

La sécurité de l'approvisionnement électrique : Une nécessaire complémentarité institutionnelle

Frédéric Marty

▶ **To cite this version:**

Frédéric Marty. La sécurité de l'approvisionnement électrique : Une nécessaire complémentarité institutionnelle. 2006. halshs-00010364

HAL Id: halshs-00010364
https://shs.hal.science/halshs-00010364

Preprint submitted on 21 Apr 2006

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

La sécurité de l'approvisionnement électrique : Une nécessaire complémentarité institutionnelle

Frédéric MARTY
Chargé de Recherche CNRS
Groupe de Recherche en Droit, Economie et Gestion
Université de Nice Sophia-Antipolis
frederic.marty@idefi.cnrs.fr

L'un des principaux enjeux qui se posent en matière de viabilité et d'acceptabilité sociale des marchés de l'électricité libéralisés tient dans la capacité de ces derniers à satisfaire la demande dans des conditions de prix raisonnables[1]. Deux dimensions sont alors présentes. La première tient à des dimensions de court terme. Elles sont liées au pilotage du réseau électrique, à son efficacité propre et à l'éventualité de manipulation des cours par les acteurs du marché. La seconde correspond à des dimensions de long terme. Elle tient à l'adéquation du parc productif avec la demande. Il s'agit alors de la question de l'optimalité des signaux de prix fournis par les marchés de l'électricité en matière d'incitations à l'investissement[2].

Si les marchés de l'électricité étaient parfaitement efficients, les investisseurs seraient en mesure de former des anticipations parfaites sur les *cash-flows* attendus de leurs investissements. Ils devraient être en mesure de sécuriser ces derniers au travers de contrats à termes dont les échéances seraient calées sur les délais d'amortissement financier des nouvelles infrastructures. De la même façon, l'éventuel exercice de pouvoirs de marchés

[1] Nous retrouvons en creux les concepts d'*avaibility* et d'*affordability* à la base de la définition du service universel.
Encaoua D. et Koebel P., (1987), «Réglementation et déréglementation des télécommunications», *Revue Economique*, n° 2, mars
[2] Bouttes J.-P., (2004), "Some Remarks on Market Design and Competition in Electricity", *Competition and Coordination in the Electricity Industry*, IDEI-CEPR, Toulouse, January.

n'aurait qu'un impact limité du fait du caractère subsidiaire du marché *spot* vis-à-vis des contrats bilatéraux à long terme[3].

Cependant, les marchés de l'électricité présentent de nombreuses particularités accroissant la volatilité des cours et susceptibles de décourager les investissements. La première d'entre elles tient à l'inélasticité de la demande aux prix. Une facturation en temps réel étant encore techniquement problématique et apparaissant comme socialement peu acceptable[4], il est difficile sinon impossible de responsabiliser la demande au moment de la pointe[5]. Ce faisant, les cours sont susceptibles de connaître des variations extrêmes. La seconde particularité tient aux risques associés aux investissements dans des capacités de pointe. Ces dernières ne seront potentiellement appelées que durant quelques heures dans l'année. La rentabilité de l'investissement dépend des seules espérances de *cash-flows* liés à ces épisodes de tension extrême sur les capacités productives. Comme il n'existe pas encore de contrats à terme permettant suffisamment de sécuriser les débouchés de ces unités sur l'ensemble de leur durée d'exploitation, les investisseurs peuvent reculer devant le risque. Non seulement la volatilité peut-elle accroître le risque des nouveaux investissements, mais elle peut aussi brouiller les signaux de prix. En effet, les investisseurs peuvent difficilement faire la part des choses entre les deux origines possible d'une valorisation extrême des prix de l'électricité, à savoir l'existence de rentes de raretés[6] et l'exercice de pouvoir de marché[7]. Non seulement l'investisseur risque de ce méprendre sur la réalité des rentes de raretés (annonciatrices de *cash-flows* futurs), mais il anticipe que les valorisations des prix risquent de susciter des accusations de manipulations des cours Ces dernières peuvent être à l'origine d'interventions brutales du régulateurs, notamment sous forme de plafonnement des cours. Celles-ci peuvent être des plus préjudiciables pour l'amortissement des investissements, dans la mesure où elles

[3] Le marché *spot* serait cantonné aux marchés d'ajustement et d'équilibrage. On s'éloigne drastiquement, ce faisant, du modèle du marché walrasien, dans lequel le commissaire priseur centralise l'ensemble des offres et des demandes et n'autorise les transactions qu'au prix d'équilibre. Or, ce modèle avait été celui des premiers pools de l'électricité, au premier rang desquels le précurseur anglo-gallois. On se rapproche ce faisant d'un marché de type "autrichien" dans lequel les transactions bilatérales priment.
Marty F., (2002), *Dynamique et Pluralité des Conventions de Réglementation : Une analyse économique de la jurisprudence du Conseil de la Concurrence relative au secteur électrique*, Thèse de doctorat en sciences économiques, Ecole Normale Supérieure de Cachan, décembre.

[4] Borenstein S. and Holland S.P., (2003), "Investment Efficiency in Competitive Electricity Markets with and without Time Varying Prices", Center for the Study of Energy Markets, Working Paper 106R.

[5] A l'exception de divers instruments de *demand side management*, telles les clauses d'effacement négociées avec certains gros consommateurs industriels.

[6] Indispensables pour couvrir les coûts fixes des installations marginales.

[7] Lors de la pointe de demande tout producteur aussi marginal soit-il peut devenir "faiseur de prix" dès lors que l'équilibrage en temps réel du système électrique dépend de son offre.

contribuent à annihiler les rentes en question, indispensables à l'amortissement des capacités de pointe.

Nous nous proposerons donc d'analyser dans une première partie les principales causes d'instabilité des marchés de l'électricité, avant de nous attacher dans une seconde partie aux mécanismes institutionnels permettant de sécuriser l'approvisionnement électrique via la garantie d'une rémunération des capacités de production de réserve. Enfin, dans une troisième partie conclusive, nous nous interrogerons sur la capacité des seuls mécanismes de marché à relever les défis posés par la continuité de l'approvisionnement.

I. L'instabilité des *Energy-Only Markets*

1. Une volatilité des signaux de prix intrinsèque aux marchés électriques

L'électricité n'est pas une marchandise comme une autre. Ses spécificités physiques (par exemple sa non stockabilité[8] qui induit la nécessité d'équilibrer en temps réel l'offre et la demande) font que les prix du marché *spot* connaissent des tensions extrêmes à l'approche de la pointe de demande[9]. Ce faisant, les signaux de prix sur lesquels se basent les investissements des firmes se caractérisent par une très forte volatilité, comme en témoigne les cours des principales bourses de l'énergie européenne lors du premier semestre de l'année 2004.

[8] A l'exception de la gestion des réserves d'eau dans les systèmes productifs à forte composante hydro-électrique.

[9] Marty F., (2004), « Déséquilibres et défaillances des marchés électriques : La libéralisation est-elle coupable ? », *L'Economie Politique*, n° 24, pp. 43-58.

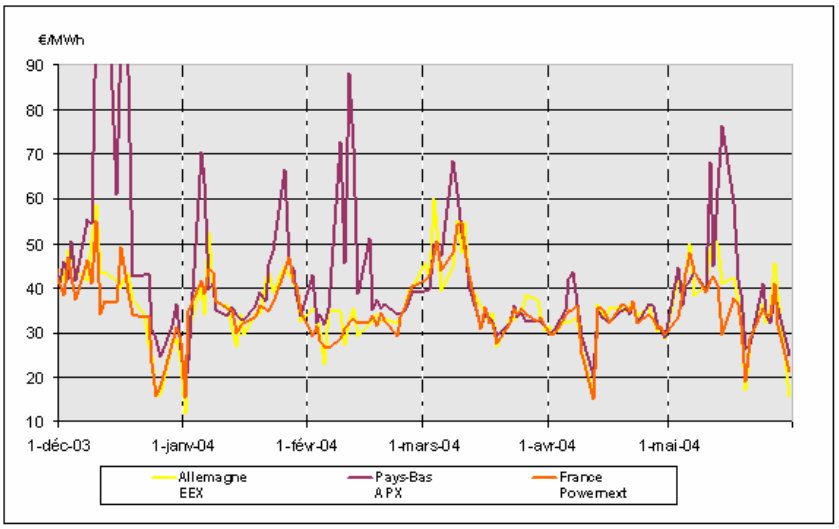


Figure 1 : Source Powernext

La canicule d'août 2003 constitue l'exemple emblématique de l'extrême volatilité des prix de l'énergie et de ses conséquences sur les acteurs du marché[10]. Alors que le prix de l'électricité sur Powernext, le marché français de l'électricité, s'est établi le 10 août 2004 à 32 € / MWh, il a atteint la barre des 1000 € / MWh, un an avant, au plus fort de la canicule. Ces évolutions extrêmes des cours ne furent pas cantonnées au marché français. Le 12 août 2003, l'électricité s'échangeait à la bourse d'Amsterdam à 2000 € / MWh.

De telles variations de prix peuvent à nouveau être observées à l'occasion de la vague de froid de la fin de l'hiver 2005, à l'origine d'un véritable choc de demande. Les prix journaliers allèrent de 29 à 113 € / MWh, le lundi 28 février 2005 et de 45 à 170 € / MWh, le jeudi 3 mars. Les écarts de prix sur un mois sont tout aussi significatifs, le prix minimum atteint dans la journée du 13 février s'établissant à 5.99 € / MWh. En quinze jours, les prix moyens de l'électricité sur le marché français ont quadruplé.

[10] Rappelons qu'EDF a du se porter acquéreur d'énergie pour faire face aux tensions s'exerçant sur son appareil productif, à l'instar de la situation du 28 février 2005 au plus fort de la vague de froid.

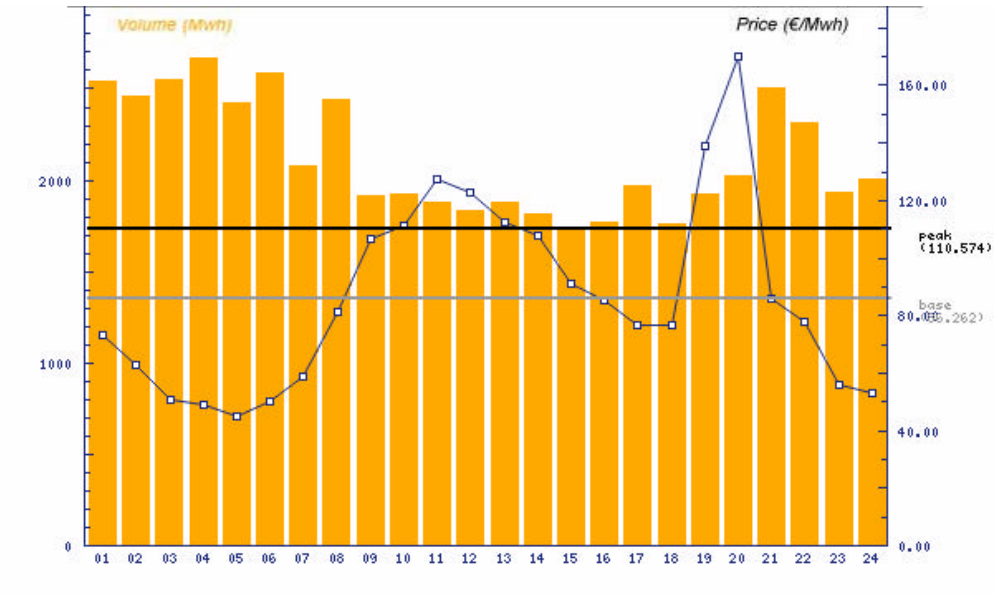


Figure 2 : Prix sur le marché Powernext, le 3 mars 2005

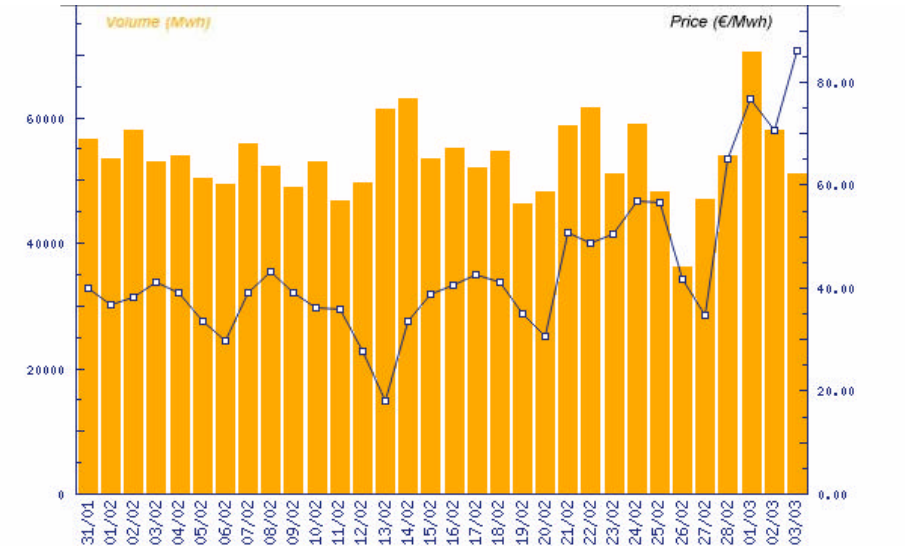


Figure 3 : Prix journaliers moyens sur le marché français en février 2005

La volatilité journalière est un trait commun à l'ensemble des marchés électriques européens. Cependant, le phénomène ne connaît pas une ampleur uniforme sur les différents marchés européens[11].

	France / Powernext	Allemagne / EEX	Pays-Bas / APX	Scandinavie / NordPool
Volatilité journalière[12]	61.4 %	50.15 %	125.55 %	6.41 %
Prix minimum (€ / MWh)	4.93	3.12	6.75	10.9
Prix maximum	310.37	163.46	660.34	114.6
Prix moyen	25.11	26.02	38.23	31.02
% de l'électricité achetée sur le marché spot	5 % de la consommation éligible !	9 %	11 %	30 %

Figure 4 : Source Chevalier et Rapin (2004)

Il convient de noter que la volatilité des prix de l'électricité est bien plus élevée sur le marché français que sur le scandinave. Ce phénomène vient tout simplement de la différence de nature de ces deux marchés. Powernext n'est encore principalement qu'un marché d'équilibrage des positions physiques (permettant pour chaque intervenant de réaliser l'adéquation entre leurs engagements contractuels et les flux d'énergie effectivement échangés). Dans le même temps, NordPool est un marché à part entière au travers duquel transite une forte partie de l'approvisionnement électrique. Cette plus forte profondeur du marché explique la plus faible volatilité des cours.

Ainsi, la volatilité relevée sur le marché français en 2004 s'avère-t-elle plus modérée pour l'année 2004 que ce qu'elle fut pour 2003, sous le double effet de l'augmentation de la profondeur du marché français et de l'absence de facteurs climatiques extrêmes[13].

[11] Chevalier J.-M. et Rapin D., (2004), *Les Réformes des industries électriques et gazières en Europe*, Note de Benchmarking International, *Institut de l'Entreprise*, Paris, juillet, 92p.
[12] La volatilité journalière est appréciée par l'écart type des taux de variation absolus pour la période allant du 1er janvier 2002 au 31 décembre 2003.
[13] Powernext, (2005), *Bilan Statistique 2004*, février.

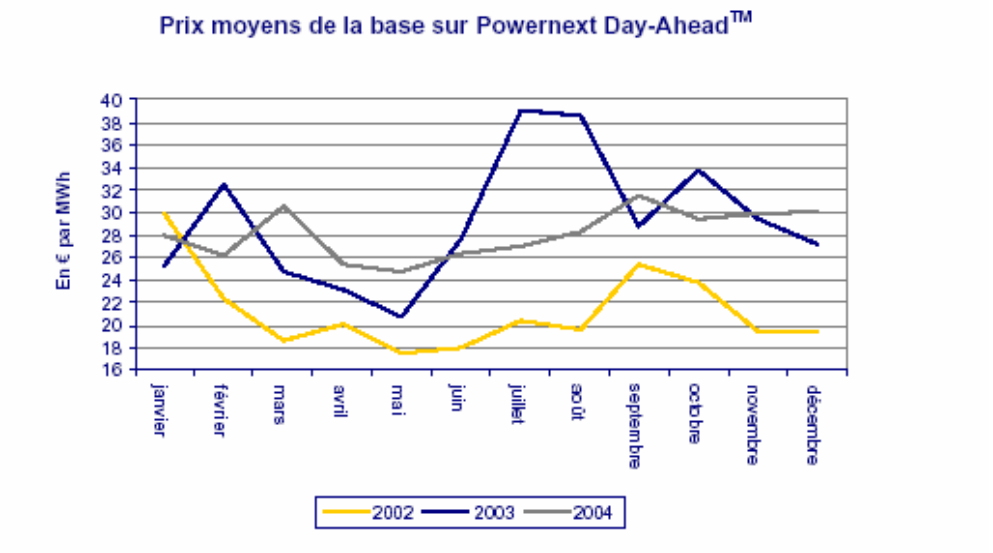


Figure 5 : Source Bilan Statistique 2004 Powernext

Cependant, même si les cours de l'électricité ont fait preuve de moins de volatilité pour l'exercice 2004 que pour les deux années précédentes, elle s'éleva à 27 % pour la base et à 37 % pour la pointe. De la même façon, la valorisation extrême de l'électricité ne fut que de 100 € par MWh en mai 2004 contre plus de 1000 € en août 2003. Toujours est-il qu'avec près de 150 heures durant lesquelles les prix de l'électricité dépassèrent 75 € / MWh, l'année 2003 est représentative des écarts de valorisation extrêmes que peuvent connaître les prix de l'électricité[14].

	2004	2003	2002
Prix moyen en base (€ / MWh)	28.13	29.22	21.19
Prix moyen en pointe (€ / MWh)	33.71	37.82	25.82
Volatilité en base	27 %	87 %	36 %
Volatilité en pointe	37 %	155 %	50 %

Figure 6 : source Bilan Statistique 2004 Powernext

[14] La réduction de la volatilité entre 2003 et 2004 peut être imputée à plusieurs facteurs parmi lesquels l'approfondissement du marché français et surtout la réduction des écarts entre les températures enregistrées durant l'année et les normales saisonnières. Cet écart est mesuré à partir de l'indice Nextweather, lequel permet de quantifier la part d'imprévu dans les températures par rapport aux vingt-cinq précédentes années. Des températures plus basses que la moyenne en hiver ou exceptionnellement chaudes en été entraînent en effet des sur consommations d'électricité que les producteurs ne peuvent anticiper. La rigidité de la demande aux prix se traduit alors par l'envolée des prix sur le marché *spot*.

2. Une volatilité perturbant les signaux de prix adressés aux investisseurs

Cette forte volatilité décourage les investisseurs dans la mesure où les flux de revenus futurs liés aux investissements sont marqués par une forte variabilité. Une illustration frappante peut être trouvée avec les évolutions des prix *spot* sur le marché néo-zélandais depuis 1996. La volatilité n'est pas simplement le fait des "marchés dans l'enfance", un phénomène transitoire appelé à disparaître au fur et à mesure que les marchés gagneront en profondeur et que les autorités boursières auront acquis l'expérience nécessaire pour prévenir les stratégies de manipulation des cours. Elle s'avère une caractéristique pérenne des marchés électriques libéralisés.

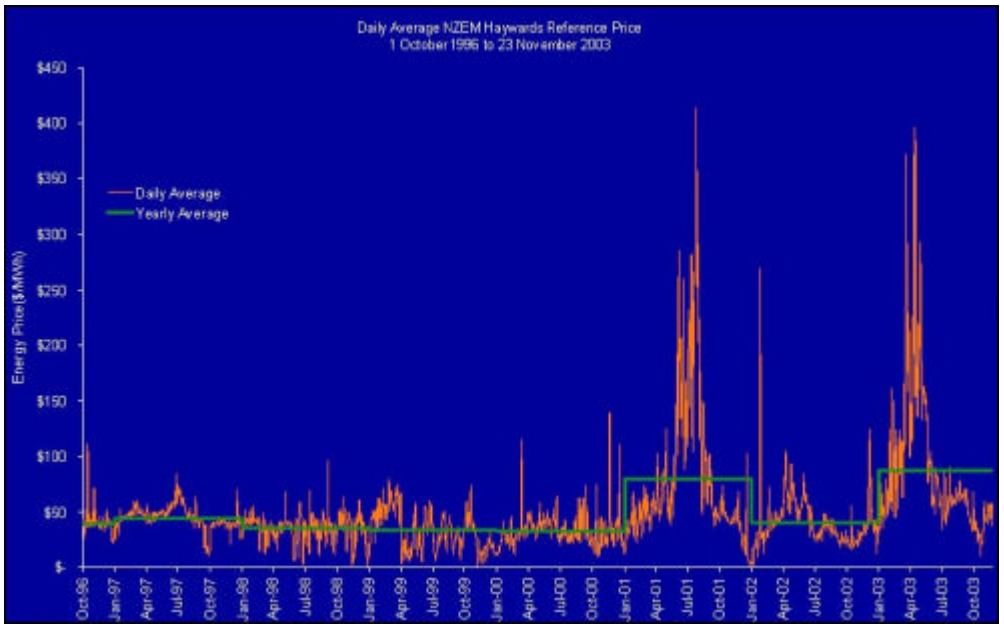


Figure 7 : Cours de l'électricité sur le marché néo-zélandais (1996-2003)

Or, comme le note la Cour des Comptes britannique, dans son évaluation de la nouvelle réglementation du marché anglo-gallois de l'électricité, la volatilité des cours, commune à l'ensemble des marchés de *commodités*, mais particulièrement prégnante dans les marchés électriques, constitue un réel frein à l'investissement des firmes, en brouillant les signaux de prix et en suscitant des craintes d'interventions publiques, notamment sous la forme de plafonnement des prix. « *Investors may not be confident that higher prices will be sustained for long enough or that total revenues will be sufficient to provide a reasonable return,*

especially if they are afraid of government intervention (…) *So long as there is a risk of government intervention and hence uncertainty, investors may be reluctant to invest*[15]».

De ce fait, l'absence de rigidité des signaux de prix renforce le niveau d'aléa des flux de ressources attendus des investissements et augmente le risque d'intervention publique. Elle conduit alors à décourager des investissements, pourtant collectivement nécessaires[16]. Par exemple, est-il individuellement rationnel d'investir dans de nouvelles capacités, s'il apparaît que cet investissement va réduire les périodes de pointes de demande, seules périodes durant lesquelles les coûts fixes des installations "marginales[17]" seront couverts[18] ? De la même façon, l'instabilité des signaux de prix de l'électricité peut engendrer des cycles d'investissements sur le modèle de ceux qu'a connu la Californie après la crise de 2000 / 2001. L'envolée des cours de l'électricité au plus fort de la crise déclencha des investissements massifs de la part des firmes (anticipant des flux de revenus élevés). Cependant, ces investissements ne pouvaient déboucher sur de rapides mises en service. Celles-ci ne pouvaient survenir que plus de dix-huit mois plus tard du fait des délais de construction. Or, non seulement l'Etat de Californie, se substituant aux fournisseurs défaillants, avait conclu des contrats d'approvisionnement de long terme, lesquels contribuaient à alléger les tensions sur les cours, mais l'arrivée concomitante des nouvelles unités de production provoqua une déprime durable des cours. Ce faisant, le marché passa d'une situation de sous capacités à une situation de sur capacités. La baisse inexorable des flux de ressources anticipés (effondrement des cours) conduisit alors au gel de certains investissements[19].

Ainsi, le marché de l'électricité se caractérise-t-il par des cycles d'investissements socialement inefficients, alternant phases de sur investissements et phases de sous investissements[20]. S'ensuit alors un aléa élevé sur les flux de ressources liés aux nouveaux

[15] National Audit Office, (2003), *The New Electricity Trading Arrangement in England and Wales*, Report by the Comptroller and Auditor General, House of Commons, HC 624, session 2002-2003, May.
[16] Amendola M., Gaffard J.-L. and Marty F., (2004), "Prices, Costs and Investment : Why Sticky Prices are Necessary. An Illustration with the Case of Regulated-Deregulated Industries", *International Schumpeter Society Conference*, Milan, June.
[17] C'est-à-dire les capacités de pointes lesquelles sont les dernières unités appelées par l'opérateur du système électrique.
[18] Stoft S.E., (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press, New Jersey.
[19] US Government Accountability Office, (2002), "Restructured Electricity Markets: Three States' Experiences in Adding Generating Capacity", *Report to Congressional Committees*, GAO-02-427, May.
[20] Nous retrouverions alors en matière électrique un équivalent de la célèbre Loi de King en agriculture…

investissements, susceptible de décourager les investisseurs potentiels[21]. Comme tout investissement additionnel va alléger les tensions s'exerçant sur l'offre, le risque est fort que l'investisseur ne contribue lui-même à provoquer une situation dans laquelle le prix de marché va s'établir en dessous de ses coûts marginaux de long terme. Par voie de conséquence, le niveau d'investissement des firmes dans les capacités productives risque d'être durablement sous optimal. Ce phénomène ne concerne pas les seules capacités de pointe. Une contagion peut exister avec les investissements de base. En effet, la volatilité des prix peut conduire les investisseurs à se détourner des technologies de production les plus intensives en capital.

3. La sécurité de l'approvisionnement entre bien public et bien privé

L'action publique, si elle demeure nécessaire pour assurer la pérennité des missions de service public (continuité, accessibilité tarifaire et promotion de politiques relavant de l'intérêt général), n'en est pas moins indispensable pour assurer un fonctionnement efficace des marchés électriques, fussent-ils ouverts à la concurrence. Or, il apparaît que les seules incitations fournies aux firmes par les signaux de prix du marché ne parviennent pas à susciter des investissements optimaux au point de vue collectif[22]. En effet, d'éventuelles défaillances de l'approvisionnement électrique toucheraient l'ensemble des acteurs du marché. En ce sens, la fiabilité de l'approvisionnement apparaît comme revêtant l'ensemble des attributs d'un bien public selon la théorie économique[23]. Il s'agit d'un bien non rival (la "consommation" des uns ne réduit pas le niveau de consommations des autres) et d'un bien "non *excludable*" (en d'autres termes, il est impossible d'exclure un des acteurs du marché de son bénéfice). Le problème qui se pose alors est celui qui est commun à l'ensemble des biens publics. Alors que des investissements visant à accroître la fiabilité du système seraient profitables à tous, nulle firme n'a intérêt à les prendre en charge elle-même. Il est plus profitable d'attendre que ce soit un concurrent qui en subisse les coûts. Ce faisant, les capacités installées (tant en matière de production que de transport) seront inférieures aux capacités optimales requises pour assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique, du fait d'une déconnexion entre rendement social et rendement privé des investissements.

[21] Visuddhipan P., Skantze P. and Ilic M., (2001), "Dynamic Investment in Electricity Markets and its Impact on System Reliability", *Proceedings of the Market Design 2001 Conference*, Stockholm, June, pp. 91-110.
[22] De Vries L.J., (2003), "The Instability of Competitive Energy-Only Electricity Markets", *Research Symposium "European Electricity Markets"*, The Hague, September
[23] Jaffe A.B. and Felder F.A, (1996), "Should Electricity Markets Have a Capacity Requirement? If So, How Should it Be Priced?", *The Electricity Journal*, volume 9, n° 10, pp. 52-60.

Il convient, par ailleurs, de mettre en exergue une seconde origine possible de la défaillance des seuls mécanismes marchands à assurer un niveau de fiabilité optimal. Il s'agit de la très forte asymétrie entre le coût *ex ante* de l'investissement qui préviendra la défaillance et le coût *ex post* de cette dernière[24]. Or, le premier est un coût que subira isolément un agent privé, le second est un bénéfice dont tous bénéficieront. Ce faisant, nul n'a intérêt à subir ce coût. De ce fait le comportement de passager clandestin est individuellement optimal mais collectivement préjudiciable.

Cependant, les prescriptions qu'il est possible de formuler en matière de politiques publiques et de *market design* dépendent étroitement de la définition adoptée pour la continuité d'approvisionnement. Une première définition est donnée par le *National Electric Reliability Council* (NERC) américain. La garantie de continuité d'approvisionnement (*reliability*) est définie comme *" the degree to which the performance of the elements of the technical system results in power being delivered to consumers within accepted standards and in the amounts desidered"*. Or, si l'on suit la démonstration propose par S. Oren[25], il est possible de décomposer la notion de *reliability* en deux termes, le premier correspondant à la *security*, le second à l'*adequacy*. La *security* recouvre la capacité du système électrique à faire face aux chocs aléatoires. Il s'agit d'une notion de court terme passant par des procédures de pilotage des réseaux. Nous nous situons ici incontestablement dans le cas d'un bien public. La sécurité d'exploitation ne peut être laissée aux seules incitations fournies par le marché. Des règles publiques obligatoires doivent être mises en place.

Cependant, le caractère de bien public, ne se retrouve pas, selon Oren, pour la seconde dimension, celle de l'*adequacy*. Celle-ci désigne la capacité du système électrique à satisfaire à tout instant l'ensemble de la demande. Il s'agit alors d'une notion de long terme qui ne porte pas sur le pilotage des réseaux mais sur la capacité qu'ont les unités productives à faire face à la demande d'électricité. Il serait alors possible de gérer ce risque comme un bien privé au travers d'un mécanisme assurantiel. Cependant, le recours à de tels instruments ne constitue que l'une des options possibles pour répondre aux défis induits par l'instabilité des marchés électriques.

[24] Qui plus est, si une firme investit elle risqué de réduire le nombre d'épisodes de tensions sur le marché électrique durant lesquelles la valorisation de l'électricité sur le marché est extrême. En d'autres termes, tout nouvel investissement réduit les rentes de rareté. Ainsi, un investissement additionnel peut-il avoir pour conséquence de n'être que très rarement appelé et donc rémunéré (étant donné qu'il contribue à réduire le nombre d'épisodes de tension), mais qui plus est de réduire la rémunération des investissements passés de la firme en supprimant des rentes de rareté.

[25] Oren S., (2000), "Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets", *VIIth Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Curitiba, Brazil, May.

II. Quels instruments pour garantir la continuité de l'approvisionnement électrique ?

En théorie, les rentes de rareté, liées à la valorisation extrême des prix de l'électricité au moment de la pointe de demande suffisent pour amortir les coûts fixes des installations marginales, i.e. des capacités de productions qui ne sont appelées que pour assurer l'équilibre du système lors des heures les plus chargées de l'année. Ainsi, selon la théorie du prix *spot*, l'envolée des prix de l'électricité donnera des signaux adéquats aux investisseurs pour que le parc de production s'établisse à son niveau optimal.

De la même façon, le fait que les capacités marginales[26] ne soient rémunérées que lors des pointes de demande pose la question des incitations qui sont faites aux firmes pour investir dans de telles unités ou tout simplement pour les maintenir en réserve (ce dont on ne saurait négliger le coût). Ces capacités, laissées en réserve, offrent un accroissement de bien être à l'ensemble des consommateurs, en réduisant la probabilité de défaillance du système électrique. Or, elles ne sont pas rémunérées pour ce service (elles ne le sont que lorsqu'elles sont appelées). Le service qu'offre ces capacités revêt un caractère de bien public[27]. Si on laisse les seuls mécanismes de marchés opérer, le parc installé de centrales de ce type sera sous optimal[28]. En d'autres termes, une action publique sera nécessaire pour rémunérer les firmes maintenant en réserve de telles capacités de façon à égaliser leur rendement privé avec le rendement social du service qu'elles rendent au public[29].

Il est aussi possible de considérer que la valorisation extrême des prix de l'électricité peut s'avérer très difficilement acceptable en termes politiques, sachant que l'électricité demeure un service public essentiel. Si les tarifs des consommateurs domestiques ne sont pas corrélés aux prix du marché, ces derniers n'auront aucune incitation à réduire leur consommation au moment de la pointe. Une gestion optimale de la demande passe donc par une liaison des prix aux coûts, dont la traduction passe par les prix sur le marché *spot*, censés traduire le coût

[26] Il s'agit des capacités qui ne sont appelées que lors des épisodes de pointes mais qui assurent la fiabilité du système.

[27] Il en va de même pour les clauses d'effacement de consommation.
US Government Accountability Office, (2004), "Electricity Markets: Consumers Could Benefit From Demand Programs, but Challenges Remain", *Report to Congressional Committees*, GAO-04-844, August.

[28] Shuttleworth G., Mac Kenon G. and Hough D., (2003), "Security of Energy Supply", *Energy Regulation Brief*, NERA Economic Consulting, March.

[29] De Vries L.J. and Hakvoort R.A., (2004), "The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets", *Centre for European Policy Studies*, INDES Working Paper n° 5, March.

marginal de l'électricité. Or, l'existence même des rentes de rareté risque de devenir intolérable aux consommateurs ainsi exposés aux soubresauts des prix de l'électricité.

Des pressions politiques ne tarderont pas alors à ce faire jour pour limiter l'ampleur de ces épisodes de valorisation extrême des prix de l'électricité, notamment par des plafonds de prix. Les pressions dans le sens de tels plafonds seront d'autant plus fortes que la suspicion d'exercice de pouvoirs de marché sera présente. Or, non seulement celles-ci ne sont pas nécessaires pour expliquer l'envolée des cours de l'électricité mais l'exemple californien nous montre en outre que de telles manipulations des cours sont très faciles à mettre en œuvre au moment de la pointe de demande (même par un producteur mineur) et très difficiles à démasquer. Ce faisant, les pressions en faveur d'un plafonnement des prix n'en seront que plus difficiles à récuser de la part des pouvoirs publics[30]. Or, le plafonnement éventuel va faire courir de nouveaux risques aux investisseurs, lesquels seront susceptibles de réduire encore les incitations à l'investissement. En effet, si un plafond de prix est fixé, les rentes de rareté, indispensables à l'amortissement de l'investissement ne seront pas perçues. La valeur actuelle nette de l'investissement sera limitée. De même, la seule menace d'une intervention réglementaire des pouvoirs publics peut augmenter le niveau de risque perçu par les apporteurs de capitaux et donc les conduire à augmenter la prime de risque exigée. La hausse du coût du financement conséquente aura pour effet de décourager les investissements. Enfin, la difficulté de faire la part des choses entre la hausse des prix résultante des rentes de rareté et celles provenant de l'exercice de pouvoirs de marché peut contribuer à brouiller les signaux de marché pour les investisseurs et donc décourager les investissements.

Deux mécanismes peuvent permettre de faire face aux risques posés par l'instabilité des signaux de prix dans les marchés électriques. Le premier mécanisme à même de pallier les conséquences de la volatilité des prix en termes de cyclicité des investissements réside dans le recours majoritaire à des contrats bilatéraux d'approvisionnement à long terme. Ces derniers permettent de sécuriser les investissements et de cantonner le marché *spot* à un rôle

[30] Le phénomène des cycles d'investissement est commun à l'ensemble des industries intensives en capital. Cependant la valorisation extrême des prix de l'électricité pose un problème spécifique d'acceptabilité politique de la hausse des prix. Les pouvoirs publics auront très vite tendance à imposer des plafonds de prix. L'une des conséquences de ceux-ci sera de renforcer encore le caractère cyclique des investissements. La décision du gouvernement français, le 22 février 2005 de réunir les producteurs d'électricité et les industriels électro-intensifs pour garantir à ces derniers une stabilité de leurs facture (i.e. un plafonnement ?) via le recours à des contrats à long terme, participe de cette logique, tout en mettant l'accent sur le lien entre plafonnement des cours, conclusion de contrats de long terme et financement de nouveaux investissements.
Fay S., (2005), « Industrie : Bercy veut limiter la hausse des prix de l'électricité », *Le Monde*, le 24 février.

d'ajustement et de secours[31]. Le second outil réside en des mécanismes de rémunération des capacités laissées en réserve, mais participant à la sécurité de l'approvisionnement électrique. Une telle rémunération peut passer par différents mécanismes, lesquels furent parallèlement, voire parfois successivement, expérimentés dans le cadre des expériences de libéralisation menées maintenant depuis près de 15 ans.

1. Le modèle des *Energy-Only Markets*

Dans la théorie du prix *spot*, les mécanismes de rémunération additionnelle des capacités assurant (ou susceptibles d'assurer) la sécurité d'approvisionnement apparaissent comme superfétatoires. En effet, les rentes de raretés perçues lors des phases de valorisation extrême de l'électricité suffisent à couvrir les coûts fixes des capacités de production marginales. Cependant, la volatilité intrinsèque des marchés de l'électricité contribue à brouiller les signaux de prix adressés aux investisseurs et participe à accroître les aléas pesant les *cash-flows* anticipés des nouveaux investissements. Si les investisseurs présentent une certaine aversion au risque[32], l'instabilité des signaux de prix peut contribuer à entraîner un niveau d'investissement sous optimal.

En outre, comme nous l'avons vu, l'élévation des prix *spot* peut être interprétée soit comme la manifestation de rentes de rareté soit comme un indice d'exercice de pouvoirs de marchés. Ce doute peut contribuer à troubler les signaux de prix adressés au marché, mais aussi à réduire l'acceptabilité sociale des épisodes de valorisation extrême des prix et donc à pousser les pouvoirs publics à plafonner les prix de l'électricité. La conséquence d'un tel plafonnement sera une désincitation aux investissements de sécurité dans la mesure où ces derniers ne sauraient être rentabilisés sans la perception des rentes de rareté.

A l'instar des *energy-only markets*, le problème de la sécurité de l'approvisionnement apparaît comme réglé dans les modèles de marchés organisés sous forme de pool centralisé, à l'instar de l'ancien système électrique anglo-gallois. Les offreurs doivent alors annoncer *ex ante* les

[31] Cette logique constitue l'antithèse parfaite des premières expériences de libéralisation (Angleterre, Californie,…), lesquelles passaient par un mécanisme de pool obligatoire centralisant les offres et les demandes et excluant les transactions bilatérales, sur la base des prescriptions du modèle walrasien.
Marty F., (2003), « Conventions de réglementation et configurations productives et institutionnelles des marchés : application au secteur électrique », *Cahiers Lillois d'Economie et de Sociologie*, L'Harmattan, n° 41-42, pp. 231-249.

[32] Et /ou si les marchés financiers sont imparfaits.

niveaux de production possibles et les niveaux de prix afférents. Les échanges se faisant exclusivement au prix d'équilibre, dans la logique du marché walrasien, l'ensemble des kWh livrés sont payés sur la base du kWh marginal. Ce faisant, le revenu additionnel rémunérant les capacités de réserve provient de la différence entre le *market clearing price* et les coûts marginaux des producteurs "non marginaux".

Cependant, le mécanisme du pool, s'il permettait en partie de résoudre le problème de la rémunération des capacités participant à la fiabilité de l'approvisionnement électrique n'en souffre pas moins de nombreux travers, lesquels conduirent notamment à son abandon au profit du NETA (*New Electricity Trading Arrangement*) en Angleterre en 2001[33]. La principale raison ayant conduit à l'abandon réside en la facilité avec laquelle les firmes peuvent abuser de leur pouvoir de marché ou nouer des ententes anticoncurrentielles dans ce type de marché[34]. Il est d'ailleurs à noter que le *NordPool* scandinave, fonctionnant selon le même mécanisme, connaît les mêmes polémiques quant à des suspicions de manipulation des cours.

De telles manipulations des cours sont d'autant plus faciles dans le domaine électrique que n'importe quel producteur, aussi faible soit-il peut être en position d'exercer un pouvoir de marché au moment de la pointe[35]. Ce faisant, les mesures traditionnelles de la position dominante, tel l'indice d'Hirschmann-Herfindal (HHI) sont inopérantes[36]. Il est alors nécessaire d'utiliser de nouveaux indicateurs comme l'indice de résilience, lequel mesure l'impact d'un ordre supplémentaire sur le prix de marché[37].

2. Les mécanismes de paiements de capacités

Le mécanisme des paiements de capacité est utilisé en Espagne et dans de nombreux pays sud-américains. Les producteurs se voient accorder des paiements sur la base de leurs

[33] National Audit Office, (2003), *op. cit.*
[34] Green R., (2004), "Did English Generators Play Cournot? Capacity Withholding in the Electricity Pool", *Cambridge Working Papers in Economics*, CWPE 0425, April.
[35] Joskow P. and Kahn E., (2002), "A Quantitative Analysis of Pricing Behaviour in California's Wholesale Market during Summer 2000", *The Energy Journal*, 23-4, pp. 1-35.
[36] Les risques d'abus de pouvoir de marché seraient cependant encore plus marqués si la structure du marché européen confirme ses tendances oligopolistiques.
Newberry D.M., (2002), "Regulatory Challenges to European Electricity Liberalisation", *Regulatory Reform – Remaining Challenges for Policy Makers*, Stockholm, June.
[37] Chevalier J.M. et Rapin D., (2004), *op. cit.*

capacités de production disponibles, que celles-ci soient effectivement appelées ou non. Les paiements sont financés au travers d'une charge additionnelle. Celle-ci est appliquée sur les tarifs réglés par les consommateurs, à l'instar des charges de transport de l'énergie électrique. Ce paiement additionnel est censé permettre de couvrir les coûts des unités de production rarement mobilisées, mais cependant indispensables pour assurer la continuité de l'approvisionnement électrique. Il est espéré que les paiements assurés aux producteurs permettent de lisser le cycle d'investissement en corrigeant pour partie les effets de la volatilité des prix[38]. Cependant, ce mécanisme pose des problèmes incitatifs dans la mesure où il revient à payer une somme identique pour tous les producteurs. Il s'agit, en d'autres termes, d'une subvention publique pour tout MW installé.

Le calcul des réserves requises se fait en fonction des estimations de la probabilité de défaillance (Lolp – *Loss of Load Probability*) et du coût de la rupture d'approvisionnement (Voll – *Value of Lost Load*). En Angleterre, un tel système avait mis en place dans le cadre de l'ancien pool. Les paiements étaient donnés par la formule suivante P = Lolp x (Voll - Smp) avec Smp, le coût marginal de l'électricité (*System Marginal Energy Price*). On fait ainsi l'hypothèse que le coût anticipé de la rupture d'approvisionnement sera égal au coût marginal de développement des nouvelles capacités. La difficulté est ici d'ordre informationnel. Comment, par exemple, le régulateur peut-il estimer la *value of lost load* ? Le risque est alors de surestimer le coût des ruptures d'approvisionnement et donc de créer des effets d'aubaine pour les firmes conduisant à une structure du parc sous optimale. De la même façon, la probabilité de défaillance est estimée à partir de modèles probabilistes simples ne prenant pas en compte les comportements stratégiques des entreprises.

Notons, que la prise en compte de ces risques par le régulateur britannique, l'*Ofgem*, conduisit à l'adoption du *new electricity trading arrangement* (NETA), un *energy-only market*. Comme le note la Cour des Comptes britannique, « *Ofgem considers that companies making investment decisions on the basis of their own demand and supply forecasts and business opportunities together with forward price signal (which extented at least two years in the future) should ensure that investment occurs to meet demand* ». Pour conforter ces

[38] Ford A., (2000), "Cycles in Competitive Electricity Markets: A Simulation Study of the Western United States", *Energy Policy*, volume 27, pp.637-658.

anticipations, le régulateur considère que la publication des prévisions de demandes à sept ans peut suffire[39]…

3. Les marchés de capacités

Il n'en demeure pas moins qu'il est indispensable de rémunérer d'une façon ou d'une autre les investissements assurant la fiabilité de l'approvisionnement électrique. La solution des marchés de capacités permet, selon S.Oren, de reconnaître le caractère de bien privé de la *generation adequacy* et donc de décentraliser aux acteurs du marché la gestion du risque de rupture de l'approvisionnement.

Le mécanisme des obligations de réserves de capacités repose sur l'obligation faite aux distributeurs d'acquérir un pourcentage donné d'électricité au-delà de ce qui leur est nécessaire[40]. Techniquement, un objectif de réserves de sécurité est déterminé par le régulateur. Il décompose ce dernier entre les différents distributeurs (LSE – *Load Serving Entities*)[41]. Chaque distributeur doit être en mesure de montrer qu'il dispose de réserves suffisantes en termes de contrats d'achat fermes ou de capacités de production propres pour faire face à ses obligations.

Il est possible de compléter ce mécanisme par la mise en place de contrats de fiabilité, i.e. de l'achat d'options d'achat d'électricité (*call*). Ainsi, chaque distributeur peut décider du niveau optimal de sa couverture, au-delà de l'exigence minimale de sécurité posée par le régulateur[42]. La rémunération des réserves n'a plus à être déterminée par une instance administrative mais procède d'une négociation bilatérale entre les producteurs et les distributeurs. Les exigences informationnelles pesant sur la régulation en sont réduites d'autant. De façon, simplifiée, nous

[39] National Audit Office, (2003), *op. cit.*

[40] Nous retrouvons par là même l'arbitrage classique entre la régulation par les prix et la régulation par les quantités. Dans le cas présent, la régulation par les quantités (imposer une marge de sécurité en termes de MWh disponibles) tend à l'emporter sur la régulation par les prix (relever les prix pour rémunérer les capacités laissées en réserve et ce faisant favoriser les investissements.
Pour l'arbitrage entre la régulation par les prix et la régulation par les quantités, voir :
Weitzman M.L., (1974), "Prices vs. Quantities", *The Review of Economic Studies*, volume 41, issue 4, pp. 477-491.

[41] Barrera F. and Crespo J., (2003), "Security of Supply: What Role Can Capacity Markets Play?", *Research Symposium European Electricity Markets*, The Hague, September.

[42] Si le distributeur ne remplit pas les exigences de couverture, il se voit infliger une pénalité financière. Le montant minimal de cette dernière devrait être égal au coût additionnel induit par la couverture divisé par la probabilité de détection par le régulateur. Si la pénalité est fixée trop bas, il n'existera pas d'incitations suffisantes pour les acteurs du marché pour souscrire des options d'achat ou pour lancer de nouveaux investissements.

pouvons dire que les marchés de capacités permettent aux distributeurs de se porter acquéreurs d'options d'achat leur donnant la garantie de bénéficier d'une certaine quantité d'énergie pour un prix donné (le prix d'exercice – *strike*). Ce faisant, le maintien de ces capacités est rémunéré par les consommateurs qui souscrivent des contrats d'approvisionnement auprès de ces mêmes distributeurs.

Les principales caractéristiques des marchés de capacités sont donc les suivantes[43] :

- L'obligation de fourniture est remplacée par une obligation de fourniture d'électricité à un prix donné.
- Le prix de l'électricité est déterminé par la seule confrontation de l'offre et de la demande sur le marché. Il se décompose entre un prix de l'énergie et une rente de rareté (la prime d'acquisition du *call*).
- Les consommateurs choisissent librement leur degré de sécurité d'approvisionnement (au travers de la concurrence des distributeurs).
- Les réserves sont gérées dans le cadre d'arbitrages face au risque.
- La sécurité du système est assurée au travers d'arrangements de marché.
- Les instruments financiers peuvent même permettre aux producteurs vendeurs d'options d'achat de se couvrir contre le risque de ne pas être en mesure de produire les quantités d'énergies requises au moment de l'exercice de l'option.
- Les signaux de prix pour les investissements dans de nouvelles capacités deviennent plus lisibles (car plus stables) dans la mesure où ils sont basés sur des contrats de long terme[44].
- Les distributeurs sont incités à mettre en œuvre un réel *demand side management*.

Il est à noter que les marchés de capacités conduisent les distributeurs à se porter acquéreurs de produits d'assurance à la fois contre les ruptures d'approvisionnement, mais aussi contre les hausses des cours. Le coût de l'assurance est le prix d'achat de l'option d'achat et le prix d'exercice représente la garantie contre le risque. Ce mécanisme permet tant pour le distributeur que pour le producteur de se couvrir contre les risques de marché (volatilité des

[43] Oren S., (2000), *op. cit.*

[44] Les réflexions actuellement en cours en France quant à la possibilité de favoriser des contrats d'approvisionnement à long terme, assurant aux consommateurs une stabilité des prix de l'énergie, en contrepartie d'un soutien au financement de nouveaux investissements productifs, sur le modèle de l'accord passé entre l'électricien finlandais TVO avec de grands papetiers, fournit une parfaite illustration de cette logique.

cours) et les risques régulatoires (risque d'intervention publique pour plafonner ces derniers). Il permet par ailleurs de donner des signaux de prix favorables aux investissements du moment où la durée des contrats d'achat est significative vis-à-vis de la durée de vie des investissements productifs[45]. Il convient en effet de noter que les délais de mise en service d'une centrale à cycle combiné dépassent les deux ans, que ces délais vont de cinq à dix ans pour les centrales nucléaires et qu'en moyenne une centrale électrique ne produit des *cash-flows* d'exploitation positifs qu'après sept à huit ans.

Les systèmes de paiements de capacités et de marchés de capacités sont-ils équivalents en termes d'efficacité et d'efficience ? Il apparaît que les marchés de capacités permettent d'accroître la sécurité de l'approvisionnement, modulo une hausse des prix payés par les consommateurs, alors que les mécanismes de paiements de capacités se soldent par des hausses de prix équivalente sans pour autant permettre aux distributeurs de faire face à la volatilité extrême des cours au moment de la pointe de demande. Si les deux systèmes se traduisent par une augmentation des prix payés par les consommateurs, les simulations montrent qu'en cas de chocs d'offre ou de demande, les marchés de capacités permettent de contenir la hausse des prix, à l'inverse du mécanisme de paiements de capacités, lequel bien au contraire, accroît cette dernière[46].

III. De la nécessité d'une complémentarité institutionnelle

1. La logique assurantielle est-elle suffisante ?

Cependant, aussi séduisant soit-il, le système des marchés de capacités se heurte à un certain nombre d'écueils au premier rang desquels la possible survenance d'un choc global affectant les capacités productives de l'ensemble des offreurs. La détention d'options d'achat ne serait que faiblement utile face à un risque systémique, incarné par le retrait soudain d'une part significative des unités de production. L'absence de défaillance suppose donc que l'ensemble des distributeurs soient en mesure de gérer efficacement les risques et que les producteurs disposent effectivement de capacités productives pour leur permettre de faire face à leurs

[45] Il est bien évidemment nécessaire que les revenus additionnels générés par ces contrats soient égaux, pour les producteurs, au coût moyen de développement des nouvelles capacités productives.
[46] Lijensen M., (2003), "Can Capacity Markets Solve Security of Supply Problems in Electricity Markets?", *Research Symposium European Electricity Markets*, The Hague, September.

engagements contractuels. Une intervention réglementaire est à ce titre indispensable pour obliger les producteurs à disposer d'un niveau minimal de couverture. "*Regulatory intervention can then be limited to enforcement of minimal hedging requirement and oversight of commercial liability standards and adherence to contractual arrangements*[47]". Les sanctions réglementaires en cas de manquement aux obligations doivent être significatives. Or, il apparaît que les pénalités imposées aux producteurs en cas de non respect des obligations ne sont que très rarement suffisantes pour être incitatives[48].

Cette exigence de couverture fait aussi sens pour les distributeurs. Elle peut par ailleurs permettre de limiter les comportements spontanés de sous assurance de la part des consommateurs. Admettons, qu'un consommateur ait le choix entre deux distributeurs. L'un a souscrit un contrat de long terme assorti d'une marge de sécurité auprès d'un producteur, l'autre s'alimente au jour le jour sur le marché *spot*. Dans la majeure partie de l'année (i.e. quand les capacités de pointe ne sont pas appelées), le prix payé sur le marché au comptant sera inférieur au prix réglé dans le cadre d'un contrat de long terme. Ainsi, les consommateurs auront rationnellement intérêt à choisir le distributeur ayant les prix le plus faible, c'est-à-dire le moins couvert contre le risque. De la même façon, en l'absence d'exigences publiques minimales de couverture, les distributeurs peuvent sciemment décider de courir des risques[49] dans la mesure où ils anticipent qu'ils bénéficieront en cas de coup dur des garanties souscrites par leurs concurrents ou du soutien des pouvoirs publics dans la mesure où ces derniers ne pourront pas politiquement accepter la rupture de l'approvisionnement électrique[50].

La prise en compte de tels comportements stratégiques peut conduire à des prescriptions réglementaires allant dans le sens d'une profonde mutation de l'organisation des marchés, revenant notamment sur l'objectif d'une mise en concurrence des distributeurs par les

[47] Oren S., (2000), *op. cit.*
[48] Stoft S., (2000), "PJM's Capacity Market in a Price Spike World, Power Working Paper", n° 77, UCEI.
[49] Il est d'ailleurs à noter que l'utilisation de produits de couvertures serait étonnamment plus faible dans les marchés électriques que pour les autres *commodities.*
Woo C.K., Lloyd D. and Tishler A., (2003), "Electricity Markets Reforms Failures: UK, Norway, Alberta and California", *Energy Policy*, 31, pp. 1103-1115.
Le National Audit Office confirme ce diagnostic dans son rapport de 2003. Il impute la faiblesse de l'utilisation des produits dérivés à la faible profondeur des marchés à terme.
National Audit Office, (2003), *op. cit.*
[50] De Vries L.J., (2003), *op. cit.*.

consommateurs[51]. Il s'agirait de s'inspirer de la réglementation mise en œuvre dans le New Jersey. Les distributeurs disposent de monopoles régionaux attribués par voie d'enchères. On substitue donc une concurrence pour le marché à une concurrence dans le marché[52]. En contrepartie, les distributeurs sont obligés de disposer de contrats de long terme garantissant leur approvisionnement et sécurisant les investissements des producteurs. L'existence d'un monopole permet en outre d'éviter les comportements sous assurantiels des consommateurs individuels[53].

Au-delà d'une régulation "prudentielle", l'action publique peut aussi passer par des encouragements donnés aux marchés financiers pour le développement d'outils contractuels dont l'échéance serait comparable à celles des mises en service des nouvelles unités de production (près de trois ans) et à celles de leurs durées d'exploitation (souvent trente ans). Il ne saurait être question de sécuriser des investissements dont l'amortissement suppose une exploitation sur plusieurs décennies par des contrats d'une durée souvent limitée à cinq ans[54].

2. La problématique spécifique du risque dans le cadre de marchés *en construction*

Quoiqu'il en soit, le caractère pionnier de la libéralisation des marchés électrique fait que la prime de risque exigée par les apporteurs de capitaux peut conduire à un niveau d'investissement sous optimal. Ainsi, même si la procédure de paiements de capacité apparaît comme dominée par la solution des marchés de capacités, elle peut apparaître comme rationnelle dans une première phase de l'ouverture des marchés à la concurrence dans la mesure où l'assurance de revenus qu'elle induit peut réduire le niveau de risque perçu par les apporteurs de capitaux. Tout ceci conduit à interroger la perception de la régulation pour les investisseurs. Celle-ci peut à la fois apparaître comme susceptible d'accroître le niveau de risque relié aux investissements dès lors qu'il existe des incertitudes quant à ses interventions (il s'agit alors d'une "insécurité" juridique) ou, comme un facteur de sécurisation des

[51] De Vries L. and Neuhoff K., (2004), "Insufficient Incentives for Investment in Electricity Generation", *Cambridge Working Papers in Economics*, CWPE 0428, University of Cambridge, Department of Applied Economics, March.
[52] Demsetz H., (1968), "Why Regulate Utilities?", *Journal of Law and Economics*, volume 11, pp. 55-66.
[53] Green R., (2004), Retail Competition and Electricity Contracts, *Working Paper*, n° 33, Cambridge Massachusetts.
[54] Il n'en demeure pas moins, comme le note S. Oren, que ce phénomène est le lot commun de nombreuses industries, sans que pour autant ceci bride leur développement. Le problème se pose cependant avec plus d'acuité dans le domaine électrique, dans la mesure où les investisseurs sont d'autant plus risquophobes que les incertitudes sont fortes pour de tels "marchés dans l'enfance", pour lesquels le risque régulatoire est particulièrement élevé.

anticipations des investisseurs dès lors qu'elle fournit un cadre stable dans lequel pourra se déployer la concurrence. Nous retrouvons par ce biais l'arbitrage classique entre règles et discrétion[55].

Or, la construction de marchés concurrentiels dans le domaine électrique constitue une innovation institutionnelle majeure. Le caractère "risqué" de la libéralisation du secteur électrique est d'autant plus prégnant que les incertitudes liées à "l'incomplétude" des marchés se doublent d'incertitudes liées à la mise en place du cadre réglementaire du secteur. Celle-ci se présente à maints égards comme un cadre réglementaire encore "en chantier", se construisant par tâtonnement dans le cadre d'un processus d'essais et d'erreurs[56]. Cette caractéristique est à la fois liée au processus de libéralisation lui-même et aussi à la nature intrinsèquement "jurisprudentielle" de la construction de la réglementation[57]. La définition de règles susceptible d'encadrer efficacement les marchés électriques est le fruit d'évaluations et d'inflexions *ex post* des impacts des règles et pas seulement la résultante de la définition *ex ante* d'un cadre réglementaire optimal. « *Cette indétermination des règles futures d'organisation des marchés est due à la nouveauté de la situation: la transition vers le marché est une chose inédite, ce qui oblige à ce que l'organisation mise en place doive être réformée, au fur et à mesure que son fonctionnement effectif révélera ses défaillances*[58] ».

Ces difficultés sont d'autant plus mal venues que l'ancien modèle de réglementation était accusé de favoriser les phénomènes de surinvestissement du fait de la logique des tarifs fondés sur les remboursements de coûts[59]. La protection quasi-absolue ainsi offerte contre le risque de rupture de l'approvisionnement électrique était cependant critiquée de par son coût excessif. La tarification de l'électricité se faisant dans la plupart des pays au coût moyen, les consommateurs n'avaient aucune incitation pour reporter leur consommation au moment des pointes de demande. Ce faisant, l'efficacité du système électrique était obérée par le phénomène des capacités dormantes (*idle capacities*) lesquelles n'étaient utilisées qu'à de

[55] Kydland F.E. and Prescott E.C., (1977), "Rules Rather than Discretion: the Inconsistency of Optimal Plans", *Journal of Political Economy*, vol.85, n° 1, pp. 473-491.
[56] Borenstein S., (2002), "The Trouble with Electricity Markets: Understanding California Restructuring Disaster", *Journal of Economic Perspectives*, 16, pp. 191-211.
[57] Marty F., (2004), « Analyse de la libéralisation des industries de réseaux au travers de la jurisprudence du Conseil de la Concurrence français », *Revue Internationale de Droit Economique*, n° 4 – 2004, *à paraître*.
[58] Fitoussi J.-P., (2003), *EDF, le marché et l'Europe. L'avenir d'un service public*, Fayard, Paris.
[59] Averch H. and Johnson L., (1962), "Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint", *American Economic Review*, vol. 52, December, pp. 1052-1069.

rares occasions[60]. A l'inverse, la tarification au coût marginal, adoptée en France, évitait en grande partie cet écueil, en faisant payer à chaque consommateur ce que sa demande coûtait à la collectivité nationale[61].

Notons que bien que la problématique de la sécurité de l'approvisionnement soit centrale dans les expériences de libéralisation, aucun dispositif n'est requis dans les directives européennes pour rémunérer un tel service[62]. Tout se passe comme si la législation européenne faisait sienne la théorie du prix *spot*, selon laquelle les signaux de marchés peuvent à eux seuls fournir les incitations optimales pour garantir des investissements permettant à la fois de minimiser le coût et de maximiser la fiabilité de l'approvisionnement électrique. Si cette politique semble pour le moins dangereuse, il est à relever qu'elle apparaît pour certains comme optimale dans la mesure où l'hypothèse est faite que les effets désincitatifs sur l'investissement privé d'une intervention publique l'emporte sur les gains liés à l'intervention publique. En d'autres termes, la situation d'arrivée serait *in fine* encore pire que la situation de départ[63]. Cette hypothèse n'est jamais loin de certaines prises de positions autour d'initiatives gouvernementales telles le livre blanc du gouvernement britannique en 2003. "*We agree with the Government White Paper view that markets are generally powerful and well-informed enough to provide adequate security levels. However, we remain concerned about the potential for consumers and markets generally to place reliance on government "rescue packages" in the event of perceived threats to security. If governments hold out the prospect of intervention whenever "the going gets tough", markets may never be able to provide effective risk management*[64]".

Or, il apparaît que les marchés électriques ne sauraient fonctionner sans mécanisme restaurant les incitations pour l'installation de capacités de production de réserve. Si les marchés de capacités peuvent permettre de résoudre une partie des problèmes posés par les incitations à

[60] Pineau P.O., (1998), "Peak-Load Problem, Deregulation and Reliability Pricing", *in* Zaccour G., ed., *Deregulation of Public Utilities*, Kluwer Academic Publisher, London, 342p.
[61] Boiteux M., (1949), « De la tarification des pointes de demande », *Revue Générale d'Electricité*, tome 58, n° 8, août, pp. 321-340.
[62] Besser J.G., Farr J.G. and Tierney S.F., (2002), "The Political Economy of Long Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design", *The Electricity Journal*, volume 15, n° 7, pp.53-62.
[63] Nous retrouvons la démonstration de Kirzner, selon laquelle une intervention publique visant à corriger des imperfections de marché peut conduire, du fait de sa prise en compte dans les stratégies des agents économiques, à une situation encore plus sous-optimale que la situation de départ.
Kirzner I., (1978), "Government Regulation and the Market Discovery Process", in *Perils of Regulation: A Market Process Approach*, University of Miami School of Law, Coral Gables, FL, section IV, pp. 13-19.
[64] Shuttleworth G., Mac Kenon G. and Hough D., (2003), *op. cit.*

l'investissement et la continuité de l'approvisionnement électrique, il n'en demeure pas moins que la réussite du système passe par des améliorations dans le *design* des marchés électriques (concurrence des distributeurs, existences de pénalités financières significatives et crédibles), mais aussi par l'apparition de nouveaux produits financiers. Par exemple des contrats à terme d'une échéance maximale d'un an ne sauraient tenir lieu de contrats d'approvisionnement à long terme.

3. Une intervention publique directe est-elle nécessaire ?

Les marchés de capacités ne peuvent constituer une solution efficace à l'instabilité des marchés électriques que du moment où il est fait l'hypothèse que des mécanismes de marchés de type assurantiels peuvent garantir la sécurité d'approvisionnement.

Il convient tout d'abord de noter que la libéralisation du secteur électrique a conduit à transférer la gestion du risque de variation des prix du producteur vers les consommateurs (par l'intermédiaire des distributeurs). La stabilité du système passe donc par le développement d'outils financiers. Or, des incertitudes subsistent quant aux possibles contaminations des prix à terme par les prix *spot*, dans la mesure où il n'existe pas de possibilité de stockage et quant à la représentativité de l'indice *Platt's*[65] utilisé pour étalonner le prix des produits dérivés[66].

Ensuite, le recours à des mécanismes assurantiels privés ne font sens que si la fiabilité ne représente un bien privé. Ceci ne peut être le cas que si deux hypothèses sont réunies. Comme nous l'avons vu, il faudrait tout d'abord que chaque distributeur fasse des anticipations suffisamment raisonnables quant à la quantification des risques auxquels il est susceptible de faire face et qu'aucun d'entre eux n'adopte un comportement de passager clandestin. En d'autres termes, il ne faut pas que les distributeurs comptent sur les capacités additionnelles souscrites par leurs concurrents pour pallier d'éventuelles prises de risques.Une action publique est donc indispensable même à un niveau minimal (par exemple sous la forme d'un niveau de couverture minimal). De la même façon, les mécanismes de gestion de marché ne sont peut être pas réellement adaptés pour des risques non diversifiables. Que valent les options d'achat d'énergie si une grande partie des producteurs présents sur le marchés sont

[65] Il est obtenu par un sondage auprès des gros consommateurs.
[66] Chevalier J.M. et Rapin D., (2004), *op. cit.*

dans l'incapacité de fournir de l'électricité (du fait par exemple d'un choc d'offre qui peut être lié à un épisode caniculaire obligeant la mise à l'arrêt de centrales comme nous l'avons connu durant l'été 2003).

Enfin, il ne saurait être acquis que la seule mise en place d'un environnement réglementaire permettant aux marchés de capacités de jouer leur rôle puisse suffire à garantir l'optimalité des investissements des firmes. Il n'en apparaît donc que plus nécessaire d'accompagner ces mesures d'incitations directes à la réalisation de certains investissements participant à l'intérêt collectif, notamment au travers de la programmation pluriannuelle des investissements. La nécessité d'une intervention publique active[67] aux côtés des seules politiques d'environnement fait sens dans le cadre d'une action publique "subsidiaire", laquelle doit suppléer aux limites de la coordination privée dès lors que le caractère risqué ou spécifique à l'intérêt général d'un investissement[68]. L'intervention publique qu'elle passe par des obligations de capacités excédentaires ou par des investissements directement pris en charge est d'autant plus nécessaire que la perte de bien-être social résultant d'un surinvestissement dans les capacités électriques est significativement inférieure à la perte potentielle résultant d'un *black-out*. L'ensemble des coupures en Californie représenta 30 heures réparties sur 6 jours. 1000 MWh d'électricité ne furent pas servis. Durant 0.3 % de l'année, 2 % de la demande n'a pas été servie. Le coût économique en a été de 45 milliards de dollars….[69]

Amendola M., Gaffard J.-L. and Marty F., (2004), "Prices, Costs and Investment : Why Sticky Prices are Necessary. An Illustration with the Case of Regulated-Deregulated Industries", *International Schumpeter Society Conference,* Milan, June.

[67] Allant dans le sens d'une application de la directive européenne de décembre 2003 relative à la sécurité d'approvisionnement.

[68] Salais R., Chatel E. et Rivaud-Danset D., (1998), *Institutions et Conventions. La réflexivité de l'action économique*, "Raisons Pratiques", éditions de l'EHESS, Paris.

[69] Weare C., (2003), "The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options", *Public Policy Institute of California,* San Francisco.

Averch H. and Johnson L., (1962), "Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint", *American Economic Review*, vol. 52, December, pp. 1052-1069.

Barrera F. and Crespo J., (2003), "Security of Supply: What Role Can Capacity Markets Play ?", *Research Symposium European Electricity Markets*, The Hague, September.

Besser J.G., Farr J.G. and Tierney S.F., (2002), "The Political Economy of Long Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design", *The Electricity Journal,* volume 15, n° 7, pp.53-62.

Boiteux M., (1949), « De la tarification des pointes de demande », *Revue Générale d'Electricité*, tome 58, n° 8, août, pp. 321-340.

Borenstein S. and Holland S.P., (2003), "Investment Efficiency in Competitive Electricity Markets with and without Time Varying Prices", Center for the Study of Energy Markets, Working Paper 106R.

Borenstein S., (2002), "The Trouble with Electricity Markets: Understanding California Restructuring Disaster", *Journal of Economic Perspectives*, 16, pp. 191-211.

Bouttes J.-P., (2004), "Some Remarks on Market Design and Competition in Electricity", *Competition and Coordination in the Electricity Industry*, IDEI-CEPR, Toulouse, January.

Chevalier J.-M. et Rapin D., (2004), *Les Réformes des industries électriques et gazières en Europe*, Note de Benchmarking International, *Institut de l'Entreprise*, Paris, juillet, 92p.

De Vries L. and Neuhoff K, (2004), "Insufficient Incentives for Investment in Electricity Generation", *Cambridge Working Papers in Economics*, CWPE 0428, University of Cambridge, Department of Applied Economics, March.
De Vries L.J. and Hakvoort R.A., (2004), "The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets", *Centre for European Policy Studies*, INDES Working Paper n° 5, March.

De Vries L.J., (2003), "The Instability of Competitive Energy-Only Electricity Markets", *Research Symposium "European Electricity Markets"*, The Hague, September.

Demsetz H., (1968), "Why Regulate Utilities?", *Journal of Law and Economics*, volume 11, pp. 55-66.

Encaoua D. et Koebel P., (1987), « Réglementation et déréglementation des télécommunications », *Revue Economique*, n° 2, mars ;

Fay S., (2005), « Industrie : Bercy veut limiter la hausse des prix de l'électricité », *Le Monde*, le 24 février.

Fitoussi J.-P., (2003), *EDF, le marché et l'Europe. L'avenir d'un service public*, Fayard, Paris.

Ford A., (2000), "Cycles in Competitive Electricity Markets: A Simulation Study of the Western United States", *Energy Policy*, volume 27, pp.637-658.

Green R., (2004), "Did English Generators Play Cournot? Capacity Withholding in the Electricity Pool", *Cambridge Working Papers in Economics*, CWPE 0425, April.

Green R., (2004), Retail Competition and Electricity Contracts, *Working Paper*, n° 33, Cambridge Massachusetts.

Jaffe A.B. and Felder F.A, (1996), "Should Electricity Markets Have a Capacity Requirement? If So, How Should it Be Priced?", *The Electricity Journal*, volume 9, n° 10, pp. 52-60.

Joskow P. and Kahn E., (2002), "A Quantitative Analysis of Pricing Behaviour in California's Wholesale Market during Summer 2000", *The Energy Journal*, 23-4, pp. 1-35.

Kirzner I., (1978), "Government Regulation and the Market Discovery Process", in *Perils of Regulation: A Market Process Approach*, University of Miami School of Law, Coral Gables, FL, section IV, pp. 13-19.

Kydland F.E. and Prescott E.C., (1977), "Rules Rather than Discretion: the Inconsistency of Optimal Plans", *Journal of Political Economy*, vol.85, n° 1, pp. 473-491

Lijensen M., (2003), "Can Capacity Markets Solve Security of Supply Problems in Electricity Markets?", *Research Symposium European Electricity Markets*, The Hague, September.

Marty F., (2002), *Dynamique et Pluralité des Conventions de Réglementation : Une analyse économique de la jurisprudence du Conseil de la Concurrence relative au secteur électrique*, Thèse de doctorat en sciences économiques, Ecole Normale Supérieure de Cachan, décembre.

Marty F., (2003), « Conventions de réglementation et configurations productives et institutionnelles des marchés : application au secteur électrique », *Cahiers Lillois d'Economie et de Sociologie*, L'Harmattan, n° 41-42, pp. 231-249.

Marty F., (2004), «Déséquilibres et défaillances des marchés électriques : La libéralisation est-elle coupable ? », *L'Economie Politique*, n° 24, pp. 43-58.

Marty F., (2004), « Analyse de la libéralisation des industries de réseaux au travers de la jurisprudence du Conseil de la Concurrence français », *Revue Internationale de Droit Economique*, n° 4 – 2004, *à paraître.*

National Audit Office, (2003), *The New Electricity Trading Arrangement in England and Wales*, Report by the Comptroller and Auditor General, House of Commons, HC 624, session 2002-2003, May.

Newberry D.M., (2002), "Regulatory Challenges to European Electricity Liberalisation", *Regulatory Reform – Remaining Challenges for Policy Makers*, Stockholm, June.

Oren S., (2000), "Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets", *VIIth Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Curitiba, Brazil, May.

Pineau P.O., (1998), "Peak-Load Problem, Deregulation and Reliability Pricing", *in* Zaccour G., ed., *Deregulation of Public Utilities*, Kluwer Academic Publisher, London, 342p.

Powernext, (2005), *Bilan Statistique 2004*, février.

Salais R., Chatel E. et Rivaud-Danset D., (1998), *Institutions et Conventions. La réflexivité de l'action économique*, "Raisons Pratiques", éditions de l'EHESS, Paris.

Shuttleworth G., Mac Kenon G. and Hough D., (2003), "Security of Energy Supply", *Energy Regulation Brief*, NERA Economic Consulting, March.

Stoft S., (2000), "PJM's Capacity Market in a Price Spike World, Power Working Paper", n° 77, UCEI.

Stoft S.E., (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press, New Jersey.

US Government Accountability Office, (2002), "Restructured Electricity Markets: Three States' Experiences in Adding Generating Capacity", *Report to Congressional Committees*, GAO-02-427, May.

US Government Accountability Office, (2004), "Electricity Markets: Consumers Could Benefit From Demand Programs, but Challenges Remain", *Report to Congressional Committees*, GAO-04-844, August.

Visuddhipan P., Skantze P. and Ilic M., (2001), "Dynamic Investment in Electricity Markets and its Impact on System Reliability", *Proceedings of the Market Design 2001 Conference*, Stockholm, June, pp. 91-110.

Weare C., (2003), "The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options", *Public Policy Institute of California*, San Francisco.

Weitzman M.L., (1974), "Prices vs. Quantities", *The Review of Economic Studies*, volume 41, issue 4, pp. 477-491.

Woo C.K., Lloyd D. and Tishler A., (2003), "Electricity Markets Reforms Failures: UK, Norway, Alberta and California", *Energy Policy*, 31, pp. 1103-1115.