,9	2077,4
Utilité espérée	Revendeur type A	315,3	-280,6
	Revendeur type B	108,7	-305,1
	Producteurs flexibles	1409,3	2034,7
Profit espéré GRT		0,0	334,7
Coût et efficacité	Utilité espérée totale	1833,3	1727,2
	Efficacité	100,00%	94,21%
	Coût de production	1560,0	1560,0
	Efficacité productive	100,00%	100,00%

Tableau A-5 : sensibilité au prix fixe payé par le consommateur (PC-10%)

PC -10%		Benchmark	Cas 2
		Sans pénalité	Pénalité forte
Prix	Prix forward	31,0	35,9
	E[Prix temps réel]	30,0	30,0
Quantité Forward	Revendeur type A	73,4	80,2
	Revendeur type B	40,0	46,8
	Producteurs flexibles	113,4	127,0
Profit espéré	Revendeur type A	-34,0	-608,6
	Revendeur type B	-50,4	-462,3
	Producteurs flexibles	1674,5	2307,8
Utilité espérée	Revendeur type A	-94,4	-669,0
	Revendeur type B	-110,8	-522,7
	Producteurs flexibles	1655,0	2241,7
Profit espéré GRT		0,0	353,1
Coût et efficacité	Utilité espérée totale	1449,9	1377,5
	Efficacité	100,00%	95,01%
	Coût de production	1560,0	1560,0
	Efficacité productive	100,00%	100,00%

Tableau A-6 : sensibilité au prix fixe payé par le consommateur (PC+10%)

PC +10%		Benchmark	Cas 2
		Sans pénalité	Pénalité forte
Prix	Prix forward	26,8	31,8
	E[Prix temps réel]	30,0	30,0
Quantité Forward	Revendeur type A	67,5	74,4
	Revendeur type B	34,2	41,1
	Producteurs flexibles	101,7	115,5
Profit espéré	Revendeur type A	722,2	217,3
	Revendeur type B	332,5	-7,1
	Producteurs flexibles	1235,4	1764,4
Utilité espérée	Revendeur type A	674,5	168,9
	Revendeur type B	284,8	-55,5
	Producteurs flexibles	1203,2	1742,0
Profit espéré GRT		0,0	315,4
Coût et efficacité	Utilité espérée totale	2162,6	2068,9
	Efficacité	100,00%	95,67%
	Coût de production	1560,0	1560,0
	Efficacité productive	100,00%	100,00%

Tableau A-7 : sensibilité à l'asymétrie de la distribution de demande (p-10%)

<i>p -10%</i>		Benchmark	Cas 2
		Sans pénalité	Pénalité forte
Prix	Prix forward	28,2	32,4
	E[Prix temps réel]	30,0	30,0
Quantité Forward	Revendeur type A	67,7	73,4
	Revendeur type B	34,4	40,1
	Producteurs flexibles	102,1	113,5
Profit espéré	Revendeur type A	392,0	-54,9
	Revendeur type B	166,9	-142,2
	Producteurs flexibles	1381,1	1830,4
Utilité espérée	Revendeur type A	353,1	-96,9
	Revendeur type B	128,1	-184,2
	Producteurs flexibles	1358,8	1804,6
Profit espéré GRT		0,0	306,6
Coût et efficacité	Utilité espérée totale	1840,0	1551,7
	Efficacité	100,00%	84,33%
	Coût de production	1560,0	1560,0
	Efficacité productive	100,00%	100,00%

Tableau A-8 : sensibilité à l'asymétrie de la distribution de demande (p+10%)

<i>p +10%</i>		Benchmark	Cas 2
		Sans pénalité	Pénalité forte
Prix	Prix forward	30,0	36,3
	E[Prix temps réel]	30,0	30,0
Quantité Forward	Revendeur type A	74,9	83,7
	Revendeur type B	41,6	50,3
	Producteurs flexibles	116,5	134,0
Profit espéré	Revendeur type A	275,1	-452,9
	Revendeur type B	107,6	-410,4
	Producteurs flexibles	1557,3	2400,9
Utilité espérée	Revendeur type A	214,8	-541,0
	Revendeur type B	47,4	-498,5
	Producteurs flexibles	1539,3	2328,2
Profit espéré GRT		0,0	402,4
Coût et efficacité	Utilité espérée totale	1801,5	1619,8
	Efficacité	100,00%	89,91%
	Coût de production	1560,0	1560,0
	Efficacité productive	100,00%	100,00%

Tableau A-9 : sensibilité au coefficient de coût marginal (Sigma-10%)

Sigma -10%		Benchmark	Cas 2
		Sans pénalité	Pénalité forte
Prix	Prix forward	24,2	28,2
	E[Prix temps réel]	27,0	27,0
Quantité Forward	Revendeur type A	67,2	74,0
	Revendeur type B	33,9	40,7
	Producteurs flexibles	101,1	114,7
Profit espéré	Revendeur type A	665,8	249,6
	Revendeur type B	306,6	23,0
	Producteurs flexibles	1123,6	1541,9
Utilité espérée	Revendeur type A	624,8	210,1
	Revendeur type B	265,7	-16,5
	Producteurs flexibles	1095,8	1524,9
Profit espéré GRT		0,0	281,5
Coût et efficacité	Utilité espérée totale	1986,4	1911,7
	Efficacité	100,00%	96,24%
	Coût de production	1404,0	1404,0
	Efficacité productive	100,00%	100,00%

Tableau A-10 : sensibilité au coefficient de coût marginal (Sigma+10%)

Sigma +10%		Benchmark	Cas 2
		Sans pénalité	Pénalité forte
Prix	Prix forward	34,0	40,0
	E[Prix temps réel]	33,0	33,0
Quantité Forward	Revendeur type A	73,1	80,0
	Revendeur type B	39,8	46,6
	Producteurs flexibles	112,9	126,6
Profit espéré	Revendeur type A	-5,1	-682,3
	Revendeur type B	-38,7	-517,1
	Producteurs flexibles	1827,8	2596,4
Utilité espérée	Revendeur type A	-74,2	-753,5
	Revendeur type B	-107,8	-588,3
	Producteurs flexibles	1804,9	2519,1
Profit espéré GRT		0,0	387,0
Coût et efficacité	Utilité espérée totale	1622,8	1531,2
	Efficacité	100,00%	94,35%
	Coût de production	1716,0	1716,0
	Efficacité productive	100,00%	100,00%

Bibliographie

- Abou Chacra [2005].** Abou Chacra F., « Valorisation et optimisation du stockage d'énergie dans un réseau d'énergie électrique », Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Université Paris XI, Orsay, 2005.
- Ajodhia-Hakvoort [2005].** Ajodhia V., Hakvoort R., "Economic Regulation of quality in electricity distribution networks", *Utilities Policy*, 2005, Vol. 13, Issue 3, pp. 211-221.
- Aliprantis et al. [1990].** Aliprantis C. D., Brown D.J. et Burkinshaw O., Existence and Optimality of Competitive Equilibria, Heidelberg and New York: Springer and Verlag, 1990.
- Allaz-Vila [1993].** Allaz, B. et Vila J-L, 1993, "Cournot competition, forward markets and efficiency", *Journal of Economic Theory*, 59, 1993.
- Arrow-Debreu [1954].** Arrow K.J., Debreu G., "Existence of an equilibrium for a competitive economy", *Econometrica*, 1954.
- Averch-Johnson [1962].** Averch H., Johnson L., "Behavior of the firm under regulatory constraint ", *American Economic Review*, Vol. 52, n°5, pp. 1052-1069.
- Bailey-Eaton [2001].** Bailey, M. and C. Eaton, "Moving Toward Seamless Energy Markets: Evidence from the Northeast." *The Electricity Journal*, v. 14, #6, Julliet 2001.
- Baldick [2003a].** Baldick R., "Shift factors in ERCOT congestion pricing Ross Baldick", Working paper, University of Texas (Austin), disponible sur <http://www.ece.utexas.edu/~baldick/papers/shiffactors.pdf> , Mars 2003.
- Baldick [2003b].** Baldick R., "Variation of Distribution Factors with Loading," *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4):1316–1323, November 2003.
- Baldick et al. [2005].** Baldick R., Helman U., Hobbs B., O'Neill R., "Design of Efficient Generation Markets", *Proceedings of the IEEE*, Vol. 93, N° 11, Novembre 2005;
- Baldick-Niu [2005].** Baldick R., Niu H., "Lessons Learned: The Texas Experience," dans *Electricity Deregulation: Where to from here?* J. Griffin and S. Puller (Eds), The University of Chicago Press, 2005.
- Baldwin-Clark [2000].** Baldwin C. et Clark K. Design Rules, Volume 1, The Power of Modularity, MIT Press, Cambridge MA, 2000.
- Barquin et al. [2004].** Barquin, J., Boots, M.G., Ehrenmann, A., Hobbs, B.F., Neuhoff, K. and Rijkers, F.A.M., "Network-constrained models of liberalized electricity markets: the devil is in the details", CMI EP 32 Working Paper, disponible sur www.econ.cam.ac.uk/electricity/, 2004.

- Bastard [1998].** Bastard P., « Fonctionnement et réglage des systèmes de transport et de distribution d'énergie électrique » – Cours Supélec, 1998;
- Belmans [2004].** Belmans R., « La liberalización del mercado de la electricidad a examen », *Energia*, n° 178, May-June, 2004; pp. 51-55.
- Benintendi-Boccard [2003].** Benintendi D., Boccard N., "An Efficient Mechanism for Cross-Border Relief", Présenté à la Conférence IDEI, Toulouse, 2003.
- Benitez-Crampes [2003].** Benitez D., Crampes C., "L'allocation des capacités de transport pour l'électricité", Rapport réalisé pour la Commission de Régulation de l'Énergie, Gremaq-CNRS, juillet 2003.
- Bergman [2005].** L. Bergman, "Why has the Nordic electricity market worked so well?", Rapport Elforsk, disponible sur www.elforsk-marketdesign.net, juin 2005.
- Bessembinder-Lemmon [2000].** Bessembinder, H. and Lemmon, M., "Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets", *Journal of Finance*, Vol. 57, pp. 1347-1382, 2002.
- Bjørndal-Jörnsten [2001].** Bjørndal M. et Jörnsten K., "Zonal pricing in a deregulated electricity market", *The Energy Journal*, 22(1), 51-73, 2001;
- Bjørndal-Jörnsten [2004a].** Bjørndal M. et Jörnsten K., "Allocation of Resources in the Presence of Indivisibilities: Scarf's Problem Revisited." Discussion Paper, Department of Finance and Management Science, Norwegian School of Economics and Business Administration (NHH), 2004.
- Bjørndal-Jörnsten [2004b].** Bjørndal M. et Jörnsten K., "Equilibrium Prices Supported by Dual Price Functions in Markets with Non-Convexities" Discussion Paper, Department of Finance and Management Science, Norwegian School of Economics and Business Administration (NHH), 2004.
- Boisseleau [2004].** Boisseleau F., "The role of power exchanges for the creation of a single European electricity market: market design and market regulation", Thèse de doctorat, Université Paris IX et Université Delft, Janvier 2004.
- Bolle [1992].** Bolle F., "Supply Function Equilibria and the Danger of Tacit Collusion : The Case of Spot Markets for Electricity ", *Energy Economics*, Vol.15, pp. 94-102, 1992.
- Boogert-Dupont [2005].** Boogert A., Dupont D., "On the Effectiveness of the Anti-Gaming Policy Between the Day-Ahead and Real-Time Electricity Markets in the Netherlands", *Forthcoming in Energy Economics*, Mars 2005.
- Borenstein et al. [1999].** Borenstein S., Bushnell J., Wolak, "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market", Working Paper CPC99-007, F. Institute of Business and Economic Research Competition Policy Center (University of California, Berkeley), 1999.
- Borenstein et al. [2000].** Borenstein S., Bushnell J., Stoff S., "The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry", *The RAND Journal of Economics*, Vol. 31, No. 2, pp. 294-325, 2000.

- Borenstein et al. [2004].** Borenstein S., Bushnell J., Knittel Ch., Wolfram C., "Inefficiencies and Market Power in Financial Arbitrage: A Study of California's Electricity Markets", CSEM WP 138, Decembre 2004.
- Boucher et al. [2006].** Boucher J., Daxhelet O., Smeers Y., "An alternative benchmark of the Internal Electricity Market", Journées de la section électrotechnique du club EEA, Supélec, Mars 2006.
- Boucher-Smeers [1999].** J. Boucher and Y. Smeers, "Alternative Models of Restructured Electricity Systems, Part 1 No Market Power", CORE working paper, 1999.
- Boucher-Smeers [2002].** Boucher, J. and Smeers, Y., "Towards a common European Electricity Market – Path in the right direction...still far from an effective design". *Journal of Network Industries* 3(4), 375-424, 2002.
- Boucher-Smeers [2003].** Boucher J. & Smeers Y., "The European Regulation on Cross Border Trade : can one do without a standard market design ?", Working Paper, Université Catholique de Louvain, Mars 2003.
- Cadwalader et al. [1998].** Cadwalader M., Harvey S., Pope S., Hogan W. "Market Coordination of Transmission Loading Relief Across Multiple Regions", Working Paper disponible sur <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/extr1298.pdf>, 1998.
- Cadwalader et al. [1999].** Cadwalader M., Harvey S., Pope S., Hogan W., « Coordinating congestion relief across multiple regions », Working Paper disponible sur <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/isoc1099r.pdf>, 1999.
- Cameron-Cramton [1999].** Cameron L., Cramton P., "The Role of the ISO in U.S. Electricity Markets: A Review of Restructuring in California and PJM", *Electricity Journal*, 71-81, Avril 1999.
- Cardell et al. [1997].** Cardell J., Hitt C., et Hogan W.W., "Market Power and Strategic Interaction in Electricity Networks," *Resource and Energy Economics*, 19(1-2), 1997, 109-137.
- CE [1996].** Commission Européenne (CE), "Directive 96/92 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité", 1996.
- CE [2003].** Commission Européenne (CE), "Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.", 2003.
- CE [2004].** Commission Européenne (CE), "Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market", Rapport CE, Bruxelles, 2004.
- CE [2005].** Commission Européenne (CE), "Report on progress in creating the internal gas and electricity market", Rapport CE, Novembre 2005.
- Chance [2002].** Chance D., "Risk Neutral Pricing in Discrete Time", Teaching note 96-02, Louisiana State University, Novembre 2002.

- Chandley-Hogan [2006]**. Chandley J., Hogan W., "A Path to Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Services", Working Paper disponible sur <http://ksghome.harvard.edu/~whogan> , Août 2006.
- Chao et al. [2000]**. Chao H., Peck S., Oren S., Wilson R., "Flow-based transmission rights and congestion management". *The Electricity Journal*, octobre, pp.38-58.
- Chao et al. [2005]**. Chao H., Oren, S.S., Papalexopoulos, A., Sobajic, D.J. et Wilson, R., "Interface between engineering and market operations in restructured electricity systems", *Proceedings of the IEEE*, Volume: 93, Issue: 11, 1984-1997, Nov. 2005.
- Chao-Peck [1996]**. Chao H., Peck S., "A Market Mechanism for Electric Power Transmission". *Journal of Regulatory Economics*, n°10, pp.25-59.
- Chao-Wilson [1999]**. Chao H., Wilson R., "Multi-Dimensional Procurement Auction for Power Reserves: Incentive-Compatibility Evaluation and Settlement Rules", Presented at the UCEI Power Conference, Mars 1999.
- Coase [1937]**. Coase R. H., "The Nature of the Firm", *Economica*, 1937.
- Coase [1988]**. Coase R. H., - The Firm, the Market and the Law -, Chicago, IL: Univ. Chicago Press, 1988, pp.1-31.
- Contreras et al. [2001]**. Contreras J. Candiles O. De la Fuente J.I. Gomez T., "Auction Design in Day-ahead Electricity Markets", *IEEE Transactions on power Systems*, Vol. 16 N°1, février 2001.
- Cornwall [2002]**. Cornwall N., "The Need for Balance in NETA imbalance Pricing", *Power UK 96*, Février 2002.
- Costello [2001]**. Costello K., "Interregional Coordination versus RTO Mergers : A cost-benefit perspective", *The Electricity Journal*, Mars 2001.
- Counsell-Evans [2003]**. Counsell K., Evans L., "Day-Ahead Electricity Markets: Is There a Place for a Day-Ahead Market in the NZEM?", Working Paper, NZ Institute for the Study of Competition and Regulation, 2003.
- Cramton et al. [2005]**. Cramton P., Shoham Y., et Steinberg R. (eds.), *Combinatorial Auctions*, MIT Press, 2005.
- Cramton-Stoff [2006a]**. Cramton P., Stoff S., "The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity", Working Paper WP-2006-007, University of Maryland, Avril 2006.
- Cramton-Stoff [2006b]**. Cramton P., Stoff S., "Uniform-Price Auctions in Electricity Markets", forthcoming *The Electricity Journal*, 2006.
- CRE [2004a]**. Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), France, « Délibération relative à l'approbation des règles du mécanisme d'ajustement », disponible sur www.cre.fr, Juin 2004.

- CRE [2004b]**. Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), France, « Rapport d'activité 2003/2004 », disponible sur www.cre.fr, Juin 2004.
- CRE [2005a]**. Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), France, « Délibération du 17 mars 2005 relative à l'approbation des règles du mécanisme d'ajustement », disponible sur www.cre.fr, Mars 2005.
- CRE [2005b]**. Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), France, « Rapport d'activité 2004/2005 », disponible sur www.cre.fr, Juin 2005.
- CRE [2006a]**. Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), France, « Communication de la Commission de régulation de l'énergie du mars 2006 relative à l'amélioration du mécanisme d'ajustement », disponible sur www.cre.fr, Mars 2006.
- CRE [2006b]**. Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), France, « Délibération du 22 juin 2006 relative à l'approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement, au recouvrement des charges d'ajustement », disponible sur www.cre.fr, Juin 2006.
- CRE [2006c]**. Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), France, « Rapport d'activité 2005/2006 », disponible sur www.cre.fr, Juin 2006.
- CRE-AEEG [2004]** Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) France et Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), « Report on the Events of September, 28th, 2003, culminating in the separation of the Italian power system from the other UCTE networks", rapport collectif publié sur les sites de l'AEEG et de la CRE (www.cre.fr) Avril 2004.
- CREG [2005]**. Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) Belgique "Rapport Annuel 2004 à la Commission Européenne", Rapport, Juillet 2005.
- Curien [2000]**. Curien N., Economie des réseaux. Paris : La Découverte - Repères 293, 2000.
- Demsetz [1968]**. Demsetz H., "Why Regulate Utilities", *Journal of Law and Economics*, vol. 11, pp 50-65.
- ECE [2006]**. Department of Electrical and Computer Engineering (ECE), "Modelling of Cost Rate Curves", Cours "Economic systems for electric power planning", Iowa State University, disponible sur www.ee.iastate.edu/~jdm/ee458/CostCurves.doc, 2006.
- EI [2001]**. Edison Electric Institute (EI), "Power Market Auction Design: Rules and Lessons In Market-based Control for the New Electricity Industry", Août 2001.
- Ehrenmann-Smeers [2005]**. Ehrenmann A., Smeers Y., "Inefficiencies in European Congestion Management Proposals", *Utilities policy*, 13(2), 135-152, 2005.
- Ehrenmann-Smeers [2006]**. Ehrenmann A., Smeers Y., "Critical Assessment of Congestion Management Solutions: Efficiency and Market Power", présenté au workshop "Institutional setting for the IEM: The Role and Status of Power Exchanges", Florence School of Regulation, Janvier 2006.

- Elexon [2006a]**. Elexon, "Market Index Definition Statement for Market Index Data Provider(s)", disponible sur www.elexon.com, Avril 2006.
- Elexon [2006b]**. Elexon, "Review of credit assessment price (CAP)", Rapport Elexon disponible sur www.elexon.com, Juillet 2006.
- Elexon [2006c]**. Elexon, "Trading Operation Report", Rapport Elexon, disponible sur www.elexon.com, Septembre 2006.
- ELIA [2005]**. ELIA, Gestionnaire du réseau Belge, "Tarif 2005 pour compensation des déséquilibres quat-horaires", disponible sur www.elia.be, 2005.
- ELIA [2006]**. ELIA, Gestionnaire du réseau Belge, "Tarifs de déséquilibre", disponible sur www.elia.be, 2006.
- Elmaghraby et al. [2004]**. Elmaghraby W. J., O'Neill R., Rothkopf M. et Stewart W., "Pricing and Efficiency in Lumpy Energy Markets," *The Electricity Journal*, vol. 17, no. 5, June 2004, pp. 54-64.
- EREGG [2006]**. European Regulators Group for Electricity and Gas (EREGG), "Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Markets Integration", disponible sur www.eregg.org, juin 2006.
- ETSO [2001]**. European Transmission System Operators (ETSO), "Co-ordinated auctioning : a market-based method for transmission capacity allocation in meshed networks", disponible sur www.ets-net.org, Avril 2001.
- ETSO [2003]**. European Transmission System Operators (ETSO), "Current State of Balance Management in Europe", disponible sur www.ets-net.org, 2003.
- ETSO [2004a]**. European Transmission System Operators (ETSO), "Cross-border electricity exchanges on meshed AC power systems", www.ets-net.org, Avril 2004.
- ETSO [2004b]**. European Transmission System Operators (ETSO), "An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe", www.ets-net.org, septembre 2004.
- ETSO [2005]**. European Transmission System Operators (ETSO), "Current State of Trading Tertiary Reserves Across Borders in Europe", disponible sur www.ets-net.org, Novembre 2005.
- ETSO [2006a]**. European Transmission System Operators (ETSO), "Key Issues in Facilitating Cross-Border Trading of Tertiary Reserves and Energy Balancing", disponible sur www.ets-net.org, Mai 2006.
- ETSO [2006b]**. European Transmission System Operators (ETSO), "Current State of Balance Management in South East Europe", disponible sur www.ets-net.org, Juin 2006.
- ETSO [2006c]**. European Transmission System Operators (ETSO), "ETSO Comments on EREGG Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Market Integration", disponible sur www.ets-net.org, Juillet 2006.

- ETSO [2006d]**. European Transmission System Operators (ETSO), "An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe", disponible sur www.ets-net.org, Mai 2006.
- ETSO [2007]**. European Transmission System Operators (ETSO), "Balance Management Harmonisation and Integration 4th Report", disponible sur www.ets-net.org, Janvier 2007.
- ETSO-EuroPEX [2004]**. European Transmission System Operators (ETSO) et Association of European Power Exchanges (Euro-PEX), "Flow-based Market Coupling : A joint ETSO-EuroPEX proposal for cross-border congestion management and integration of electricity markets in Europe", Interim Report, disponible sur www.ets-net.org, Septembre 2004.
- Euro-PEX [2003]**. Association of European Power Exchanges (Euro-PEX), "Using implicit auctions to manage cross-border congestion: decentralised market coupling", disponible sur www.europex.org, Juillet 2003.
- FERC [1999]**. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), "Regional Transmission Organizations". ORDER n°.2000, Final Rule, Docket No.RM99-2-000.
- FERC [2002]**. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), "Notice of proposed rulemaking on open transmission service and standardized market design". Docket No.RM01-12-000.
- Finon [2001]**. Finon D., « L'intégration des marchés électriques européens : de la juxtaposition de marchés nationaux à l'établissement d'un marché régional », *Economies et Sociétés, Série Economie de l'Energie*, n. 8, janv.-fév. 2001, p. 55-87.
- Frontier-Consentec [2005]**. Frontier Economics, Consentec, "Benefits and practical steps towards the integration of intraday electricity markets and balancing mechanisms", Rapport préparé pour la Commission Européenne, disponible sur http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/index_en.htm , Décembre 2005.
- Glachant [2002]**. Glachant, J.-M., "Why Regulate Deregulated Network Industries ?", *Journal of Network Industries* 3: 297-311, 2002.
- Glachant [2007]**. Glachant, J.-M., "Brown Out or Black Out in Europe in November 2006: to entertain ... with EU Colours Out?", Presentation, Conference "The Economics of Energy Markets", Toulouse, France, Janvier 2007.
- Glachant et al. [2005]**. Glachant, J.-M., Perez Y., Pignon V. et Saguan M. « Un marché européen de l'électricité ou des marchés dans l'Europe ? Regards croisés : Economistes et ingénieur », *Droit de la régulation et l'Economie, Annales de l'UMR André Tunc - Université de Paris I*, 2005.
- Glachant-Finon [2003]**. Glachant, J.M. et Finon D. (eds.), *Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar, 2003.

- Glachant-Lévêque [2005]**. Glachant, J.M. and Lévêque, F., "Electricity Single Market in the European Union: What to do next?" Discussion paper of the European Union research project SESSA, (http://www.sessa.eu.com/documents/bruxellesp/SESSA_report_wp1.pdf). Working Paper CEEPR 2005-15 at MIT (web.mit.edu/ceepr/), Sept 2005.
- Glachant-Pignon [2005]**. Glachant J.-M., Pignon V., "Nordic Congestion's Arrangement as a Model for Europe? Physical constraints and Economic Incentives", *Utilities Policy*, 2005.
- Glachant-Saguan [2006]**. Glachant J.-M., Saguan M., « Le commerce européen de l'électricité dans le respect des contraintes du système électrique : pour un dialogue économistes – ingénieurs », *Revue E tijdschrift, Société Royale Belge des Electriciens – n° 3*, 2006.
- Gonen [1986]**. Gonen T., *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill.
- Green [1994]**. Green R., "Britain's Unregulated Electricity Pool", dans *From Regulation to Competition : New Frontiers in Electricity Markets*, Einhorn, M.A. Ed, chap.4, pp. 73-97, Kluwer Academic Publishers, Boston.
- Green [2006]**. Green R., "Investment and generation capacity", dans F. Lévêque, *Competitive Electricity Market and Sustainability*, Edward Elgar, 2006.
- Green et al. [2005]**. Green R., Lorenzoni A., Perez Y. et Pollitt M., "Benchmarking Electricity in the EU", ADIS WORKING PAPER n°2005-01.
- Green-McDaniel [1999]**. Green, R. et McDaniel, T., "Modelling Reta: A model of forward trading and the balancing mechanism", Working paper, 1999.
- Green-Newbery [1992]**. Green, R. et Newbery, D., " Competition in the British Electricity Spot Market ", *Journal of Political Economy*, Vol. 100, N°5, pp. 929-953, 1992.
- Hadsell-Shawky [2006]**. Hadsell L., Shawky H., "Electricity Price Volatility and the Marginal Cost of Congestion: An Empirical Study of Peak Hours on the NYISO Market, 2001-2004", *The Energy Journal*, Vol 27 N°2, 2006.
- Hartshorn-Harvey [2001]**. Hartshorn A., Harvey S. "Assessing the short-run benefits from a combined northeast market", LECCG, LLC, Octobre, 2001.
- Harvey [2003]**. Harvey S., « The Virtues of Virtual RTOs », présentation, http://www.ksg.harvard.edu/hepg/RTO_ISO_Market_Reports.htm, septembre 2003.
- Harvey-Hogan [2000a]**. Harvey S., Hogan W., "Nodal and Zonal congestion management and the exercise of market power", http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.Ksg/zonal_jan10.pdf, 2000.
- Harvey-Hogan [2000b]**. Harvey S., Hogan W., "Nodal and Zonal congestion management and the exercise of market power: Further comments", http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.Ksg/zonal_Feb11.pdf, 2000.

- Harvey-Pope [2001]**. Harvey S., Pope S., "Feasibility Study for a Combined Day-Ahead Market in the Northeast", <http://www.lecg.com>, 2001.
- Hennebel [2007]**. Hennebel M., « Valorisation des services système sur un réseau de transport d'électricité en environnement concurrentiel », Thèse de doctorat en Génie Electrique, Université de Paris XI, Orsay, 2007.
- Henney [2002]**. Henney A, « An Independent Review of NETA », EEE Ltd, London, 2002.
- Hiroux-Maupas [2006]**. Hiroux C., Maupas F., "The management of wind power output under a feed-in tariff model: the role of TSO", 29th IAAE International Conference, Postdam / Allemagne, Juin 2006.
- Hirschhausen et al. [2007]**. Hirschhausen Ch., Weigt H., Zachmann G., "Price Formation and Market Power in Germany's Wholesale Electricity Markets", Working Paper WP-GE-15b, Dresden University of Technologie, Janvier 2007.
- Hirschhausen-Zachmann [2005]**. Hirschhausen Ch., Zachmann G., "Ensuring EU Enlargement to New Member States", Papier présenté à la conference "Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Time-Tables", Bruxelles, Septembre 2005.
- Hirshleifer-Subramanyam [1993]**. Hirshleifer, D., A. Subramayam, "Futures versus Share Contracting as Means of Diversifying Output Risk", *The Economic Journal*, 103, 620-638.
- Hirst [2001]**. Hirst E., "Real-Time Balancing Operations and Markets: Key to Competitive Wholesale Electricity Markets," Edison Electric Institute, Washington, DC, and Project for Sustainable FERC Energy Policy, Alexandria, VA, April 2001.
- Hirst-Kirby [1998]**. Hirst E. et Kirby B., "Technical and Market Issues for Operating Reserves", Consulting in Electric-Industry Restructuring Oak Ridge, Tennessee November 1998.
- Hirst-Kirby [2003]**. Hirst E. et Kirby B., "Allocating Costs of Ancillary Services: Contingency Reserves and Regulation", OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY, ORNL/TM-2003/152, http://www.ornl.gov/sci/btc/apps/Restructuring/tm2003_152.pdf, juin 2003.
- Hisman-Huurman [2004]**. Huisman R., Huurman Ch., "Being in Balance : Economic Efficiency in the Dutch Power Market", Erasmus Research Institute of Management (ERIM) Rapport disponible sur www.irim.eur.nl, Juillet 2004.
- Hobbs et al. [2001]**. Hobbs, B., Rothkopf M., O'Neill R., Chao H., (eds.). The Next Generation of Unit Commitment Models. . Kluwer International Series in Operations Research & Management, 2001.
- Hobbs-Rijkers [2004]**. Hobbs, B., Rijkers F.A.M., "Strategic Generation With Conjectured Transmission Price Responses in a Mixed Transmission Pricing System – Part I: Formulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No 2, Mai 2004.

- Hogan [1992].** Hogan W.W., "Contract Networks for Electric Power Transmission". *Journal of Regulatory Economics*, n°4, pp.211-242.
- Hogan [1998].** Hogan W., « Nodes and zones in electricity markets : seeking simplified congestion pricing », dans *Designing Competitive electricity markets*, Chao H. et Huntington H. (Eds.), Kluwer Academic Publisher, pp. 33-62, 1998.
- Hogan [2000].** Hogan, W.W., "Flowgate Rights and Wrongs". Working Paper, Harvard Electricity Policy Group, 2000.
- Hogan [2001].** Hogan, W.W., "Interregional coordination of electricity markets", presentation, Technical Conference on Interregional Coordination – FERC, juin 2001.
- Hogan [2002a].** Hogan W. W., "Financial Transmission Rights Formulations", mimeo, Center for Business and Government, JFK School of Government, Harvard University, disponible sur <http://www.whogan.com>, 2002.
- Hogan [2002b].** Hogan W.W., "Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms". *Journal of Regulatory Economics*, vol.21, n°1, pp.103-132, 2002.
- Hogan [2006a].** Hogan W.W., "Reliability and scarcity pricing: operating reserves demand curves", Working Paper, Harvard Electricity Policy Group, Mars 2006.
- Hogan [2006b].** Hogan W.W., "Revenue Sufficiency Guarantees and Cost Allocation", Mai 2006.
- Hogan-Ring [2003].** Hogan W., Ring B., "On Minimum-Uplift Pricing for Electricity Markets." Working Paper, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, 2003.
- Hunt [2002].** Hunt S., Making Competition work in Electricity, John Wiley & Sons ed., Inc., New York, 2002.
- ILEX [2002].** ILEX Energy Consulting, "Cost-reflectivity of imbalance charges", note disponible sur <http://www.ilexenergy.com>, 2002.
- Joskow [2006a].** Joskow P. L., "Markets for Power in the United States: An Interim Assessment", *The Energy Journal* 27(1), 1-36, Janvier 2006.
- Joskow [2006b].** Joskow P. L., "Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity", WP-2006-009, Mai 2006.
- Joskow [2006c].** Joskow P. L., "Designing Wholesale Electricity Markets", Conférence Market Power : What market design ?, CGEMP Université Paris Dauphine, disponible sur www.dauphine.fr/cgemp/, Mars 2006.
- Joskow [2006d].** Joskow P. L., "Patterns of Transmission Investment (and related issues)", dans F. Lévêque, *Competitive Electricity Market and Sustainability*, Edward Elgar, 2006.
- Joskow-Schmalensee [1983].** Joskow P. L., Schmalensee R., Markets for Power - An Analysis of Electrical Utility Deregulation, The MIT Press Ed, 1983.

- Joskow-Tirole [2006]**. Joskow and Tirole J., "Reliability and Competitive Electricity Markets (REVISED)", June 2006, forthcoming *Rand Journal of Economics*.
- Kamat-Oren [2004]**. Kamat, R. et Oren S., "Two Settlements Systems for Electricity Markets under Network Uncertainty and Market Power", *Journal of Regulatory Economics*, 25:1 5-37, 2004.
- Karakatsani-Bunn [2005]**. Karakatsani N., Bunn D., "Diurnal Reversal of Electricity Forward Premia", London Business School, Février 2005.
- Kiesling-Giberson [2004]**. Kiesling L., Giberson M., "Electric Network Reliability as a Public Good", Paper submitted to CMU conference: Electricity Transmission in Deregulated Markets, novembre 2004.
- Kirby-Milligan [2005]**. Milligan M., Kirby B. "Estimating the Ramping Capability of a Control Area or Balancing Authority and Implications for Moderate or High Wind Penetration", National Renewable Energy Laboratory, Mai 2005.
- Klobasta [2006]**. Klobasta M., Ragwitz M., Obersteiner C., "Strategies for an Efficient Integration of Wind Power Considering Demand Response", 29th IAEA International Conference, Potsdam – Allemagne, Juin 2006.
- Knight [1921]**. Knight F., Risk, uncertainty and profit, Houghton Mifflin Company published, 1921.
- Krapels-Flemming [2005]**. Krapels E.; Flemming P. – "Impacts of the PJM RTO Expansion"- A REPORT PREPARED FOR PJM BY ENERGY SECURITY ANALYSIS, INC., disponible sur www.pjm.com; 2005.
- Kristiansen [2004]**. Kristiansen T., "Markets for Financial Transmission Rights", Working Paper, Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering, 2004.
- Laughlin [2006]**. Laughlin K., "Regional Transmission Organizations", Présentation Harvard Electricity Policy Group, Juin 2006.
- LE [2004]**. London Economics (LE) "Structure and Functioning of the Electricity Market in Belgium in a European Perspective", Rapport, Octobre 2004.
- Leuthold et al. [2005]**. Leuthold F., Rumiantseva I., Weigt H., Jeske T., Hirschhausen Ch., "Nodal pricing in the German Electricity Sector – A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities", Working Paper WP-GE-08a, Dresden University of Technologie, septembre 2005.
- Lévêque [2004]**. Lévêque F., Economie de la Réglementation, Editions La Découverte, Paris, 2004.
- Longstaff-Wang [2004]**. Longstaff F., Wang A., "Electricity Forward Prices: A High-Frequency Empirical Analysis", *Journal of Finance*, Vol. 59, 1877-1900, 2004.
- Markowitz [1952]**. Markowitz, H., "Portfolio Selection", *Journal of Finance*, Vol. VII, No 1, Mars, 1952.

- Mas-Collel et al. [1995]**. Mas-Colell A., Green J., Whinston M., *Microeconomic Theory*, 1995.
- Ma-Sun [2005]**. Ma X., Sun D., "Key Elements of a Successful Market Design", *Proceedings of 2005 IEEE/PES, T.D. Conference, China, 2005*.
- Meeus [2006]**. Meeus L., "Power exchange auction trading platform design", Thèse de doctorat, KATHOLIEKE UNIVERSITEIT LEUVEN, Juillet 2006.
- Meeus et al. [2005]**. Meeus L., Purchala K., Belmans R., « Development of the Internal Electricity Market in Europe », *The Electricity Journal*, Vol. 18, Issue 6, Juillet 2005.
- Meeus et al. [2006]**. Meeus L., Belmans R., Glachant J-M, « Regional electricity market integration France-Belgium-Netherlands », *Revue E tijdschrift, Société Royale Belge des Electriciens – n° 3*, 2006.
- Menager [2002]**. (eds) Bastard P., Fargue D., Laurier P., Mathieu B., Nicolas M., Roos P. *Electricité : Voyage au cœur du système*, Eyrolles 2002.
- Menanteau-Finon [2003]**. Menanteau R., Finon D., « L'intégration de la production intermittente dans les marchés électriques libéralisés: des surcoûts techniques aux pénalités économiques imposées par les règles de fonctionnement », *Cahier de recherche LEPII, Série EPE, n°32*, Mars 2003.
- MISO-PJM [2004]**. Midwest ISO & PJM "Market to Market : Interregional Coordination Process", disponible sur www.miso-pjm.com, 2004.
- Moreno [2005]**. Moreno H., « Valorisation des services système dans un réseau de transport d'électricité », Thèse de doctorat en Génie Electrique, Université de Paris XI, Orsay, 2005.
- MPSC et al. [2001]**. Maryland Public Service Commission (MPSC), The District of Columbia Public Service Commission, et The Virginia State Corporation Commission, "Request For Rehearing in the Matter of PJM Interconnection, LLC", <http://www.psc.state.md.us/psc/electric/rehearing.htm#5>, 2001.
- NEISO-NYISO [2003]**. ISO New England, New York ISO, « Virtual Regional Dispatch : Concept, evaluation and proposal », Joint Working Paper, disponible sur www.ksg.harvard.edu/hepg/, 2003.
- Neuhoff [2003]**. Neuhoff, K., "Coupling Transmission and Energy Markets Reduces Market Power", 26th IAEE INTERNATIONAL CONFERENCE, PRAGUE, 2003.
- Newbery [2002]** Newbery D., "England's experience with NETA", présentation dans International Experience with Energy Liberalization: Lessons for Europe conference, Oviedo, Espagne, <http://www.econ.cam.ac.uk/electricity>, Julliet 2002.
- Newbery [2005a]**. Newbery D., "Refining Market Design", Discussion paper of the European Union research project SESSA, disponible sur www.sessa.eu.com, Septembre 2005.

- Newbery [2005b]**. Newbery D., "European Electricity Liberalisation", *The Energy Journal*, Special Issue 2005.
- Newbery [2006]**. Newbery D., "The Design of Wholesale Electricity Markets: Best Practice", MIT/Cambridge/Iberdrola Electricity Conference, Madrid, <http://www.electricitypolicy.org.uk>, Juin 2006.
- Newbery-McDaniel [2003]**. Newbery D., McDaniel T., "Auctions and trading in energy markets : an economic analysis", <http://www.electricitypolicy.org.uk>, 2003.
- NORDEL [2003]**. NORDEL, "Nordel Model for Balance Pricing and Settlement", disponible sur www.nordel.com, Mai 2003.
- O'Neill et al. [2005]**. O'Neill R., Sotkiewicz P., Hobbs B. F., Rothkopf M. H., Stewart W. R., "Efficient Market-Clearing Prices in Markets with Nonconvexities", *European journal of operational research*, vol. 164, no1, pp. 269-285, 2005.
- Ofgem [2006]**. The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), "BSC modification proposal P194 'Revised Derivation of the Main Energy Imbalance Price' – Impact Assessment", Rapport, Janvier 2006.
- Oren [1998]**. Oren S., "Authority and Responsibility of the ISO : Objectives, Options and tradeoffs", dans *Designing Competitive electricity markets*, Chao H. et Huntington H. (Eds.), Kluwer Academic Publisher, pp. 79-96, 1998.
- Oren [2001a]**. Oren S., "Design of Ancillary Service Markets", Hawaii International Conference On System Sciences, <http://certs.lbl.gov/pdf/hawaii-01.pdf>, janvier 2001.
- Oren [2001b]**. Oren S., "Efficient Intrazonal Transmission Pricing", Rapport, disponible sur www.puc.state.tx.us/electric/projects/23220/, 2001.
- Oren [2001c]**. Oren S., "Report to the public utility commission of Texas on the Ercot protocols", Rapport, www.puc.state.tx.us/electric/projects/23220/, février 2001.
- Oren [2003a]**. Oren S., "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets", University of California Energy Institute, Working Paper EPE-007, Juin 2003.
- Oren [2003b]**. Oren S., "Market Design and Gaming in Competitive Electricity Systems", Présentation 23rd Arne Ryde Symposium "The Nordic Electricity Market", Octobre 2003.
- Ott [2000]**. Ott A., "Can Flowgates Really Work? An Analysis of Transmission the PJM Market from April 1, 1998 - April 30, 2000", PJM, <http://www.ksg.harvard.edu/hepg/flowgate/flowgate.pdf>, Septembre 2000.
- Ott [2002]**. Ott A., "Evaluation of the Increase in the Economic Efficiency of the Overall PJM Unit Commitment and Economic Dispatch Resulting from the Integration of Allegheny Power into PJM Energy Market", PJM, Décembre 2002.
- Ott [2003]**. Ott A., "PJM-MISO: Achieving a Virtual RTO Through a Joint Operating Agreement", présentation <http://www.ksg.harvard.edu/hepg>, septembre 2003.

- Ott [2006].** Ott A., "The US Experience with LMP: PJM and Mid-West ISO Market Coordination", présentation <http://www.ksg.harvard.edu/hepg>, mai 2006.
- Perez [2002].** Perez Y. « L'économie néo-institutionnelle des réformes électriques européennes », Thèse de doctorat en Sciences Economiques, Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne, 2002.
- Phulpin et al. [2005].** Phulpin Y., Hennebel M., Plumel S., « La traçabilité de l'électricité : une méthode équitable pour l'allocation des coûts de transmission », *Electrotechnique du Futur EF'2005*, Grenoble (France), Septembre 2005.
- Pignon [2003].** Pignon V., « L'Harmonisation des Méthodes de Tarification du Transport d'Electricité, une Analyse Economique du Marché Unique Européen », Thèse de Doctorat en Sciences Economiques, Université Paris 1, Panthéon Sorbonne, 2003.
- PJM [2004].** PJM, "MIP Based Unit Commitment", PJM MIC Meeting, disponible sur www.pjm.com/committees/mic/downloads/20040331-mip-based-unit-commitment.pdf, 2004.
- PJM [2006].** PJM Interconnection, "Ancillary Service, PJM 101, the basics", Training material, disponible sur www.pjm.com, 2006.
- PJM-MISO [2006].** The Joint Board for the PJM-MISO Region, "Report on Security Constrained Economic Dispatch", summit à la FERC, Docket No. AD05-13-000, Mai 2006.
- Potomac [2004].** Potomac Economics, Ltd, "2003 State of the Market Report for the Ercot Wholesale Electricity Markets", disponible sur www.ercot.com, Juillet 2004.
- Potomac [2006].** Potomac Economics, Ltd, "2005 State of the Market Report for the Ercot Wholesale Electricity Markets", disponible sur www.ercot.com, Juillet 2006.
- Quiquempoix et al. [2004].** Quiquempoix O., Fliscounakis S., Bougarde E., « Prévion des pertes électriques sur le réseau THT et HT français », *CIGRE*, Avril 2004.
- Raineri-Rudnick [1996].** Raineri R. et Rudnick H., « Analisis de normativas de calidad de servicio para empresas distribuidoras », Working Paper, Universidad Católica de Chile, Chile, 1996.
- Rassenti-Smith [1998].** Rassenti S., Smith V. "Deregulating Electric Power : Market Design Issues and Experiments " dans *Designing Competitive Electricity Markets*, (Eds) Chao H., Huntington, H., pp.105-121, 1998.
- Rolfo [1980].** Rolfo, J. « Optimal Hedging under Price and Quantity Uncertainty : The Case of a Cocoa Producer », *Journal of Political Economy*, 88, 100-116.
- Roques et al. [2004].** Roques F., Newbery D., Nuttall W., « Generation Adequacy and Investment Incentives : from Pool to NETA ", Working Paper, <http://www.electricitypolicy.org.uk>, 2004.

- Roques et al. [2005].** Roques F., Newbery D., Nuttall W., « Investment Incentives and Electricity Market Design : the British Experience », *Review of Network Economics*, Vol.4 Issue 2 – Juin 2005.
- RTE [2003].** Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, France (RTE), « Mémento de la sûreté du système électrique » - <http://www.rte-france.com>, 2003.
- RTE [2005].** Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, France (RTE), « Schéma de développement du réseau public de transport d'électricité », <http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/rpte/sommaire.htm>, 2005.
- RTE [2006].** Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, France (RTE), « Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre », disponible sur www.rte-france.com, Juillet 2006.
- Ruff [2001].** Ruff L., "Flowgates, Contingency-Constrained Dispatch, and Transmission Rights", *The Electricity Journal*, janvier – février, pp.34-55, 2001.
- Salanié [2000].** Salanié B., *Microeconomics of Market Failures*, The MIT Press, 2000.
- Saravia [2003].** Saravia C., « Speculative Trading and Market Performance : The effect of Arbitrageurs on Efficiency and Market Power in the New York Electricity Market », CSEMWP 121, 2003.
- Saussier [1997].** Saussier S., « Choix contractuels et Coûts de transaction : une analyse économique des contrats d'approvisionnement en charbon d'EDF », Thèse de doctorat en Sciences Economiques, Université Paris 1, Panthéon Sorbonne, 1997.
- Schweppe et al. [1988].** Schweppe F.C, Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohn R.E., *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, 1988.
- Shahidehpour et al. [2002].** Shahidehpour M., Yamin H., Li Z., *Market Operation in Electric Power System*, IEEE – Wiley Inter Science, 2002.
- Shanker R. [2001].** Shanker R., "Is a Single Reasonable NE Market Feasible ? An Initial Analysis of Technology and Scalability ", *Northeast RTO Mediation* http://www.ksg.harvard.edu/hepg/RTO_ISO_Market_Reports.htm, Août 2001.
- Siddiqui [2002].** Siddiqui A. S. "Equilibrium Analysis of Forward Markets for Electricity and Reserves." PhD dissertation, University of California, Berkeley, 2002.
- Sioshansi [2006].** Sioshansi (eds.), *Electricity Market Reform: An International Perspective*, IAEE publication 2006.
- Smeers [2001].** Smeers Y., "Market Incompleteness in Regional Transmission Markets", Working Paper, Université Catholique de Louvain, Janvier 2001.
- Smeers [2003].** Smeers Y. "International Congestion Management", Contribution to the session on "International Congestion Management", CMI Electricity Project Transmission Workshop, Cambridge, 18–19, July 2003.

- Smeers [2004a]**. Smeers Y., « L'électricité: marchés organisés et marchés de gré à gré », Présentation orale - L'ouverture des marchés européens de l'électricité – IDEP (Institut d'Économie Publique) Marseille, janvier 2004.
- Smeers [2004b]**. Smeers Y., « L'électricité: marchés organisés et marchés de gré à gré », *Revue d'économie publique* 14-2004/1, décembre 2004.
- Smeers [2005a]**. Smeers Y., "System Performance (Reliability, Congestion Costs, Production Costs", présentation en " Edf/EPRI Workshop on Electricity Market Performance", Paris, février 2005.
- Smeers [2005b]**. Smeers Y., "How well can one measure market power in restructured electricity systems?" Discussion paper of the European Union research project SESSA, Mai 2005, (http://www.sessa.eu.com/documents/wp/D14.1_Smeers.pdf).
- Staropoli [2001]**. Staropoli C., « Organisation et efficacité des marchés de gros d'électricité – Une analyse économique des marchés anglo-gallois et nordique », Thèse de Doctorat en Sciences Economiques, Université de Paris 1 Panthéon – Sorbonne, 2001.
- Stavros [2000]**. Stavros R. "Transmission 2000: Can ISOs Iron Out the Seams?", *Public Utilities Fortnightly*, Mai 2001.
- Stoft [1998]**. Stoft S., "Gaming Intra-zonal Congestion in California", www.stoft.com, 1998.
- Stoft [2002]**. Stoft, S. Power System Economics. IEEE Press, Wiley-Interscience.
- Sun [2005]**. Sun J., "U.S. Financial Transmission Rights : Theory and Practice", WP #05008, Working Papers Series, Department of Economics, IOWA State University, Mars 2005.
- Sweeting [2000]**. Sweeting A., "The Wholesale Market for Electricity in England and Wales: Recent Developments and Future Reforms", Working paper M.I.T, septembre 2000.
- Tennet [2001]**. Tennet (Gestionnaire de réseau Néerlandais), "The Imbalance Pricing System as at 1 January 2001", Février 2001.
- Tennet [2005]**. Tennet (Gestionnaire de réseau Néerlandais), "The Imbalance Pricing System as at 01-01-2001, revised per 26-10-2005", disponible sur www.tennet.nl, Août 2005.
- Tirole [1991]**. Tirole J., The Theory of Industrial Organization, The M.I.T. Press.
- Transelec [2005]**. Transelec, "Memoria Annual 2005", disponible sur www.transelec.cl, 2005.
- Tseng et al. [1999]**. Tseng C., Oren S., Cheng C., Li C., Svoboda A. et Johnson R., "A Transmission-Constrained Unit Commitment Method in Power System Scheduling," *Decision Support Systems*, vol. 24, no. 3,4, pp 297-310, Janvier 1999.

- UCTE [2007]** Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), "Final Report, System Disturbance on 4 November 2006", Rapport disponible sur www.ucte.org, Janvier 2007.
- Varian [1995]**. Varian H.R., *Analyse Microéconomique*. Traduction française De Boeck Université, 1995.
- Vehvilainen [2005]**. Vehvilainen L., "Applying Mathematical Finance Tools to the competitive Nordic Electricity Market", Helsinki University of Technology, Institute of Mathematics, Research Reports A475, 2005.
- Von der Fehr et al. [2005]**. Von der Fehr, N-H M., E.S. Amundsen and L. Bergman (2005), "The Nordic Market: Signs of Stress?", *The Energy Journal*, Special Issue on European Energy Liberalisation, 2005.
- Von der Fehr-Harbord [1993]**. Von der Fehr, N-H M., Harbord D., "Spot market competition in the UK electricity industry," *Economic Journal* 103, 531-546, 1993.
- Walliser [2005]**. Walliser B., "Les fonctions des modèles économiques", Working paper ENPC-CERAS, EHESS, 2005.
- Williamson [1985]**. Williamson O., *The Economic Institutions of Capitalism*, New York, The Free Press, 1985.
- Wilson [1998a]**. Wilson R., « Pricing Issues », dans *Designing Competitive electricity markets*, Chao H. et Huntington H. (Eds.), Kluwer Academic Publisher, pp. 97-103, 1998.
- Wilson [1998b]**. Wilson R., « Design Principles », dans *Designing Competitive electricity markets*, Chao H. et Huntington H. (Eds.), Kluwer Academic Publisher, pp. 159-184, 1998.
- Wilson [2002]**. Wilson R., "Architecture of electric power markets". *Econometrica*, 70(4), 1299-1340.
- Wolak [2005]**. Wolak F., "Arbitrage, Risk Management, and Market Manipulation: What Do Energy Traders Do and When it is Illegal?", Présentation, Stanford, 2005.
- Wood-Wollenberg [1996]**. Wood, A. J., Wollenberg B. - *Power generation operation and control - Second Edition* - John Wiley & Sons, Inc.
- Yao et al. [2004]**. Yao, J., S. S. Oren et I. Adler., "Computing Two-Settlement Cournot Equilibria in Electricity Markets," *Proceeding of the 37th Hawaii International Conference on Systems Sciences (HICSS 37)*. Big Island, HI, 2004.
- Yu et al. [2005]**. Yu J., Teng Sh., Mickey J., « Evolution of ERCOT Market", conference EPRI, 2005.
- Zachmann [2005]**. Zachmann G., "Convergence of Electricity Wholesale Prices in Europe?", working paper DIW, septembre 2005.