

L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ : RÉGLEMENTATION, STRUCTURE DU MARCHÉ ET PERFORMANCES

Faye Steiner

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	160
L'industrie de l'électricité	162
Décomposition fonctionnelle de l'industrie de l'électricité	163
Progrès technologiques dans l'industrie de l'électricité	165
Cadre réglementaire et réforme de la réglementation	166
Raisons du changement	166
Schémas de réforme	167
Réforme de la réglementation, structure des marchés et de l'industrie et régime de propriété	171
Synthèse de la réforme de la réglementation pour les besoins de l'analyse empirique	174
Évaluation des effets de la réforme de la réglementation sur les résultats de l'industrie de l'électricité	180
Approche empirique	180
Données sur les performances	182
Difficultés empiriques	185
Résultats empiriques	187
Conclusions et axes de recherches futures	195

Faye Steiner, Université de Stanford. Cet article a été rédigé alors que l'auteur était consultante au Département des Affaires économiques de l'OCDE. L'auteur adresse ses remerciements à Giuseppe Nicoletti, Jørgen Elmeskov et Nick Vanston pour l'aide, les informations et les commentaires qu'ils lui ont fournis ainsi qu'à Michael P. Feiner, Rauf Gönenç, Jens Høj et Peter Fraser pour leurs observations instructives concernant les versions antérieures de cet article. Les entretiens avec Sally van Siclen, Carlos Ocana, John Paffenbarger, Lawrence Metzroth, Karen Treanton et Erkki Adourian ont été très fructueux. Martine Levasseur a apporté son aide pour la partie statistique. La contribution financière de la Commission européenne a été grandement appréciée. Les opinions exprimées dans cet article n'engagent que son auteur et ne reflètent pas nécessairement celles de l'OCDE ou de la Commission européenne.

INTRODUCTION

Dans une économie, la production et l'alimentation en électricité sont vitales. L'électricité intervient dans la production de la quasi-totalité des biens et services, mais elle est aussi, en grande quantité, consommée directement par les ménages. Aux États-Unis, par exemple, les ventes annuelles d'électricité dépassent 200 milliards de dollars, et l'industrie de l'électricité représente environ 3.2 pour cent du PIB et 5 pour cent de la formation brute de capital fixe (1994)¹. En outre, le secteur de l'électricité a connu un rythme de croissance au moins aussi rapide que le PIB. Dans les années 60, la production d'électricité a progressé au rythme de 7.6 pour cent par an, puis de 4.4 pour cent, dans les années 70, et de 2.8 pour cent, dans les années 80. Les projections donnent une croissance annuelle de 2 à 2.6 pour cent jusqu'en 2005. Ces taux de croissance dépassent ceux de la consommation totale d'énergie finale et de l'offre totale d'énergie primaire. Ils suivent le rythme de croissance du PIB quand ils ne progressent plus vite. En outre, alors que l'intensité *énergétique* baisse depuis 1973, l'intensité *électrique*, elle, a suivi une progression inverse : la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale a plus que doublé entre 1960 et 1989, passant de 8.3 pour cent à 17.2 pour cent².

Ces dix dernières années, le cadre réglementaire dans lequel s'inscrit l'industrie de l'électricité a commencé à se transformer. Un petit nombre de pays de l'OCDE ont mis en œuvre de nouvelles réglementations destinées à stimuler la concurrence par la libéralisation de l'industrie en s'efforçant surtout de réorganiser les fonctions qui ne relèvent pas du monopole naturel³. Certains pays de l'OCDE notamment ont adopté des lois introduisant la concurrence à la production et sur le marché de détail et pour ce faire ont dissocié ces fonctions de la partie « réseau » de l'activité, ce qui permet aux nouveaux entrants d'avoir accès aux réseaux existants, et en créés des marchés où les prix sont déterminés par l'offre et la demande. Même pour ces pionniers, les réformes ont été longues à mettre en place, de sorte qu'une poignée seulement de pays peut se vanter d'avoir accompli de réels progrès en direction de la concurrence⁴. Aujourd'hui, d'autres pays de l'OCDE sont sur le point de libéraliser le secteur, notamment les pays de l'Union européenne, qui sont tenus de respecter les délais prescrits par la Directive sur l'électricité de l'Union européenne pour l'établissement du marché intérieur de l'électricité en Europe⁵.

La plupart des dirigeants et des économistes sont de l'avis que la libéralisation du secteur de l'électricité doit, en provoquant des baisses de prix, améliorer le bien-être des consommateurs. Cependant, il n'existe pas de consensus quant aux réformes spécifiques de la réglementation à réaliser pour tirer pleinement parti de la concurrence. Parmi les pays qui ont lancé des réformes, certains se sont concentrés sur la libéralisation de l'industrie de l'électricité, d'autres ont choisi d'en privatiser certains segments et d'autres encore ont combiné les deux solutions. Ces variations dans les formules choisies par les pays pour libéraliser et privatiser ce secteur constituent pour l'analyste une bonne base d'étude des avantages de la réforme. En général, on cherchera à savoir si l'introduction de la concurrence apporte de réelles améliorations de l'efficacité et des prix de l'alimentation en électricité. De même, il est possible d'évaluer l'impact de la privatisation seule ou associée à la libéralisation, sur les performances de l'industrie de l'électricité. Pour une analyse fine des politiques possibles, la réflexion portera sur les réformes les plus susceptibles d'aviver la concurrence ainsi que sur les corrélations existant entre les divers schémas institutionnels et régimes de propriété et les améliorations des performances⁶.

Les travaux empiriques consacrés à des réformes de grande envergure opérées sur un seul marché⁷ pas plus que d'autres études anecdotiques des modifications de la réglementation dans un pays particulier⁸ ne permettent de dégager des conclusions générales concernant les politiques à suivre parce que ce type d'étude n'établit pas de distinction entre les effets de la réforme et les spécificités nationales. Nous nous efforcerons donc, dans cet article, de les dissocier en nous appuyant sur des données (comparables) relatives à la réglementation, la structure de l'industrie et ses performances dans plusieurs pays. A partir de documents de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) et d'autres sources, nous avons établi un jeu de données de panel afin de procéder à une comparaison empirique de l'expérience de 19 pays de l'OCDE entre 1986 et 1996. Pour cette collecte de données et la comparaison empirique, nous nous sommes intéressés au segment de la production de l'industrie de l'électricité, soit le lieu de la plupart des innovations technologiques et initiatives réglementaires. Nous avons en particulier établi des indicateurs de la structure réglementaire et industrielle qui font la synthèse des informations obtenues sur le calendrier et l'étendue de la libéralisation de l'entrée dans la production, la structure de propriété et la privatisation des opérateurs historiques, l'intégration verticale et la séparation fonctionnelle de l'industrie, les règles gouvernant l'accès des tiers au réseau national et la participation à un marché de l'électricité, le cas échéant. En revanche, nous n'avons pas prévu d'indicateurs de séparation horizontale dans l'analyse, c'est-à-dire de concentration du marché, parce qu'ils ne varient pas de façon significative dans la plupart des pays, ni sur le gros de la période considérée, ce qui dénote des conditions de monopole (souvent légales). Les indicateurs de structure réglementaire et industrielle

servent ensuite à effectuer des régressions sur données de panel afin d'en évaluer l'impact sur des mesures de l'efficacité productive des centrales (utilisation de la capacité et de la réserve, une mesure de la capacité de satisfaire la demande de pointe), ainsi que sur les prix de détail de l'électricité (prix de détail payés par les industriels et différence entre les prix payés par les industriels et par la clientèle domestique). Dans les régressions, les effets-pays sont maîtrisés en exploitant la dimension internationale et chronologique des données.

Cet article s'organise comme suit. Dans la deuxième partie, nous décrivons les caractéristiques économiques et technologiques de l'industrie de l'électricité qui importent le plus pour la réforme de la réglementation. La troisième partie, consacrée au cadre réglementaire et au processus de réforme, expliquera les raisons du changement et décrira les formes de réglementation actuelles. Dans cette partie, les méthodes statistiques de l'analyse factorielle et de l'analyse hiérarchique servent à décrire les indicateurs de la réglementation. Dans la dernière partie, nous analyserons l'approche empirique et les difficultés qu'elle soulève, et nous présenterons quelques résultats et conclusions.

L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ

Dans l'industrie de l'électricité, la réglementation se justifie essentiellement par l'existence de conditions de monopole naturel et d'externalités et par la notion de bien public⁹. Cette situation résulte de spécificités économiques de l'électricité qui ne peut être stockée. Cette impossibilité de stocker l'électricité signifie que la taille des marchés diminue avec le temps, et qu'elle est déterminée par la demande instantanée plutôt que par la demande sur une longue période. Par conséquent, une seule entreprise a plus de chances de desservir les clients sur un marché donné à l'échelle d'efficacité minimale. En outre, la demande d'électricité subit d'importantes variations cycliques, saisonnières et aléatoires à court et à long terme. De plus, pour répondre aux attentes des clients, la desserte doit être continue, fiable et se faire à fréquence et tension constantes¹⁰. D'où l'obligation pour les producteurs d'électricité d'avoir une réserve tournante et d'être capables de redémarrer hors tension¹¹. Cet impératif de la continuité de l'offre, tandis que la demande varie, signifie que les fournisseurs doivent posséder une surcapacité s'ils veulent pouvoir passer les pointes de la demande. Une compagnie d'électricité qui élargit sa clientèle peut réduire sa puissance en réserve dans la mesure où le regroupement de clients ayant des demandes hétérogènes permet en fait de répartir les risques et, partant, d'abaisser les frais d'exploitation et les coûts en capital par client. En résumé, les conditions sont réunies pour qu'une structure monopolistique obtienne des rendements d'échelle croissants et une meilleure maîtrise des coûts.

Par ailleurs, des externalités découlent du fait que le fonctionnement ou le dysfonctionnement de chaque groupe de production se répercute sur la totalité du réseau interconnecté. Il faut savoir également que l'investissement dans la capacité de production passe par un difficile travail d'optimisation dynamique dans des conditions incertaines, comporte des externalités liées au fait que l'ajout ou la suppression de capacité influe sur la totalité du réseau et fait intervenir la notion de bien public dans la mesure où toute extension du réseau de transport bénéficie à l'ensemble des producteurs et des consommateurs. Ces deux dimensions, à savoir les externalités et la notion de bien public, plaident en faveur de la planification et de la coordination du réseau électrique, ce pourquoi le monopole naturel est plus efficace.

Décomposition fonctionnelle de l'industrie de l'électricité

Bien que l'offre de l'électricité se caractérise, en général, par des conditions de monopole naturel, des externalités et la notion de bien public, il existe certains segments fonctionnels qui ne possèdent pas ces propriétés économiques. L'industrie de l'électricité peut être subdivisée en quatre fonctions : la production, le transport, la distribution et l'alimentation. Cette répartition fonctionnelle est particulièrement importante pour la compréhension des récentes évolutions de la réglementation. Il existe entre ces fonctions des différences technologiques et économiques, et c'est à ce niveau de décomposition que l'on s'est efforcé de réformer la réglementation.

Produire de l'électricité consiste à transformer une forme d'énergie en énergie électrique. On peut utiliser, pour ce faire, du pétrole, du gaz naturel, du charbon, de l'énergie nucléaire, de l'énergie hydraulique (chute d'eau), des combustibles renouvelables, des éoliennes et les technologies photovoltaïques. Les différentes techniques de production se distinguent par leur structure de coûts. Les principales composantes du coût de la production de l'électricité sont les prix des combustibles (livrés), les coûts en capital et les coûts d'exploitation et de maintenance. Ces coûts varient également avec les performances de la technologie de production (facteur de charge, rendement thermique et durée de vie de l'installation)¹². La production nucléaire se caractérise par de forts coûts en capital, dus en partie aux délais de construction très longs (frais financiers) et aux coûts du déclassement (coût de la mise hors service de l'installation à la fin de sa durée de vie). Dans le cas du nucléaire, l'opposition du public à la technologie et au stockage des déchets peut également entraîner d'importantes charges fixes. En revanche, les coûts du combustible et les coûts d'exploitation (coûts variables) des installations nucléaires sont faibles et sont assez stables sur toute la durée de vie d'une centrale. Les coûts de la production hydraulique dépendent en grande partie de la géographie et du climat. Cette technique possède de faibles coûts variables. Les prix des combustibles représentent une bonne part des coûts de la production

d'électricité dans des centrales au charbon, au fioul et au gaz naturel de sorte que les coûts variables de la production thermique dépassent ceux de la production nucléaire¹³. Cependant, les coûts fixes de la production thermique classique sont en général plus faibles que ceux de la production nucléaire, en particulier ceux des centrales au gaz, dont les délais de construction sont très courts.

La diversité des techniques de production et des structures de coûts est à l'origine de l'ordre d'efficacité économique, à savoir le principe qui consiste à démarrer les différents types de groupes de production en fonction de leurs coûts variables. Les centrales nucléaires et, souvent, les centrales hydrauliques et au charbon, sont utilisées en base, tandis que les autres centrales thermiques assurent la semi-base ou les pointes. Parce qu'elle permet de réduire la puissance à conserver en réserve et facilite l'équilibrage de l'offre et de la demande d'électricité en temps réel, la diversification du parc de production apporte des gains d'efficacité. L'ordre d'efficacité économique, avec les gains d'efficacité associés, devrait aussi entraîner des baisses des prix de l'électricité.

Dans le transport et la distribution, on inclut les fonctions de réseau. Le transport recouvre l'acheminement à haute tension de l'électricité. Toutefois, cette fonction ne se limite pas au transport et comporte la gestion de groupes de production éparpillés sur un réseau de façon à maintenir la tension et la fréquence nécessaires et à éviter l'écroulement du système. Le transport constitue un monopole naturel dans la mesure où la concurrence sur ce segment reviendrait à reproduire le réseau existant (un doublement des réseaux haute tension CA et la concurrence entre coordinateurs de réseaux auraient pour effet d'augmenter les coûts du transport). Dans le transport, la réglementation s'opère normalement par le taux de rendement, formule qui, d'après l'étude classique d'Averch et de Johnson (1962), entraîne un surinvestissement en capital et son corollaire, l'incapacité de minimiser les coûts¹⁴.

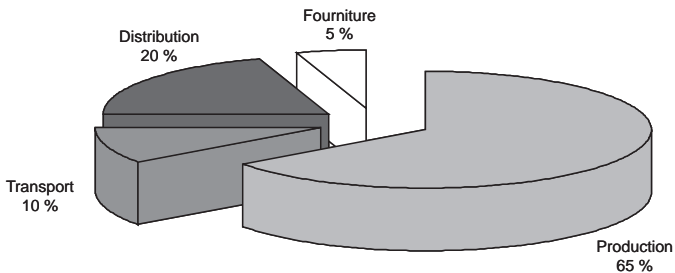
La coordination des groupes de production selon l'ordre d'efficacité économique se situe entre la production et le transport. De ce point de vue, l'intégration de la production et du transport autorise des économies d'échelle si elle permet d'internaliser les externalités résultant de la dispersion des producteurs dont les investissements et les décisions d'exploitation se répercutent sur la totalité du réseau. En revanche, si la production (qui n'est pas en soi un monopole naturel) et le transport sont intégrés, les problèmes de réglementation et d'efficacité propres au transport, dans le cas de la réglementation par le taux de rendement, risquent de s'étendre à la production.

La distribution désigne l'acheminement de l'électricité à basse tension. Comme le transport, elle est généralement considérée comme un monopole naturel et, de la même manière, l'introduction de la concurrence sur ce segment se traduirait par une multiplication des lignes. A l'inverse de ce qui se passe pour le transport à haute tension, son intégration avec la production ne présente aucun intérêt.

Enfin, l'alimentation en électricité désigne la vente d'électricité aux clients finals. Cette activité recouvre le comptage, la facturation et le marketing et peut-être une activité de gros ou de détail. L'alimentation n'est pas considérée comme un monopole naturel, et son intégration avec d'autres fonctions ne présente pas d'avantage notable.

Chacune de ces fonctions contribue aux coûts de l'offre de l'électricité aux clients finals. Sur la base d'estimations effectuées pour le Royaume-Uni, nous avons illustré sur le graphique 1 la part de chaque fonction dans le coût total de l'électricité. On peut voir que la production représente la plus forte proportion du coût de l'offre de l'électricité.

Graphique 1. **Décomposition des coûts de la fourniture d'électricité selon les différentes fonctions au Royaume-Uni**



Source : OCDE.

Progrès technologiques dans l'industrie de l'électricité

En abaissant l'échelle d'efficacité minimale, les progrès technologiques ont multiplié les possibilités de concurrence à la production. La mise au point de la turbine à gaz en cycle combiné a fortement amélioré le rendement thermique et réduit le seuil de rentabilité des installations, qui est passé de 1000 MW au début des années 80 pour atteindre 50 à 300 MW aujourd'hui¹⁵. Avec de faibles coûts variables, cette technologie est adaptée à la charge de base en production d'électricité. Autre avantage, les délais de construction et de planification sont moins longs. A la même époque, de nombreux pays se sont intéressés de plus près à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, soit des projets qui, en

général, sont de petite taille et, de plus, privés ou détenus par des entités locales. Certains pays ont également choisi de recourir davantage à la cogénération qui permet de réduire la taille optimale des installations.

Compte tenu de la nature de ces progrès technologiques, nous nous concentrerons dans ce document sur la fonction de production. Au cours des dix dernières années, les réformes de la réglementation ont essentiellement porté sur la séparation de la production des autres fonctions et sur l'introduction de la concurrence dans la production. L'analyse empirique du segment production peut, de ce fait, exploiter la variabilité géographique et temporelle des systèmes de réglementation de la production et des structures industrielles. Inversement, une analyse du transport et de la distribution ne serait pas aussi riche d'enseignements concernant les politiques possibles. Bien que n'échappant pas à la réglementation, ces fonctions, en tant que monopoles naturels, ne devraient pas être libéralisées à l'avenir. De plus, si l'influence des dispositions réglementaires sur le transport et la distribution intervient dans l'analyse, nous n'avons pas cherché à en tirer des conclusions concernant l'action publique en dehors du segment de la production.

CADRE RÉGLEMENTAIRE ET RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION

Raisons du changement

Les caractéristiques économiques et technologiques de l'industrie de l'électricité ont marqué l'évolution de la réglementation ainsi que de la structure du capital et des marchés dans ce secteur. Comme le transport et la distribution sont des monopoles naturels, l'ensemble de l'industrie a été assimilé à un monopole naturel, ce qui laissait penser que le monopole légal était un cadre réglementaire efficace. D'un autre côté, le monopole s'accompagne également de pertes nettes lorsque le monopoleur, cherchant à optimiser ses bénéfices, facture des prix supérieurs au coût marginal. C'est ce qui a conduit les pouvoirs publics à adopter deux types de formules : le monopole public intégré ou des entreprises d'électricité privées réglementées. De nombreux pays (par exemple, l'Irlande, la France, la Grèce et l'Italie), partant du principe qu'une entreprise publique ne cherche pas à maximiser ses bénéfices et que cette forme juridique permettrait d'améliorer le bien-être des consommateurs, ont regroupé et nationalisé leurs industries électriques pour créer des monopoles publics légaux. Dans une variante de cette formule, on trouve des monopoles légaux régionaux (exemple de l'Allemagne). Dans le cas de monopoles privés mais réglementés, les entreprises sont supposées rechercher le maximum de bénéfices, et la réglementation sert à en atténuer les effets préjudiciables au consommateur. Les régulateurs de monopoles privés s'intéressent surtout à la tarification et appliquent souvent une réglementation par le taux de rendement. Les États-Unis et le Japon illustrent bien le cas des monopoles régionaux privés mais néanmoins réglementés. Pourtant, même aux

États-Unis, les instances publiques régionales conservent une bonne part du capital et un rôle opérationnel significatif dans des segments de l'industrie. Dans la plupart des pays, que les entreprises d'électricité soient publiques ou privées, centralisées ou régionales, la séparation verticale vient seulement de commencer.

Les préférences technologiques ont également déterminé la structure du capital et des marchés. Certaines technologies de production, comme la production hydraulique, sont liées à des capitaux publics car, souvent, l'État détient les droits de propriété et les ressources financières nécessaires à la construction d'importants projets hydroélectriques. L'échelle d'efficacité minimale de la production a, de plus, évolué au gré des options technologiques. C'est ainsi qu'à la suite des chocs pétroliers, on a privilégié les grands projets nucléaires tandis qu'avec l'avènement de la turbine à gaz en cycle combiné, les installations de petite taille sont devenues très populaires. Si les technologies font appel à des installations très importantes à forts coûts fixes, l'État en assure souvent le financement, alors que les technologies à petite échelle laissent plus de place à l'investissement privé.

Schémas de réforme

Le mouvement actuel de libéralisation de l'industrie de l'électricité se caractérise par d'importantes différences entre pays dans le calendrier et la démarche choisis. En général, cette réforme se concentre sur la séparation fonctionnelle de la production et du transport, l'introduction de la concurrence à la production et l'ouverture de l'accès au réseau. A des stades plus avancés, on trouve la constitution de marchés spot de l'électricité, sur lesquels s'établissent les prix et les échanges d'électricité, et le libre choix de son fournisseur. Enfin, les étapes ultimes de la réforme peuvent également comprendre le passage d'une tarification du transport par le taux de rendement (fondée sur les coûts) à une tarification de type price-cap (plafonnement des prix).

Le calendrier et l'importance des réformes de la réglementation ainsi que la réaction des intervenants sur le marché varient considérablement suivant les pays. On trouvera sur les tableaux 1 à 3 une synthèse de la situation en 1998 de la réglementation et de la structure des marchés dans les pays de l'OCDE représentés dans l'échantillon.

Comme le montre le tableau 1, en 1998, de nombreux pays avaient libéralisé l'accès aux réseaux de transport et de distribution. Dans la plupart des cas, la formule de l'ATR réglementé a été adoptée. Cette formule prévoit l'obligation juridique d'assurer l'accès au réseau dans des conditions non discriminatoires. L'ATR réglementé s'impose si l'on veut permettre à de nouveaux producteurs d'entrer sur un marché concurrentiel et au consommateur de choisir son producteur/fournisseur. En l'absence d'ATR réglementé, la libéralisation de l'entrée sur le marché et la

Tableau 1. Réforme de la réglementation dans l'industrie de l'électricité en 1998

	Libéralisation	ATR	Marché de l'électricité	Tarification du transport	Seuil d'ouverture ¹
Australie	Electricity Industry Act pour l'État de Victoria (1994)	ATR réglementé	National Electricity Market (1997), Vic Pool (1994)	Fondée sur les coûts	État de Victoria : 1994 5 MW, 1995 1 MW, 1996 750 MWh/an, 1998 160 MWh/an, 2001 0 kW
Belgique	Néant	Néant	Néant	Fondée sur les coûts	Distribution : 1 MW
Canada	Néant	Néant	Pool de l'Alberta (1996)	Fondée sur les coûts	Aucune liberté de choix
Danemark	Amendement à la loi danoise sur l'électricité (1996, entrée en vigueur en 1998)	ATR réglementé	Néant	Fondée sur les coûts	Aucune liberté de choix
Finlande	Loi sur le marché de l'électricité (1995)	ATR réglementé	Bourse de l'électricité finlandaise (1995)	Fondée sur les coûts	1995 500 kW, 1997 0 kW
France	Néant	Néant	Néant	Fondée sur les coûts	Aucune liberté de choix
Allemagne	Loi sur la fourniture de l'électricité et du gaz (1998)	ATR négocié	Néant	Fondée sur les coûts	1998 0 kW
Grèce	Néant	Néant	Néant	–	Aucune liberté de choix
Irlande	Néant	Néant	Néant	–	Aucune liberté de choix
Italie	Néant	Néant	Néant	Price cap	Aucune liberté de choix
Japon	Amendement à la loi sur l'industrie de l'électricité (1995)	ATR négocié	Néant	Fondée sur les coûts	1998 2 MW
Pays-Bas	Loi sur l'électricité (1989)	Néant	Néant	Néant	Aucune liberté de choix
Nouvelle-Zélande	Energy Act and Companies Act (1992)	ATR réglementé	Electricity Market Company (1996)	–	1993 500 kW, 1994 0 kW
Norvège	Loi sur l'énergie (1990)	ATR réglementé	Bourse norvégienne de l'électricité (1991), NordPool (1996)	Price cap	1991 0 kW

Tableau I. Réforme de la réglementation dans l'industrie de l'électricité en 1998 (suite)

	Libéralisation	ATR	Marché de l'électricité	Tarification du transport	Seuil d'ouverture ¹
Portugal	Néant	Néant	Néant	Fondée sur les coûts	1998 1 GW
Espagne	Loi sur l'électricité (1994)	ATR négocié	Néant	Fondée sur les coûts	1998 15 GWh, 2000 9 GWh, 2002 5 GWh, 2004 1 GWh
Suède	Projet de loi de 1992 adopté en 1996	ATR réglementé	NordPool (1996)	Néant	1996 0 kW
Royaume-Uni	Electricity Supply Act (1990)	ATR réglementé	England and Wales Market (1990)	Price cap	1990 1 MW, 1994 100 kW, 1998 0 kW
États-Unis	Energy Policy Act (1992)	ATR réglementé	Néant	Fondée sur les coûts	New Hampshire, California : 1998 0 kW

1. La Directive CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité impose aux États Membres de l'Union européenne d'ouvrir leurs marchés aux clients consommant plus de 40 GWh en 1999, 20 GWh en 2000 et 9 GWh en 2003.

Source : Voir le corps du texte.

suppression du monopole légal ont peu de chance d'autoriser véritablement l'entrée de concurrents si ces derniers sont exposés à des « coûts de hold-up »¹⁶. Les opérateurs historiques qui conservent le contrôle du réseau de transport peuvent empêcher l'entrée de concurrents sur le réseau soit en refusant de transporter leur électricité ou en leur demandant de payer une prime supérieure au prix du transport de leur propre électricité ou de celle de leurs filiales. De même, en l'absence d'ATR réglementé, la liberté de choisir son fournisseur risque de rester lettre morte. Faute de nouveaux producteurs sur le marché, la liberté du consommateur sera toujours aussi limitée, et les clients continueront de faire affaire avec l'opérateur en place même s'ils ont parfaitement le droit de s'adresser ailleurs. Par ailleurs, les plus gros consommateurs, qui remplissent presque toujours les conditions nécessaires pour choisir leur fournisseur, ne pourront pas, en l'absence d'ATR, passer directement des contrats avec des producteurs tiers sans avoir recours aux sociétés de distribution. Aux termes de la directive de la Commission européenne de 1996, qui établit les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, les États Membres de la Communauté européenne seront tenus d'introduire l'ATR. Le type d'ATR que choisiront les États Membres devrait avoir un impact significatif sur le développement de la concurrence dans l'industrie.

Autre disposition réglementaire destinée à stimuler la concurrence, la possibilité pour le consommateur de choisir librement son fournisseur. Certains pays ont accordé cette liberté de choix aux gros consommateurs (par exemple, l'Angleterre et le pays de Galles, la Nouvelle-Zélande) et prévoient de l'étendre progressivement à l'ensemble des clients, tandis que d'autres ont d'emblée décrété la liberté de choix du fournisseur pour tous les clients dès l'adoption de la réforme du secteur de l'électricité (la Norvège et la Suède, par exemple). Même dans les pays entièrement libéralisés, ce sont d'abord et avant tout des gros consommateurs qui bénéficient de cette possibilité étant donné le coût prohibitif du matériel de comptage pour une multitude de petits consommateurs et pour la clientèle domestique¹⁷. Aux termes de la directive de l'Union européenne de 1996, tous les États Membres sont tenus d'offrir aux gros consommateurs le choix de leur fournisseur selon le calendrier suivant : consommateurs de plus de 40 GWh, en 1999, consommateurs de plus de 20 GWh, en 2000, et consommateurs de plus de 9 GWh, en 2003, ce qui représente (d'après les estimations) 26.48 pour cent, 28 pour cent et 33 pour cent des marchés nationaux en 1999, 2000 et 2003 respectivement¹⁸.

Rares sont les pays qui ont libéralisé la tarification du transport. Les deux modèles dominants concernant le transport sont la tarification fondée sur les coûts (réglementation par le taux de rendement), en vigueur aux États-Unis notamment, et une réglementation souple des prix, aux Pays-Bas et en Suède, par exemple. Cette dernière réglementation domine dans les pays dotés d'une industrie de l'électricité décentralisée où la régulation et le contrôle s'exerçaient traditionnellement au niveau local. Aux États-Unis, en revanche, la réglementation par le taux de

170

rendement remonte à longtemps. Dans ce cas, c'est la clause sur les expropriations de la Constitution des États-Unis qui fait obstacle à l'adoption d'une réglementation éventuellement plus efficace de type price-cap¹⁹. A un niveau d'analyse plus fin, on trouve de nouvelles différences dans les modes de tarification : il existe des réglementations sur les subventions croisées des prix demandés aux consommateurs finals et sur les tarifs de pointe et, de plus, on dénombre plusieurs formules pour la tarification du transport qui vont de la tarification nodale à la formule de tarification zonale²⁰. Si la base de données établie pour cette étude fait la distinction entre la réglementation par le taux de rendement et la réglementation en price-cap, ils ne contiennent pas néanmoins d'informations plus fines sur la tarification.

Enfin, un petit nombre de pays se sont dotés des marchés de l'électricité sur lesquels les prix et les quantités échangés sont déterminés par l'offre et la demande. Dans les pays de l'OCDE, le premier marché de l'électricité a vu le jour en Angleterre et aux pays de Galles en 1990. De nombreux pays nordiques possèdent de tels marchés, et la Suède, la Norvège, la Finlande et le Danemark opèrent sur le premier marché international, le NordPool, en activité depuis 1996. La Nouvelle-Zélande et plusieurs États d'Australie possèdent aussi des marchés de l'électricité. En Australie, les différents marchés des États ont fusionné en un seul et même marché national en 1997. Dans certains pays (Angleterre et pays de Galles, Australie, par exemple), la participation au marché de l'électricité est obligatoire, dans d'autres elle est facultative (NordPool, Nouvelle-Zélande).

Réforme de la réglementation, structure des marchés et de l'industrie et régime de propriété

La structure du marché électrique est fortement dépendante de l'environnement réglementaire. A l'heure actuelle, les marchés sont, dans la plupart des pays, extrêmement concentrés soit parce que la concurrence y est expressément ou juridiquement interdite (cas de la France, de la Belgique, de l'Italie, de la Grèce et du Portugal), soit parce que, même si plusieurs entreprises se concurrencent, elles exercent chacune un pouvoir de monopole sur son propre marché (Danemark, Japon, Pays-Bas, Allemagne et Espagne jusqu'en 1998). Souvent, les nouveaux producteurs pénètrent lentement sur le marché libéralisé où ils forment une frange concurrentielle avec de petites parts de marchés et peu d'influence par rapport aux opérateurs historiques. Dans le cas de l'Angleterre et du pays de Galles, par exemple, les entreprises présentes sur le marché ont mis du temps à se conformer à l'Electricity Act de 1990, et l'on constate qu'avec la réforme, les stratégies anti-concurrentielles se sont simplement déplacées de la sphère des prix à celle de la capacité tant et si bien qu'il subsiste un important pouvoir de marché²¹. En revanche, comme pour de nombreux autres biens, les frontières d'un pays ne définissent pas nécessairement les marchés auxquels s'applique la réglementation :

certains pays, comme les États-Unis, le Canada et l'Australie recouvrent plusieurs marchés, tandis que d'autres, les Pays-Bas, par exemple, s'inscrivent dans un marché plus vaste. Par conséquent, la concentration au niveau d'un pays n'est pas nécessairement liée aux pressions concurrentielles qui s'exercent en réalité sur le marché.

Le degré d'intégration verticale a une influence considérable sur la concurrence dans l'industrie de l'électricité. Le tableau 2 résume l'état actuel d'intégration verticale des pays étudiés dans le panel. Il indique le degré d'intégration globale, c'est-à-dire depuis la production jusqu'à l'alimentation en passant par le transport et la distribution, ainsi que l'existence d'une séparation entre la production et le transport et le type de séparation opéré. Là où la production et le transport ont été séparés, cette séparation peut être soit une séparation comptable ou une séparation juridique en différentes entreprises. La séparation de la production et du transport, associée à l'ATR généralisé, est essentielle si l'on veut encourager la concurrence. Un producteur en place qui a le contrôle du réseau de transport possède un avantage sur les producteurs qui veulent entrer sur le marché. Une entreprise de production-transport intégrée peut demander des prix discriminatoires au concurrent qui voudra utiliser son réseau de transport et ainsi majorer les coûts du concurrent. La séparation comptable, au lieu de la séparation

Tableau 2. **Intégration verticale dans l'industrie de l'électricité, 1998**

	Degré d'intégration verticale (de la production à la fourniture)	Degré d'intégration entre la production et le transport
Australie	Intégration et séparation	Séparation juridique
Belgique	Intégration	Intégration
Canada	Intégration	Intégration
Danemark	Intégration	Séparation comptable
Finlande	Séparation	Séparation juridique
France	Intégration	Intégration
Allemagne	Séparation	Séparation comptable
Grèce	Intégration	Intégration
Irlande	Intégration et séparation	Séparation comptable
Italie	Intégration	Intégration
Japon	Intégration et séparation	Intégration
Pays-Bas	Intégration et séparation	Intégration
Nouvelle-Zélande	Intégration et séparation	Séparation juridique
Norvège	Séparation	Séparation juridique
Portugal	Intégration et séparation	Séparation comptable
Espagne	Intégration et séparation	Séparation juridique
Suède	Intégration et séparation	Séparation juridique
Royaume-Uni	Séparation	Séparation juridique
États-Unis	Intégration	Séparation comptable

Source : Voir le corps du texte.

juridique en entreprises distinctes, peut très bien ne pas éliminer cet avantage, d'autant que l'entreprise aura du mal à répartir les coûts entre ses différentes activités quand bien même elle serait une championne de la transparence. Dans le panel étudié, la plupart des pays qui ont séparé la production du transport ne l'ont fait que récemment dans le cadre d'une réforme générale de la réglementation de leur secteur de l'électricité [États de Victoria et du Queensland, en Australie (1993-1994) ; États-Unis (1996) ; Nouvelle-Zélande (1994) ; Portugal (1994) ; Espagne (1994) ; Allemagne (1998) ; Danemark (1998) ; Suède (1996) ; Finlande (1995) ; Norvège (1991) ; et Angleterre et pays de Galles (1990)]. Les pays qui conservent une structure intégrée sont, en général, des pays possédant des monopoles intégrés détenus et exploités par l'État et qui n'ont pas encore entrepris la libéralisation de leur secteur de l'électricité.

En dehors de la libéralisation, les pays se distinguent également par l'évolution avec le temps du pourcentage de capitaux privés dans le secteur ainsi que par les décisions qui ont été prises concernant la privatisation au moment de la libéralisation. Le tableau 3 présente la structure actuelle des capitaux dans la partie production du secteur de l'électricité²². Il n'existe pas nécessairement de corrélation entre la décision de privatiser et le degré de libéralisation. Parmi les pays les plus libéraux, certains n'ont pas l'intention de privatiser (par exemple, la Norvège),

Tableau 3. Régime de propriété dans l'industrie de l'électricité, 1998

	Capital
Australie	Privé et public
Belgique	Essentiellement privé
Canada	Privé et public
Danemark	Essentiellement public
Finlande	Essentiellement public
France	Public
Allemagne	Privé et public
Grèce	Public
Irlande	Public
Italie	Public
Japon	Privé
Pays-Bas	Public
Nouvelle-Zélande	Public
Norvège	Essentiellement public
Portugal	Essentiellement public
Espagne	Essentiellement privé
Suède	Privé et public
Royaume-Uni	Privé
États-Unis	Essentiellement privé

Source : Voir le corps du texte.

tandis que d'autres ont mis la privatisation au cœur de leur réforme (l'Angleterre et le pays de Galles). Dans certains pays (États-Unis, Japon), le secteur privé a de tout temps dominé le secteur de l'électricité. Autre différence, les pays qui prévoient, dans leur réforme, de privatiser le secteur, ne suivent pas le même ordre chronologique : au Royaume-Uni la privatisation a précédé la libéralisation tandis que dans les pays nordiques c'est l'inverse qui s'est produit et, dans certains États d'Australie, les deux cas de figure se rencontrent²³. En général, l'industrie évolue vers une privatisation de la production sous l'effet conjugué d'un programme délibéré de privatisation, dans certains pays, et de l'arrivée d'entreprises privées sur le marché à mesure que la production s'ouvre à la concurrence.

Synthèse de la réforme de la réglementation pour les besoins de l'analyse empirique

Pour les besoins de l'analyse empirique, nous avons construit les indicateurs de la réglementation suivants²⁴ :

- Une variable indicatrice de la libéralisation de la production qu'elle ait été instituée par une loi, un décret ou toute autre décision officielle des pouvoirs publics.
- Les attentes concernant la libéralisation exprimées en nombre d'années restant à courir avant l'ouverture à la concurrence²⁵.
- Une variable indicatrice de la privatisation qui dénote toute évolution vers la privatisation (partielle ou totale) des entreprises du segment production d'électricité.
- Les attentes concernant la privatisation exprimées en nombre d'années restant à courir avant la privatisation. Là encore, le temps est compté en fonction des premières ventes de gré à gré ou offres publiques²⁶.
- Un indicateur du régime de propriété dont la valeur varie en fonction de la composition du capital selon une échelle allant du public au privé.
- Un indicateur de l'intégration verticale dont la valeur varie en fonction du niveau d'intégration verticale de toutes les fonctions de l'industrie.
- Un effet d'interaction qui représente l'interaction entre les indicateurs du régime de propriété et de l'intégration verticale.
- Un indicateur décrivant spécifiquement le type de séparation opérée entre la production et le transport et variant entre l'absence totale de séparation à la création d'entreprises totalement disjointes. Pour les régressions effectuées sur le panel, il est condensé en une variable indicatrice qui dénote la présence ou l'absence de toute forme de séparation, ce qui permet d'éviter que les indicateurs suivent une fonction monotone.

- Un indicateur des règles d'accès au réseau dont les valeurs varient selon une échelle allant de l'absence d'accès à l'ATR réglementé. En suivant la même logique pour la séparation de la production et du transport, cet indicateur est simplifié par une variable indicatrice correspondant à la présence ou à l'absence d'ATR.
- Une variable indicatrice de l'existence d'un marché d'électricité.
- Un indicateur du degré de liberté de choix des consommateurs. Il s'agit du seuil au-delà duquel les clients sont libres de choisir leur producteur/fournisseur d'électricité, converti en unités identiques pour tous les pays²⁷.

Le tableau 4 contient des statistiques descriptives concernant les indicateurs de la réglementation et de la structure industrielle. L'indicateur de la réglementation des prix n'a pas été pris en compte dans les régressions effectuées sur le panel en raison des trop fortes lacunes dans les observations. De même, les données étant trop homogènes, nous n'avons pas tenu compte des seuils d'ouverture dans les régressions.

Pour résumer ces indicateurs ainsi que les informations qu'ils contiennent sur la réglementation et la structure de l'industrie, nous avons employé des techniques d'analyse factorielle et d'analyse hiérarchique (on trouvera une description succincte de ces techniques à l'annexe de l'article de R. Gönenç, M. Maher et G. Nicoletti dans ce même numéro). Dans notre étude, la période considérée pour l'analyse de la structure réglementaire et industrielle s'étend de 1991 à 1996 pour l'analyse hiérarchique et de 1986 à 1996 pour l'analyse factorielle²⁸.

L'étude de l'évolution des groupes de pays avec le temps permet de classer ces pays sur une échelle de libéralisation globale et d'observer les changements dans la composition des groupes à mesure que les pays entreprennent des réformes de la réglementation. Le tableau 5 présente la composition des groupes de pays entre 1991 et 1996. En 1991, on pouvait dénombrer sept groupes, de la plus libérale (le Royaume-Uni et la Norvège) à la moins libérale (la Nouvelle-Zélande, le Canada, l'Irlande, la Grèce et l'Italie). En 1996, cependant, le nombre de groupes était passé à six. Les réformes opérées en Nouvelle-Zélande et dans les pays nordiques ont bouleversé les positions des différents pays : le Royaume-Uni reste seul dans le groupe le plus libéral tandis que la Finlande, la Nouvelle-Zélande et la Suède ont rejoint la Norvège dans le second groupe du classement. Le groupe composé de l'Australie (ainsi que sa constance avec le temps et les changements de spécification du modèle) est assez déconcertant. La présence au sein d'un même groupe des États-Unis et du Japon reflète une situation antérieure identique où les compagnies d'électricité étaient à capitaux privés et verticalement intégrées, si bien que ni l'un ni l'autre de ces pays n'a besoin d'être privatisé aujourd'hui. Cependant, sur toute la période concernée par l'échantillon, ces deux pays ont commencé à prendre des mesures pour libéraliser

Tableau 4. Indicateurs de la réglementation et de la structure industrielle utilisés pour l'analyse empirique¹

Indicateur	Observations	Période	Moyenne	Écart type	Coefficient de variation	Minimum	Maximum
Temps avant la libéralisation	209	86-96	-7.081	4.621	-0.653	-11	0
Temps avant la privatisation	209	86-96	-7.053	4.897	-0.694	-11	0
Séparation de la production et du transport	209	86-96	0.211	0.409	1.941	0	1
Capitaux privés	209	86-96	1.292	1.243	0.962	0	4
Accès des tiers au réseau	205	86-96	0.220	0.415	1.887	0	1
Marché de gros	209	86-96	0.096	0.295	3.081	0	1
Seuil d'ouverture	209	86-96	644 763	299 763	0.465	0	783 462
Tarification	172	86-96	0.314	0.688	2.193	0	2

1. Voir définition des variables dans le corps du texte. La tarification n'a pas été utilisée dans les estimations en raison du manque d'observations. Le seuil d'ouverture n'a pas été utilisé non plus dans les estimations, la variation ayant été jugée insuffisante.

Source : OCDE.

Tableau 5. Schémas de réglementation et de structure de marché (1991-1996)¹

	Groupes de pays					
	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Royaume-Uni	7	7	6	6	6	6
Finlande	3	3	1	1	5	5
Nouvelle-Zélande	1	1	5	5	5	5
Norvège	6	6	5	5	5	5
Suède	3	3	1	1	1	5
Allemagne	3	3	1	1	1	4
Japon	5	5	4	4	4	4
États-Unis	5	5	4	4	4	4
Australie	4	4	3	3	3	3
Danemark	3	3	1	1	1	2
Belgique	2	2	2	2	2	1
Canada	1	1	1	1	1	1
France	3	3	1	1	1	1
Grèce	1	1	1	1	1	1
Irlande	1	1	1	1	1	1
Italie	1	1	1	1	1	1
Pays-Bas	3	3	1	1	1	1
Portugal	3	3	1	1	1	1
Espagne	3	3	1	1	1	1

1. Résultats de l'analyse hiérarchique. Le nombre total de groupes a été réduit de 7 à 6 en 1993. Les pays sont classés en fonction de l'ordre qu'ils occupaient en 1996.

l'accès au réseau. Jusqu'en 1996, la Belgique constitue un groupe à elle seule dans la mesure où elle allie intégration et capitaux privés. Enfin, dans le groupe des pays les moins libéraux, on trouve des entreprises électriques essentiellement publiques et intégrées et une libéralisation tardive.

Trois facteurs latents décrivent le mieux la variance des indicateurs de la structure réglementaire et industrielle entre les pays. Le tableau 6 illustre la façon dont les indicateurs ont été affectés aux facteurs. Le premier facteur représente les efforts pour introduire la concurrence à la production. Le deuxième facteur correspond au régime de propriété et à la privatisation, et le troisième à la réglementation secondaire à la production (tarification du transport et traitement préférentiel des technologies renouvelables)²⁹.

Les facteurs ainsi estimés peuvent être également utilisés pour classer et grouper les pays en fonction de ces trois dimensions : libéralisation, privatisation et réglementation secondaire. Le graphique 2 représente le score moyen des pays en matière de libéralisation en fonction de leurs scores moyens dans le domaine de la privatisation. Sur le schéma A, la position des pays correspond aux données couvrant la totalité de la période 1986-1996. Sur cette période, cinq groupes de pays se détachent : le Royaume-Uni arrive en tête pour la libéralisation et possède également un bon score pour ce qui concerne la privatisation. La Norvège est bien

Tableau 6. **Réglementation et structure de l'industrie :**
les facteurs discriminants (1986-1996)¹
 Résultat de l'analyse factorielle¹ avec rotation des axes²

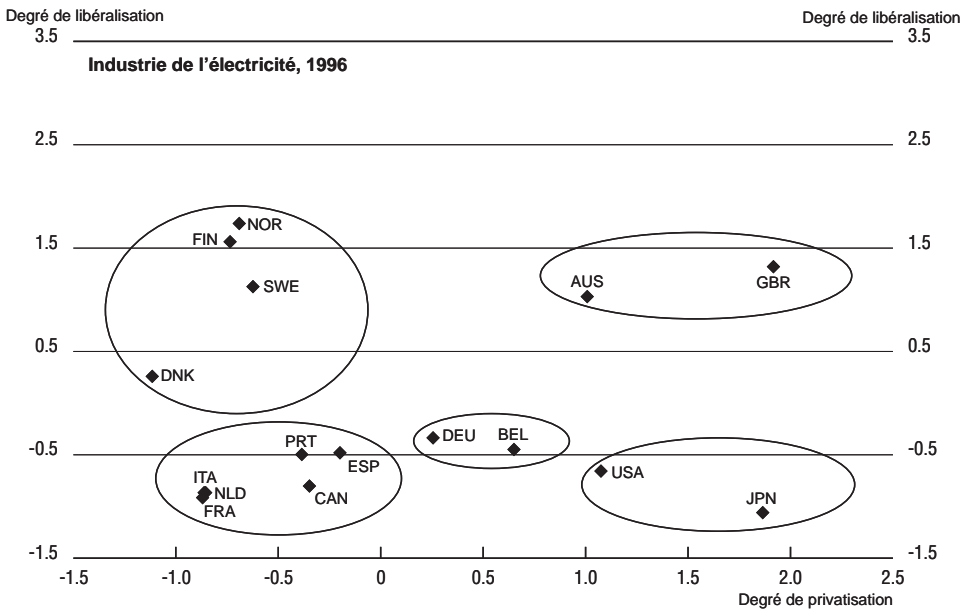
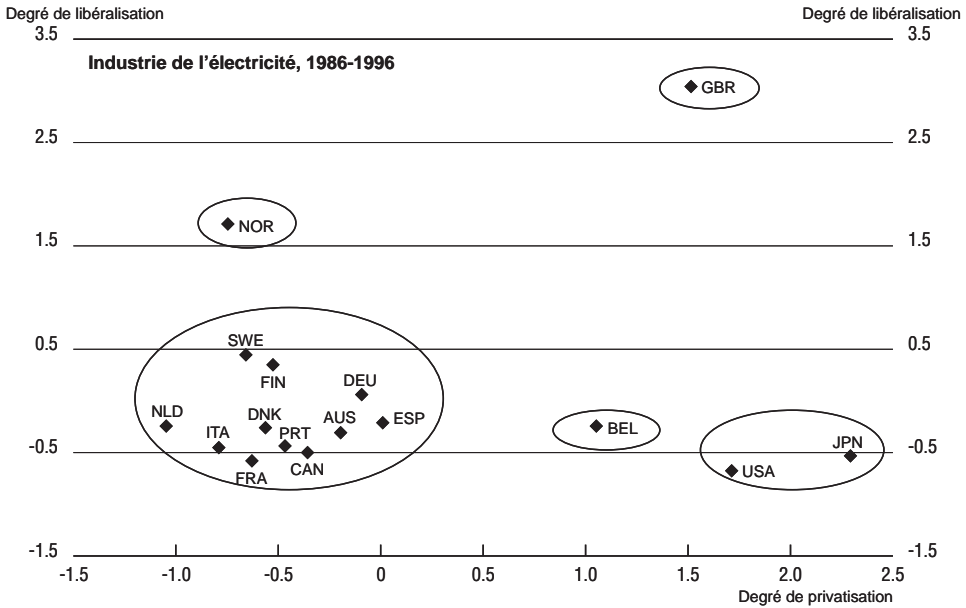
	Libéralisation	Privatisation	Réglementation secondaire
Libéralisation	0.928	0.052	-0.083
Temps avant la libéralisation	0.744	-0.166	0.114
Accès des tiers au réseau	0.827	0.122	0.152
Séparation de la production et du transport	0.909	0.120	0.121
Intégration verticale	0.759	0.093	0.380
Interaction entre l'intégration et la structure du capital	0.615	0.526	0.369
Marché de gros	0.932	0.104	-0.081
Seuil d'ouverture	-0.711	-0.259	0.497
Privatisation	0.023	0.930	-0.157
Capitaux privés	0.126	0.900	0.011
Temps avant la privatisation	0.093	0.836	0.197
Tarifification	0.207	-0.254	0.369
Préférence nationale pour les technologies renouvelables	0.003	0.233	0.817

1. Méthode d'extraction : Analyse en composantes principales.
Méthode de rotation : Varimax avec normalisation de Kaiser.
Convergence de la rotation en 4 itérations.
2. Les coordonnées factorielles mesurent la corrélation entre les indicateurs individuels et les facteurs latents. Ces facteurs sont affectés au facteur avec lequel leur corrélation est la plus forte. La rotation des facteurs est une transformation visant à minimiser le nombre d'indicateurs en forte corrélation avec plus d'un facteur.

positionnée sur l'échelle de libéralisation et se trouve assez bas pour ce qui est de la privatisation. Les États-Unis et le Japon constituent un groupe fortement privatisé mais peu libéralisé. La Belgique atteint un bon niveau de privatisation mais pas de libéralisation, et les pays restants affichent de mauvais scores à la fois sur le terrain de la libéralisation que sur celui de la privatisation. Ces groupes témoignent de la variabilité des réformes de la réglementation entreprises au Royaume-Uni et en Norvège, de l'existence de longue date aux États-Unis et au Japon d'entreprises privées, régionales et intégrées et de la présence d'un monopole intégré, bien que privé, en Belgique. La partie B du graphique classe les pays en fonction des scores obtenus en 1996, qui correspond à la dernière année de l'échantillon. La comparaison des deux parties du graphique met en évidence les mouvements des pays le long des deux axes de la réforme. En 1996, l'Australie a rejoint le Royaume-Uni et constitue avec lui un groupe à la fois très libéralisé et privatisé. La Suède, la Finlande et le Danemark retrouvent la Norvège dans le groupe très libéralisé, mais peu privatisé. Les États-Unis demeurent dans le même groupe que le Japon. Toutefois, les États-Unis semblent avoir un plus mauvais score pour ce qui est de la libéralisation que certains pays du groupe restant, qui sont à la fois peu libéralisés et peu privatisés. En effet, les variables associées au facteur libéralisation sont essentiellement des mesures de l'intégration verticale et, en 1996, les entreprises électriques américaines étaient encore intégrées.

Graphique 2. Regroupement des pays en fonction des facteurs estimés

Industrie de l'électricité, 1986-1996



Source : OCDE.

ÉVALUATION DES EFFETS DE LA RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION SUR LES RÉSULTATS DE L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ

Approche empirique

L'approche empirique consiste à utiliser les écarts entre pays et d'une période à l'autre pour étudier l'impact des indicateurs de la réglementation et de la structure industrielle sur l'efficacité et les prix. Les mesures des performances seront développées ci-après. On s'efforce aussi dans l'analyse de suivre les spécificités nationales et les conditions économiques et technologiques. Ces caractéristiques sont supposées exogènes et indépendantes de la réglementation, mais elles peuvent également expliquer en partie les différences de performances.

On définit un modèle de forme réduite pour expliquer chaque mesure de performance, y_{it} , en fonction d'effets-pays f_i , d'un ensemble de variables de contrôle qui influent sur les performances indépendamment de la réglementation, $\mathbf{Z} [i,t]$, ainsi que d'un ensemble d'indicateurs de la structure réglementaire et industrielle $\mathbf{R} [i,t]$, pour chaque pays i et année t :

$$y_{it} = c + f_i + \mathbf{Z}'\beta + \mathbf{R}'\delta + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

Le modèle est calculé à l'aide des techniques d'analyse sur données de panel pour tous les pays et toutes les années (on trouvera une description sommaire de ces techniques à l'annexe de l'article de Boylaud et Nicoletti dans ce même numéro).

Les variables de contrôle, $\mathbf{Z} [i,t]$, représentent les variations observées des conditions économiques et techniques qui caractérisent l'évolution d'un pays avec le temps, tandis que les effets aléatoires, f_i , correspondent aux différences persistantes inobservables (que l'on ne peut donc pas mesurer) entre pays. Les variables de contrôle sont notamment des mesures des conditions économiques cycliques, de la répartition géographique des populations, des impôts applicables et des subventions accordées à certaines technologies de production ainsi que la part des différentes technologies employées pour produire de l'électricité. Le tableau 7 décrit des variables de contrôle économiques et technologiques utilisées pour l'analyse empirique. Ces variables ne rendent pas toujours parfaitement compte des variations des conditions économiques et technologiques entre pays. Par exemple, faute de séries chronologiques assez longues, il n'a pas été possible d'inclure les prix du charbon, du pétrole et du gaz utilisés pour la production d'électricité. De même, l'analyse ne tient pas compte de la météorologie et du climat, qui déterminent la forme de la courbe de charge, bien que ces facteurs soient en partie intégrés dans les effets-pays³⁰. Par ailleurs, l'analyse empirique se doit de tenir compte de la technologie de production choisie. Comme nous l'avons vu dans

Tableau 7. **Variables de contrôle économiques et technologiques utilisées pour l'analyse empirique**

Variable ¹	Observations	Période	Moyenne	Écart type	Coefficient de variation	Minimum	Maximum
PIB	204	86-96	766.616	1 362.075	1.777	27.003	7 661.575
Pourcentage d'hydraulique dans la production	209	86-96	0.245	0.272	1.110	0.000	1.003
Pourcentage de nucléaire dans la production	209	86-96	0.193	0.221	1.147	0.000	0.776
Préférence nationale : contre l'énergie nucléaire	209	86-96	0.206	0.405	1.970	0.000	1.000
Préférence nationale : favorable au charbon	209	86-96	0.244	0.431	1.764	0.000	1.000
Urbanisation	209	86-96	54.316	75.299	1.386	2.000	234.000

1. Le degré d'urbanisation est donné par le nombre de villes de plus de 100 000 habitants. Le pourcentage de la consommation qui revient au secteur agricole est exclu pour éviter les problèmes de multi-colinéarité.

Source : IEA *Electricity Information*, OCDE, base de données analytiques, UN *World Population Estimates and Projections*.

la deuxième partie de cet article, les prix, et surtout les coûts, varient en fonction de la technologie. Le fait que le choix des technologies soit endogène, quels que soient les pays, présente une difficulté empirique. Les politiques, objectifs, ressources et préférences pour certaines technologies appartiennent en propre aux pays et, bien qu'apparentes pour les régulateurs et les entreprises, échappent totalement à l'observation dans notre analyse. La stratégie empirique qui est la mieux adaptée consiste à calculer simultanément un modèle de choix technologique et un modèle de performance/réglementation. Dans notre approche, au contraire, les contributions respectives des différentes technologies à la production servent de variables de contrôle dans le modèle décrivant l'influence de la réforme de la réglementation sur les performances de l'industrie.

Données sur les performances

Les indicateurs de performance que nous proposons dans cette analyse ne sont au mieux que des variables approximatives de l'efficacité et des prix. Comme nous ne disposons pas d'un indicateur de qualité satisfaisant, le modèle empirique n'a été appliqué qu'aux composantes prix et efficacité de la performance. Le choix des indicateurs utilisés découle en partie des limites des données et des difficultés de mesure. On trouvera sur le tableau 8 une description des indicateurs de performance.

Il est difficile de mesurer l'efficacité dans l'industrie de l'électricité. La productivité du travail (production par unité d'input) pourrait être utilisée à la place. Cependant, les données appropriées sur l'emploi dans l'industrie de l'électricité font défaut et, de plus, la mesure de la productivité du travail renseigne peu sur l'efficacité dans un secteur aussi gourmand en capital que celui-ci. Les mesures de la productivité du capital ou de la productivité totale des facteurs sont difficiles à établir, en particulier au niveau de l'industrie, et pourraient être une source d'erreur supplémentaire en raison de la difficulté d'évaluer le capital. Si l'on choisit d'assimiler l'efficacité à la production par unité d'input, l'indicateur spécifique à l'industrie de l'électricité serait le rendement thermique des centrales nucléaires et thermiques classiques. Cependant, cette mesure pourrait interdire les comparaisons entre les différentes technologies. En outre, pour une même technologie de production, il existe d'importantes disparités dans les combustibles utilisés par chaque pays, qui se répercutent sur le rendement thermique mais n'ont rien à voir avec la réglementation³¹. Par conséquent, l'un des indicateurs d'efficacité utilisés dans cette analyse est le taux d'utilisation de la capacité, qui est calculé en divisant la production d'énergie par la puissance installée moyenne totale. Une plus grande utilisation de la capacité améliore l'efficacité productive, bien que cet indicateur ne représente qu'imparfaitement l'utilisation des inputs pour la production d'électricité.

Tableau 8. Indicateurs de performance utilisés par l'analyse empirique

Indicateur ¹	Observations	Période	Moyenne	Écart type	Coefficient de variation	Minimum	Maximum
Tarif industriel en PPA	207	86-96	0.053	0.035	0.657	-0.005	0.163
Ratio des tarifs industriels aux tarifs domestiques en PPA	207	86-96	0.543	0.233	0.179	-0.125	0.857
Taux d'utilisation	209	86-96	0.000	0.000	0.127	2.408	5.286
Écart par rapport à la réserve optimale	193	86-96	0.234	0.184	0.567	0.008	0.842

1. Le taux d'utilisation est calculé comme étant le ratio de la production d'électricité à la puissance installée. La réserve réelle est égale à (puissance installée – puissance de pointe)/puissance de pointe, et la réserve optimale est par hypothèse de 0.15. L'écart entre la réserve optimale et la réserve réelle est exprimé en valeur absolue.

Source : IEA *Electricity Information* et *Energy Prices and Taxes*.

Le second indicateur d'efficacité employé dans cette étude est l'écart entre la réserve réelle et la réserve optimale. La réserve est donnée par la différence entre la puissance installée et la demande de pointe, divisée par la demande de pointe³². Tout pays qui engage une réforme de son secteur de l'électricité s'efforce de prévoir ses besoins énergétiques de façon à satisfaire la demande avec une marge raisonnable, mais non excessive. Par conséquent, il serait erroné de toujours vouloir appliquer la même grille d'interprétation à une variable dépendante telle que la réserve (en assimilant « plus » à « mieux ») étant donné qu'à partir d'un certain niveau la réserve devient excessive et que ce niveau dépend des objectifs de chaque pays en particulier. C'est pourquoi nous avons adopté l'écart entre la réserve et une valeur de référence, bien que nous soyons conscients de l'imperfection de cette mesure comme indicateur d'efficacité. Gilbert et Kahn (*op. cit.*) mentionnent des estimations réalisées par Southern Company Services, pour qui la réserve optimale se situe entre 15 et 20 pour cent dans le cas de la production thermique. L'indicateur adopté dans cet article se réfère à une réserve optimale de 15 pour cent et ne fait aucune distinction entre les situations de surcapacité et les cas de sous-capacité. La référence de 15 pour cent a été choisie pour des raisons pratiques : la réserve réelle peut varier avec chaque pays, mais nous ne disposons pas de données plus précises³³. Cette mesure d'efficacité signifie qu'un écart important par rapport à la capacité optimale nuit à l'efficacité de l'alimentation même s'il s'agit là d'une indication indirecte. Le lecteur doit être conscient cependant qu'il n'est pas entièrement satisfaisant de traiter de la même manière une situation de surcapacité et une situation de sous-capacité. En effet, si la surcapacité peut être cause d'inefficacité, elle est moins inquiétante que le manque de capacité qui est en fait l'incapacité de satisfaire la demande de pointe.

La mesure des prix de l'électricité soulève aussi des problèmes. En premier lieu, l'analyse porte sur la production d'électricité, alors que les données sur les prix ne concernent que l'alimentation de détail. Étant donné que les composantes transport et distribution des prix sont réglementées, cette situation introduit une variation supplémentaire entre pays que reflètent les prix payés par le consommateur final alors qu'en fait elle n'intéresse pas les prix à la production. Pour la présente analyse, la proportion du prix payé par le consommateur final qui revient en fait à la production, par rapport aux autres fonctions, est, par hypothèse, relativement constante dans le temps ; les prix à la production sont supposés suivre une évolution parallèle à celle des prix de détail. Comme on peut le voir sur le graphique 1, la production représente le gros des coûts de l'offre de l'électricité, de sorte que toute variation du prix facturé au consommateur final devrait provenir essentiellement d'une fluctuation des prix à la production. Le prix à la production représente une proportion plus importante du prix pour le client industriel que pour le client domestique. C'est pourquoi, nous avons utilisé les prix industriels dans cette analyse. L'autre difficulté liée à la mesure des prix tient à leur structure qui varie énormément, tant dans un

même pays que d'un pays à l'autre, avec les différences entre composantes fixes et variables. De plus, les prix varient dans de fortes proportions au cours de la journée, suivant les saisons et les catégories de clients. Par ailleurs, pour les comparaisons internationales, ces prix doivent être convertis en une monnaie commune. La volatilité des taux de change introduit alors une variation des prix qui est indépendante de la réglementation. Pour contrer ce problème, nous avons utilisé des parités de pouvoir d'achat du PIB fournies par l'OCDE afin de convertir les monnaies nationales en dollars américains. En général, si les données sur les prix ne sont pas exemptes d'erreurs de mesure pour toutes les raisons exposées ci-dessus, l'erreur de mesure de la variable indépendante ne faussera pas les estimations mais majorera seulement leur variance. Les indicateurs de prix dont nous nous sommes servis dans l'analyse sont les prix hors taxe de l'électricité facturée aux industriels, ainsi que le rapport entre les prix hors taxe payés par les industriels et la clientèle domestique³⁴. Les prix demandés à la clientèle industrielle reflètent l'effet de la réglementation sur le bien-être des consommateurs en général, tandis que le différentiel prix industriels-prix domestiques peut éclairer sur la discrimination entre différentes catégories de clients, une pratique qui pourrait être symptomatique d'un pouvoir de marché, mais qui pourrait également traduire un effort de redistribution à travers la réglementation³⁵.

Dans l'industrie de l'électricité, la qualité de l'offre est particulièrement importante : les clients ne payent pas seulement le produit physique qu'ils consomment, mais également pour l'assurance d'avoir une alimentation de puissance continue. La qualité fait référence, dans ce contexte, à la fréquence, à la tension, à la continuité et à la fiabilité³⁶. Pour l'ensemble de l'industrie de l'électricité, le meilleur indicateur de la qualité serait le nombre de pannes par an, mais ces données ne sont pas divulguées. Par conséquent, l'absence de données limite très fortement les possibilités de comparer la qualité de la desserte dans les différents pays, et nous réservons l'examen empirique de ce problème pour une étude future.

Difficultés empiriques

Les résultats de cette analyse empirique sont à interpréter avec précaution. Premièrement, comme nous l'avons vu plus haut, les mesures des performances représentent imparfaitement l'efficacité et les prix. La comparabilité des données entre pays pose aussi un problème. Les données sur les performances de l'AIE sont fondées sur les rapports fournis par les administrations nationales. Chaque pays ayant sa propre classification et ses propres critères pour établir ses statistiques, les observations faites sur une même série de données de performance n'auront pas toujours la même signification dans tous les pays. Ces erreurs dans les mesures de performance sont moins graves qu'une erreur de mesure des indicateurs de la réglementation et de la structure industrielle car l'erreur commise en mesurant les variables indépendantes ne nuit qu'à l'efficacité des estimations.

Par ailleurs, la mesure des indicateurs de la réglementation et de la structure industrielle comporte également des erreurs. En effet, la construction d'indicateurs quantitatifs, lorsque l'on possède des informations qualitatives sur la réglementation, fait nécessairement intervenir une part de subjectivité et de jugement. En particulier, certains de ces indicateurs ne sont que des approximations grossières des effets réglementaires qu'ils sont censés mesurer. Par exemple, le seuil d'ouverture qui définit le niveau à partir duquel les consommateurs peuvent choisir leur fournisseur d'électricité ne donne aucune indication quant à la proportion du marché qui a été libéralisée. De même, l'indicateur de l'ATR se fonde sur la formule officiellement choisie pour l'accès au réseau plutôt que sur l'utilisation qui en est faite dans la réalité. Par exemple, même en l'absence d'obstacle officiel, la présence d'un producteur en situation de monopole sur le marché peut réduire l'ATR à une hypothèse d'école. Outre les erreurs de mesure, l'omission de variables peut poser un problème si les indicateurs de la réglementation ne reflètent pas toutes les fluctuations de la réglementation, qui se répercutent systématiquement sur les performances. Ensemble, l'erreur de mesure et l'omission de variables explicatives fausseront les calculs de tous les coefficients intervenant dans l'estimation. Cependant, les variables ainsi omises devraient être prises en compte, du moins partiellement, dans les effets-pays, ce qui restreint les possibilités de biais. Ces problèmes concernent également les variables de contrôle. Par exemple, comme nous l'avons déjà évoqué, la part des différentes technologies peut être déterminée de façon endogène. Sur les dix années de l'analyse, on peut néanmoins supposer que les décisions technologiques ne sont pas remises en cause et que les parts attribuées aux différentes technologies ne fausseront pas les estimations³⁷.

Le fait que le modèle ne permette pas de représenter la structure des marchés de l'industrie de l'électricité constitue une autre source possible de biais. Faute de données chronologiques complètes sur les parts de marché, il n'est pas possible d'introduire dans l'analyse une variable supplétive de la concentration. Toutefois, le fait d'omettre les *parts* de marché ne devrait pas entraîner de biais empirique. Pour les raisons présentées ci-dessus, l'indice d'Herfindahl (HHI) serait égal à un (dénotant une concentration parfaite) sur toute la période considérée. De plus, étant donné que la taille des marchés peut être inférieure ou supérieure au territoire national, des statistiques donnant l'indice d'Herfindahl ou les parts de marché dans un pays ne correspondraient pas nécessairement au degré réel de concentration du marché. Le degré de *pouvoir* de marché, qui devrait avoir d'importantes répercussions sur l'efficacité, la qualité et, plus spécialement, les prix doit, en revanche, être pris en compte dans l'analyse empirique. La réforme de la réglementation ne s'accompagnera pas immédiatement d'améliorations des performances s'il subsiste un pouvoir de marché. De ce fait, l'impossibilité d'intégrer le pouvoir de marché peut poser un problème d'omission de variables.

Résultats empiriques

Les indicateurs de la réglementation, de la structure industrielle et des performances ont servi à estimer l'équation (1) pour l'industrie de l'électricité. Pour commencer, nous avons calculé chaque équation à l'aide de deux modèles de régression : un modèle à effets aléatoires et un modèle à effets fixes. Dans ces deux modèles, l'effet-pays est supposé apparaître dans le terme constant, de sorte que les pentes sont identiques pour tous les pays. Les effets aléatoires ou fixes représentent des effets-pays qui ne sont pas représentés par ailleurs dans les régressions. Le modèle à effets aléatoires suppose que les entités pertinentes (en l'occurrence, les pays) sont sélectionnées au hasard dans une grande population, tandis que le modèle à effets fixes est plus adapté si l'on s'intéresse à un ensemble spécifique d'entités. On trouvera dans l'annexe de l'article de Boylaud et Nicoletti dans ce même numéro, une description des avantages respectifs des deux modèles pour des données de panel. Nous fondant sur les tests de Breusch-Pagan et d'Hausman, nous avons choisi, pour les régressions effectuées dans cette analyse, le modèle à effets aléatoires. C'est pourquoi nous ne présenterons pas les résultats de l'estimation du modèle à effets fixes, bien que les signes, l'ordre de grandeur et l'importance des coefficients ne varient pas lorsque l'on change de modèle. Le modèle à effets aléatoires se justifie dans le contexte de cette étude, si nous considérons qu'il représente un échantillon de pays choisis parmi un ensemble beaucoup plus vaste de pays Membres et non-membres de l'OCDE, de sorte que les termes constants propres à chaque pays sont répartis de façon aléatoire entre des sous-ensembles d'unités. Les tableaux 9 et 10 récapitulent les répercussions estimées de la réglementation sur, respectivement, les prix industriels, le différentiel entre les prix demandés à la clientèle industrielle et la clientèle domestique, le taux d'utilisation et l'écart entre la réserve réelle et la réserve optimale.

Impact de la réglementation sur les prix

Le modèle a été estimé séparément pour les prix industriels et pour le ratio entre les prix industriels et les prix domestiques, en changeant la spécification du modèle pour tenir compte des différentes attentes concernant les effets de la réglementation et de la structure industrielle sur les deux indicateurs de prix (tableau 9). Dans la régression des prix industriels, on a introduit plusieurs variables de contrôle qui représentent les variations économiques cycliques, ainsi que l'effet de la technologie de production choisie. Ces variables de contrôle n'apparaissent pas dans la régression du différentiel entre les prix industriels et les prix domestiques étant donné que le ratio de prix devrait neutraliser ces effets et que l'étude a pour but de déterminer si la réforme de la réglementation a les mêmes répercussions sur différentes catégories de consommateurs. D'après le test de Chi-2, significatif au niveau 0.01, les variables indépendantes expliquent

Tableau 9. Effets sur les prix ressortants des régressions sur données de panel effectués à l'aide du modèle à effets aléatoires¹

Variable dépendante	Tarif industriel	Ratio du tarif industriel au tarif domestique
Constante	0.067 7.104	0.528 9.684
Séparation de la production et du transport	-0.001 -0.659	-0.051 -2.425
Capitaux privés	0.003 2.7	0.035 2.786
Accès des tiers au réseau	-0.003 -1.357	-0.035 -1.755
Marché de gros	-0.005 -2.306	-0.114 -3.861
Temps avant la libéralisation	0.001 2.814	- -
Temps avant la privatisation	0.001 1.51	- -
Pourcentage d'hydraulique dans la production	-0.034 -3.252	- -
Pourcentage de nucléaire dans la production	0.002 0.132	- -
PIB	0.000 1.011	- -
Nombres de périodes	11	11
Nombres de pays	19	19
Nombre d'observations	209	209
Tests		
Chi-2 de Hausman ²	16.39	18.22
Ch-2 de Breusch-Pagan ³	775.31	776.96
Ho : Indicateurs de la réglementation = 0 (test de Wald)	27.01	82.24

1. Le Z est en gras.

2. Pour le test d'Hausman, l'hypothèse nulle est que la spécification des effets aléatoires est correcte.

3. Pour le test de Breusch-Pagan, l'hypothèse nulle est que les effets aléatoires sont nuls.

conjointement la variation des prix. Lorsqu'elles ont été incluses, les variables de contrôle avaient le bon signe mais n'étaient pas en général significatives. Seul le coefficient de la part de l'hydraulique était significatif et négatif. En d'autres termes, toutes choses égales par ailleurs, plus la contribution de la production hydraulique augmente et plus les prix payés par les clients industriels sont bas. Ce

résultat répond bien aux attentes : les coûts variables de l'énergie hydraulique étant très faibles, excepté les années de sécheresse, une forte proportion d'hydraulique doit nécessairement tirer les prix à la baisse.

A long terme, la libéralisation et la privatisation peuvent faire baisser les prix de l'électricité. Étant donné l'écart qui existait jusqu'alors entre les prix payés par le consommateur final et le coût de l'alimentation en électricité (par exemple, aux États-Unis³⁸), on peut penser que les prix pratiqués avant la réforme n'étaient pas concurrentiels et qu'ils devraient baisser après sa mise en œuvre. La séparation de la production et du transport faciliterait l'arrivée de nouveaux producteurs sur le marché, ce qui renforcerait la concurrence et devrait aussi provoquer une baisse des prix. Néanmoins, le coefficient de la séparation de la production et du transport n'est pas statistiquement significatif. Alors que le signe négatif du coefficient estimé de l'indicateur de la séparation reste identique quelle que soit la spécification du modèle, son degré de signification est influencé par la multi-colinéarité avec les autres indicateurs de la libéralisation (ATR et existence d'un marché de l'électricité).

En revanche, le coefficient positif et significatif du régime de propriété laisse penser qu'il n'existe pas nécessairement de corrélation entre capitaux privés et intensification de la concurrence. Outre une privatisation récente, cet indicateur traduit l'influence des capitaux privés dans le passé. Cette dernière a pu être corrélée avec des prix élevés dus à un coût élevé du capital, à de plus faibles avantages fiscaux et à un accès limité aux ressources hydrauliques à bas prix. En fait, dans de nombreux pays représentés dans le panel, la propriété privée coïncide avec des marchés fortement concentrés (par exemple, en Belgique). De plus, la privatisation de producteurs appartenant de longue date au secteur public pourrait aussi bien provoquer un renchérissement des prix à court terme. Les pouvoirs publics ont, en fait, la possibilité d'augmenter les prix de l'électricité pour vendre leurs actifs et maximiser leurs recettes. Par ailleurs, si les pouvoirs publics choisissent la voie de la privatisation pour provoquer la séparation horizontale et que cette séparation n'est pas assez poussée, il est possible que les prix ne baissent pas après la privatisation. Au Royaume-Uni, par exemple, l'ancienne entreprise d'électricité publique, Central Electricity Generating Board (CEGB) a été scindée en trois producteurs concurrents (National Power, PowerGen et British Energy). Comme l'entreprise publique exerçant un pouvoir de marché a été remplacée par des entreprises privées en position de force sur le marché, les prix n'ont pas immédiatement réagi à la privatisation.

La spécification du modèle permet également d'évaluer dans quelle mesure l'élargissement de l'accès des tiers au réseau, la création et le fonctionnement des marchés spot d'électricité peuvent effectivement abaisser les prix. Comme on pouvait le prévoir, les coefficients estimés de ces variables sont négatifs. Cependant, le coefficient de l'ATR n'est pas statistiquement significatif. En effet, l'ATR n'a

aucune raison d'influer sur les prix si son existence *juridique* ne se traduit pas par l'entrée *effective* de nouveaux acteurs et si les opérateurs historiques conservent en fait le contrôle du marché. Le coefficient de l'indicateur du marché spot est statistiquement significatif. En favorisant la concurrence, un marché spot réel devrait abaisser les prix.

Les indicateurs du temps restant à courir avant la libéralisation et la privatisation ont été inclus en tant que variables supplétives des répercussions sur les prix des attentes concernant la libéralisation et la privatisation. Ces deux coefficients sont positifs, et le temps avant la libéralisation est statistiquement significatif. Cela laisserait penser qu'à mesure que l'on approche de la date de la libéralisation et de la privatisation, les prix augmentent. Dans le cas de la privatisation, cette observation concorde avec l'un des objectifs possibles d'une politique de privatisation : tirer le maximum de recettes publiques de la vente des actifs. D'où l'intérêt des prix élevés. En outre, dans la mesure où il existe une corrélation entre le temps avant la libéralisation et le temps avant la privatisation, cela pourrait expliquer le fait que le signe affecté au temps avant la libéralisation ne corresponde pas à ce que l'on aurait pu prévoir. De manière alternative, ce phénomène empirique peut être le résultat d'une causalité inverse si des prix élevés servent d'incitation pour une libéralisation.

Les indicateurs de la réglementation et de la structure de l'industrie ont été utilisés pour expliquer la différence entre les tarifs industriels et les tarifs domestiques. Pour pouvoir interpréter les résultats empiriques obtenus pour cette variable, il convient de noter que, dans tous les pays et sur toutes les périodes représentés dans l'échantillon, les tarifs industriels étaient inférieurs aux tarifs domestiques (USD PPA). Là encore, les signes concordent largement avec les attentes et sont statistiquement significatifs. Le coefficient de la propriété privée est positif et significatif. Les coefficients de la séparation de la production et du transport, de l'ATR et du marché spot sont négatifs et significatifs, comme prévu.

Ces résultats font apparaître deux caractéristiques importantes de la réforme du secteur de l'électricité : premièrement, les clients industriels bénéficient de façon disproportionnée de la réforme, deuxièmement, la discrimination par les prix peut persister, voire s'intensifier, après la réforme, si l'on ne prend pas de mesures structurelles telles que la séparation horizontale pour éliminer le pouvoir de marché. Le fait que la séparation de la production et du transport, l'ATR et l'existence d'un marché spot ont des répercussions plus grandes sur les tarifs industriels que sur les tarifs domestiques correspond aux attentes : les clients industriels ayant plus de poids que les clients domestiques peuvent directement bénéficier de l'accès des tiers au réseau en prenant des dispositions pour faire transiter leur électricité par un producteur, ce qui leur permet d'éviter les autres maillons de la chaîne. A cela, il faut ajouter que les industriels ont les moyens de participer au marché spot. En outre, les effets des changements de la réglementation relative à

la production devraient se ressentir plus fort sur les tarifs payés par les clients industriels puisque la production représente une plus forte proportion du prix de l'électricité qu'ils paient. Les clients domestiques, qui continuent d'acheter leur électricité aux entreprises de distribution locale, ce qui ne leur permet pas de bénéficier directement de la séparation de la production et du transport, de l'ATR généralisé et des marchés spot, ont moins de chances de percevoir les effets de ces réformes. Autre facteur qui pourrait expliquer pourquoi les tarifs industriels ont tendance à diminuer par rapport aux tarifs domestiques dans les pays ayant introduit des réformes, la demande des clients industriels (capables de planifier leur production aux heures où l'électricité coûte le moins cher, par exemple) est plus élastique que celle des clients domestiques, et la différence de prix concorde avec le principe de Ramsey-Boiteux (si les coûts de l'offre des clients domestiques ne sont pas supérieurs à ceux des clients industriels)³⁹. On peut donc constater que les réformes n'ont pas toujours réussi à éliminer le pouvoir de marché⁴⁰.

Impact de la réglementation sur l'efficience

Pour évaluer l'impact de la réglementation sur l'efficience, nous avons effectué une régression du taux d'utilisation de la capacité sur la séparation de la production et du transport, la propriété privée et l'ATR (tableau 10). Ensemble, les variables indépendantes expliquent effectivement les variations de l'utilisation de la capacité, comme le montre le test du Chi-2, significatif au niveau 0.01. Le modèle comporte des variables de contrôle, les préférences technologiques nationales et l'urbanisation, dont le signe correspondait aux attentes, mais qui n'étaient pas significatives.

Plusieurs indicateurs de la réglementation utilisés dans les régressions des prix ont été exclus des régressions sur l'efficience parce qu'ils ne devaient pas *a priori* se répercuter sur l'efficience. En particulier, l'indicateur du marché spot a été omis. L'existence d'un marché spot devrait entraîner une baisse des prix mais rester sans effet sur le taux d'utilisation⁴¹.

Les répercussions sur l'efficience de la réglementation et de la structure de l'industrie sont en général conformes aux attentes. Il existe une corrélation positive et significative entre le taux d'utilisation et tant les capitaux privés que la séparation de la production et du transport. Cette observation concorde avec les théories générales selon lesquelles les entreprises privées seraient plus efficaces, en raison de leurs meilleures pratiques de gestion et de leurs efforts pour réduire leurs coûts, que les entreprises publiques, négligentes sur ce terrain. Mais ce constat confirme aussi une observation empirique propre au secteur de l'électricité⁴². Si les gouvernements des pays possédant des monopoles publics nationaux profitent de la privatisation pour procéder à la séparation horizontale du segment production de l'industrie afin d'atténuer la concentration et de réduire le

Tableau 10. Effets sur l'efficacité ressortant des régressions sur données de panel effectuées à l'aide du modèle à effets aléatoires¹

Variable dépendante	Taux d'utilisation	Écart par rapport à la réserve optimale
Constante	0.00045 29.00500	0.38535 7.62100
Séparation de la production et du transport	0.00003 2.91200	-0.10447 -3.52000
Capitaux privés	0.00001 1.80400	-0.03332 -1.44200
Accès des tiers au réseau	-0.00001 -0.76900	0.03985 1.48400
Préférence nationale : contre l'énergie nucléaire	-0.00002 -1.03700	-0.03986 -0.60500
Préférence nationale : favorable au charbon	-0.00003 -1.19600	0.16975 2.24800
Urbanisation	0.00000 0.24500	-0.00071 -1.41400
Nombre de périodes	11	11
Nombre de pays	19	19
Nombre d'observations	209	209
Chi-2 de Hausman ²	7.02	5.97
Chi-2 de Breusch-Pagan ³	362.71	378.12
Ho : Indicateurs de la réglementation = 0 (test de Wald)	17.26	16.94

1. Le Z est en gras.

2. Pour le test d'Hausman, l'hypothèse nulle est que la spécification des effets séparés est correcte.

3. Pour le test de Breusch-Pagan, l'hypothèse nulle est que les effets aléatoires sont nuls.

pouvoir de marché, cette privatisation peut améliorer encore l'efficacité. La séparation de la production et du transport peut, en effet, favoriser des investissements plus efficaces (dans la capacité) et une meilleure gestion de la production (y compris au niveau du planning de la production) si l'on confie l'entière responsabilité du réseau de transport à une entreprise indépendante de la production. Enfin, le coefficient de l'ATR n'est pas significatif. Le risque que l'ATR n'ait aucune réalité si l'opérateur en place conserve sa position dominante peut expliquer ces résultats.

Nous avons employé les mêmes indicateurs de la réglementation et variables de contrôle dans une régression afin d'expliquer l'écart absolu entre la réserve réelle et la réserve optimale. Dans ce cas, on ne peut pas véritablement prévoir l'effet de la réforme de la réglementation. On peut penser que les pays s'efforce-

ront d'optimiser le montant de leur réserve dans le cadre de la réforme. Du point de vue de l'efficacité, l'industrie devrait s'efforcer d'approcher de l'optimum et ainsi d'éviter tant le sous-investissement, que le surinvestissement. Dans ce cas, tout rétrécissement de l'écart devrait être interprété comme une amélioration de l'efficacité. Cependant, certains pays qui partent d'une situation de grave pénurie ou prévoient de fortes augmentations de la demande peuvent se servir de la réforme pour encourager un investissement dans la capacité supérieur au niveau optimal supposé.

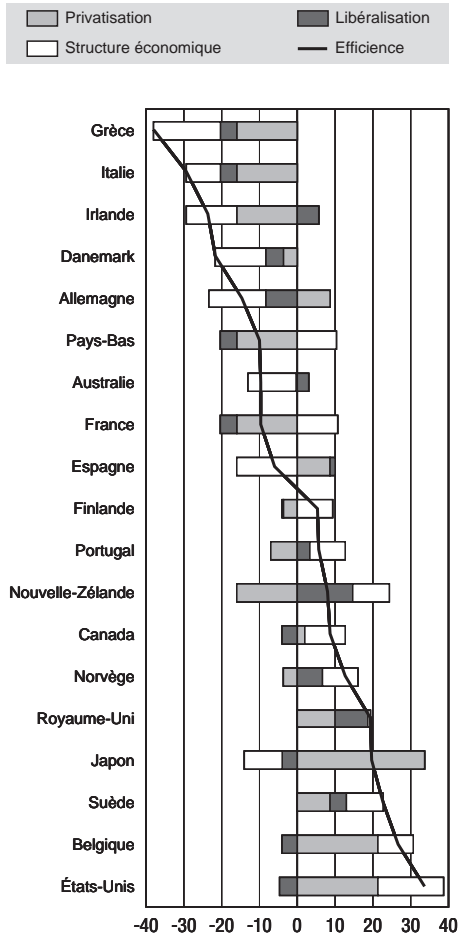
Les résultats de la régression de la réserve confirment les liens entre les modifications de la réglementation et l'efficacité qui ont été mis en évidence pour le taux d'utilisation de la capacité. Pris ensemble, les indicateurs de la réglementation et de la structure industrielle expliquent effectivement l'écart entre la réserve réelle et la réserve optimale. Le coefficient de la séparation de la production et du transport est négatif et statistiquement significatif. Par conséquent, cette séparation est associée à des réserves plus proches de l'optimum, probablement en raison de l'efficacité accrue des investissements dans la capacité et de la gestion du réseau. De même, le coefficient de la propriété privée est négatif et significatif. En revanche, l'ATR présente un coefficient positif mais statistiquement insignifiant. On retrouve donc ici le résultat de l'équation de l'efficacité où le signe de l'ATR est contraire aux attentes, mais néanmoins non significatif, ce qui pourrait correspondre au cas où une modification des règles juridiques ne provoque pas immédiatement un changement de comportement.

Performances du secteur de l'électricité dans la zone de l'OCDE

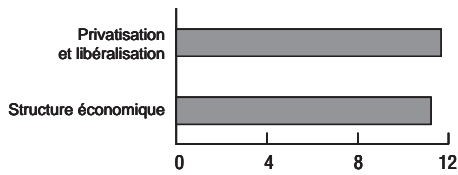
Les résultats de l'analyse de régression peuvent servir à calculer la contribution relative, d'une part, des effets-pays et des effets structurels (structure économique et technologie) et, de l'autre, des effets réglementaires aux différences entre les performances de l'industrie de l'électricité des pays de l'OCDE. L'analyse s'intéresse en particulier aux effets sur l'efficacité (mesurées en termes d'utilisation de la capacité) de la privatisation et de la libéralisation. Rappelons que les facteurs structurels et économiques pourraient en partie dépendre de la réforme de la réglementation. Par conséquent, il est possible que l'on ne puisse identifier correctement la contribution de la privatisation et de la libéralisation à l'efficacité.

Le graphique 3 représente la contribution relative de la privatisation, de la libéralisation et d'autres facteurs (structure économique, technologie et d'autres facteurs-pays inexpliqués) aux différences entre les taux d'utilisation de la capacité enregistrés dans les pays de l'OCDE. Elle est positive (négative) lorsque la libéralisation, la privatisation et ou les autres effets sont plus importants (moindres) que la moyenne calculée pour les pays de l'OCDE. Ensemble, la privatisation et la libéralisation influent davantage que les autres facteurs sur le classement du pays

Graphique 3. Explication des différences de performance entre pays¹



Contributions moyennes à la différence de performance (valeurs absolues)



1. Efficience = taux d'utilisation de la capacité. Écart en pourcentage par rapport à la moyenne pour l'OCDE.

par ordre d'efficacité. Comme les pays de l'OCDE sont assez peu libéralisés, la privatisation est souvent le facteur déterminant. Cependant, dans les pays qui ont davantage remanié leur réglementation (par exemple, le Royaume-Uni, la Nouvelle-Zélande et la Norvège), l'impact de la libéralisation est manifeste.

CONCLUSIONS ET AXES DE RECHERCHES FUTURES

La diffusion des nouvelles technologies exerce une forte pression sur la demande dans le secteur de l'électricité. Dans les années qui viennent, d'extraordinaires investissements dans la production d'électricité s'imposent pour soutenir le développement des économies émergentes. Il ne faut pas oublier non plus les dimensions environnementales majeures des externalités liées à la pollution et les répercussions sur la demande d'électricité de la nécessité de s'adapter au changement climatique. Dans ces conditions, l'efficacité économique de la production, de la distribution et de l'alimentation en électricité devient vitale.

Cet article décrit une première tentative pour évaluer, sur la base de données internationales, dans quelle mesure la réforme de la réglementation de l'industrie de l'électricité peut contribuer à améliorer l'efficacité et le bien-être. Les données comparatives concernant la réglementation que nous avons présentées montrent que la réforme de la réglementation du secteur de l'électricité vient juste de commencer quand elle n'est pas seulement envisagée dans la plupart des pays. Par ailleurs, les premiers efforts pour libéraliser et/ou privatiser ce secteur en instaurant les conditions juridiques de la concurrence à la production, tardent à se concrétiser par l'arrivée de nouveaux producteurs et une réelle concurrence à la production. Le plus souvent, la libéralisation commence par des tentatives pour introduire la concurrence à la production à travers la séparation de la production et du transport et l'élargissement de l'accès au réseau de transport. Les réformes les plus avancées comportent la création de marchés spots de l'électricité et permettent aux clients de choisir librement leurs fournisseurs. Une première étude des données par l'analyse hiérarchique a permis de classer les pays en 1996 en six groupes, le Royaume-Uni étant le plus libéral, suivi de la Finlande, de la Nouvelle-Zélande, de la Norvège et de la Suède. Le groupe le moins libéral comptait la Belgique, le Canada, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Italie, les Pays-Bas, le Portugal et l'Espagne.

On peut résumer comme suit les principaux résultats empiriques que nous avons obtenus concernant les répercussions de ces réformes sur l'efficacité et les prix :

- Le ratio des tarifs industriels aux tarifs domestiques diminue lorsque l'on sépare la production du transport, que l'on étend l'accès des tiers aux réseaux (ATR) et que l'on crée de marchés de l'électricité. L'existence de ces

marchés a également tendance à faire baisser les prix demandés au client industriel. Cependant, une forte proportion de capitaux privés dans le secteur et l'imminence de la privatisation et de la libéralisation provoqueraient une hausse des tarifs industriels.

- La séparation de la production et du transport et la privatisation ont un effet positif sur l'utilisation de la capacité de production d'électricité.
- La séparation de la production et du transport permet également de rapprocher la réserve (capacité de satisfaire la demande de pointe) de son niveau optimal.

Globalement, ces résultats laissent penser que la réforme de la réglementation favorise l'efficacité lorsqu'elle comporte une séparation verticale de l'industrie et la privatisation et lorsque les prix sont déterminés par le libre jeu du marché. Il semblerait aussi que cette réduction des coûts a offert de nouvelles occasions d'opérer une discrimination par les prix entre différentes catégories de clients et d'abaisser les tarifs industriels. Cependant, les effets de la réforme de la réglementation sur les prix sont fortement dépendants de la capacité des politiques réglementaires de contrôler le pouvoir de marché une fois les réformes mises en œuvre.

Cette analyse constitue la première pierre de l'évaluation des répercussions de la réglementation de la structure de l'industrie sur les performances. Il reste beaucoup à faire. Il faudrait, pour améliorer l'analyse, affiner les indicateurs de la réglementation et trouver des indicateurs satisfaisants de la qualité et du pouvoir de marché. L'analyse pourrait aussi bénéficier de l'amélioration des variables de contrôle représentant l'effet de la réglementation sur les fonctions de transport et de distribution, en particulier du point de vue des prix qui dépendent de la réglementation de segments autres que la production. Un modèle plus compliqué qui intégrerait l'endogénéité du choix de la technologie de production dans les différents pays en maîtrisant mieux les facteurs qui déterminent la performance indépendamment de la réglementation et de la structure de l'industrie permettrait d'obtenir de meilleures estimations. Enfin, il serait probablement plus instructif de prolonger l'analyse dans le temps afin d'y inclure les nombreuses réformes qui viennent d'être entreprises et toutes celles qui se profilent à l'horizon.

NOTES

1. AIE (1999), *Electricity Market Reform*, Paris.
2. AIE (1992), *Electricity Supply in the OECD*.
3. Bien que les réglementations récentes ou futures en matière d'environnement soient susceptibles d'influer sur les performances économiques de l'industrie de l'électricité, nous ne les aborderons pas dans cet article.
4. Par exemple, l'Angleterre et le pays de Galles ont procédé à la séparation de l'industrie de l'électricité, privatisé la production, introduit une tarification du transport de type « price-cap », et créé un marché spot de l'électricité dans le cadre de la mise en œuvre de l'Electricity Supply Act de 1990. La Nouvelle-Zélande a également opéré la dissociation de son industrie de l'électricité et créé un marché spot aux termes de l'Energy Act and Company Act de 1992. Avec la loi sur l'énergie de 1990, la Norvège a consacré l'éclatement de son industrie de l'électricité, introduit pour le consommateur le libre choix de son fournisseur et élargi son marché de gros de l'électricité à d'autres pays nordiques. L'adoption d'une loi en 1996, a permis à la Suède d'introduire une réforme similaire. On notera, en outre, que, dans certains pays, la question des « coûts échoués », c'est-à-dire les coûts des investissements entrepris dans le régime réglementé et qui ne sont plus rentables dans un environnement concurrentiel, explique le retard pris par le processus de déréglementation.
5. La Directive 96/92/CE a été adoptée par le Conseil des ministres le 19 décembre 1996 et est entrée en vigueur le 19 février 1997. Les États Membres disposent de deux ans pour prendre les dispositions nécessaires pour se conformer à la Directive. La Belgique et l'Irlande disposent d'un délai supplémentaire d'un an et la Grèce de deux ans.
6. Parmi les dispositions institutionnelles pertinentes, on peut citer la nécessité de coordonner les activités des organes de réglementation de l'énergie et de l'environnement, sujet relativement peu traité dans de nombreux pays de l'OCDE.
7. Voir, par exemple, R.J. Green et D.M. Newbery (1992), « Competition and Regulation in the British Electricity Spot Market », *Journal of Political Economy*, 100(5)929-953 et F.A. Wolak et R. H. Patrick (1996a) « Industry Structure and Regulation in England and Wales Electricity Market », dans M.A. Crew, éd., *Pricing and Regulatory Innovations Under Increasing Competition*.
8. E.D. Cross (1996), par exemple, dans *Electric Utility Regulation in the European Union*, Wiley and Sons, New York, propose une excellente description détaillée de la législation dans les pays Membres de l'Union européenne. R.J. Gilbert et E.P. Kahn (1996), dans *International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge University Press, présentent une bonne description historique du contexte réglementaire dans de nombreux pays de l'OCDE. F.A. Wolak (1997) analyse en profondeur les marchés en Angleterre et au pays de Galles, en Norvège, en Nouvelle-Zélande et dans l'État de Victoria, en

Australie, et propose une description empirique des performances de chaque pays, soulignant les limites des réformes lorsqu'il s'agit d'éliminer le pouvoir de marché, dans « Market design and price behaviour in restructured electricity markets: an international comparison », note interne. Par ailleurs, B. Bortolotti, M. Fantini et D. Siniscalco (1999), dans une note interne intitulée « Regulation and privatisation: the case of electricity » présentent une analyse empirique de données de panel. Cependant, les indicateurs de la réglementation et de la privatisation étant regroupés en indices, l'évaluation des composantes individuelles des réformes de la réglementation reste impossible.

9. Il y a un monopole naturel lorsqu'une entreprise peut, à elle seule, fournir un bien à un coût total moins élevé que si ce même bien était produit par plusieurs entreprises. Il y a externalité si la consommation ou l'activité d'agents économiques se répercute sur d'autres consommateurs ou une entreprise.
10. D'après les définitions de l'AIE, la continuité désigne l'assurance qu'a le client d'être approvisionné à long terme au-delà de la durée d'un contrat. La fiabilité se rapporte, elle, à l'assurance qu'il a d'être desservi au jour le jour. Par ailleurs, pour que les appareils puissent fonctionner correctement et dans des conditions sûres l'électricité doit être livrée dans une étroite plage de fréquence et de tension. Il est important d'éviter les pannes générales (écroulement complet du réseau) ou les chutes de tension dues à une production insuffisante.
11. La réserve tournante est la puissance disponible instantanément. Un groupe de production placé dans la réserve tournante a des frais d'exploitation mais ne fournit pas d'électricité au réseau. La capacité de redémarrage hors tension est la capacité d'un groupe de production de démarrer lorsque le réseau est hors service.
12. Le facteur de charge détermine la façon dont est utilisée la puissance installée. Le rendement thermique se définit par la quantité d'énergie électrique produite par unité de combustible consommée. Par durée de vie, on entend la durée de vie prévue de l'installation. AIE (1994) *Electricity Supply Industry*, p. 65.
13. Les prix du pétrole sont réputés fluctuants et aléatoires, et les prix du charbon sont susceptibles d'augmenter avec les restrictions qui seront imposées à la consommation de charbon pour protéger l'environnement.
14. H. Averch et M. Johnson (1962), « Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint », *American Economic Review*, vol. 52.
15. AIE (1999), *Electricity Market Reform*, Paris. Pour donner une idée de ce que représentent ces chiffres, un producteur d'aluminium, par exemple, dont la consommation est à peu près constante au cours de l'année, consomme environ 1 500 à 1 800 GWh par an, ce qui exige une puissance installée de 170-205 MW.
16. Les coûts de hold-up peuvent prendre la forme de tarifs discriminatoires ou de conditions contractuelles imposées par les opérateurs historiques afin de décourager les nouveaux entrants.
17. Cependant, avec les progrès technologiques, le coût de cet équipement baisse. En outre, les régulateurs ont adopté pour y remédier des mesures de la courbe de charge, ce qui permet d'éviter de surveiller la consommation d'électricité du client au niveau individuel.
18. europa.eu.int/en/comm/dg17/elec/memor.htm.

19. La clause sur les expropriations de la Constitution interdit au gouvernement fédéral de prendre à l'encontre une entreprise des mesures de nature à provoquer leur faillite. C'est ainsi qu'a été adoptée la réglementation par le taux de rendement, selon laquelle les pouvoirs publics fixent les prix de l'électricité de façon à garantir à l'entreprise un profit raisonnable. Au contraire, avec le système de tarification de type « price-cap » les prix seraient fonction d'un indice variable, tel que l'indice des prix à la production, minoré de façon à inciter les entreprises à innover et à améliorer leur efficacité. Dans ce type de tarification, une entreprise peut enregistrer à court terme des taux de rendement négatifs si elle manque d'efficacité.
20. Les subventions croisées des prix de l'électricité peuvent intervenir entre des segments du marché – clientèle domestique, industrielle et commerciale – ou entre différentes situations géographiques, par exemple, entre la clientèle rurale et la clientèle urbaine. On appelle tarifs de pointe des tarifs supérieurs au prix normal appliqués à la consommation aux heures de pointe. Dans le système de tarification nodale, le prix à chaque nœud (point) du réseau doit être égal au coût marginal de la production plus le coût marginal du transport. La formule de tarification zonale, qui est le mécanisme de tarification le plus rudimentaire, consiste à diviser les coûts totaux au niveau du réseau par la charge connectée totale sans tenir compte de la dimension spatiale du transport de l'électricité.
21. Les plus grandes compagnies d'électricité jouent sur les prix en limitant la capacité de façon à tirer parti des formules de calcul des prix qui servent à équilibrer l'offre et la demande sur le marché de l'électricité. R.H. Patrick et F.A. Wolak (1997), « The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market », document interne.
22. On trouvera dans Steiner (2000), *Document de travail du Département des affaires économiques de l'OCDE*, n° 238 des détails supplémentaires sur la privatisation de la production d'électricité au niveau de l'entreprise dans les pays du panel.
23. AIE (1999), *Competition in Electricity Markets*, Paris.
24. Ces indicateurs ont été élaborés à l'aide de plusieurs sources dont les réponses des pays Membres à un questionnaire ad hoc de l'OCDE et les études suivantes : E.D. Cross (1996), *Electric Utility Regulation in the European Union*, Wiley and Sons, New York ; Richard J. Gilbert et Edward P. Kahn (1996) *International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge University Press ; Frank A. Wolak (1997), « Market Design and Price Behaviour in Restructured Electricity Markets: An International Comparison », note interne ; B. Bortolotti, M. Fantini et D. Siniscalco (1999), « Regulation and Privatisation: The Case of Electricity », note interne ; et plusieurs publications de l'AIE : *Electricity Supply Industry* (1994) ; *Politiques énergétiques dans les pays de l'AIE* (Japan 1999 Review ; Finland 1999 Review ; Spain 1998 Review ; Denmark 1998 Review ; New Zealand 1997 Review ; Norway 1997 Review ; Australia 1997 Review ; United-Kingdom 1998 Review ; Sweden 1996 Review ; Portugal 1996 Review). Il nous faut souligner que bien que nous nous soyons efforcés d'élaborer ces indicateurs de la façon la plus objective, la traduction des informations qualitatives et historiques en indicateurs quantitatifs comporte un élément d'appréciation. Pour la fourchette de variation de chaque indicateur voir Steiner, *Document de travail du Département des affaires économiques de l'OCDE*, n° 238.
25. En principe, pour les pays qui n'ont pas encore libéralisé le secteur et n'envisagent pas de le faire, la valeur de cet indicateur devrait être égale à l'infini. Cependant, étant donné que cet indicateur est censé rendre compte de la situation anticipée à la fin de la période étudiée, la valeur attribuée à l'absence de projet de libéralisation est

tronquée au temps maximum avant la fin de la période, plus un an. On applique aussi au temps restant à courir avant la libéralisation une troncature à droite : pour toutes les observations faites après l'année de la libéralisation, l'indicateur du temps avant libéralisation est égal à zéro.

26. Cet indicateur est également tronqué à gauche et à droite suivant la démarche utilisée pour le nombre d'années avant la libéralisation.
27. Si tous les consommateurs d'un pays sont libres de choisir leur fournisseur, la variable prend la valeur 0. Au contraire, si aucun consommateur n'a le choix de son fournisseur, le seuil doit en principe correspondre à l'infini ou, d'un point de vue plus pragmatique, il doit être supérieur à la taille du plus gros opérateur sur le marché. Cette variable a été tronquée en affectant au plus gros consommateur théorique, c'est-à-dire la plus forte capacité dans le temps dans tous les pays exprimée en kW, un code équivalant à l'absence de choix. Théoriquement, en effet, le plus gros consommateur serait celui qui détiendrait toute la capacité du pays possédant la plus forte puissance installée. Le chiffre utilisé est donc celui de la puissance installée des États-Unis en 1996. Notons, par ailleurs, que, pour les besoins de la comparaison entre pays, le pourcentage du marché qui est ouvert à la concurrence, en fonction des seuils particuliers appliqués par chaque pays, serait un meilleur indicateur. En effet, les seuils nationaux ne sont pas directement comparables, la taille des consommateurs et leur répartition variant suivant les pays. Cependant, les limites des données nous ont empêché de construire cet indicateur pour tous les pays et les périodes considérées dans le panel.
28. Une analyse hiérarchique portant sur les années précédentes aurait donné des résultats trop redondants étant donné que la réglementation n'a pas beaucoup évolué avant le début des années 90.
29. La préférence donnée aux technologies renouvelables a été prise en compte dans l'analyse factorielle dans la mesure où elle est corrélée aux politiques destinées à favoriser l'entrée de producteurs privés et indépendants. En revanche, nous n'avons pas prévu d'indicateur correspondant aux choix de ne pas utiliser l'énergie nucléaire et de privilégier le charbon. Cette omission n'a pas d'effet sur l'analyse car, bien que se répercutant sur les prix des matières premières utilisées pour la production d'électricité et, par voie de conséquence, sur les prix payés par le consommateur final, ces choix ne font pas partie d'un programme de libéralisation.
30. Nous avons envisagé d'inclure une mesure de la variabilité des températures mensuelles moyennes. Cependant, comme la température se mesure dans une station météorologique, et que nous avons besoin d'observations à l'échelle du pays, nous avons jugé que l'agrégation des données météorologiques enregistrées dans les stations ne pouvait pas produire de résultats significatifs à l'échelle du pays.
31. Dans le cas du charbon par exemple, les données concernent la qualité de charbon la plus courante dans le pays considéré et, de ce fait, ne sont pas nécessairement comparables aux données des autres pays.
32. Dans des systèmes hydroélectriques ce n'est pas la puissance en réserve qui compte mais les fluctuations de la pluviométrie.
33. Le fait d'avoir adopté une valeur de 15 pour cent plutôt que n'importe quelle autre constante n'aura pas d'effet sur les estimations de la pente. Cependant, si la réserve optimale varie suivant les pays et la période considérée, ce choix introduira une erreur de mesure dans cet indicateur d'efficacité. Comme pour toutes les autres mesures de performance, cette erreur n'est pas très grave car elle ne faussera pas les estimations mais se contentera de majorer leur variance.

34. Ces prix incluent les coûts de l'acheminement de l'électricité au client et correspondent aux prix effectivement payés, après rabais.
35. Nous avons choisi les tarifs industriels au lieu des prix moyens parce que la production représente une plus forte proportion des coûts et des prix pour la clientèle industrielle, ce qui réduit l'écart entre les prix à la production et les prix de détail.
36. D'un point de vue technique, la qualité dépend des paramètres suivants : puissance installée, réglage de la tension et de la fréquence, charge en heures creuses, réserve tournante, suivi de charge, redémarrage hors tension, possibilité de brûler un autre combustible et charge locale. Cependant, on ne possède pas de données nationales sur ces aspects de la qualité.
37. Si les indicateurs de la réglementation ne sont pas exogènes à la performance, le problème d'endogénéité risque de s'accroître. En effet, s'il existe une interaction entre les performances et la réglementation, l'utilisation d'une seule équation de régression produira des estimations faussées et incohérentes. Il n'entre pas dans le cadre de ce projet d'intégrer l'endogénéité de la réglementation. En revanche, cet article fait l'hypothèse de l'exogénéité de la réglementation à cause du décalage réglementaire. En effet, l'interaction entre la réglementation et les performances comporte un retard, si bien qu'à un moment donné, la relation entre les deux peut être récursive. Dans cette étude, on fait l'hypothèse que les pouvoirs publics n'ont pas la possibilité de s'adapter à des modifications de performances au cours des dix ans concernés par l'analyse.
38. P.L. Joskow (1997) « Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the US Electricity Sector », *Journal of Economic Perspectives*. vol. 11, n° 3, p. 125.
39. La tarification de Ramsey-Boiteux est une forme de discrimination par les prix dans la mesure où les prix demandés aux différents segments de la clientèle sont inversement proportionnels à l'élasticité de leur demande.
40. Il est toutefois impossible d'évaluer l'importance des subventions croisées entre catégories de clients et leur évolution dans le temps, étant donné que la réglementation des prix est antérieure à la libéralisation et que, par conséquent, les prix observés sont le fruit de l'interaction entre les acheteurs, les vendeurs et les régulateurs.
41. Il est vrai que, dans la mesure où les réformes de la réglementation tirent les prix à la baisse, elles pourraient également améliorer l'efficacité, mais ces effets sont indirects et ne devraient pas apparaître dans les données.
42. Voir par exemple, Pollitt (dans M.G. Pollitt, 1995), *Ownership and Performance in Electric Utilities*, Oxford Institute for Energy Studies/Oxford University Press) qui, dans un échantillon de 95 entreprises d'électricité de 9 pays, détecte une différence statistiquement significative au niveau de la maîtrise des coûts entre entreprises privées et publiques. L'auteur n'observe cependant aucune différence dans leur efficacité technique. Voir aussi R.J. Gilbert et E.P. Kahn (1996) *International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge University Press, p. 7. Le lecteur trouvera des informations plus récentes concernant les répercussions de la privatisation sur les performances de l'industrie de l'électricité dans M.G. Pollitt (1997), « The impact of Liberalisation on the Performance of the Electricity Supply Industry : An International Survey », *Journal of Energy Literature*, vol. III. n° 2.