



HAL
open science

Le cas Enron : les enseignements pour la réglementation

Frédéric Marty

► **To cite this version:**

| Frédéric Marty. Le cas Enron : les enseignements pour la réglementation. 2006. halshs-00010371

HAL Id: halshs-00010371

<https://shs.hal.science/halshs-00010371>

Preprint submitted on 24 Apr 2006

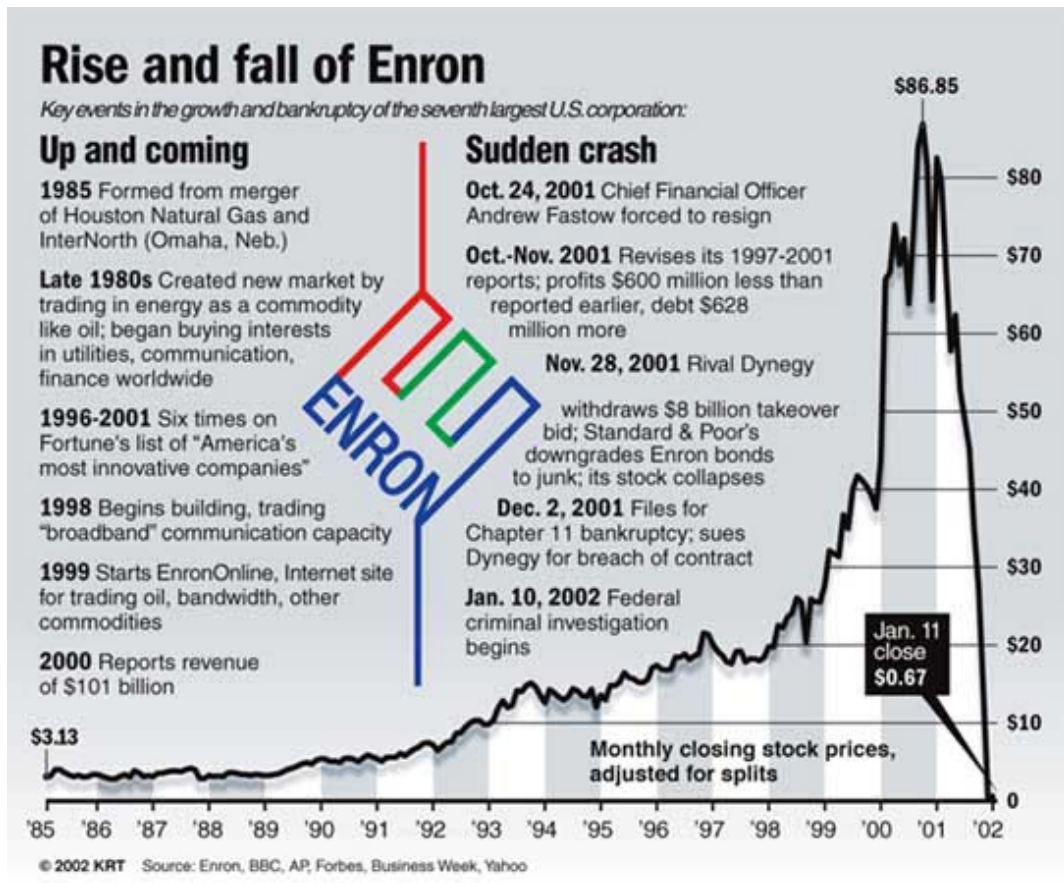
HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

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.

LE CAS ENRON : LES ENSEIGNEMENTS POUR LA REGLEMENTATION

Frédéric MARTY
CNRS – CREDECO – IDEFI

I – Les faits : La croissance et la chute d'un groupe électrique emblématique



Encadré n°1 : L'évolution du cours de l'action ENRON

A – Le développement d’un groupe emblématique de la libéralisation des marchés énergétiques, du développement de l’ingénierie financière et des places de marché en ligne

ENRON naquit de la fusion en 1985 de deux compagnies texanes exploitant des gazoducs, la Houston Natural Gas et l’Internorth. A ses débuts, la compagnie, n’intervenait que très marginalement sur les marchés de l’électricité. La libéralisation de l’énergie américaine (1985 pour les infrastructures gazières) permit à l’entreprise de sortir progressivement de son activité initiale pour se positionner sur les activités de transports inter-étatiques de gaz et d’électricité. A partir de juin 1994, elle développa une activité de *trading* en matière énergétique, en s’appuyant sur le développement de produits dérivés (*futures, forwards* et *options*).

Le succès de la firme était imputable tant à des facteurs externes qu’à des facteurs internes.

Les premiers tenaient notamment à la mise en œuvre de stratégies de *spread trading*, rendues possibles par la complexité de la réglementation et de la structure du système énergétique américain. Celle-ci induisait des écarts conséquents entre les cours au comptant et les cours à terme.

Les seconds étaient liés à la spécificité d’Enron vis-à-vis des autres *traders*. En effet, de par ses activités de transport et de production d’énergie, Enron était capable d’intervenir simultanément sur les deux côtés du marché. Par exemple, son statut de producteur lui permettait d’intervenir comme contrepartie. Ce faisant, il n’était exposé qu’à un risque résiduel contre lequel il pouvait se couvrir en utilisant des *swaps*¹. A la fois faiseur de marché par sa production propre et créateur de marché par le développement de produits financiers dérivés, Enron était la firme la plus à même d’appuyer son développement sur une connaissance intime des marchés énergétiques américains.

Le modèle de développement d’Enron se fondait sur l’ingénierie financière et le développement de produits dérivés initialement reliés au secteur énergétique. Cependant, cette activité s’écartera progressivement du domaine de l’énergie. En 1997, la firme développa des dérivés permettant une couverture contre les aléas liés au climat. Considérant que l’expertise de la firme se déplaçait vers la gestion des risques de crédit, une diversification fut lancée vers l’ensemble des risques liés aux matières premières ou aux productions intensives en énergie². De cette politique naquit une diversification notable des activités de la firme, allant d’activités de négoce (électricité, gaz, bois, charbon, papier, métaux), à la commercialisation de services financiers (2100 produits financiers offerts en 15 devises), en passant par des prises de participations dans des infrastructures de télécommunications.

Dans le même temps, Enron devint une société emblématique de la bulle Internet de la fin du siècle dernier en lançant en novembre 1999, “Enron on Line”, site global de *trading* de matières premières. En mars 2000, Enron apparaissait comme le sixième groupe énergétique mondial et la septième société américaine en terme de capitalisation boursière.

B – Les faiblesses du modèle de développement de la firme

¹ Deakin S. and Konzelmann S.J., (2003), Learning from Enron, ESCR, Centre for Business Research, University of Cambridge, Working Paper, n° 274, September.

² http://lexinter.net/ACTUALITE/les_activites_d'enron.htm

Cependant, le modèle de développement même d'Enron était caractérisé par de graves faiblesses, lourdes d'hypothèques pour l'avenir.

Tout d'abord, l'avantage concurrentiel d'Enron vis-à-vis des autres *traders* résidait principalement dans le maintien d'une activité propre de production et de distribution. Cette double activité permettait à la fois de sécuriser les prises de position du groupe sur les marchés, mais aussi et surtout d'accéder à une connaissance intime des circonstances particulières de temps et de lieu. Cette connaissance lui permettait de mieux anticiper les signaux fournis par le marché que ne pouvaient le faire ses concurrents. Or, le groupe se lança dans une politique dite d'*asset lite*, visant à alléger ses comptes des immobilisations corporelles très lourdes propres au secteur. En effet, la firme était très endettée depuis sa fusion et la mauvaise structure de son bilan pénalisait sa rentabilité et rendait ainsi difficile de nouvelles levées de fonds. Dans le même temps, ses concurrents sur le marché du négoce n'étaient pas pénalisés par la détention de lourds actifs physiques.

L'entreprise se définit donc de nombreux actifs de production et de distribution aux Etats-Unis de façon à concilier un portefeuille allégé au maximum de ses actifs physiques et une couverture extensive des marchés énergétiques. Ce faisant, la maison mère était à même de présenter aux investisseurs un retour sur investissement attractif. Comme le notent Deakin et Konzelmann, cette stratégie d'*"intégration virtuelle"* n'était viable que dans la mesure où trois conditions étaient réunies.

1. Enron devait être capable de lever des capitaux sans difficulté sur les marchés des fonds prêtables de façon à faire face aux appels de fonds liés à sa position de contrepartie sur les marchés financiers.
2. Cette capacité était conditionnée à la confiance des banques et des agences de notation.
3. L'allègement du bilan ne devait pas se solder par une perte de maîtrise des activités physiques sous peine de perte progressive de l'avantage productif vis-à-vis des autres *traders*.

La faillite d'Enron vint du relâchement simultané de ces trois hypothèses.

1. La firme s'engage sur des produits dérivés éloignés de ses métiers historiques tant par les activités que par les zones géographiques pour lesquelles elle ne détient que de faibles connaissances du marché et ne peut s'appuyer sur des productions physiques propres.
2. La suspicion née du comportement de la firme durant la crise californienne, ainsi que la mise en évidence progressive d'une comptabilité pour le moins créative entraîne une défiance des investisseurs.
3. Un retrait massif des investisseurs dès la réintégration de certains actifs risqués dans les comptes sociaux précipite la chute du groupe.

La stratégie de la firme reposait sur la localisation de certains actifs lourds et / ou risqués hors des comptes sociaux. A cette fin, des *special purpose entities* (SPE) furent créées pour abriter de tels actifs, de façon à cantonner les risques, tout en garantissant une remontée des retours sur investissement vers la société mère. Cette remontée était assurée par le remboursement progressif des actifs apportés par cette dernière. Théoriquement, une part du capital de ces SPE devait être détenue par d'autres investisseurs. Dans les faits, le tour de table était parfois bouclé au moyen de prêts bancaires garantis par Enron elle-même.

Ce montage permettait à la firme de ne pas consolider les comptes de ces SPE avec ceux de la société mère. En effet, les normes comptables américaines, les US Gaap, n'exigent pas cette consolidation du moment où l'investisseur extérieur détient 3 % des parts, mais exerce le contrôle sur les actifs.

De plus, les transferts d'actifs entre la société mère et ses SPE permirent d'enregistrer dans les comptes les plus values latentes, au mépris du principe de prudence comptable. La création de cette "fausse" valeur de marché exposait Enron à des risques croissants en cas de retournement des marchés. Or, un tel retournement se produisit après la crise californienne, lorsque l'entreprise faisait face à des accusations d'exercice de pouvoir de marché.

Durant l'été 2001, certaines SPE furent en défaut de paiement, au moment même où la société mère n'arrivait plus à couvrir certains risques. A l'automne 2001, le revirement des commissaires aux comptes (Andersen) révéla les manipulations comptables mises en œuvre par la compagnie pour toiletter son bilan. La réintégration des actifs en question dans les comptes n'aurait pas à elle seule suffi à provoquer la défaillance de la firme, si cette dernière n'avait pas vu sa note brusquement ramenée au niveau de *junk bond*. La stratégie d'Enron reposant en grande partie sur sa capacité à lever des capitaux, la hausse de la prime de risque engendra une panique boursière. Malgré l'annonce, en novembre 2001, de l'ouverture d'une ligne de crédit par la Morgan, la crise de confiance se traduisit par l'abandon du projet de fusion avec son rival Dynegy, dernière chance pour sauver la compagnie.

Lorsque le 2 décembre 2001, Enron se plaça sous la protection du chapitre 11 de la loi américaine sur les faillites, le cours de l'action était passé de 90 à moins d'un dollar. Il s'agissait de la plus importante faillite enregistrée jusqu'alors aux Etats-Unis. Seule Worldcom battra se record...

Entreprise	Date de Faillite	Total de l'actif avant la faillite	Etat Concerné
Worldcom, Inc.	07/21/02	\$103,914,000,000	NEW YORK
Enron Corp.*	12/2/01	\$63,392,000,000	NEW YORK
Conseco, Inc.	12/18/02	\$61,392,000,000	ILLINOIS
Texaco, Inc.	4/12/1987	\$35,892,000,000	NEW YORK
Financial Corp. of America	9/9/1988	\$33,864,000,000	CALIFORNIE
Global Crossing Ltd.	1/28/2002	\$30,185,000,000	NEW YORK
UAL Corp.	12/9/2002	\$25,197,000,000	ILLINOIS
Adelphia Communications	6/25/2002	\$21,499,000,000	NEW YORK
Pacific Gas and Electric Co.	4/6/2001	\$21,470,000,000	CALIFORNIE
MCorp	3/31/1989	\$20,228,000,000	TEXAS
Mirant Corporation	7/14/2003	\$19,415,000,000	TEXAS
First Executive Corp.	5/13/1991	\$15,193,000,000	CALIFORNIE
Gibraltar Financial Corp.	2/8/1990	\$15,011,000,000	CALIFORNIE
Kmart Corp.	1/22/2002	\$14,600,000,000	ILLINOIS
FINOVA Group, Inc., (The)	3/7/2001	\$14,050,000,000	DELAWARE

II – Le contexte : Le nouvel environnement réglementaire et concurrentiel

A - Le nouveau modèle de réglementation du secteur électrique

Comprendre la dynamique de l'entreprise Enron, suppose de faire un retour sur les caractéristiques de la réglementation du secteur électrique américain avant la libéralisation. Il s'agira aussi de mettre en évidence les conditions spécifiques dans lesquelles cette dernière s'est réalisée.

La première caractéristique du système électrique américain, à la veille de sa libéralisation, est son émiettement³. Près de 3200 compagnies jouissent du statut de monopole local (*utilities*). A leurs côtés, sont présentes des entreprises privées (*Investor Owned Utilities*) et une dizaine d'entreprises fédérales dont la célèbre *Tennessee Valley Authority*. Figurent aussi dans le paysage électrique américain les *Independent Power Producers*. Si ces derniers ne représentaient que 7 % de la production nationale à la fin des années quatre-vingt-dix, ils avaient réalisé quelque 50 % des nouvelles installations depuis 1992. Cet émiettement de l'industrie électrique américaine est le fruit d'une construction progressive de la réglementation assurée par la jurisprudence et par une série d'interventions législatives directes pour régler les différentes crises qui ont affecté le secteur.

A l'instar du cas français, les entreprises du secteur s'engagèrent, dans les années vingt, dans une course à la taille, du fait de l'interconnexion. Cette course ne tarda pas à doter d'une dimension nationale les plus importantes d'entre-elles. Or, cette croissance posait de réels problèmes tant en matière de concurrence entre les compagnies, que de contrôle de leurs comptes sociaux. En effet, plus de quatre-vingt ans avant le scandale Enron, le développement des compagnies du secteur suscita une bulle spéculative, fondée sur des montages financiers de type pyramidal, mis en œuvre par les holdings du secteur⁴.

En 1932, seize holdings se partageaient le marché américain. La loi PUHCA (*Public Utilities Holding Companies Act*), promulguée en 1935, conduisit. Elles furent divisées en plusieurs entités au sein de chaque état. Ces compagnies avaient « *interdiction de sortir de leur métier et de leur territoire, directement ou indirectement via la prise de participations* ». L'objet principal de cette loi était de protéger le particulier contre l'exercice du pouvoir de monopole des opérateurs. La construction du modèle américain de régulation du secteur électrique, entamée au Wisconsin en 1907⁵, était alors achevée.

Elle se caractérisait par une régulation au niveau étatique, encadrée par la FERC pour les échanges inter-états. Les firmes du secteur, quelles soient publiques ou privées faisaient alors l'objet d'une régulation de type remboursement des coûts, auquel était ajouté une

³ Percebois J., (1997), « La dérégulation de l'industrie électrique en Europe et aux Etats-Unis : Un processus de décomposition - recombinaison », *Cahiers de Recherche du CREDEN*, n° 97.04.08, Montpellier, juillet, 41p.

⁴ Kuttner R., (2001), « The Lesson of Enron: Regulation isn't a Dirty Word », *Business Week*, December 24.

⁵ Commons J.R., (1907), « The Wisconsin Public-Utilities Law », *American Economic Review*, 36, August, pp.215-217.

rémunération jugée raisonnable des capitaux investis. Au niveau des états, les *Public Utilities Commissions* demeuraient responsables de la fixation des tarifs applicables aux consommateurs. Ces commissions mettent souvent en œuvre des formules de type *cost-plus* et se caractérisent souvent par une attitude très hostile envers les firmes régulées. Des phases de surinvestissement de celles-ci (effet d'Averch-Johnson) succèdent donc à des phases de "grève des investissements" dès lors que les commissions contestent la réalité des coûts annoncés ou le niveau de rémunération des capitaux exigé par les firmes.

Si certains auteurs⁶, dans une optique de *Public Choice*, considèrent que la régulation fut le fruit d'une demande de protection des firmes du secteur face à la concurrence destructrice suscitée par les municipalités pour l'octroi des "concessions" (parfois non exclusives !), il est possible, de la même façon, de lire la libéralisation de l'électricité américaine comme une stratégie des firmes pour s'affranchir du carcan réglementaire. D'une part, les formules de révision des prix n'étaient plus compatibles avec l'emballement des cours des matières premières, suscité par les chocs pétroliers. D'autre part, au sein des commissions de régulation, associations de consommateurs et collectivités publiques renforçaient leur contrôle sur les comptes des entreprises. Toujours est-il, que face à l'affaiblissement des incitations à investir dans de nouvelles capacités, la libéralisation fut entamée dès l'administration démocrate de James Carter. En 1978, la loi PURPA (*Public Utilities Regulation Policy Act*) ouvrit le marché à la production indépendante.

L'accès des tiers au réseau a été imposé par l'*Energy Policy Act* de 1992. Il s'agissait d'un accès des tiers réglementé. Son application fut très stricte. La *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), dans ses ordonnances n° 888 et 889, exigea la prise de mesures afin de prévenir tout risque de barrières à l'entrée ou de discrimination. Dans cette logique, les textes ultérieurs mirent en place la séparation des divers segments de l'industrie. La régulation de l'industrie se fait toujours selon un double niveau, étatique et fédéral. Globalement, la libéralisation américaine paraît moins systématique et plus expérimentale (quelques états assument un rôle pilote en la matière) que la libéralisation européenne.

B - La libéralisation du secteur électrique aux Etats-Unis et la crise californienne : Enron sur le banc des accusés

Dans ce contexte de libéralisation, la crise californienne sonna à la fois l'heure de la toute puissance d'Enron, mais aussi son glas. Bien que la firme fut elle-même victime de la vague de faillites qui toucha les *utilities*, dont la Pacific Gas and Electric Co., son comportement durant la crise suscita la suspicion de l'ensemble des parties prenantes au marché. Suspicion qui se solda à terme par la chute du modèle Enron

Avant la libéralisation du marché californien de l'électricité, le secteur était divisé entre trois monopoles privés régulés par la Commission des Services Publics Californienne (*California Public Utilities Commission*). Dans le cadre du *Public Utilities Regulation Act* de 1978, la commission de régulation a encouragé l'émergence d'une production autonome, favorisant spécialement les énergies renouvelables. Elle s'est révélée des plus favorables pour les nouveaux entrants (les *Qualifying Facilities*). Le tarif qu'elle a fixé pour l'obligation d'achat de l'énergie qu'elles produisaient par les *Utilities* en place créa un effet d'aubaine pour les

⁶ Jarrell G, (1978), « The Demand for State Regulation of the Electricity Utility Industry », *Journal of Law and Economics*, October, 21(2), pp. 269-295.

nouveaux entrants et provoqua l'effondrement des investissements des entreprises astreintes à l'obligation d'achat. Cette pratique, conjuguée à la mise en place de subventions croisées au profit des clients domestiques et au détriment des clients industriels, induisit à terme un net surcoût dans les tarifs professionnels. En 1996, le coût moyen de l'électricité en Californie était supérieur de 50 % à la moyenne nationale.

La réglementation californienne se caractérisait par trois particularités. Tout d'abord, les *utilities* étaient contraintes de s'approvisionner sur le marché au-jour-le-jour et de se défaire de leurs capacités propres de production. Elles ne pouvaient ensuite recourir à des contrats bilatéraux de façon à se garantir d'un approvisionnement pour un prix et pour une quantité donnée. Enfin, le marché se caractérisait par la présence de fortes congestions tant en terme de transport que de production.

Lors de l'ouverture du marché, en avril 1998, le régulateur obligea les *utilities*, jusqu'à alors intégrées verticalement (production-transport-distribution) à se défaire de leurs capacités de production et à ne s'approvisionner que sur le marché au jour le jour. Outre l'interdiction de conclure des contrats à long terme, la réglementation californienne introduisit une seconde clause lourde de conséquences, le gel des prix de détail. Réduits de 10 %, les prix de détails ne pouvaient varier pendant 4 ans. Cette mesure constituait pour le régulateur, paradoxalement, un soutien aux firmes. En effet, une baisse plus forte des tarifs de gros était anticipée. Le maintien des tarifs de détails au niveau de 65 \$ / MWh devait permettre aux compagnies d'amortir les investissements réalisés sous l'empire de l'ancienne réglementation (problématique des coûts échoués).

Le système californien revient donc à l'instauration d'un système de bourse journalier et obligatoire pour l'ensemble des opérateurs, lequel les prive de protection contre la volatilité des prix. Cette exposition au risque est d'autant plus forte qu'il n'existe pas de marché de couverture à terme et que la réglementation était très favorable aux contrats à long terme (lesquels étaient même proscrits pour les trois principales *utilities*).

La crise naquit pour partie de la déconnexion, créée par le législateur, entre les prix libres d'approvisionnement et les prix, bloqués administrativement, payés par les consommateurs. La défaillance du système électrique californien provint de la confrontation de la rigidité de ce cadre réglementaire avec un ensemble de facteurs externes ayant contribué à creuser le déséquilibre entre l'offre et la demande. D'une part, l'essor de la nouvelle économie conduisit à une croissance de la consommation électrique californienne plus forte qu'escomptée. D'autre part, le vieillissement du parc de production se traduit par une dégradation des coefficients de disponibilité des centrales. En effet, les prix californiens ne permettaient pas aux investisseurs d'anticiper des marges suffisantes pour amortir leurs investissements avant que la crise n'éclate. Ces facteurs, conjugués à des phénomènes climatiques défavorables et à l'envolée du cours du gaz naturel, contribuèrent à l'effondrement du système électrique.

La crise fut amplifiée par l'insuffisance des investissements en moyen de production et en infrastructures de transport et par les dispositions réglementaires qui régissaient le marché de gros. Le prix du dernier mégawatt retenu était appliqué à tous les autres. Ainsi, en situation de pénurie, il était de l'intérêt des offreurs de proposer aux distributeurs des tarifs exorbitants pour le dernier MW, sachant qu'il serait de toute façon retenu. Outre les réponses de court terme apportées à la faillite des distributeurs, la crise californienne a conduit les observateurs à formuler plusieurs prescriptions quant à la régulation optimale d'un système électrique libéralisé. La solution d'un marché de gros obligatoire est remise en cause au profit de l'adoption de la possibilité de contrats bilatéraux de long terme. De la même façon, un marché *spot* se doit d'être complété par un marché offrant des contrats de couverture à terme.

Pendant les deux premières années les prix de gros se maintinrent au niveau de 33 \$ / MWh, permettant ainsi aux compagnies d'enregistrer de confortables profits. Cependant, entre mai 2000 et mai 2001, les prix de gros s'emballèrent. Ils atteignirent 317 \$ / MWh en décembre 2000. Or, les compagnies ne pouvaient augmenter leurs prix de détail et ne pouvaient s'approvisionner qu'au jour le jour sur le marché. Durant l'hiver 2000/2001, deux des trois *utilities*, victimes de cet effet de ciseaux tarifaire, furent en cessation de paiement. La Commission de Régulation californienne puis l'autorité de régulation fédérale (*Federal Energy Regulation Commission*, FERC) durent intervenir sur le marché directement d'abord en fixant des prix plafonds sur le marché de gros, puis en concluant des contrats d'achat de long terme avec des producteurs. Ces mesures, suivies de l'installation de nouvelles capacités et des économies d'énergies permises par la hausse des prix de détail, permirent aux prix de gros de descendre à 40 \$ dès juin 2001.

Les interventions publiques ne furent guère efficaces dans un premier temps. Elles auraient même suscité un regain spéculatif dans la mesure où les *traders* savaient que les autorités ne pouvaient se résoudre à un effondrement global du système électrique. La hausse des prix de l'électricité s'expliqua à la fois par des facteurs de marché tels la faiblesse de l'offre (réduction des importations en provenance des autres états, faibles mises en service de nouvelles capacités notamment du fait d'une législation environnementale), la vigueur (relative) de la demande du fait de la croissance économique. Il apparaît que les failles de la réglementation donnèrent des possibilités d'action à la spéculation.

Encadré n° 3 : La crise énergétique californienne⁷

En résumé, il est possible d'identifier quatre ensembles de facteurs à l'origine de la crise californienne⁸ :

1. Les congestions tant au niveau de la production que du transport.
 2. L'absence de toute élasticité de la demande du fait du caractère administré des prix de détail.
 3. L'exercice de pouvoirs de marchés.
 4. Des erreurs dans la conception de la réglementation.
- Mauvaise gestion du dispatching et des congestions : 30 % de l'électricité nécessaire à l'équilibrage entre l'offre et la demande était achetée en temps réel par l'opérateur du réseau !
 - Absence de mécanismes de couverture (interdiction des marchés à terme et des contrats bilatéraux).
 - Erreurs dans la fixation des prix plafonds.
 - Opportunités offertes aux intervenants de manipuler stratégiquement leurs offres (concentration sur les services de secours, plus rémunérateurs, sous-estimation des capacités offertes).

La crise de l'électricité californienne se solda donc à la fois par la faillite de deux des trois *utilities*⁹, victimes d'un effet de ciseau entre prix de gros libres et tarifs de détail réglementés, et par la montée en puissance des accusations de manipulation des cours, formulées à l'encontre des opérateurs du marché, au premier rang desquels les *traders* tels Enron. Avant même la crise, il apparaissait que les cours de l'électricité s'établissaient 16 % au dessus des coûts marginaux estimés. Cet écart s'expliquait déjà par les congestions observées dans le réseau et par les difficultés administratives pesant sur le processus d'autorisation d'installation

⁷ Marty F., (2004), « Conception du marché, réglementation et concurrence. Equilibre ou processus de marché : Quelles implications en matière de réglementation et de politique de concurrence ? », *Ecole Doctorale Marchés et Organisations*, UNSA, 16 janvier.

⁸ Falk J., (2000), « How California should respond to High Electricity Prices? », *Energy Regulation Brief*, NERA, September.

⁹ Seul le Comté de Los Angeles échappa à la défaillance dans la mesure où les actifs de production demeuraient exploités en régie. A San Diego, où le *price cap* fut levé dans le courant de l'année 2000, les prix pour le consommateur final allèrent jusqu'à tripler. En février 2001, la dette à court terme des *utilities* s'élevait à un milliard de dollars. La dégradation de la notation financière entraîna la faillite des deux premières d'entre-elles, la Southern California Edison et la Pacific Gas and Electric Co.

de nouvelles capacités¹⁰. La structure même du marché californien, prohibant les contrats de long terme, et l'existence de réelles congestions permirent aux *traders* d'enregistrer de confortables bénéfices durant cette crise. Ces marges furent encore renforcées par les achats d'énergie des autorités californiennes sur le marché pour éviter les coupures. Cette intervention permettait aux spéculateurs d'anticiper des dispositions à payer encore supérieure de la part d'une collectivité publique. Or, il apparaît que le pouvoir de marché dans le cadre de congestions peut appartenir à tout opérateur au moment de la pointe de demande et ce quelle que soit sa part de marché. L'exercice de ce pouvoir est en fait grandement facilité par les erreurs de conceptions du cadre réglementaire¹¹. Celui-ci peut être drastiquement limité dès lors que le législateur autorise la conclusion d'accords bilatéraux de long terme, constitution de marchés à terme de l'électricité et rémunère équitablement les capacités laissées en réserve.

Il n'en demeure pas moins que la stratégie d'Enron au plus fort de la crise californienne fait encore débat. Le *trader* a-t-il abusé de son pouvoir de marché ? A-t-il manipulé les prix de l'énergie ? Sa stratégie spéculative a-t-elle renforcé les déséquilibres du marché californien de l'électricité ?

Il est, en effet, difficile de trancher dans la mesure où la frontière est ténue entre activités d'arbitrage (bénéfiques au marché, dans la mesure où elles corrigent les écarts de cours dans le temps et dans l'espace) et activités purement spéculatives, potentiellement déstabilisantes. Enron pu participer par son implication à la liquidité du marché californien et donc accroître son efficacité. Il n'en demeure pas moins que la firme ne se priva pas de tirer profit des nombreuses imperfections du schéma réglementaire californien et que certaines de ses stratégies se sont, par maints égards, rapprochés de manipulations pures et simples du marché.

Les autorités californiennes ont, par exemple, enquêté :

- sur des exportations d'électricité par la firme au plus fort de la congestion,
- sur des stratégies dite de *death star* consistant à créer une pénurie en lançant simultanément deux injections de puissance sur le réseau, l'une nord-sud, l'autre sud-nord,
- sur des stratégies de créations de congestions délibérées, sur des stratégies dite de *Wheel Out* consistant à transmettre de l'énergie sur une ligne hors service ou déjà congestionnée,
- sur des stratégies dites de *Get shorty* consistant tirer profit de d'achats et de ventes simultanés d'électricité sur le marché *spot* et sur le marché de secours.

III – Les origines de la chute d'Enron : Faillite d'un modèle économique ou causes internes ?

A- Les facteurs purement liés au secteur électrique

La défaillance d'Enron fut en fait liée à sa stratégie d'*Asset Lite*. Celle-ci portait en elle-même les facteurs d'affaiblissement à terme de la firme. En effet, la faiblesse des marges réalisées

¹⁰ Boreinstein S., Bushnell J. and Wolack A., (2000), "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market", *Working Paper*, University of California Energy Institute, PWP-0642.

¹¹ Hollburn G.L. and Spiller P., (2001), "Institutional or Structural: Lessons from International Electricity Sector Reform", *Working Paper*, W.Haas School of Business, Berkeley, University of California, June.

sur les dérivés contraignait la société à s'assurer d'un volume d'affaire suffisant. Cette nécessité devenait de plus en plus impérieuse au fur et à mesure que de nouvelles entrées se produisaient sur le marché. Pour préserver son image de firme faiblement endettée et fortement rémunératrice pour les capitaux investis, Enron était contrainte de se lancer dans une fuite en avant. Sa rentabilité était gonflée par des transactions entre la société mère et ses filiales de façon à masquer certaines pertes ou certains risques et de permettre l'enregistrement de plus-values qui n'étaient jusqu'alors que latentes. D'une certaine façon, Enron fut victime de la réussite de la libéralisation, si tant est que celle-ci puisse s'apprécier par le degré croissant de disputabilité du marché. Comme le note Simon Deakin, une des principales questions posée par la défaillance d'Enron demeure la solidité des firmes énergétiques *post-unbundling* face à la volatilité des marchés énergétiques et aux contraintes de rentabilité imposées par les marchés, dans un secteur très intensif en capital et de plus en plus risqué.

Si la défaillance d'Enron peut être reliée au secteur énergétique, cela ne peut venir que de son désengagement progressif des activités de transport et production aux Etats-Unis. Cette stratégie a peu à peu augmenté son exposition au risque et lui a progressivement fait perdre son avantage comparatif vis-à-vis des autres *traders*. Conjugué avec des investissements étrangers massifs et peu cohérents (Bolivie, Inde, Royaume-Uni,...), cette stratégie se solda par une montée des risques et par un affaiblissement de la rentabilité du groupe. Ce sont ces deux derniers facteurs qui furent cependant à l'origine de la faillite d'Enron en incitant cette dernière à se lancer dans une fuite en avant en matière de présentation de ses comptes sociaux de façon à garantir la pérennité de la confiance des investisseurs. Ainsi, Enron à l'inverse des *utilities* ne fut pas directement victime de la crise californienne. Cette dernière a simplement précipité sa chute en la plaçant sur le banc des accusés et en conduisant les pouvoirs publics à s'intéresser à ses comptes sociaux. Les origines de la chute d'Enron se situent bien plus dans ses pratiques comptables, initiées pour soutenir son modèle même de croissance.

B- Les facteurs internes à l'entreprise

L'un des principaux facteurs de la faillite d'Enron fut comme nous l'avons vu une mauvaise gestion des risques, amplifiée par un recours massif à des SPE pour masquer des engagements hors-bilan, générer des flux fictifs, revaloriser certains éléments du bilan et isoler certains risques. La mise au jour de ces pratiques entraîna une défiance des investisseurs qui fut fatale à une firme dont le modèle de développement reposait sur l'accès à des financements à faible coût (modèle dont la logique se rapprochait parfois d'une véritable cavalerie financière).

L'utilisation des produits dérivés et les transactions liant la maison mère aux SPE permettaient tout à la fois de dissimuler certains risques ou de masquer certaines pertes, et de développer une stratégie de valorisation des actifs de type *marked to market*. Celle-ci permettait d'enregistrer les plus values-latentes avant même leur réalisation. Si cette méthode comptable est déjà des plus risquées lorsqu'elle est utilisée pour des biens pour lesquels il existe des valeurs de marché à terme, elle l'est encore plus lorsque l'estimation de la valeur se fait par l'entreprise elle-même sans référent extérieur. Or, Enron et notamment sa filiale de vente d'énergie à très long terme, *Enron Energy Service*, eurent massivement recours à cette méthode pour intégrer immédiatement les produits futurs espérés de ces contrats dans les comptes. Or, les normes comptables n'autorisaient pas ces pratiques pour les prestations de service du fait de l'absence de prix à termes objectifs. Non seulement Enron dissimulait sa stratégie en déterminant elle-même sa structure comptable, mais de plus les auditeurs ne

pouvaient contester les anticipations de profit formulées par la firme du fait de la situation d'asymétrie informationnelle dans laquelle ils se trouvaient¹².

Si la défaillance d'ENRON fut liée à une mauvaise gestion des risques et à des pratiques comptables axées sur la génération de rentabilité financière factice, le développement même de l'entreprise n'aurait pas été possible si les institutions de contrôle des comptes de la société avaient correctement joué leur rôle¹³. Tout d'abord, l'affaire a illustré les dangers des conflits d'intérêts liés à la réunion d'activité de contrôle légal des comptes et de conseil dans des sociétés comme Andersen. De la même façon, la finalité du métier d'auditeur est elle-même remise en question. Le client de l'auditeur est-il l'entreprise qui le mandate ou l'ensemble des actionnaires, voire des parties prenantes de l'entreprise ?

IV – Les enseignements en matière de réglementation

A- La réglementation financière

Les enseignements de l'affaire Enron peuvent être déclinés en matière financière à la fois sur le volet des normes comptables et sur celui de la gouvernance d'entreprise.

Le scandale Enron pose en effet la question de la construction des normes comptables et de la fiabilité de l'information délivrée aux apporteurs de capitaux. Les enseignements du scandale Enron, renforcés par les faillites de Worldcom, Ahold et plus près de nous Parmalat, sont particulièrement précieux dans un environnement comptable en profonde mutation. Ce dernier est marqué par la transition d'une comptabilité patrimoniale (centrée sur la protection des créanciers en cas de liquidation de la compagnie) à une information financière des actionnaires, très sensible à l'appréciation des risques financiers et commerciaux. Or, ces derniers sont dissimulés dans des montages financiers et juridiques sans cesse plus complexes.

L'affaire Enron peut donc se lire comme la régulation d'activités innovantes, activités de "créativité comptable" et d'ingénierie financière. La construction des comptes par l'entreprise elle-même permet à cette dernière d'étayer ses propres choix. En d'autres termes, la convention comptable adoptée est un instrument de mesure qui n'est jamais neutre. Les choix comptables de la firme doivent donc être justifiés tant auprès des auditeurs internes que des instances de régulation. De la même façon, un choix comptable ne peut être tenu comme légitime par l'auditeur que du fait de sa seule conformité aux normes¹⁴. L'article 9 du Code de Commerce français prévoit la situation dans laquelle l'application d'une norme ne permet pas de rendre compte fidèlement de la situation d'une entreprise. Elle autorise alors le commissaire aux comptes d'y déroger. L'application d'une telle clause aurait permis aux auditeurs de prendre la mesure des risques auxquels était exposée Enron. De façon indirecte se sont les normes comptables américaines qui sont partiellement remises en cause, notamment du fait de leur réputation illusoire de rigueur qui ne fait au final qu'un renforcer l'*expectation gap*.

Si des évolutions positives en la matière ont été enregistrées depuis la déconfiture d'Enron (SFAS 141, 142 et 143), il est instructif de noter que les scandales financiers récents ont

¹² Hill A., Chaffin J. and Fidler S., (2002), "Enron : Virtual Company, Virtual Profits", *The Financial Times*, March 19.

¹³ Cohen-Scali J., (2002), « Les leçons d'Enron », *Tribune Libre*, www.lexinter.com.

¹⁴ Cohen-Scali J., (2002), *Ibid.*

épargné le Royaume-Uni. Or, ce dernier, instruit par les scandales financiers des années quatre-vingt, est l'un de ceux qui a le moins succombé à l'influence faussement protectrice de la rigueur des normes comptables américaines.

La majeure partie de la polémique qui fit suite à la défaillance d'Enron se focalisa cependant sur les limites de la gouvernance d'entreprise. Les lacunes des audits internes mis en œuvre par le Conseil d'Administration et les conflits d'intérêts des commissaires aux comptes occupèrent une place justifiée mais peut être excessive eu égard aux multiples origines de la défaillance de la firme. Ainsi, si l'un des principaux effets bénéfiques de la chute d'Enron fut la loi Sarbane-Oxley, promulguée durant l'été 2002, loi la plus importante sur la sécurité financière depuis le New Deal, il n'en demeure pas moins que cette dernière n'apporte qu'une réponse partielle¹⁵. Elle est en effet par trop focalisée sur l'indépendance des administrateurs et des auditeurs et vise principalement à aligner les intérêts des managers avec ceux des actionnaires. La loi Sarbane-Oxley, malgré ses limites, apporte cependant des réponses à certains facteurs à l'origine de la défaillance d'Enron. Il s'agit, par exemple, de sa section 404, obligeant le Conseil d'Administration à faire procéder à une évaluation de l'efficacité des audits internes.

B- La réforme de la réglementation de l'électricité américaine

A l'instar de la crise des holdings de l'électricité américaines des années vingt, la crise qui affecta le modèle Enron fut à l'origine d'un renforcement de la réglementation tant en matière financière qu'en matière énergétique.

Il ressort de l'expérience d'Enron et de la crise électrique californienne que les débats actuels autour de la réglementation du secteur électriques, à savoir la question du design réglementaire optimal et du contrôle des pouvoirs de marché, recouvrent en fait, des questions de fond liées aux incitations apportées aux investissements et aux conditions de l'équilibrage de l'offre et de la demande dans les marchés électriques¹⁶.

Les principaux défis que doit relever la réglementation résident dans la nécessité de sensibiliser d'une façon ou d'une autre la demande aux signaux des prix, d'assurer une sécurisation des investissements des firmes, en offrant des marchés à termes et des contrats bilatéraux de longs termes dont les échéances correspondent au cycle de vie des unités, et en résolvant les questions posées par l'équilibrage entre l'offre et la demande au moment de la pointe.

En effet, c'est en présence de congestions qu'opérateurs du marché et *traders* peuvent exercer de tels pouvoirs de marchés, quelle que soit leur poids relatif. L'anticipation de l'occurrence de congestions peut susciter des stratégies opportunistes de sous-estimation des capacités susceptibles d'être offertes ou de refus de s'engager dans des contrats bilatéraux. En outre, l'exemple californien a bien montré que, face au risque de défaillance, les interventions du régulateur et des pouvoirs publics, loin de stabiliser le marché, suscitaient un regain spéculatif, dans la mesure où les opérateurs anticipent que ces derniers ne peuvent politiquement accepter la rupture de continuité du service public.

¹⁵ Ribstein L., (2002), « Market v. Regulatory Responses to Corporate Fraud: a Critique of the Sarbane-Oxley Act 2002 », *Journal of Corporation Law*, 28, pp.1-67.

¹⁶ Bouttes J.-P., (2004), « Some Remarks on Market Design and Competition in Electricity », *Competition and Coordination in Electricity Industry*, IDEI-CEPR, Toulouse, January.

En d'autres termes, les mesures mises en œuvre par le régulateur pour pallier les effets de l'exercice des pouvoirs de marché lors de la pointe de demande (fixation de prix plafonds, appels d'offres pour l'installation de capacités de pointe ou intervention sur le marché des réserves) n'apportent que des réponses partielles. Qui plus est, ces dernières peuvent s'avérer relativement contre-productives dans la mesure où elles alimentent les comportements stratégiques des firmes et où elles brouillent les signaux donnés par le marché.

Les pouvoirs de marchés dans le domaine électrique peuvent tout à la fois provenir de manœuvres frauduleuses (à l'instar de ce qui fut reproché à Enron), mais aussi des caractéristiques propres de l'électricité. L'équilibrage entre offre et demande devant être assuré coûte que coûte au moment de la pointe, les intervenants du marché peuvent tirer profit des asymétries informationnelles vis-à-vis du régulateur. Par exemple, la vague de froid qui a touché le Nord Est des Etats-Unis en janvier 2004 a suscité une enquête de la FERC contre d'éventuels agissements anticoncurrentiels des producteurs de Nouvelle-Angleterre, lesquels étaient accusés d'avoir massivement exporté du gaz naturel de façon à créer une pénurie artificielle et à faire grimper les prix de l'électricité¹⁷.

S'il est possible de déceler et de sanctionner les manœuvres frauduleuses, l'exercice des pouvoirs de marché au moment de la pointe est plus difficile à établir et s'avère même consubstantielle aux marchés libéralisés.

L'expérience américaine montre qu'un des moyens de combattre d'éventuelles manipulations réside dans la résolution préventive des risques de congestions en combinant marchés à termes et contrats bilatéraux de long terme, pour ne donner au prix *spot* qu'un rôle subsidiaire et en construisant des marchés de capacités offrant la possibilité de rémunérer correctement les investissements consentis (exemple du PJM). Ceci contribue à donner aux opérateurs du marché des signaux de prix fiables, faiblement volatiles et peu manipulables sur lesquels il est possible de fonder les décisions d'investissement.

Tirant les leçons de la crise californienne et de l'affaire ENRON, la FERC a proposé en juillet 2002, une profonde réforme de la réglementation du secteur électrique¹⁸ de façon à limiter la volatilité des prix et la possibilité d'exercice de pouvoirs de marchés en unifiant les règles pour l'ensemble du pays. Les objectifs de la FERC tiennent en quatre points, lesquels ont constitué les principales origines de la crise de l'électricité californienne.

Il s'agit tout d'abord de créer une réelle concurrence inter-étatique au niveau des marchés de gros, ce qui suppose d'unifier la réglementation, aujourd'hui répartie entre instances fédérales et étatiques.

Un second objectif réside dans une meilleure efficacité du système de transport de l'électricité, ce qui suppose une unification des règles d'accès des tiers au réseau.

Le troisième objectif réside dans le design de marchés permettant d'offrir aux investisseurs de bons signaux pour décider des investissements en transport et production, seuls à même de limiter les situations de congestion dans lesquelles peuvent s'exprimer des pouvoirs de marché.

¹⁷ NERA (2004), *Global Energy Regulation*, Issue n° 56, January.

¹⁸ Fraser H., Meehan G. and Sepetys K., (2002), "US FERC Proposes to Standardize the Rules of Wholesale Electricity Markets", *Energy Regulation Brief*, NERA, August.

Enfin, le quatrième objectif de la FERC réside dans le contrôle même de ces pouvoirs, notamment en mettant en place des règles de *monitoring* des marchés.

Les principales caractéristiques du schéma réglementaire proposé par la FERC sont les suivantes :

Au niveau du transport de l'énergie, il s'agit de favoriser les échanges inter-états et de prévenir les discriminations entre les firmes affiliées aux *utilities* et les firmes indépendantes.

- Caler les tarifs de transport sur un système de prix nodaux (i.e. les coûts marginaux aux différents nœuds du réseau).
- Unifier les règles de paiement pour le réseau de transport.
- Gestion du réseau de transport par un opérateur indépendant des autres opérateurs de marché.
- Attribuer les capacités aux enchères en cas de congestion.

Au niveau du design du marché, il s'agit de limiter l'importance du marché spot, caractérisé par la volatilité de ses prix et sa sensibilité à l'exercice des pouvoirs de marché.

- Promouvoir l'utilisation des contrats bilatéraux de long terme, de façon à limiter le recours au marché spot, le plus marqué par la volatilité des prix.
- Imposer des marges de sécurité dans les offres pour gérer d'éventuels aléas.
- Monitorer le fonctionnement des marchés et contrôler l'exercice de pouvoirs de marché.

Ce schéma réglementaire, tirant les leçons des défaillances passées, s'inspire des réussites des modèles élaborés dans le PJM (Pennsylvanie –Maryland – New Jersey), mais aussi Néo-Zélandais et Chiliens. Il apparaît que le propre de la réglementation de secteurs comme l'électricité réside dans sa construction progressive de par sa propre application, au moyen des enseignements tirés d'un processus d'essais et d'erreurs. Ce faisant, la diversité initiale des schémas réglementaires initiés lors de la libéralisation de l'électricité américaine pourrait s'expliquer par la clairvoyance (sans doute involontaire) de la FERC soucieuse de laisser libre cours aux expérimentations des différents états et se proposant dans un second temps de capitaliser les retours d'expérience, de trier le bon grain de l'ivraie, de façon à déduire des règles optimales de réglementation (par exemple, adoption du schéma PJM, abandon du californien). Cependant, cette stratégie, raillée sous l'appellation des *cent mille fleurs*¹⁹, fut sans doute bien plus involontaire et dictée par les faits que le fruit d'un dessein rationnel. La réglementation est une institution qui procède par maints égards d'un ordre spontané²⁰. En d'autres termes, la dynamique réglementaire, si elle est initiée par le législateur, n'en est pas moins le fruit de la jurisprudence. Les effets de cadrage et de débordement²¹, suscités par les stratégies des agents économiques, lui donnant sa forme définitive.

¹⁹ Cramton E., (2003), « Electricity Market Design: The Good, the Bad and the Ugly », *Proceedings of the Hawaiï International Conference on System Sciences*, January.

²⁰ Hayek F.A., (1973), *Droit, Législation et Liberté*, traduction française Quadrige, PUF, Paris.

²¹ Callon M., (1998), *The Laws of Markets*, Blackwell Publishers, London, 278p.

Il n'en demeure pas moins que le coût d'une telle expérimentation tant en matière financière qu'en matière de services publics se révèle des plus conséquents. La crise de l'électricité californienne ou les défaillances des réseaux électriques nord américains et italiens, lors de l'été 2003, peuvent s'expliquer par les difficultés de pilotage de réseaux interconnectés ouverts à la concurrence, mais soumis à des congestions, que les signaux de marchés ne permettent pas de résoudre au travers des investissements privés, et gouvernés selon des cadres réglementaires hétérogènes et par des gestionnaires de réseau non unifiés²². Si des enseignements peuvent être tirés de ces défaillances pour améliorer l'efficacité des cadres réglementaires, deux questions doivent cependant être soulevées.

D'une part, les prescriptions auxquelles ces dernières débouchent sont-elles réellement applicables ? En d'autres termes, est-il possible de résoudre le problème de l'inélasticité de la demande d'électricité aux prix ? La solution passerait par des compteurs tarifant l'électricité en temps réel par rapport à son prix de marché. Non seulement les coûts de facturation et de mise en œuvre risqueraient de dépasser le bénéfice attendu de l'amélioration du signal de prix, mais se pose aussi alors la question de l'accès à un service public de base tel l'électricité.

D'autre part, se pose la question du coût collectif de la défaillance de systèmes énergétiques et de la faillite d'opérateurs, tels les *utilities* californienne ou Enron.

Il apparaît en conclusion, que le processus d'apprentissage réglementaire tant en matière de régulation des services publics de réseau que de régulation comptable et financière doit alors être analysé comme la constitution progressive d'institutions permettant d'encadrer le fonctionnement du marché et visant à assurer un fonctionnement raisonnable de ce dernier.

Bialek J.W., (2004), « Recent Black-Outs in US and Continental Europe : Is Liberalisation to Blame ? », *Institute for Energy Systems*, University of Edinburgh, January.

Borenstein S., Bushnell J. and Wolack A., (2000), "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Market", *Working Paper*, University of California Energy Institute, PWP-0642.

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

Callon M., (1998), *The Laws of Markets*, Blackwell Publishers, London, 278p.

Cohen-Scali J., (2002), « Les leçons d'Enron », *Tribune Libre*, www.lexinter.com.

Commons J.R., (1907), « The Wisconsin Public-Utilities Law », *American Economic Review*, 36, August, pp.215-217.

²² Bialek J.W., (2004), « Recent Black-Outs in US and Continental Europe : Is Liberalisation to Blame ? », *Institute for Energy Systems*, University of Edinburgh, January.

- Cramton E., (2003), « Electricity Market Design : The Good, the Bad and the Ugly », *Proceedings of the Hawaiï International Conference on System Sciences*, January.
- Deakin S. and Konzelmann S.J., (2003), Learning from Enron, ESCR, *Centre for Business Research*, University of Cambridge, Working Paper, n° 274, September.
- Falk J., (2000), « How California should respond to High Electricity Prices? », *Energy Regulation Brief*, NERA, September.
- Fraser H., Meehan G. and Sepetys K., (2002), “ US FERC Proposes to Standardize the Rules of Wholesale Electricity Markets”, *Energy Regulation Brief*, NERA, August.
- Hayek F.A., (1973), *Droit, Législation et Liberté*, traduction française Quadrige, PUF, Paris.
- Hill A., Chaffin J. and Fidler S., (2002), “Enron : Virtual Company, Virtual Profits”, *The Financial Times*, March 19.
- Hollburn G.L. and Spiller P., (2001), “Institutional or Structural: Lessons from International Electricity Sector Reform”, *Working Paper*, W.Haas School of Business, Berkeley, University of California, June.
- Jarrell G, (1978), « The Demand for State Regulation of the Electricity Utility Industry », *Journal of Law and Economics*, October, 21(2), pp. 269-295.
- Kuttner R., (2001), « The Lesson of Enron: Regulation isn't a Dirty Word », *Business Week*, December 24.
- Marty F., (2004), « Conception du marché, réglementation et concurrence. Equilibre ou processus de marché : Quelles implications en matière de réglementation et de politique de concurrence ? », *Ecole Doctorale Marchés et Organisations*, UNSA, 16 janvier.
- NERA (2004), *Global Energy Regulation*, Issue n° 56, January.
- Percebois J., (1997), « La dérégulation de l'industrie électrique en Europe et aux Etats-Unis : Un processus de décomposition - recombinaison », *Cahiers de Recherche du CREDEN*, n° 97.04.08, Montpellier, juillet, 41p.
- Ribstein L., (2002), « Market v. Regulatory Responses to Corporate Fraud : a Critique of the Sarbane-Oxley Act 2002 », *Journal of Corporation Law*, 28, pp.1-67.