



HAL
open science

L'économie néo-institutionnelle des réformes électriques européennes

Yannick Perez

► **To cite this version:**

Yannick Perez. L'économie néo-institutionnelle des réformes électriques européennes . Économie et finance quantitative [q-fin]. Université Paris 1 Panthéon Sorbonne, 2002. Français. NNT: . tel-01660310

HAL Id: tel-01660310

<https://hal.science/tel-01660310>

Submitted on 10 Dec 2017

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

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

UNIVERSITE DE PARIS I PANTHEON-SORBONNE
SCIENCES ECONOMIQUES-SCIENCES HUMAINES-SCIENCES JURIDIQUES ET POLITIQUES

**L'ANALYSE NEO-INSTITUTIONNELLE DES REFORMES
ELECTRIQUES EUROPEENNES**

THESE POUR LE DOCTORAT EN SCIENCES ECONOMIQUES
(Arrêté du 30 Mars 1992)
présentée et soutenue publiquement par

Yannick PEREZ

Le 14 décembre 2002

Directeur de Recherche : Monsieur le Professeur Jean-Michel Glachant, université Paris XI

Rapporteurs :

Monsieur le Professeur Eric Brousseau, Université Paris X

Madame le Professeur Lysiane Cartelier, Université de Paris XIII

Suffragants :

Monsieur le Professeur Pierre Kopp, Université de Paris I

Monsieur le Professeur Claude Ménard Université de Paris I

Monsieur le Professeur Jacques Percebois, Université de Montpellier I

Décembre 2002

L'UNIVERSITE PARIS I PANTHEON-SORBONNE
n'entend donner aucune approbation ni improbation aux
opinions émises dans les thèses ; ces opinions doivent être
considérées comme propres à leurs auteurs

A mes grands-parents et à Loïc

REMERCIEMENTS

Cette thèse a été réalisée sous la direction du Professeur Jean-Michel Glachant. Les conseils, les critiques et le réel soutien dont il m'a fait bénéficier tout au long de ce travail se sont révélés particulièrement précieux.

La réalisation d'une thèse, tout en étant un exercice hautement individuel, doit beaucoup au collectif au sein duquel elle s'inscrit. J'ai trouvé au sein du Centre d'Analyse Théorique des Organisations et des Marchés (ATOM) un environnement intellectuel et scientifique particulièrement stimulant. Cette thèse doit beaucoup aussi beaucoup aux travaux développés au sein du Groupe Electricité. L'aiguillon de ces travaux communs, les échanges et les critiques amicales qui le caractérisent se sont révélés être un lieu irremplaçable d'apprentissages et de partage. Je tiens à remercier plus particulièrement Carine Staropoli et Ute Dubois pour leurs lectures attentives et les critiques amicales des versions antérieures de cette thèse qui m'ont permis d'en améliorer la qualité. Mes remerciements vont aussi à Claude Parthenay, Micheline Favé et Carole Crespin dont la relecture et les critiques furent stimulantes.

Mais, ces remerciements seraient incomplets si je n'ajoutais pas des personnes dont le sens critique, l'expérience et parfois la simple présence m'ont permis de faire progresser significativement ce travail. Je pense tout particulièrement à Serge Bischoff, Didier Chabaud, Nicolas Chauvet, Marc-Kevin Codognet, M'Hand Fares, Jessy Lecoton, Anastassios Gentzoglani, Emmanuel Raynaud, Michel Rolland, Stéphane Saussier, et plus généralement, aux membres du centre ATOM. Je remercie aussi Denis Grandet qui, le premier, m'a mis sur la voie des études supérieures et Fabrice Bondoux qui, en second, m'a fait découvrir les problèmes électriques.

Ces remerciements s'adressent également à mes parents et amis qui ont supporté avec compréhension les conséquences de cette thèse.

Je dédie, enfin, ce travail à Christel et Esméralda. Sans leur soutien sans faille, cette thèse n'aurait jamais vu le jour. Qu'elles en reçoivent ici, l'expression de ma sincère gratitude.

Sommaire

<i>Introduction Générale</i>	1
<i>Premier chapitre. Le cadre d'analyse des réformes</i>	10
1. Introduction du premier chapitre	11
2. Une lecture néo-institutionnelle des réformes	13
3. La diversité des réformes	44
4. Conclusion du premier chapitre	63
<i>Deuxième chapitre. L'attractivité des réformes</i>	64
1. Introduction du deuxième chapitre	65
2. Les principaux acteurs des réformes	68
3. La révélation des " perdants " et de " gagnants "	90
4. Conclusion du deuxième chapitre	112
<i>Troisième chapitre. La faisabilité des réformes</i>	115
1. Introduction du troisième chapitre	116
2. Les deux dimensions de la faisabilité	119
3. La faisabilité des réformes dans trois expériences européennes	139
4. Conclusion du troisième chapitre	183
<i>Dernier chapitre. La crédibilité des réformes</i>	185
1. Introduction du dernier chapitre	186
2. L'analyse de la crédibilité des réformes	188
3. La crédibilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole	229
4. Conclusion de dernier chapitre	265
<i>Conclusion Générale</i>	267
<i>ANNEXES</i>	271
<i>Bibliographie</i>	308
<i>Table des matières</i>	336

Introduction générale

A travers le monde, la stabilité qui caractérise les industries de réseau laisse place à une série d'innovations institutionnelles, organisationnelles et transactionnelles. La production de services publics connaît actuellement de profondes transformations. De puissants facteurs de changement sont venus remettre en cause les formes d'organisation traditionnelles de ces industries et leur cadre réglementaire. Toutefois, la place que tiennent ces industries dans les économies rend ces transformations particulièrement intéressantes pour l'analyse économique. Le point de départ de cette étude nous conduit à délimiter l'objet d'étude et les choix théoriques réalisés. Sur ce fondement, il sera possible de cerner la démarche et le plan suivis.

1. La réforme électrique : une réalité multiforme

Quels furent les principaux facteurs de changement qui ont contesté les formes d'organisation traditionnelle du secteur électrique, fondées sur l'existence d'un monopole production-transport intégré dans la quasi-totalité, souvent complété d'un monopole de distribution au niveau local ou régional ?

Finon [1997] rappelle que les particularités technologiques de la filière électrique, marquées par des exigences de coordination technique forte entre maillons, se sont traduites, dans le passé, par la longue domination d'une organisation industrielle fondée sur l'intégration - verticale et horizontale - renforcée par un monopole de vente réglementé. Cette nécessité d'une coordination technique étroite, combinée au caractère de monopole naturel des réseaux de transport, a été à l'origine de l'intégration verticale production-transport et du monopole de fourniture. Dans ce système, les bénéfices et les coûts affectant l'ensemble des participants à la relation d'échange ne pouvaient que très difficilement être mesurés et alloués sans le recours à une autorité centrale. Cette extrême difficulté transactionnelle a incité pendant de longues années à favoriser l'organisation interne et la centralisation des décisions au sein d'une même entreprise verticalement intégrée sous réglementation publique [Hunt, 2002]. Ce modèle, apte à permettre un développement accéléré d'actifs lourds en capital, présentait des défauts d'incitation à l'efficacité productive. De même, il connaît des problèmes d'adaptabilité technologique en phase de maturité des débouchés et de progrès technologique rapide et varié [Joskow, 1991]. De plus, il était marqué par des performances en terme de coûts de production très hétérogènes, allant du

pire au meilleur [Joskow, 1989]. En outre, ce modèle entretient la tendance à l'imposition d'objectifs politiques et sociaux multiples, dans la mesure où il en permet facilement le financement [Bezzina, 1997]. Cartelier [1997] souligne qu'avec l'aide du concept flou "d'intérêt général", les gouvernements ont pu financer, au gré des circonstances, toute une série d'aides spécifiques sans réel fondement analytique. Sur cette base, un certain nombre de critiques sont venues ébranler les diverses justifications économiques, politiques et sociales qui garantissaient le mode de fonctionnement verticalement intégré. Le ralentissement considérable de la croissance électrique dans les pays industrialisés a transformé le problème central de l'allocation des ressources. Celui-ci n'est plus principalement orienté vers les incitations à l'investissement, mais vers l'adaptabilité et la réduction des coûts de fonctionnement.

Sur le plan théorique, dès les années soixante, plusieurs approches ont énoncé le problème de la réforme des industries de réseau. Les travaux d'Averch et Johnson [1962], de Demsetz [1968] et de Baumol Panzer et Willig [1982] ont conduit à remettre en cause le schéma de la réglementation dans les industries de réseau, et l'efficacité des monopoles dans l'allocation des ressources. Depuis, par un long processus de développement de ces idées et les premiers succès empiriques des réformes dans le transport aérien et les télécommunications, un consensus s'est progressivement établi pour préconiser l'introduction d'un certain degré de concurrence dans toutes ces industries de réseau.

Joskow [2000] dresse un bilan des avantages attendus de la restructuration industrielle et de la déréglementation spécifique au secteur électrique. Selon lui, le processus de déréglementation devrait permettre que les choix technologiques de production se fassent en fonction de la rentabilité économique des investissements engagés, cette rentabilité devant être évaluée par un mécanisme de marché plutôt qu'à travers une fonction d'utilité politique. Il devrait permettre d'éviter la construction d'un parc de centrales surdimensionnées, avec des techniques mal maîtrisées, aux coûts volontairement sous-évalués pour des motifs politiques [Pollitt, 1997 et 1999]. Il devrait également permettre d'éviter que les décisions d'investissements dans des filières d'approvisionnement en énergies primaires ne soient politisées, comme cela a été le cas avec les énergies renouvelables et la cogénération [Joskow, 1989], ou les programmes d'aide au charbon national [Kahn, 1998]. De plus, cette transformation devrait inciter les centres de production à baisser leurs coûts de fonctionnement, et arrêter d'un certain nombre de centrales inefficaces soutenues par un système de subventions croisées. Joskow souligne aussi que ce processus de déréglementation introduira une structure de prix électrique reflétant à la fois l'état de la production et le niveau de la consommation, et permettra une meilleure connaissance des modes de consommation. Enfin, ce processus devrait être en mesure de stimuler et de relancer le

processus d'innovation et la productivité du travail, par une rationalisation des effectifs et une incitation à la performance plus importante. Sur le plan technique, on complétera cette présentation par l'identification de trois conditions favorables à la déréglementation : (i) l'arrivée à maturité du secteur entraînant une stagnation de la consommation et des sur-capacités quasi permanentes ; (ii) l'évolution des techniques de production permettant d'envisager des moyens performants de production de moyenne puissance ; (iii) les progrès techniques en matière de transport et de gestion des flux d'information permettant la maîtrise de systèmes interconnectés beaucoup plus complexes.

Toutefois, ce consensus a mis plus ou moins longtemps à aboutir selon les industries et les nations [World Bank 1995, Finon, 2000]. Au niveau de l'Union européenne, il a fallu plus d'une dizaine d'années de débats et de conflits sur l'application de l'Acte unique avant de parvenir, en 1996, au vote de la Directive 96/92 sur le marché de l'électricité [Eisner, 1999]. Cependant, les nouvelles venant de Californie entre 2000 et 2001, et d'Angleterre depuis 1998, soulignent que les premières expériences malheureuses de réformes électriques commencent à apparaître [Wilson, 2002; Joskow et Kahn, 2001; Percebois, 2001], et la question de la réforme électrique comme objet d'analyse se pose avec insistance dans ce contexte troublé par certains échecs retentissants.

1.1. La réforme électrique comme objet d'analyse

Une première approche de la définition d'une réforme électrique consiste à présenter la série de choix de règles économiques et techniques nécessaires pour encadrer les transactions électriques dans un système concurrentiel. Les solutions de concurrence pour le marché envisagées par Demsetz [1968] ne sont pas applicables dans les secteurs électriques par la conjugaison des problèmes de mesure, d'externalités positives et négatives et d'incertitude. De ce fait, les solutions concurrentielles se tournent systématiquement vers des formes de concurrence sur le marché qu'il convient de créer de toutes pièces. A ce niveau, les choix concernent : (1) les modalités de " re-réglementation " des différentes activités, et la tarification de l'accès à l'usage des infrastructures ; (2) une redéfinition des rapports entre l'autorité publique en charge de la réglementation et les capacités d'intervention des opérateurs ; (3) une restructuration des anciennes formes verticalement et horizontalement intégrées de l'organisation industrielle et, éventuellement, une privatisation ; (4) la prise en compte des contraintes techniques communes à toutes les industries électriques : (i) la production et la consommation d'électricité doivent être simultanées, alors qu'il n'existe pas de forme de stockage intermédiaire entre l'unité de production et le client ; (ii) le secteur électrique fonctionne en flux tendu ; (iii) l'équilibre entre l'offre et la demande implique une coordination technique et transactionnelle qui aujourd'hui encore ne connaît aucun " modèle

type” qui se soit imposé théoriquement ou empiriquement [Wilson, 1999, 2002 ; Hunt 2002 ; Stoft, 2002]. Précisons ici que la coordination économique vise à obtenir l'équilibre à moindre coût pour le système sans se préoccuper de la faisabilité technique, elle poursuit des objectifs d'efficacité allocative et productive. La minimisation des coûts de production du système s'obtient à partir de l'ordonnement des unités de production engagées par coûts variables croissants – l'ordre de mérite (*merit order*). En l'absence de congestion, l'efficacité économique de l'industrie électrique veut que les centrales les plus performantes (dont le coût marginal de production est le plus faible) soient appelées en premier. La coordination technique, ou *dispatch technique*, concerne l'équilibre entre les flux physiques d'électricité produits et consommés, elle poursuit des objectifs d'efficacité opérationnelle, c'est-à-dire le maintien de la qualité, de la stabilité et la sûreté du réseau. L'introduction des problèmes de congestion et de *black out* implique que la coordination technique est plus importante que la coordination économique à court terme. Les contraintes d'acheminement, en tenant compte des externalités que représentent les effets de foisonnement et les congestions, modifient les règles de coordination économique strictement définies par le *merit order*. Cette contrainte forte impose de mettre en place une gestion centralisée (dans l'espace et dans le temps) des moyens de production et des infrastructures de réseau afin de satisfaire, à chaque instant, et en tout point du réseau, la demande qui s'adresse au système.

Dans un système concurrentiel, cette difficulté technique est déterminante car elle conduit à dissocier les flux d'électricité des transactions commerciales passées entre les producteurs et les consommateurs. Cette dissociation pose des problèmes de coordination par rapport à un monopole verticalement intégré, car les transferts financiers et la tarification sont particulièrement complexes à mettre en œuvre. La non traçabilité et les règles de circulation des flux dans un réseau contribuent à générer de fortes externalités de réseau et des pouvoirs de marché locaux encore impossibles à éliminer. Ce système de marchés électriques incomplets nécessite alors que des structures de gouvernance réglementaires, privées ou publiques, encadrent et précisent *ex post* les modalités des échanges électriques contraints et techniquement, et économiquement. L'absence d'architecture de marchés électriques complets et parfaits, conduit alors à la mise en place d'innovations concurrentielles dont on ne connaît pas forcément, a priori, la portée réelle et les limites. L'exercice des activités électriques, la pratique des opérateurs, des pouvoirs publics et les plaintes des consommateurs mettent en lumière les limites des cadres réglementaires et des structures industrielles choisies au moment de la réforme. Une fois ces limites - inhérentes aux systèmes électriques- identifiées, une évolution de la combinaison des règles et des structures industrielles est toujours nécessaire. Cette nécessaire adaptation des règles

et des structures ne va pas alors sans poser un problème d'opportunisme entre les principales parties prenantes, car rien ne garantit que ces transformations de règles ou de structures ne résoudront définitivement le problème.

1.2. La multiplicité des réformes concurrentielles et le choix des pays représentatifs

Il est révélateur de constater la diversité des réformes adoptées dans les pays de l'Union européenne, qui partaient néanmoins d'une base commune – la Directive européenne 96/92 sur le marché intérieur de l'électricité. Cette diversité n'est toutefois pas totalement surprenante dans la mesure où, à la veille de la Directive, une grande variété de modèles d'organisation existaient dans les pays de l'Union, en raison des évolutions conduites progressivement et de la variété des héritages historiques [Morcel, 1992 ; Cross, 1996;]. Même si la Directive 96/92 avait pour objectif d'introduire entre les pays des éléments d'harmonisation et de cohérence entre les pays, propices à la construction d'un marché électrique européen, elle laissait aux Etats Membres de larges espaces de liberté de manœuvre, en vertu du principe de subsidiarité. Pour appréhender la diversité des réformes électriques, l'adoption d'une approche “ modulaire ” consistant à lier deux des dimensions d'une réforme concurrentielle sera ici développée : le choix des règles encadrant les transactions électriques et les modalités de réorganisation industrielle seront étudiées simultanément. Dans cette optique, le choix des autorités porte alors sur une combinaison de règles et de structures de marché, ce qui signifie que le choix des règles ne peut pas s'analyser indépendamment du choix des structures.

Plusieurs raisons poussent à un nombre d'expériences de réforme restreint. Sur le plan de l'analyse positive, il est préférable de ne pas multiplier les cas de figure, pour ne pas risquer de tomber dans le piège de la description factuelle. A l'inverse, le choix d'une seule réforme conduit à se focaliser sur un seul type de problème et ne permet la comparaison qu'avec un modèle théorique optimal. Il est préférable, dans notre optique, de sélectionner, pour leur intérêt analytique, leur représentativité et leur diversité, un nombre limité d'expérience. Ici, les évaluations théoriques porteront sur trois réformes : d'abord, il conviendra de solliciter la réforme anglaise pour son caractère pionnier, la vaste littérature qu'elle a suscité, et enfin, pour sa dotation institutionnelle particulièrement concentrée. La deuxième expérience sélectionnée, allemande, se justifie par la place centrale qu'elle occupe en Europe, à la fois géographiquement et en tant que plus gros marché électrique. De plus, l'originalité de la transposition de la Directive en Allemagne et la nature fédérale et déconcentrée de sa dotation institutionnelle, constituent un test et un

enjeu analytique important. Le cadre théorique développé ici devra être en mesure de rendre compte de cette diversité dans un cadre d'analyse unifié. Enfin, la dernière expérience sollicitée sera la réforme espagnole. Celle-ci, par bien des aspects, apparaît comme dynamique et ambiguë. Volontariste dans sa transposition rapide de la Directive européenne au-delà des minima, elle ressemble à une adaptation et une extension du modèle anglais dont elle s'éloigne par la constitution de deux champions nationaux en duopole. Sa structure institutionnelle aussi est originale, partagée entre un Etat unitaire et des Communautés Autonomes régionales. Le cadre d'analyse développé devra également lever le voile sur les intentions des acteurs et sur la crédibilité des réformes introduites.

2. La théorie néo-institutionnelle : l'outil d'analyse des réformes

Fondamentalement, l'analyse néo-institutionnelle se construit sur une dynamique de recherche à deux niveaux : North fournit un éclairage par l'accent porté sur les institutions et les voies d'action des organisations, des partis politiques et des groupes de pression. Selon lui, *l'environnement institutionnel est l'ensemble des règles fondamentales politiques, sociales et légales qui établit les bases de la production, de l'échange, et de la répartition des revenus. Les règles gouvernant les élections, droits de propriété et le droit des contrats en sont des exemples.* L'analyse de North apparaît alors comme une analyse « grand angle » [Chabaud, 1998] où l'important est d'éclairer la façon dont les institutions affectent la performance économique, la création et la distribution des richesses.

La seconde branche de l'analyse néo-institutionnelle se structure autour des travaux conduits par Williamson dans le développement des intuitions initiales de Coase [1937 ; 1960]. Chabaud [1998] souligne qu'il y a eu deux périodes dans les travaux de Williamson concernant le traitement et la complémentarité entre les deux branches de la théorie néo-institutionnelle. Ceux antérieurs à 1991 négligent les institutions dans une perspective américano-centriste où les descriptions proposées sont conduites d'un strict point de vue américain. Il faudra attendre que Williamson intègre une démarche comparative pour que les institutions apparaissent et que les environnements institutionnels soient explicitement étudiés. A ce titre, Williamson [1991] marque le point d'inflexion de la réflexion, mais sans toutefois franchir l'étape allant jusqu'à reconnaître explicitement que les institutions fixent les règles du jeu et peuvent ainsi imposer ou interdire certaines structures de gouvernance ou certains attributs des transactions. Un des apports de cette thèse sera justement de caractériser les environnements institutionnels qui permettent et/ou qui interdisent certaines formes de structures de gouvernance dans l'industrie électrique et de poursuivre ainsi à une "fertilisation croisée" des deux branches de l'analyse néo-institutionnelle.

2.1. Le Pragmatisme des hypothèses et la question de la remédiabilité

Les catégories analytiques développées par Williamson et North fournissent un éclairage sur la réalité, à partir d'hypothèses qui se veulent pragmatiques. Les hypothèses comportementales, de rationalité limitée et d'opportunisme, semblent fécondes pour cerner la transformation et le fonctionnement des réformes électriques. Williamson et North développent leurs analyses à partir d'une hypothèse de rationalité limitée des agents qui souligne la limitation de leurs capacités d'acquisition et de traitement de l'information. L'hypothèse d'opportunisme permet d'éviter les lectures naïves des réformes, où la coopération et le contrôle doivent être construits et ne résultent pas d'un « ordre naturel ». Dotés de ces deux hypothèses comportementales, les choix des agents répondront à une recherche d'efficacité, mais ne relèveront pas d'une optimisation des comportements. Dans le cadre de la complexité des réformes des industries de réseau réglementées, la remédiabilité des réformes devient alors une dimension essentielle. Pour Williamson [1996], « *une condition est remédiable si une alternative supérieure réalisable peut être implantée avec des gains nets* ». Williamson fait alors de la remédiabilité un critère d'analyse qui sert de base de comparaison affirmant, par là même que « *l'économie des coûts de transaction fuit les idéaux hypothétiques et soutient que les comparaisons pertinentes se font entre des alternatives réalisables, lesquelles sont toutes imparfaites.* » De ce fait, la combinaison de l'analyse des environnements institutionnels et des apports de l'analyse des structures de gouvernance conduit à la possibilité de juger une réforme par rapport à une alternative réalisable. Démontrer la supériorité d'une solution sur une autre ne doit alors se faire que dans le cadre des inefficacités remédiables.

Toutefois, Noll [2000] et Williamson [2002 b], dans le développement des analyses des réformes des industries de réseau, soulignent une limite importante qu'il faudra prendre en compte le moment venu. Selon eux, il est toujours possible d'invoquer le critère de remédiabilité pour justifier l'absence de réformes profondes, car ce critère induit de fait une forme de dépendance au statu quo.

2.2. L'insertion dans le programme de recherche néo-institutionnel

Entre les principaux auteurs de l'économie néo-institutionnelle, il est important de noter que si les points d'accord sur certaines notions dominant, les débats internes restent encore nombreux. Pour North et Williamson, les points d'accord portent sur les hypothèses comportementales, et l'importance des coûts de transaction. Toutefois la place de l'analyse des dotations institutionnelles connaît un moindre développement comme le souligne Williamson [1996] : « *Il est intéressant de noter que l'analyse logique et empirique de la branche de la gouvernance est beaucoup plus avancée*

que l'analyse logique et empirique de l'environnement institutionnel ». Si Williamson y voit sans doute un signe encourageant, nous y voyons une opportunité de contribuer au développement de la combinaison des deux dimensions de l'analyse néo-institutionnelle.

Sur le plan méthodologique, l'analyse issue de la Nouvelle Economie Institutionnelle est particulièrement adaptée à ce type de questionnement car elle repose sur une démarche comparative des modes de coordination sans préjugé [Coase, 1960]. Tout mode de coordination des activités engendre des coûts de transactions et l'efficacité des solutions de coordination des activités n'est donc que relative. Dans la démarche positive caractérisant les travaux de la TCT, l'efficacité d'arrangements alternatifs s'évalue comparativement et les défaillances de la réglementation publique comme les défauts du mécanisme de coordination par les prix y sont pris en compte [Levy, 1998]. Le critère de choix de la structure de gouvernance devient la minimisation des coûts de transaction en fonction de l'environnement institutionnel. De ce fait, la réforme d'une industrie de réseau met en jeu les deux dimensions de l'analyse néo-institutionnelle, d'une part, une réforme s'appuie sur l'environnement institutionnel pour le transformer, et d'autre part, elle introduit les nouvelles structures de gouvernance devant encadrer les transactions tout en garantissant une gestion de l'opportunisme et la flexibilité face à l'incertitude.

Sur cette base, les réformes électriques européennes peuvent alors être analysées suivant une méthodologie de recherche déjà expérimentée dans l'analyse des industries de réseaux des pays en voie de développement [World Bank 1995; Ménard et Shirley, 2000].

3. Démarche et plan

Le premier chapitre consistera à préciser le cadre théorique de l'analyse des réformes électriques. D'abord, il soulignera l'originalité des réflexions issues de la Nouvelle Economie Institutionnelle en distinguant, et en organisant, la complémentarité des deux branches de cette analyse. Ce faisant, il proposera une lecture de l'industrie électrique reposant sur les préceptes de la Théorie des Coûts de Transaction identifiant : les problèmes de spécificité des actifs ; d'incertitude ; d'externalités aggravées par des problèmes de mesure ; et enfin, sur la nature des structures de gouvernance qu'il convient d'introduire, sachant que le design des marchés électriques ne permet pas encore de proposer une solution complète et unique au problème de coordination des transactions électriques. La question des comportements opportunistes sera alors caractérisée par un triangle de relations opportunistes entre le gouvernement, les firmes et les parties prenantes. Cette lecture sera ensuite complétée par l'analyse des dispositifs institutionnels questionnés quant

à leur capacité à transformer les dimensions transactionnelles précédemment identifiées ; à produire une intensité de réforme et enfin sur leur sensibilité à l'influence des groupes de pression et à la gestion de l'opportunisme. La seconde partie du chapitre sera orientée vers la description de la diversité des réformes électriques européennes et proposera un bref panorama des problèmes encore irrésolus par la création des différents marchés électriques. La dernière section de ce chapitre opérationnalisera le cadre d'analyse qui sera utilisé et qui reprend les dimensions de l'attractivité, de la faisabilité et de la crédibilité initialement développées dans World Bank [1995] et Ménard et Shirley [2000].

Le deuxième chapitre aura pour fonction de mesurer l'attractivité et la désirabilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole. Pour ce faire, il distinguera les différentes parties prenantes à la réforme, isolera la Commission européenne et les gouvernements nationaux, et déterminera sur une base empirique, les effets de redistribution qu'ont subi les différentes parties prenantes. Sur cette identification des "gagnants et des perdants", nous proposerons alors de distinguer des profils de réforme allant de réformes négociées à des réformes imposées. La mesure de l'attractivité des réformes est également interprétable comme le bilan des relations historiques marquées par l'expression des différentes formes d'opportunismes identifiée dans le premier chapitre.

Le troisième chapitre définira un cadre d'analyse de la faisabilité des réformes articulant les dimensions institutionnelles et industrielles. Par la définition de formes extrêmes de faisabilité institutionnelle et industrielle et des situations intermédiaires, il permettra de rendre compte des profils de réformes dégagés dans le deuxième chapitre. Dotée de ce cadre d'analyse, la seconde partie du chapitre déterminera plus précisément si les trois réformes étudiées sont remédiables au sens de Williamson. L'apport de ce chapitre sera alors de permettre d'évaluer et de juger objectivement de la remédiabilité des réformes électriques en tenant compte du risque de statu quo identifié par Noll et Williamson. Sur le plan empirique, ce chapitre distinguera les réformes qui vérifient ou non, le critère de remédiabilité identifié par Williamson.

Enfin, le dernier chapitre apportera un éclairage nouveau sur le concept de crédibilité développé par Levy et Spiller [1994 et 1996] reposant principalement sur la stabilité des engagements pour gérer le triangle de relations opportunistes. Ce chapitre, en introduisant l'arbitrage classique de la Théorie des Coûts de Transaction entre stabilité des engagements et flexibilité pour gérer l'incertitude, permettra d'opérer la fertilisation croisée entre l'analyse des dotations institutionnelles et les préceptes de la Théorie des Coûts de Transaction. Pour ce faire, la première partie du chapitre proposera une relecture des résultats obtenus sur la base du seul critère de la stabilité des engagements sur (1) l'efficacité des modes de gouvernance, (2)

l'organisation des principales structures de régulation et (3) sur les structures incitatives. Cette relecture conduira à l'identification de capacités et de limites institutionnelles de natures différentes dans la réalisation de cet arbitrage. Ce chapitre montrera alors que dans les environnements institutionnels centralisés, le principal problème est de garantir la stabilité des engagements face à l'opportunisme, et qu'à l'inverse, dans les environnements institutionnels décentralisés, le problème central est de produire de la flexibilité pour gérer l'incertitude. La seconde partie du chapitre appliquera ce nouveau cadre de réflexion en s'appuyant sur les travaux de Levy et Spiller distinguant dans un premier temps, l'interaction entre l'environnement institutionnel et les structures de gouvernance, puis la combinaison des structures de gouvernance et des mécanismes incitatifs introduits pour gérer les réformes. Ce chapitre soulignera l'intérêt de ce cadre d'analyse de la crédibilité en restant opérationnel pour traiter des trois réformes qui se distingueront empiriquement par leurs capacités à gérer les problèmes d'opportunisme triangulaire entre le gouvernement, les firmes et les demandes de protection des parties prenantes et des consommateurs.

Introduction générale

A travers le monde, la stabilité qui caractérise les industries de réseau laisse place à une série d'innovations institutionnelles, organisationnelles et transactionnelles. La production de services publics connaît actuellement de profondes transformations. De puissants facteurs de changement sont venus remettre en cause les formes d'organisation traditionnelles de ces industries et leur cadre réglementaire. Toutefois, la place que tiennent ces industries dans les économies rend ces transformations particulièrement intéressantes pour l'analyse économique. Le point de départ de cette étude nous conduit à délimiter l'objet d'étude et les choix théoriques réalisés. Sur ce fondement, il sera possible de cerner la démarche et le plan suivis.

1. La réforme électrique : une réalité multiforme

Quels furent les principaux facteurs de changement qui ont contesté les formes d'organisation traditionnelle du secteur électrique, fondées sur l'existence d'un monopole production-transport intégré dans la quasi-totalité, souvent complété d'un monopole de distribution au niveau local ou régional ?

Finon [1997] rappelle que les particularités technologiques de la filière électrique, marquées par des exigences de coordination technique forte entre maillons, se sont traduites, dans le passé, par la longue domination d'une organisation industrielle fondée sur l'intégration - verticale et horizontale - renforcée par un monopole de vente réglementé. Cette nécessité d'une coordination technique étroite, combinée au caractère de monopole naturel des réseaux de transport, a été à l'origine de l'intégration verticale production-transport et du monopole de fourniture. Dans ce système, les bénéfices et les coûts affectant l'ensemble des participants à la relation d'échange ne pouvaient que très difficilement être mesurés et alloués sans le recours à une autorité centrale. Cette extrême difficulté transactionnelle a incité pendant de longues années à favoriser l'organisation interne et la centralisation des décisions au sein d'une même entreprise verticalement intégrée sous réglementation publique [Hunt, 2002]. Ce modèle, apte à permettre un développement accéléré d'actifs lourds en capital, présentait des défauts d'incitation à l'efficacité productive. De même, il connaît des problèmes d'adaptabilité technologique en phase de maturité des débouchés et de progrès technologique rapide et varié [Joskow, 1991]. De plus, il était marqué par des performances en terme de coûts de production très hétérogènes, allant du

pire au meilleur [Joskow, 1989]. En outre, ce modèle entretient la tendance à l'imposition d'objectifs politiques et sociaux multiples, dans la mesure où il en permet facilement le financement [Bezzina, 1997]. Cartelier [1997] souligne qu'avec l'aide du concept flou "d'intérêt général", les gouvernements ont pu financer, au gré des circonstances, toute une série d'aides spécifiques sans réel fondement analytique. Sur cette base, un certain nombre de critiques sont venues ébranler les diverses justifications économiques, politiques et sociales qui garantissaient le mode de fonctionnement verticalement intégré. Le ralentissement considérable de la croissance électrique dans les pays industrialisés a transformé le problème central de l'allocation des ressources. Celui-ci n'est plus principalement orienté vers les incitations à l'investissement, mais vers l'adaptabilité et la réduction des coûts de fonctionnement.

Sur le plan théorique, dès les années soixante, plusieurs approches ont énoncé le problème de la réforme des industries de réseau. Les travaux d'Averch et Johnson [1962], de Demsetz [1968] et de Baumol Panzer et Willig [1982] ont conduit à remettre en cause le schéma de la réglementation dans les industries de réseau, et l'efficacité des monopoles dans l'allocation des ressources. Depuis, par un long processus de développement de ces idées et les premiers succès empiriques des réformes dans le transport aérien et les télécommunications, un consensus s'est progressivement établi pour préconiser l'introduction d'un certain degré de concurrence dans toutes ces industries de réseau.

Joskow [2000] dresse un bilan des avantages attendus de la restructuration industrielle et de la déréglementation spécifique au secteur électrique. Selon lui, le processus de déréglementation devrait permettre que les choix technologiques de production se fassent en fonction de la rentabilité économique des investissements engagés, cette rentabilité devant être évaluée par un mécanisme de marché plutôt qu'à travers une fonction d'utilité politique. Il devrait permettre d'éviter la construction d'un parc de centrales surdimensionnées, avec des techniques mal maîtrisées, aux coûts volontairement sous-évalués pour des motifs politiques [Pollitt, 1997 et 1999]. Il devrait également permettre d'éviter que les décisions d'investissements dans des filières d'approvisionnement en énergies primaires ne soient politisées, comme cela a été le cas avec les énergies renouvelables et la cogénération [Joskow, 1989], ou les programmes d'aide au charbon national [Kahn, 1998]. De plus, cette transformation devrait inciter les centres de production à baisser leurs coûts de fonctionnement, et arrêter d'un certain nombre de centrales inefficaces soutenues par un système de subventions croisées. Joskow souligne aussi que ce processus de déréglementation introduira une structure de prix électrique reflétant à la fois l'état de la production et le niveau de la consommation, et permettra une meilleure connaissance des modes de consommation. Enfin, ce processus devrait être en mesure de stimuler et de relancer le

processus d'innovation et la productivité du travail, par une rationalisation des effectifs et une incitation à la performance plus importante. Sur le plan technique, on complétera cette présentation par l'identification de trois conditions favorables à la déréglementation : (i) l'arrivée à maturité du secteur entraînant une stagnation de la consommation et des sur-capacités quasi permanentes ; (ii) l'évolution des techniques de production permettant d'envisager des moyens performants de production de moyenne puissance ; (iii) les progrès techniques en matière de transport et de gestion des flux d'information permettant la maîtrise de systèmes interconnectés beaucoup plus complexes.

Toutefois, ce consensus a mis plus ou moins longtemps à aboutir selon les industries et les nations [World Bank 1995, Finon, 2000]. Au niveau de l'Union européenne, il a fallu plus d'une dizaine d'années de débats et de conflits sur l'application de l'Acte unique avant de parvenir, en 1996, au vote de la Directive 96/92 sur le marché de l'électricité [Eisner, 1999]. Cependant, les nouvelles venant de Californie entre 2000 et 2001, et d'Angleterre depuis 1998, soulignent que les premières expériences malheureuses de réformes électriques commencent à apparaître [Wilson, 2002; Joskow et Kahn, 2001; Percebois, 2001], et la question de la réforme électrique comme objet d'analyse se pose avec insistance dans ce contexte troublé par certains échecs retentissants.

1.1. La réforme électrique comme objet d'analyse

Une première approche de la définition d'une réforme électrique consiste à présenter la série de choix de règles économiques et techniques nécessaires pour encadrer les transactions électriques dans un système concurrentiel. Les solutions de concurrence pour le marché envisagées par Demsetz [1968] ne sont pas applicables dans les secteurs électriques par la conjugaison des problèmes de mesure, d'externalités positives et négatives et d'incertitude. De ce fait, les solutions concurrentielles se tournent systématiquement vers des formes de concurrence sur le marché qu'il convient de créer de toutes pièces. A ce niveau, les choix concernent : (1) les modalités de " re-réglementation " des différentes activités, et la tarification de l'accès à l'usage des infrastructures ; (2) une redéfinition des rapports entre l'autorité publique en charge de la réglementation et les capacités d'intervention des opérateurs ; (3) une restructuration des anciennes formes verticalement et horizontalement intégrées de l'organisation industrielle et, éventuellement, une privatisation ; (4) la prise en compte des contraintes techniques communes à toutes les industries électriques : (i) la production et la consommation d'électricité doivent être simultanées, alors qu'il n'existe pas de forme de stockage intermédiaire entre l'unité de production et le client ; (ii) le secteur électrique fonctionne en flux tendu ; (iii) l'équilibre entre l'offre et la demande implique une coordination technique et transactionnelle qui aujourd'hui encore ne connaît aucun " modèle

type” qui se soit imposé théoriquement ou empiriquement [Wilson, 1999, 2002 ; Hunt 2002 ; Stoft, 2002]. Précisons ici que la coordination économique vise à obtenir l'équilibre à moindre coût pour le système sans se préoccuper de la faisabilité technique, elle poursuit des objectifs d'efficacité allocative et productive. La minimisation des coûts de production du système s'obtient à partir de l'ordonnement des unités de production engagées par coûts variables croissants – l'ordre de mérite (*merit order*). En l'absence de congestion, l'efficacité économique de l'industrie électrique veut que les centrales les plus performantes (dont le coût marginal de production est le plus faible) soient appelées en premier. La coordination technique, ou *dispatch technique*, concerne l'équilibre entre les flux physiques d'électricité produits et consommés, elle poursuit des objectifs d'efficacité opérationnelle, c'est-à-dire le maintien de la qualité, de la stabilité et la sûreté du réseau. L'introduction des problèmes de congestion et de *black out* implique que la coordination technique est plus importante que la coordination économique à court terme. Les contraintes d'acheminement, en tenant compte des externalités que représentent les effets de foisonnement et les congestions, modifient les règles de coordination économique strictement définies par le *merit order*. Cette contrainte forte impose de mettre en place une gestion centralisée (dans l'espace et dans le temps) des moyens de production et des infrastructures de réseau afin de satisfaire, à chaque instant, et en tout point du réseau, la demande qui s'adresse au système.

Dans un système concurrentiel, cette difficulté technique est déterminante car elle conduit à dissocier les flux d'électricité des transactions commerciales passées entre les producteurs et les consommateurs. Cette dissociation pose des problèmes de coordination par rapport à un monopole verticalement intégré, car les transferts financiers et la tarification sont particulièrement complexes à mettre en œuvre. La non traçabilité et les règles de circulation des flux dans un réseau contribuent à générer de fortes externalités de réseau et des pouvoirs de marché locaux encore impossibles à éliminer. Ce système de marchés électriques incomplets nécessite alors que des structures de gouvernance réglementaires, privées ou publiques, encadrent et précisent *ex post* les modalités des échanges électriques contraints et techniquement, et économiquement. L'absence d'architecture de marchés électriques complets et parfaits, conduit alors à la mise en place d'innovations concurrentielles dont on ne connaît pas forcément, a priori, la portée réelle et les limites. L'exercice des activités électriques, la pratique des opérateurs, des pouvoirs publics et les plaintes des consommateurs mettent en lumière les limites des cadres réglementaires et des structures industrielles choisies au moment de la réforme. Une fois ces limites - inhérentes aux systèmes électriques- identifiées, une évolution de la combinaison des règles et des structures industrielles est toujours nécessaire. Cette nécessaire adaptation des règles

et des structures ne va pas alors sans poser un problème d'opportunisme entre les principales parties prenantes, car rien ne garantit que ces transformations de règles ou de structures ne résoudront définitivement le problème.

1.2. La multiplicité des réformes concurrentielles et le choix des pays représentatifs

Il est révélateur de constater la diversité des réformes adoptées dans les pays de l'Union européenne, qui partaient néanmoins d'une base commune – la Directive européenne 96/92 sur le marché intérieur de l'électricité. Cette diversité n'est toutefois pas totalement surprenante dans la mesure où, à la veille de la Directive, une grande variété de modèles d'organisation existaient dans les pays de l'Union, en raison des évolutions conduites progressivement et de la variété des héritages historiques [Morcel, 1992 ; Cross, 1996;]. Même si la Directive 96/92 avait pour objectif d'introduire entre les pays des éléments d'harmonisation et de cohérence entre les pays, propices à la construction d'un marché électrique européen, elle laissait aux Etats Membres de larges espaces de liberté de manœuvre, en vertu du principe de subsidiarité. Pour appréhender la diversité des réformes électriques, l'adoption d'une approche “ modulaire ” consistant à lier deux des dimensions d'une réforme concurrentielle sera ici développée : le choix des règles encadrant les transactions électriques et les modalités de réorganisation industrielle seront étudiées simultanément. Dans cette optique, le choix des autorités porte alors sur une combinaison de règles et de structures de marché, ce qui signifie que le choix des règles ne peut pas s'analyser indépendamment du choix des structures.

Plusieurs raisons poussent à un nombre d'expériences de réforme restreint. Sur le plan de l'analyse positive, il est préférable de ne pas multiplier les cas de figure, pour ne pas risquer de tomber dans le piège de la description factuelle. A l'inverse, le choix d'une seule réforme conduit à se focaliser sur un seul type de problème et ne permet la comparaison qu'avec un modèle théorique optimal. Il est préférable, dans notre optique, de sélectionner, pour leur intérêt analytique, leur représentativité et leur diversité, un nombre limité d'expérience. Ici, les évaluations théoriques porteront sur trois réformes : d'abord, il conviendra de solliciter la réforme anglaise pour son caractère pionnier, la vaste littérature qu'elle a suscité, et enfin, pour sa dotation institutionnelle particulièrement concentrée. La deuxième expérience sélectionnée, allemande, se justifie par la place centrale qu'elle occupe en Europe, à la fois géographiquement et en tant que plus gros marché électrique. De plus, l'originalité de la transposition de la Directive en Allemagne et la nature fédérale et déconcentrée de sa dotation institutionnelle, constituent un test et un

enjeu analytique important. Le cadre théorique développé ici devra être en mesure de rendre compte de cette diversité dans un cadre d'analyse unifié. Enfin, la dernière expérience sollicitée sera la réforme espagnole. Celle-ci, par bien des aspects, apparaît comme dynamique et ambiguë. Volontariste dans sa transposition rapide de la Directive européenne au-delà des minima, elle ressemble à une adaptation et une extension du modèle anglais dont elle s'éloigne par la constitution de deux champions nationaux en duopole. Sa structure institutionnelle aussi est originale, partagée entre un Etat unitaire et des Communautés Autonomes régionales. Le cadre d'analyse développé devra également lever le voile sur les intentions des acteurs et sur la crédibilité des réformes introduites.

2. La théorie néo-institutionnelle : l'outil d'analyse des réformes

Fondamentalement, l'analyse néo-institutionnelle se construit sur une dynamique de recherche à deux niveaux : North fournit un éclairage par l'accent porté sur les institutions et les voies d'action des organisations, des partis politiques et des groupes de pression. Selon lui, *l'environnement institutionnel est l'ensemble des règles fondamentales politiques, sociales et légales qui établit les bases de la production, de l'échange, et de la répartition des revenus. Les règles gouvernant les élections, droits de propriété et le droit des contrats en sont des exemples.* L'analyse de North apparaît alors comme une analyse « grand angle » [Chabaud, 1998] où l'important est d'éclairer la façon dont les institutions affectent la performance économique, la création et la distribution des richesses.

La seconde branche de l'analyse néo-institutionnelle se structure autour des travaux conduits par Williamson dans le développement des intuitions initiales de Coase [1937 ; 1960]. Chabaud [1998] souligne qu'il y a eu deux périodes dans les travaux de Williamson concernant le traitement et la complémentarité entre les deux branches de la théorie néo-institutionnelle. Ceux antérieurs à 1991 négligent les institutions dans une perspective américano-centriste où les descriptions proposées sont conduites d'un strict point de vue américain. Il faudra attendre que Williamson intègre une démarche comparative pour que les institutions apparaissent et que les environnements institutionnels soient explicitement étudiés. A ce titre, Williamson [1991] marque le point d'inflexion de la réflexion, mais sans toutefois franchir l'étape allant jusqu'à reconnaître explicitement que les institutions fixent les règles du jeu et peuvent ainsi imposer ou interdire certaines structures de gouvernance ou certains attributs des transactions. Un des apports de cette thèse sera justement de caractériser les environnements institutionnels qui permettent et/ou qui interdisent certaines formes de structures de gouvernance dans l'industrie électrique et de poursuivre ainsi à une "fertilisation croisée" des deux branches de l'analyse néo-institutionnelle.

2.1. Le Pragmatisme des hypothèses et la question de la remédiabilité

Les catégories analytiques développées par Williamson et North fournissent un éclairage sur la réalité, à partir d'hypothèses qui se veulent pragmatiques. Les hypothèses comportementales, de rationalité limitée et d'opportunisme, semblent fécondes pour cerner la transformation et le fonctionnement des réformes électriques. Williamson et North développent leurs analyses à partir d'une hypothèse de rationalité limitée des agents qui souligne la limitation de leurs capacités d'acquisition et de traitement de l'information. L'hypothèse d'opportunisme permet d'éviter les lectures naïves des réformes, où la coopération et le contrôle doivent être construits et ne résultent pas d'un « ordre naturel ». Dotés de ces deux hypothèses comportementales, les choix des agents répondront à une recherche d'efficacité, mais ne relèveront pas d'une optimisation des comportements. Dans le cadre de la complexité des réformes des industries de réseau réglementées, la remédiabilité des réformes devient alors une dimension essentielle. Pour Williamson [1996], « *une condition est remédiable si une alternative supérieure réalisable peut être implantée avec des gains nets* ». Williamson fait alors de la remédiabilité un critère d'analyse qui sert de base de comparaison affirmant, par là même que « *l'économie des coûts de transaction fuit les idéaux hypothétiques et soutient que les comparaisons pertinentes se font entre des alternatives réalisables, lesquelles sont toutes imparfaites.* » De ce fait, la combinaison de l'analyse des environnements institutionnels et des apports de l'analyse des structures de gouvernance conduit à la possibilité de juger une réforme par rapport à une alternative réalisable. Démontrer la supériorité d'une solution sur une autre ne doit alors se faire que dans le cadre des inefficacités remédiables.

Toutefois, Noll [2000] et Williamson [2002 b], dans le développement des analyses des réformes des industries de réseau, soulignent une limite importante qu'il faudra prendre en compte le moment venu. Selon eux, il est toujours possible d'invoquer le critère de remédiabilité pour justifier l'absence de réformes profondes, car ce critère induit de fait une forme de dépendance au statu quo.

2.2. L'insertion dans le programme de recherche néo-institutionnel

Entre les principaux auteurs de l'économie néo-institutionnelle, il est important de noter que si les points d'accord sur certaines notions dominant, les débats internes restent encore nombreux. Pour North et Williamson, les points d'accord portent sur les hypothèses comportementales, et l'importance des coûts de transaction. Toutefois la place de l'analyse des dotations institutionnelles connaît un moindre développement comme le souligne Williamson [1996] : « *Il est intéressant de noter que l'analyse logique et empirique de la branche de la gouvernance est beaucoup plus avancée*

que l'analyse logique et empirique de l'environnement institutionnel ». Si Williamson y voit sans doute un signe encourageant, nous y voyons une opportunité de contribuer au développement de la combinaison des deux dimensions de l'analyse néo-institutionnelle.

Sur le plan méthodologique, l'analyse issue de la Nouvelle Economie Institutionnelle est particulièrement adaptée à ce type de questionnement car elle repose sur une démarche comparative des modes de coordination sans préjugé [Coase, 1960]. Tout mode de coordination des activités engendre des coûts de transactions et l'efficacité des solutions de coordination des activités n'est donc que relative. Dans la démarche positive caractérisant les travaux de la TCT, l'efficacité d'arrangements alternatifs s'évalue comparativement et les défaillances de la réglementation publique comme les défauts du mécanisme de coordination par les prix y sont pris en compte [Levy, 1998]. Le critère de choix de la structure de gouvernance devient la minimisation des coûts de transaction en fonction de l'environnement institutionnel. De ce fait, la réforme d'une industrie de réseau met en jeu les deux dimensions de l'analyse néo-institutionnelle, d'une part, une réforme s'appuie sur l'environnement institutionnel pour le transformer, et d'autre part, elle introduit les nouvelles structures de gouvernance devant encadrer les transactions tout en garantissant une gestion de l'opportunisme et la flexibilité face à l'incertitude.

Sur cette base, les réformes électriques européennes peuvent alors être analysées suivant une méthodologie de recherche déjà expérimentée dans l'analyse des industries de réseaux des pays en voie de développement [World Bank 1995; Ménard et Shirley, 2000].

3. Démarche et plan

Le premier chapitre consistera à préciser le cadre théorique de l'analyse des réformes électriques. D'abord, il soulignera l'originalité des réflexions issues de la Nouvelle Economie Institutionnelle en distinguant, et en organisant, la complémentarité des deux branches de cette analyse. Ce faisant, il proposera une lecture de l'industrie électrique reposant sur les préceptes de la Théorie des Coûts de Transaction identifiant : les problèmes de spécificité des actifs ; d'incertitude ; d'externalités aggravées par des problèmes de mesure ; et enfin, sur la nature des structures de gouvernance qu'il convient d'introduire, sachant que le design des marchés électriques ne permet pas encore de proposer une solution complète et unique au problème de coordination des transactions électriques. La question des comportements opportunistes sera alors caractérisée par un triangle de relations opportunistes entre le gouvernement, les firmes et les parties prenantes. Cette lecture sera ensuite complétée par l'analyse des dispositifs institutionnels questionnés quant

à leur capacité à transformer les dimensions transactionnelles précédemment identifiées ; à produire une intensité de réforme et enfin sur leur sensibilité à l'influence des groupes de pression et à la gestion de l'opportunité. La seconde partie du chapitre sera orientée vers la description de la diversité des réformes électriques européennes et proposera un bref panorama des problèmes encore irrésolus par la création des différents marchés électriques. La dernière section de ce chapitre opérationnalisera le cadre d'analyse qui sera utilisé et qui reprend les dimensions de l'attractivité, de la faisabilité et de la crédibilité initialement développées dans World Bank [1995] et Ménard et Shirley [2000].

Le deuxième chapitre aura pour fonction de mesurer l'attractivité et la désirabilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole. Pour ce faire, il distinguera les différentes parties prenantes à la réforme, isolera la Commission européenne et les gouvernements nationaux, et déterminera sur une base empirique, les effets de redistribution qu'ont subi les différentes parties prenantes. Sur cette identification des "gagnants et des perdants", nous proposerons alors de distinguer des profils de réforme allant de réformes négociées à des réformes imposées. La mesure de l'attractivité des réformes est également interprétable comme le bilan des relations historiques marquées par l'expression des différentes formes d'opportunités identifiées dans le premier chapitre.

Le troisième chapitre définira un cadre d'analyse de la faisabilité des réformes articulant les dimensions institutionnelles et industrielles. Par la définition de formes extrêmes de faisabilité institutionnelle et industrielle et des situations intermédiaires, il permettra de rendre compte des profils de réformes dégagés dans le deuxième chapitre. Dotée de ce cadre d'analyse, la seconde partie du chapitre déterminera plus précisément si les trois réformes étudiées sont remédiables au sens de Williamson. L'apport de ce chapitre sera alors de permettre d'évaluer et de juger objectivement de la remédiabilité des réformes électriques en tenant compte du risque de statu quo identifié par Noll et Williamson. Sur le plan empirique, ce chapitre distinguera les réformes qui vérifient ou non, le critère de remédiabilité identifié par Williamson.

Enfin, le dernier chapitre apportera un éclairage nouveau sur le concept de crédibilité développé par Levy et Spiller [1994 et 1996] reposant principalement sur la stabilité des engagements pour gérer le triangle de relations opportunistes. Ce chapitre, en introduisant l'arbitrage classique de la Théorie des Coûts de Transaction entre stabilité des engagements et flexibilité pour gérer l'incertitude, permettra d'opérer la fertilisation croisée entre l'analyse des dotations institutionnelles et les préceptes de la Théorie des Coûts de Transaction. Pour ce faire, la première partie du chapitre proposera une relecture des résultats obtenus sur la base du seul critère de la stabilité des engagements sur (1) l'efficacité des modes de gouvernance, (2)

l'organisation des principales structures de régulation et (3) sur les structures incitatives. Cette relecture conduira à l'identification de capacités et de limites institutionnelles de natures différentes dans la réalisation de cet arbitrage. Ce chapitre montrera alors que dans les environnements institutionnels centralisés, le principal problème est de garantir la stabilité des engagements face à l'opportunisme, et qu'à l'inverse, dans les environnements institutionnels décentralisés, le problème central est de produire de la flexibilité pour gérer l'incertitude. La seconde partie du chapitre appliquera ce nouveau cadre de réflexion en s'appuyant sur les travaux de Levy et Spiller distinguant dans un premier temps, l'interaction entre l'environnement institutionnel et les structures de gouvernance, puis la combinaison des structures de gouvernance et des mécanismes incitatifs introduits pour gérer les réformes. Ce chapitre soulignera l'intérêt de ce cadre d'analyse de la crédibilité en restant opérationnel pour traiter des trois réformes qui se distingueront empiriquement par leurs capacités à gérer les problèmes d'opportunisme triangulaire entre le gouvernement, les firmes et les demandes de protection des parties prenantes et des consommateurs.

Premier chapitre. Le cadre d'analyse des réformes

1. Introduction	12
2. Une lecture néo-institutionnelle des réformes	14
2.1. La complémentarité des perspectives	15
2.2. La dimension des coûts de transaction.....	17
2.3. La dimension des environnements institutionnels.....	34
3. La diversité des réformes	45
3.1. Les différentes familles de réformes	46
3.2. Les questions en suspens.....	53
3.3. L'opérationnalisation de la recherche	58
4. Conclusion	64

From the viewpoint of standard economic theory, wholesale markets for electricity are inherently incomplete and imperfectly competitive.

Wilson [2002, p 1300]

To assist engineers, lawyers, regulators, and economists in crossing the boundaries between their fields, it provides the necessary background in economics and engineering.

Stoft [2002, p 2].

1. Introduction du premier chapitre

Les problèmes théoriques soulevés par la réforme de l'industrie électrique sont multiples. Les choix devant être réalisés par les autorités publiques engagent un grand nombre de dimensions : les transferts de droits de propriété vers des opérateurs privés [Graham et Prosser, 1991], l'opérationnalisation de la segmentation des monopoles verticalement intégrés [Joskow et Schmalensee, 1983], le niveau de dé-intégration verticale et la définition du nombre d'acteurs en production [Green et Newbery, 1992] et en distribution [Joskow, 2000], les transformations des anciennes structures de subventions croisées [Surrey, 1996], les architectures de marchés électriques et les règles de fixation des prix [Wilson, 2002, 1999] et enfin, les diverses structures de supervision mises en place pour encadrer la production réglementaire après l'introduction des réformes.

L'articulation des deux dimensions du cadre d'analyse de la Nouvelle Economie Institutionnelle (NEI) permettra de traiter de ce problème. D'une part, les principaux concepts de la Théorie des Coûts de Transaction permettent de caractériser les difficultés transactionnelles particulières de l'industrie électrique. L'enjeu est de concilier coordination technique et économique dans un système électrique concurrentiel. D'autre part, les analyses des environnements institutionnels permettent de déterminer les possibilités de transformation des cadres industriels et réglementaires et de prendre la mesure de la diversité des solutions de réforme dans un cadre unifié.

Les objectifs de ce chapitre sont : (1) de justifier le choix d'utiliser une lecture des réformes par la complémentarité des analyses de la Nouvelle Economie Institutionnelle, (2) de caractériser les réformes comme une série de choix d'encadrement des transactions contraints à la fois par les caractéristiques des transactions et la nature des environnements institutionnels, (3) de faire un état des lieux des familles de réforme en insistant sur leurs contraintes communes et les questions

encore irrésolues. Enfin, l'opérationnalisation de l'analyse des réformes montrera que l'analyse institutionnelle enrichit la perspective micro-analytique de Williamson, et que celle-ci, en retour, permet de structurer la réflexion institutionnelle.

2. Une lecture néo-institutionnelle des réformes

Une diversité de cadres d'analyses cherche à rendre compte des réformes dans les industries de réseau. L'économie industrielle de la réglementation [Stigler, 1971 ; Posner, 1974 ; Peltzman, 1976], la nouvelle économie de la réglementation [Laffont et Tirole, 1993, 2000 ; Salanié, 1994 ; Armstrong et alii, 1994], l'analyse des contrats de franchise [Demsetz, 1968] et l'économie néo-institutionnelle sont en concurrence pour rendre compte des réformes des industries de réseau. [Percebois, 2001]. Notre choix porte sur l'utilisation des concepts issus de l'économie dite « néo-institutionnelle » proposant un cadre d'analyse différent et complémentaire de l'économie standard [Brousseau et Glachant, 2002] pour analyser l'efficacité de ces innovations à encadrer les transactions électriques. Ainsi, contrairement à la théorie néoclassique standard qui identifie l'intégration verticale ou horizontale à une situation limitant l'exercice de la concurrence, la TCT l'identifie à un phénomène d'internalisation des transactions dont le niveau optimum est déterminé par une confrontation des avantages respectifs de la production interne et de l'acquisition externe. Ces avantages sont définis en fonction de l'économie de coûts de transaction qu'il est possible de réaliser en internalisant différentes activités au sein d'une même entreprise au lieu de faire appel au marché.

La théorie néo-institutionnelle se distingue également des travaux de l'économie industrielle de la réglementation. Ce courant théorique développé sous l'impulsion des travaux de Stigler [1971] et Peltzman [1976] ne prend en compte qu'une seule dimension du problème des industries de réseau, la question de la capture du régulateur. Le deuxième chapitre montrera que ces travaux peuvent être intégrés et élargis dans la réflexion néo-institutionnelle. Cette intégration passe par l'analyse de la variété des possibilités d'intervention que permet l'introduction de l'hypothèse d'opportunisme gouvernemental.

La position de l'économie néo-institutionnelle par rapport à la nouvelle économie de la réglementation repose sur le même type de problème. Ainsi, les tenants de la nouvelle économie de la réglementation considèrent que la réglementation du monopole est possible et optimale si des mécanismes incitatifs assez efficaces sont mis en place, et s'ils sont correctement supervisés [Laffont et Tirole, 1993, 2000]. La position de la TCT par rapport à ces travaux est de souligner que les seules difficultés contractuelles étudiées sont liées aux asymétries d'information. Cette limitation permet la modélisation des travaux, mais n'autorise pas de rendre compte de la complexité des problèmes d'encadrement des transactions et de la diversité des solutions

possibles pour y parvenir [Brousseau, 1993]. De même, malgré leur intérêt dans certains autres réseaux, télécommunications, chemin de fer [Yvrande-Billon, 2000], les théories des contrats de franchise développées par Demsetz [1968] ne semblent pas adaptés au secteur électrique. Il existe dans ce secteur un tel besoin de coordination des activités, une spécificité des actifs si importante et une incertitude telle que la portée des seuls processus d'enchères pour produire des réformes électriques efficaces est impossible [Crocker et Masten, 1996].

Toutefois, les études empiriques connaissent des problèmes méthodologiques [Prosser, 1999]. Les études empiriques sur les structures de régulation montrent la grande variété des acteurs influençant le processus de régulation. Sont en jeu un grand nombre de d'éléments comme les structures des agences de régulation, les structures administratives, les formes des parlements, les compétences des pouvoirs judiciaires... et plus généralement encore dans les écrits de sciences politiques le rôle des groupes de pression, des entrepreneurs politiques et encore plus généralement, des idées politiques. En comparaison des modèles formels souvent décriés pour leur trop grandes simplifications, les études empiriques « détaillées et plus réelles » souffrent souvent d'un indéterminisme fondamental. Ces études de cas s'achèvent souvent sur un pluralisme a-théorique qui ne permet aucune prédiction ou capacité à généraliser¹.

Pour résoudre ce problème il faut ici appliquer les enseignements de la Théorie des Coûts de Transaction et de l'analyse institutionnelle composant les deux branches de la Nouvelle Economie institutionnelle. Dans cette perspective, une réforme d'une industrie de réseau met en jeu les deux dimensions de l'analyse néo-institutionnelle. D'une part, une réforme s'appuie sur l'environnement institutionnel pour le transformer ; et d'autre part, elle introduit les nouvelles structures de gouvernance devant encadrer les transactions, tout en garantissant une gestion de l'opportunisme et la flexibilité face à l'incertitude. Il convient donc de présenter le cadre d'analyse des réformes qui apparaît le plus approprié, puis de l'appliquer en distinguant les apports de la dimension transactionnelle et de la dimension institutionnelle.

2.1. La complémentarité des perspectives

La Nouvelle Economie Institutionnelle distingue deux dimensions complémentaires dans l'analyse de la réforme des industries de réseau : la dimension des coûts de transaction et la dimension de l'analyse institutionnelle. Les catégories analytiques développées par Williamson fournissent un éclairage sur la réalité, à partir d'hypothèses qui se veulent pragmatiques. Les hypothèses comportementales, de rationalité limitée et d'opportunisme, semblent fécondes pour

¹ : Prosser [1999] : « ending up with a sort of a-theoretical pluralism » p205.

cerner la transformation et le fonctionnement des réformes électriques. S'inscrivant dans la filiation de Simon [1947], Williamson et North développent leurs analyses à partir d'une hypothèse de rationalité limitée des agents. Cette hypothèse souligne la limitation de leurs capacités d'acquisition et de traitement de l'information. L'hypothèse d'opportunisme permet d'éviter les lectures naïves des réformes, où la coopération doit être construite et ne résulte pas d'un « ordre naturel ». Limités par ces deux hypothèses comportementales, les choix des agents répondront à une recherche d'efficacité, mais ne relèveront pas d'une optimisation des comportements.

Ainsi par coûts de transaction, on entend les coûts de fonctionnement du système d'échange, c'est-à-dire, ce qu'il coûte de recourir au marché pour procéder à l'allocation de ressources et de transférer des droits de propriétés. En dehors de la firme, la production est dirigée par les mouvements de prix qui sont coordonnés par une série de transactions dans un marché. Au sein de la firme, ces transactions de marché sont éliminées et substituées par des mécanismes hiérarchiques. L'économie néo-institutionnelle conçoit les équilibres de marché et les prix comme les résultats d'un « processus institutionnel d'encadrement des transactions », et elle en ouvre l'analyse avec les notions de « coûts de transaction » et de « droits de propriété ». Selon cette approche, les mécanismes concurrentiels et les institutions de marché ne constituent pas les seuls moyens efficaces d'encadrer les transactions. Il existe toute une gamme d'arrangements institutionnels alternatifs efficaces, y compris les accords privés et la réglementation publique [Williamson, 1975 ; 1985], [Coase, 1960 ; 1988]. Il convient de ce fait de caractériser les transactions électriques pour en déterminer les contraintes d'encadrement. Selon Williamson [1994, p.95], trois dimensions caractérisent l'efficacité d'un mode de gouvernance des transactions : la spécificité des actifs, l'incertitude et la fréquence des transactions. Les modes de gouvernance doivent ensuite s'inscrire dans un environnement institutionnel qui aura pour fonction de garantir la stabilité et la flexibilité de ces modes dans le temps.

Finon [1997] rappelle que les particularités technologiques de la filière électrique, marquées par des exigences de coordination technique forte entre maillons, se sont traduites dans le passé par la longue domination d'une organisation industrielle fondée sur l'intégration verticale et horizontale et le monopole de vente réglementé. Cette nécessité d'une coordination technique étroite, combinée au caractère de monopole naturel des réseaux de transport, se trouve au fondement de l'intégration verticale production-transport et du monopole de fourniture². C'est

² : Malgré les effets de taille et de complémentarités saisonnières de certaines technologies, le caractère capitalistique de la production ne constitue pas en soi un élément de monopole naturel : d'autres industries aussi capitalistiques,

d'abord la nécessité de liens verticaux qui a fondé l'élargissement du monopole naturel du transport-dispatching à l'ensemble production-transport. Ensuite, la perspective d'économies d'échelle, à travers l'interconnexion des réseaux locaux et le recours à des unités de production de taille croissante, a renforcé cette non-séparabilité [Hirsh, 1989 et 1991]. Dans ce système, les bénéfices et les coûts affectant l'ensemble des participants à la relation d'échange ne pouvaient que très difficilement être mesurés et alloués sans le recours à une autorité centrale. Cette extrême difficulté transactionnelle a favorisé, pendant de longues années, l'organisation interne et la centralisation des décisions au sein d'une même entreprise verticalement intégrée [Hunt, 2002]. De plus, quel que soit le contexte des marchés politiques, ce modèle entretient la tendance à l'imposition d'objectifs politiques multiples, dans la mesure où il en permet facilement le financement par l'extraction d'une rente de monopole, par l'organisation de subventions croisées, ou par des réglementations protectrices d'intérêts économiques nationaux³. Par ailleurs, ce modèle ne favorise qu'un type de trajectoire technologique d'unités capitalistiques de grande taille selon un mécanisme d'auto-renforcement ayant des effets d'exclusion vis-à-vis des unités de production dite "distribuée" (cogénération, etc.) ou des unités divisibles et moins capitalistiques (cycle combiné à gaz) susceptibles d'accroître la flexibilité de l'offre sur le marché [Hirsh, 1991]⁴.

Le recours à l'internalisation des activités au sein d'une entreprise verticalement intégrée, où la prise de décision est réalisée de façon hiérarchique et centralisée, n'est pas sans conséquences sur la capacité d'incitation à l'efficacité productive. De nombreuses critiques sont venues ébranler les diverses justifications économiques, politiques et sociales qui garantissaient le mode de fonctionnement verticalement intégré [Joskow, 2000 ; Hunt, 2002]. Ce modèle, permettant un développement accéléré d'actifs lourds en capital et capable de soutenir la réalisation de nombreux objectifs de politique publique, présente des défauts d'incitation à l'efficacité productive et à l'adaptabilité technologique en phase de maturité des débouchés et de progrès technologiques rapides et variés [Joskow, 1991]. Le ralentissement considérable de la croissance électrique dans les pays industrialisés a transformé le problème central de l'allocation, qui n'est plus celui des incitations à l'investissement, mais celui des incitations à l'adaptabilité et à la réduction des coûts de fonctionnement.

2.2. La dimension des coûts de transaction

avec des investissements indivisibles et souvent risqués (construction automobile, chimie, industrie pétrolière, etc.), se situent en régime concurrentiel.

³ : Voir Deuxième chapitre.

⁴ : Il a fallu une exception au monopole de production, la niche réglementaire de la production indépendante créée aux Etats-Unis en 1978 (loi PURPA) pour amorcer le développement de cette nouvelle trajectoire technologique.

L'analyse transactionnelle de Williamson, et les développements qui ont vu le jour dans le secteur électrique, permettent de cerner deux problématiques majeures des réformes. La première correspond au problème des limites de la firme intégrée. L'introduction de mécanismes concurrentiels là où ils sont possibles [Littlechild, 1998 ; Percebois, 2001 ; Hunt, 2002], nécessite que les fonctions de l'organisation industrielle soient considérées. Ainsi pour Williamson [1976], l'analyse du choix institutionnel doit commencer par la compréhension des caractéristiques des transactions. Cette phase de réflexion initiale permet d'identifier les problèmes transactionnels que les nouvelles structures de gouvernance devront chercher à résoudre. De ce fait, la logique d'intégration des activités, ou du recours à un marché pour faire, ou faire-faire, peut s'appliquer avec profit à la réforme de l'industrie électrique. La seconde dimension correspond à la réflexion sur les structures de gouvernance qui doivent encadrer les transactions.

2.2.1. Le pari de Joskow et Schmalensee

Les travaux théoriques pionniers de Joskow et Schmalensee [1983] élaborent et clarifient des concepts permettant d'envisager la possibilité de séparer d'un point de vue commercial, le bien « électricité » du « service de transport » de l'électricité. L'enjeu théorique et empirique est de faire en sorte que la nouvelle organisation des activités électriques ne soient pas en termes de coûts de transaction et de production à moyen terme⁵ supérieurs aux mêmes coûts au sein du monopole transformé. Ce point peut être appelé le « **pari de Joskow et Schmalensee** » car ces auteurs défendent l'idée que l'accroissement des coûts de transaction induit par les mécanismes concurrentiels va être compensé par la réduction des coûts de production qu'il incite et, par conséquence, que la réforme sera un jeu à somme positive.

L'introduction de la concurrence là où elle est possible conduit à envisager une séparation entre « infrastructure⁶ » et « services » et renvoie à la question fondatrice des frontières de la firme et du marché [Coase, 1937], qui s'appuie sur la définition donnée par Williamson [1985] selon lequel : « une transaction est un échange de bien ou de service entre une interface à technologie séparable ». Cette définition s'applique clairement dans le cas du système électrique, dans la mesure où il est possible de caractériser chacune des transactions, et de repérer des entités qui sont « technologiquement séparables ». Joskow et Schmalensee [1983] montrent par ailleurs que

⁵ : Il convient de prendre en compte un certain délai avant d'être en mesure de mesurer les bénéfices qui ont pu être tirés dans la mesure où de telles restructurations engendrent forcément des coûts propres au passage d'une forme à une autre.

⁶ : Dans le secteur électrique, l'infrastructure est constituée de lignes, de transformateurs, de nœuds de répartition ... alors que les services d'exploitation concernent tout ce qui a trait au dispatching et à la fourniture de services auxiliaires, à la gestion des congestions et des pertes et enfin, à la topologie du réseau.

la séparation analytique entre le « bien » électricité et le transport d'électricité comme « service » permet de considérer l'offre d'électricité comme une succession de transactions « isolables », interdépendantes⁷ et complémentaires⁸. Il alors est possible de déterminer un prix pour l'énergie, un prix pour le service du transport de cette énergie en distinguant le traitement des congestions et des pertes, un prix pour la fourniture de services auxiliaires et l'ajustement des écarts.

Toutefois, dans un système électrique, la dé-intégration verticale ne peut être que relative. Un système électrique reste logiquement intégré au sens où les interdépendances et les complémentarités technico-économiques entre les différents maillons de la chaîne de production interdisent une dé-intégration verticale « complète » des décisions opérationnelles⁹. Kleindorfer [1998] analyse cette ambiguïté de la dé-intégration verticale dans le secteur électrique en remarquant que « ce qui doit être dé-intégré pour assurer la transparence et la concurrence doit être réintégré pour assurer des services d'exploitation efficaces ».

De ce fait, le « lien » vertical entre les différentes activités électriques est assuré par une entité centralisée : l'opérateur du système¹⁰. Pour effectuer cette tâche, cet opérateur doit disposer d'une information parfaite sur les caractéristiques opérationnelles des unités du parc, leur disponibilité ainsi que sur les caractéristiques des infrastructures. Les producteurs ne doivent pas produire ni injecter leur électricité s'ils n'ont pas été autorisés à le faire par l'opérateur du système qui, seul, a la capacité d'équilibrer le système électrique en sollicitant les producteurs (et les consommateurs) quand il en a besoin¹¹. Cet accès imposé aux capacités de production ne pose pas problème dans une firme intégrée. Cependant, il devient plus délicat¹² à exercer lorsque l'opérateur du système et les producteurs sont des firmes distinctes, et que les producteurs sont en situation de concurrence.

⁷ : Il s'avère plus efficace d'exploiter les unités de production, le réseau de transport et de distribution de façon conjointe, ce qui favorise l'organisation interne et la centralisation des décisions au sein d'une même entreprise

⁸ : Ainsi les économies d'échelle réalisables en production ne peuvent exister que dans la mesure où le réseau de transport assure une liaison correcte entre les diverses installations. De surcroît, celles-ci peuvent être accrues lorsque la planification et la gestion des groupes de production sont effectuées de façon coordonnée.

⁹ : Cette situation de dé-intégration complète impliquerait que chaque activité puisse être conduite indépendamment des autres dans le temps et dans l'espace, ou encore que les investissements puissent être réalisés de façon autonome. Compte tenu des contraintes techniques, cette situation est strictement impossible sur un réseau électrique.

¹⁰ : L'opérateur du système doit optimiser l'exploitation de son parc de production, c'est à dire qu'il doit choisir quelles sont les unités de production qui vont produire de façon à satisfaire la demande à un coût minimal

¹¹ : L'attribution de la responsabilité des flux électriques qui transitent sur le réseau à un unique « centre de conduite du réseau » implique qu'il ait l'autorité sur : 1) l'appel des centrales et 2) la coupure de l'alimentation des consommateurs.

¹² : La délégation du pouvoir de décision à l'opérateur du système ne pose pas de problème en soi, mais une difficulté apparaît par « l'opérationnalisation » de ce pouvoir en fonction (1) de la nature de la séparation verticale choisie, (2) des problèmes et de l'existence de pouvoir de marché, (3) de la présence de comportements opportunistes et enfin (4) des conflits d'intérêt.

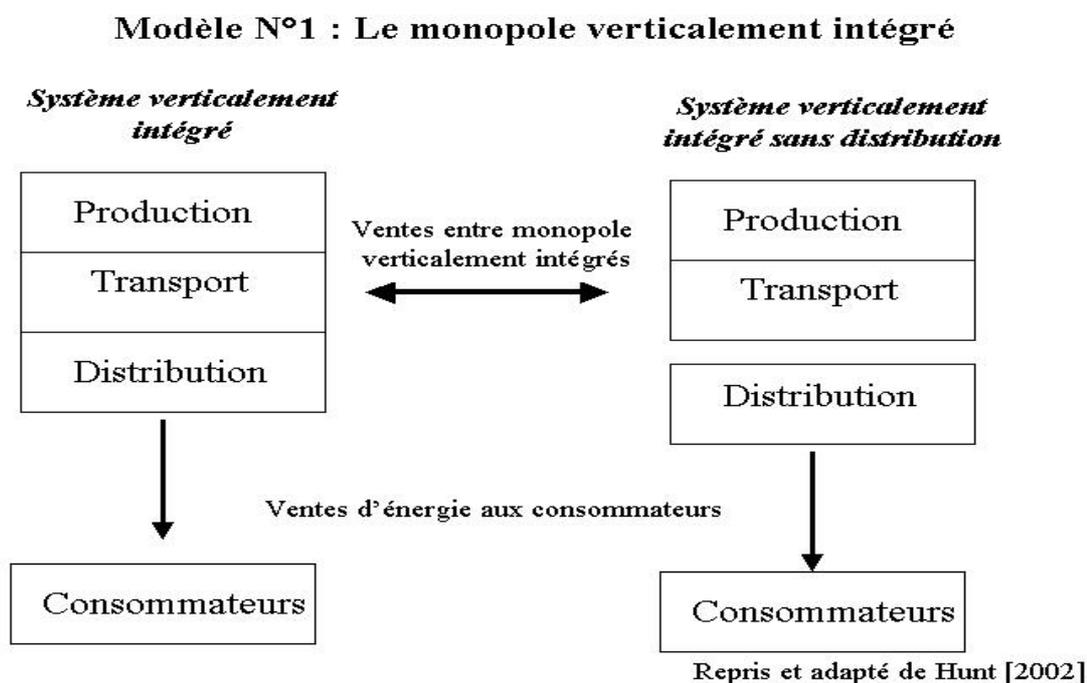
Cette mise en œuvre de la concurrence passe par la mise en place d'une coordination des activités formelles sous la forme de combinaison de mécanismes hiérarchiques et/ou de mécanismes de marché spécifiques à chaque réforme. Ces différents mécanismes entraînent des coûts de transaction liés à l'utilisation du mécanisme de prix sur le marché [Coase, 1960], ou aux coûts de surveillance et de monitoring du processus de contractualisation. Cette approche élargit l'analyse des modalités de coordination centrées sur le marché aux mécanismes de coordination « hors-marché ». Le mécanisme d'autorité¹³ [Ménard, 1990] exercé par l'opérateur du système dans l'exploitation du système permet d'assurer la coordination technique. Néanmoins, un problème nouveau apparaît dans ce processus de séparation des activités. Dans un système intégré, l'opérateur du système a une connaissance parfaite des coûts des centrales, ce qui permet une utilisation optimale des ressources. A l'inverse, dans un système dé-intégré, il ne dispose que des prix proposés par les producteurs qui ne sont pas obligés de révéler les coûts réels. Une nouvelle forme d'opportunisme apparaît par l'introduction de mécanismes concurrentiels. Il devient délicat d'obtenir une minimisation des coûts de fonctionnement du système, car cet objectif n'est plus équivalent à l'objectif de maximisation du profit des entreprises disposant de pouvoir de marché.

2.2.2. La séparation fonctionnelle de l'organisation intégrée

A partir de la situation de référence - le monopole verticalement intégré - on peut repérer quatre niveaux de séparation entre les activités de la chaîne de production de l'électricité et différentes modalités de réformes des secteurs électriques : la séparation entre la production et le transport, la séparation entre l'infrastructure et le service d'exploitation, la séparation entre le transport et la distribution et enfin la séparation entre la distribution et la commercialisation.

¹³ : L'autorité est ici définie comme " le transfert du pouvoir de décision, de façon explicite ou implicite, d'un agent ou d'une classe d'agents à d'autres agents " [Ménard, 1990, p 30]. C'est un moyen de coordination qui permet d'économiser sur les coûts de traitement et de transmission de l'information

Figure N°1



La séparation entre la production et le transport

La première situation repose sur la séparation entre les activités en monopole naturel et les activités concurrentielles. Elle concerne la séparation production/transport, qui est le maillon commun indispensable à toutes les réformes concurrentielles. Le sous-système de la production se caractérise par la présence d'économies d'échelle et d'envergure conduisant à la concentration horizontale, une absence de possibilité de stockage du bien et une contrainte d'adaptation immédiate aux caractéristiques fluctuantes et imprévisibles de la demande électrique¹⁴. Le second sous-système est le transport d'électricité. Il concentre une série de difficultés techniques et transactionnelles rendant leur gestion délicate par l'existence de multiples interactions physiques [Hunt, 2002]. Le système de transport est à la fois, un monopole naturel¹⁵, un lieu d'externalités positives¹⁶ et négatives¹⁷, et enfin, compte tenu des caractéristiques techniques des réseaux de

¹⁴ : Plusieurs variables sont traditionnellement utilisées pour expliquer les niveaux de la demande d'électricité : la température, le prix, l'heure de la journée, le jour de la semaine (jour ouvrable, week-end), le type de consommateur et un facteur aléatoire qui traduit la part d'incertitude qui pèse sur les besoins d'électricité journaliers ou annuels.

¹⁵ : Le transport d'électricité qui n'est pas mis en concurrence par un autre moyen de transmission des flux [Glachant, 2002].

¹⁶ : Voir les effets de foisonnement

¹⁷ : De congestions et *Black out* (d'arrêt complet de la fourniture).

transport¹⁸, un système qui ne permet pas de déterminer conjointement une coordination technique et transactionnelle complète [Hunt, 2002 ; Staropoli, 2001 ; Bastard, 2000].

Plusieurs raisons commandent cette séparation entre la partie en monopole naturel et les activités concurrentielles. La principale source de motivation concerne l'ensemble des pratiques discriminatoires que pourrait adopter celui qui gère l'infrastructure de transport en monopole sur l'accès des tiers à son réseau. Il s'agit traditionnellement des risques de barrières à l'entrée, de pratiques de subventions croisées et de conflits d'intérêt si l'opérateur de réseau avait la possibilité d'intervenir à la fois en production et en dispatch.

La séparation entre les infrastructures et le service d'exploitation

La deuxième situation concerne la séparation entre les infrastructures de transport et le service. Le principe de cette séparation est au cœur de l'économie des réseaux et constitue l'un des fondements de la nouvelle théorie de la réglementation [Laffont, Tirole 1993, 2000]. Il repose notamment sur la caractérisation d'un réseau qui n'est plus vu comme « une interconnexion d'équipements complémentaires » coopérant entre eux pour transporter des flux d'énergie, mais comme un moyen de coordination, « d'intermédiation », ou encore un « instrument d'allocation des ressources » entre des producteurs concurrents [Curien, 1993]. Il existe un relatif consensus pour considérer qu'il est préférable de dé-intégrer verticalement le service d'exploitation de l'infrastructure lorsque le propriétaire des infrastructures possède aussi des actifs en production. La question de la nature de la séparation entre la propriété des actifs de transport et la fonction d'opérateur du système n'a été soulevée qu'aux Etats-Unis¹⁹ [Barker, Tenenbaum et Woolf, 1997]. Si l'opérateur du système responsable des services d'exploitation est propriétaire des infrastructures de transport, alors les coûts du transport sont régulés²⁰.

La séparation entre le transport et la distribution

La troisième situation concerne la séparation transport/distribution. Celle-ci relève moins d'une problématique concurrentielle que d'un choix intra-organisationnel entre deux activités en monopole naturel dont le champ d'action est toutefois différent. Le champ d'action de l'opérateur du système qui a la charge de la gestion du réseau de transport correspond à la zone

¹⁸ : Comme la circulation des flux se réalise à la vitesse de la lumière suivant le chemin de la moindre résistance.

¹⁹ : *L'opérateur du système responsable des services d'exploitation n'est pas propriétaire des infrastructures de transport.* Il peut être indépendant du propriétaire des infrastructures et on distingue alors comme dans la plupart des Etats américains l'opérateur du système (*Independent System Operator, ISO*) et le propriétaire des infrastructures (*Transmission assets Owner, TO*).

²⁰ : La définition des tarifs de transport reflète cette séparation verticale entre l'infrastructure et le service de transport : on peut distinguer plusieurs composantes de coût, c'est à dire les coûts des infrastructures –la charge d'accès - et les coûts du service d'exploitation – la charge d'usage.

de réglage, c'est-à-dire à une zone géographique sur laquelle il assume la responsabilité de la sécurité d'alimentation en énergie électrique et de l'équilibre instantané entre l'offre et la demande. Il est ainsi possible d'envisager plusieurs situations selon que les zones de réglage au niveau du transport et de la distribution se recouvrent complètement ou seulement partiellement. Il s'agit de déterminer si l'exploitation des réseaux de transport et de répartition et l'exploitation des réseaux de moyenne et basse tension exigent les mêmes moyens, les mêmes compétences, ou encore un commandement unifié, ce qui justifierait cette intégration. La question n'est tranchée ni théoriquement, ni empiriquement, ce qui explique pourquoi différentes modalités continuent de subsister dans les différentes réformes des systèmes électriques européens.

La séparation entre la distribution et la fourniture

La dernière situation – la séparation entre la distribution et la fourniture (commercialisation) au client final - renvoie à l'introduction de la concurrence au niveau des échanges de détail entre les fournisseurs d'électricité. Celle-ci repose sur la séparation entre le bien - l'infrastructure du réseau de distribution - et le service commercial qui accompagne la fourniture (facturation, relevé de compteur, interventions chez le client...). Si la distribution conserve les caractéristiques d'un monopole naturel, on peut envisager une situation dans laquelle les consommateurs finaux choisissent leur fournisseur en fonction de garanties commerciales d'optimisation de factures ou de qualité de service après vente.

Ces quatre niveaux de séparation constituent la première pierre d'une réforme électrique, la seconde concerne les structures de gouvernance qui vont encadrer les transactions électriques ainsi identifiées et séparées technologiquement.

2.2.3. La question des structures de gouvernance des transactions

Il s'agit maintenant de déterminer la forme d'organisation la plus efficace des transactions considérées. La recherche de l'efficacité s'effectue en choisissant de façon discriminante les structures de gouvernance en fonction des attributs des transactions. La réponse à cette question se trouve essentiellement dans les économies réalisées grâce à l'affectation judicieuse des transactions à une structure de gouvernance plutôt qu'à une autre, compte tenu des coûts de gouvernance liés à la planification, à l'adaptation et au contrôle qui, en présence de rationalité limitée et d'opportunisme des individus, sont incontournables. Les sources des coûts de transactions reposent sur les attributs de ces transactions, à savoir respectivement, le degré de spécificité des actifs, le degré d'incertitude des transactions et la gestion de l'opportunisme, et enfin des problèmes de mesure et d'externalité.

2.2.3.1. La spécificité des actifs, complémentarité et quasi-rente

Williamson identifie 5 sortes de spécificités des actifs : la spécificité de site ; la spécificité de l'actif physique²¹ ; la spécificité de l'actif humain ; la spécificité de l'actif dédié et enfin la spécificité temporelle. Dans le cadre des hypothèses de rationalité limitée et d'opportunisme qui structurent les réflexions de la TCT, la constitution de ces actifs nécessite un investissement spécifique et induit une forme de dépendance que la structure de gouvernance doit être en mesure de coordonner efficacement.

Théoriquement, un actif est spécifique, s'il ne peut être redéployé sans perte de valeur productive en cas d'interruption ou d'achèvement prématuré du contrat [Williamson, 1994 p 77]. Les investissements spécifiques correspondent alors à des investissements durables et non redéployables sans coûts. Si la relation est bilatérale, ils enferment les deux parties dans une situation de dépendance qui accroît les risques d'opportunisme. De ce fait, la présence d'actifs spécifiques crée une quasi-rente organisationnelle appropriable qui suscite les convoitises et pousse à des renégociations entre les contractants²². Cette quasi-rente valorise la continuité de la relation et conditionne la productivité de ces actifs spécifiques à son articulation avec les autres facteurs de production. Néanmoins, en présence d'actifs spécifiques, il est nécessaire de coordonner étroitement les relations entre contractants. De plus, la présence de garanties contractuelles et organisationnelles s'avère indispensable pour lutter contre l'opportunisme des acteurs.

Dans le secteur électrique, la spécificité des actifs prend trois formes déterminantes : la spécificité de site, la spécificité temporelle et la spécificité des actifs dédiés. D'abord, la spécificité de site reflète l'importance du choix de la localisation des unités de production, notamment les plus capitalistiques. Compte tenu de cette caractéristique, la production d'électricité requiert une planification optimale cherchant à réaliser des économies de localisation en fonction des possibilités d'approvisionnement en combustible et des contraintes environnementales. L'installation des centrales est déterminée par la proximité avec une source d'énergie primaire²³, ou de moyens de transport adaptés aux flux de ces matières premières. Ces économies s'épuisent avec l'interconnexion des réseaux et leur densification, mais subsistent toujours sous la forme d'une dépendance de la production aux contraintes de transport soit des matières premières, soit

²¹ : La spécificité physique peut être également neutralisée par la définition réglementaire de standards ou de normes d'interopérabilité. La spécificité physique de ces activités est faible ou nulle car l'électricité est un produit fortement normalisé depuis longtemps.

²² : L'objet des négociations porte alors sur une part plus importante par les deux acteurs.

²³ : Comme les mines de charbon par exemple en Espagne, aux Etats-Unis et en Allemagne.

du bien électrique sur les réseaux²⁴. Dans le secteur électrique, la spécificité de site offre parfois aux opérateurs des pouvoirs de marché locaux importants. Le pouvoir de marché est local au sens où un producteur tire son pouvoir de marché de sa localisation dans une zone géographique donnée, dont les frontières dépendent des contraintes de réseau (essentiellement les congestions), et des investissements en production et en infrastructures de transport. Le pouvoir de marché local est sans doute la forme de pouvoir de marché la plus symptomatique du secteur électrique, car elle repose sur l'existence de contraintes de réseau de transport, et sur les propriétés de circulation des flux électriques dans le réseau. Elle est aussi la plus délicate à analyser, car elle implique de prendre en considération de façon explicite la configuration du réseau d'une part, mais aussi les règles de circulation dans le réseau, ce qui introduit une dimension technique particulièrement complexe. L'objectif est alors d'identifier les comportements stratégiques qui consistent à utiliser les externalités de réseau pour exercer un pouvoir de marché sur le marché spot, et pratiquer un « hold-up » sur l'opérateur du système et/ ou sur ceux qui payent les coûts supplémentaires liés aux congestions ou aux externalités [Joskow, 2000]. Cependant cette zone géographique est "mouvante", au gré des congestions et des contraintes techniques, selon le niveau de tension entre l'offre et la demande à l'échelle du système. Surtout, certains producteurs, du fait de leur pouvoir de marché, peuvent influencer sur l'étendue de la zone géographique sur laquelle ils interviennent, en créant volontairement des congestions [Borenstein, Bushnell, Stoft, 1998 ; Wolfram 1999 ; Stoft, 2002]. Cette stratégie est une conséquence directe de la déréglementation, et de l'introduction de la concurrence en production. Dans un monopole verticalement intégré, il n'y a pas d'incitation à créer des congestions, car il n'y a aucun profit à en tirer, alors que les coûts peuvent être très élevés. Dans le secteur électrique, la spécificité de site offre aux opérateurs des pouvoirs de marché locaux importants. Ce risque de comportement opportuniste est très délicat à prendre en charge au niveau de la définition des règles de fonctionnement du nouveau système de coordination des activités électriques. Une structure de gouvernance *ex post* doit permettre d'éviter l'abus de position dominante au niveau local, bien que cette tâche ne soit pas évidente sur le plan analytique.

La seconde forme de spécificité présente dans le secteur électrique concerne la spécificité temporelle. Elle résulte de l'importance de la synchronisation des actions et des réactions des opérateurs afin d'assurer la coordination technique des systèmes électriques en temps réel, avec à la fois, une confrontation des offres et des demandes, et la gestion des aléas. Compte tenu de la

²⁴ : Ces contraintes seraient moins importantes si le réseau de transport était parfaitement maillé et que la localisation des unités de production devenait anodine. Un réseau parfaitement maillé est une entreprise extrêmement coûteuse concrètement.

spécificité temporelle très importante, la coopération entre les maillons de production et de transport, par le biais du dispatching, est une exigence absolue pour la meilleure performance du système électrique²⁵. La spécificité temporelle nécessite une structure de gouvernance *ex post*, mais plusieurs genres de structures demeurent possibles²⁶. Cette spécificité temporelle seule peut pousser à l'intégration verticale (la « gouvernance unifiée ») si les relations de dépendance entre utilisateur et fournisseur sont très asymétriques, car une gouvernance « bilatérale » ne serait pas, dans ce cas, une garantie *ex post* suffisante [Masten 1991 et 1996]. Mais la gestion des interdépendances découlant de la spécificité temporelle peut aussi demeurer dans une structure bilatérale en cas de symétrie d'engagement entre les deux partenaires [Aoki 1988], ou se placer efficacement dans les mains d'une autorité spécialisée en cas de relation multilatérale [Ménard 1995 et 1997 ; Glachant, 1998].

Enfin, la dernière forme de spécificité des actifs concerne la spécificité de l'actif dédié. Cet actif est très présent dans l'industrie électrique dont les actifs sont à la fois capitalistiques et très faiblement redéployables vers d'autres activités économiques. Noll, Cowan et Shirley [2000] montrent que, dans ce cas, l'opportunisme gouvernemental s'exprime plus facilement par des possibilités d'expropriations relative ou absolue. L'expropriation absolue consiste en la nationalisation des actifs dédiés privés, l'expropriation relative ne porte que sur la captation par une réglementation publique de la quasi-rente organisationnelle issue des actifs spécifiques. Ces auteurs distinguent deux types de rentes présentes dans les industries de réseaux. La première est induite par la présence d'un réseau en monopole naturel qui permet parfois l'extraction de rentes de monopole que l'on distribue aux groupes de pression, ou aux fournisseurs de matières premières en difficultés. La seconde découle de la nature des investissements et de la durée des immobilisations de capital et de la présence de quasi-rentes potentiellement exploitables. En effet, la production électrique est une énergie secondaire qui s'obtient en mobilisant plus ou moins facilement en intensité, et en coûts, plusieurs sources d'énergies primaires dans un processus de production aux investissements initiaux très importants. Les actifs spécifiques et la durabilité des actifs induisent la présence de quasi-rentes qui doivent théoriquement revenir aux investisseurs. Néanmoins, compte tenu de la nature politique qu'ont pris la production, le transport et la commercialisation d'électricité, cette quasi-rente a fait l'objet de bien des manipulations. Dans les

²⁵ : Le dispatching central doit pouvoir bénéficier de l'effet de foisonnement lié à la loi du grand nombre. Le réseau électrique permet un regroupement des clientèles et favorise un *effet de foisonnement*. Il est défini comme un effet positif de lissage des niveaux de consommation qui est corrélé à l'étendue géographique du réseau et au nombre de clients aux consommations différenciées dans le temps qui y sont reliés. En effet plus le réseau est étendu, et plus il permet que le niveau de demande moyenne adressée aux producteurs reste dans l'espace de la production de base ou de semi-base, production dont on a vu qu'elle est la moins coûteuse.

²⁶ : Comme le montre la diversité des expériences nationales.

pays développés²⁷, la littérature sur la capture des gouvernements par les opérateurs historiques est importante. La rationalisation des effectifs électriques [Newbery, 2000], la remise en cause des subventions accordées au secteur charbonnier national [Arocena, 1998], et dans une moindre mesure, les politiques de promotion de l'énergie nucléaire [Surrey, 1996] peuvent se comprendre comme une lutte d'influence pour conserver ou perdre une partie de ces rentes électriques. Ces points feront l'objet d'une analyse dans le chapitre suivant.

2.2.3.2. L'incertitude et l'opportunisme

La capacité d'adaptation aux contingences d'une structure de gouvernance est mise à l'épreuve par l'incertitude dérivant des aléas de la mesure et des comportements non prévus des acteurs. Dans la littérature de la Théorie des Coûts de Transaction, deux types d'incertitude sont prises en compte; l'incertitude stratégique, qui reflète la propension à l'opportunisme des agents, et l'incertitude innocente qui dérive de la rationalité limitée. L'introduction du gouvernement dans cette constitution d'actifs spécifiques conduit à prendre en compte une troisième forme d'incertitude, l'incertitude institutionnelle. Cette dernière forme d'incertitude est conditionnée par les capacités d'interventions opportunistes dont disposent les gouvernements et nécessite un traitement particulier.

La distinction entre les deux premières formes d'incertitude insiste sur le caractère volontaire et intentionnel de l'altération de l'information ou des comportements. Williamson montre que plus l'incertitude est importante, plus il est efficace pour les firmes d'intégrer leurs fournisseurs pour éviter les comportements opportunistes, les risques de Hold-up et l'utilisation opportuniste des informations. Dans l'industrie électrique, la centralisation de l'information au sein du dispatching central afin de faire face aux aléas des offres et des demandes est une réponse à cette recherche d'efficacité organisationnelle.

L'insertion des environnements institutionnels permet d'enrichir la vision traditionnelle de la l'incertitude dans le cadre de la TCT. En introduisant la dimension de l'environnement institutionnel, l'incertitude peut devenir institutionnelle. Ainsi les changements de rythme de croissance économique, l'introduction du progrès technique appliqué aux nouvelles technologies de production, les dynamiques réglementaires environnementales, les modifications des préférences du gouvernement induisent une incertitude institutionnelle. Les structures de gouvernance introduites pour gérer les transactions électriques doivent donc faire face à trois

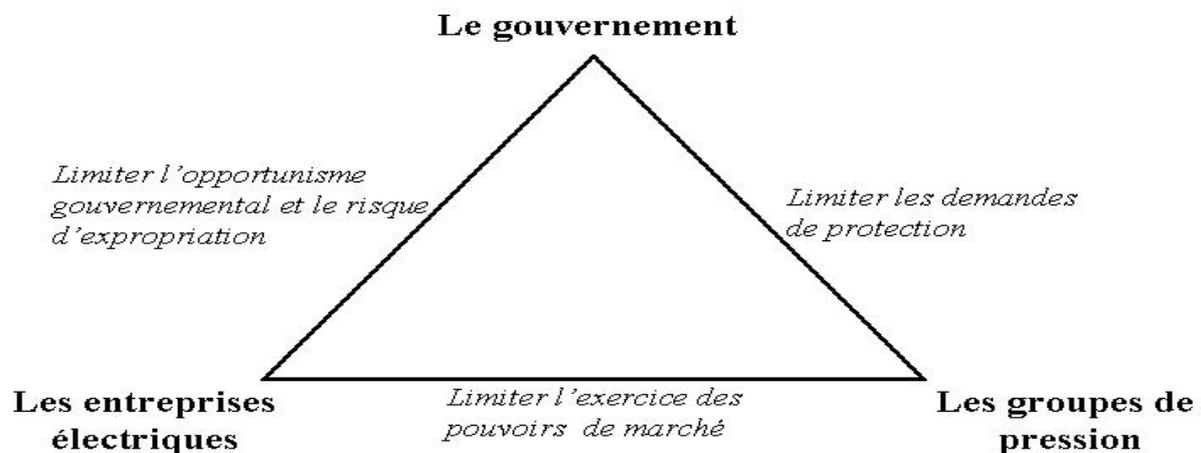
²⁷ En Amérique latine, le problème de la distribution de cette quasi-rente s'applique à l'ensemble des consommateurs par des prix de la fourniture très bas [Rufin, 2001].

formes d'incertitude : une incertitude stratégique, une incertitude innocente et enfin une incertitude institutionnelle. Ces trois formes d'incertitude contraignent les mécanismes de coordination des activités et les structures de gouvernance les encadrant. Dans le cadre de la TCT, le couple mécanisme de coordination – structure de gouvernance doit donc être en mesure de limiter l'opportunisme causé par cette incertitude.

En introduisant la dimension des environnements institutionnels Spiller [1993], Levy et Spiller [1994] et Guasch et Spiller [1999] proposent une présentation des principaux problèmes d'opportunisme que doit résoudre une structure de gouvernance. Ces problèmes mettent en lumière les possibilités de comportement opportuniste dans les relations trilatérales entre (1) le gouvernement et les entreprises, (2) les entreprises et les consommateurs, et enfin (3) les groupes d'intérêts²⁸ et le gouvernement. Pour plus de clarté dans le traitement de ces questions, il est utile de construire un triangle d'opportunisme dans les industries de réseaux représentée par la figure N°2.

Figure N°2

La gestion de l'opportunisme dans les relations entre le gouvernement les entreprises et les groupes de pression



La première dimension de l'opportunisme s'exprime entre le gouvernement et les entreprises électriques. L'enjeu est de limiter l'opportunisme gouvernemental qui peut s'exprimer par une expropriation relative ou absolue de la quasi-rente issue de la spécificité des actifs électriques. Pour ce faire, des garanties *ex ante* peuvent être demandées, mais elles doivent également être accompagnées de mesures supplémentaires *ex post*, car l'incertitude institutionnelle et la peur de

²⁸ : Dont les consommateurs font partie.

l'intervention de l'Etat sont des notions clefs qui ne permettent pas que de simples garanties *ex ante* soient suffisantes dans les industries de réseau [Moe, 1991 ; Moe et Howell, 1994 ; Moe et Cadwell, 1999]. Nous précisons les conséquences de cet opportunisme gouvernemental, avant, pendant et après la réforme.

La deuxième dimension de l'opportunisme s'exprime dans les relations entre les entreprises et les consommateurs d'électricité. La possibilité d'utiliser des pouvoirs de marché locaux, l'existence d'un réseau en monopole et l'absence de solutions alternatives à la fourniture électrique permettent à l'opportunisme des entreprises électriques d'être très important. Sans cadre de réglementation, publique ou privée, cette dimension de l'exercice d'un pouvoir de marché des opérateurs électriques sur les consommateurs est cruciale. Compte tenu de la dépendance entre consommateurs et producteurs, si les consommateurs subissent l'opportunisme des opérateurs, ils peuvent s'en plaindre devant les tribunaux, ou auprès du gouvernement. Ces demandes de protection gouvernementale ne sont pas le simple fait des consommateurs : tous les groupes de pression ont, à priori, intérêt à demander ce type de protection au gouvernement. Ces demandes soutenues par une activité de lobbying des groupes de pression constituent le dernier problème d'opportunisme que le couple - mécanismes de coordination et structure de gouvernance- doit limiter.

La dernière dimension de l'opportunisme concerne les demandes de protection des différents groupes de pression (*lobbies*) au gouvernement. Comme ce terme de « groupe de pression » revêt une connotation péjorative, nous lui préférons le terme de partie prenante à la réforme (*stakeholders*). La distinction entre les deux termes porte sur la légitimité des demandes des différents groupes sur une base historique. Les parties prenantes à la réforme sont des groupes de pression historiquement présents dans la filière électrique. La liste des parties prenantes et de leurs demandes de protection illustre la complexité et l'ampleur des contraintes de transformation des anciens cadres réglementaires. Le chapitre portant sur l'attractivité des réformes soulignera la diversité des demandes de protection qu'ont connues les industries électriques sous réglementation publique. Les parties prenantes peuvent demander des protections de nombreuses manières, et l'industrie électrique a été de diverses façons instrumentalisée pour servir un grand nombre d'objectifs politiques, sociaux et économiques assez éloignés de la seule efficacité de la fourniture [Joskow, 1991 ; Surrey, 1996 ; Finon, 1997 ; Newbery, 2000]. Les instruments économiques de ces demandes de protection couvrent un large éventail de remèdes allant des subventions croisées aux subventions directes, des contrats de fourniture de matières premières à des prix supérieurs aux cours des marchés mondiaux au choix de filières technologiques en fonction d'objectifs politiques d'indépendance, de logique de tarification identique en fonction

des profils de consommation aux aides des consommateurs en difficultés... Pour Spiller [1993], le degré de participation publique reflète de la difficulté à harmoniser les objectifs publics et les intérêts privés dans le cadre très particulier de l'industrie électrique.

2.2.3.3. Les problèmes de mesure et les externalités

Depuis les travaux fondateurs sur les implications organisationnelles des problèmes de mesure par Alchain et Demsetz [1972], il est reconnu qu'une organisation économique doit satisfaire deux exigences clefs : mesurer la productivité des imputs et les rémunérations des facteurs de production. Lorsque, pour diverses raisons²⁹, il est difficile de satisfaire ces deux exigences de mesure, l'incitation à la coopération nécessaire à la réalisation des échanges diminue³⁰. Dans ce cas, une rémunération planifiée et centralisée des facteurs de production peut, mieux que le marché, faire face aux problèmes de mesure. Plus l'information est coûteuse³¹, et plus il est difficile de mesurer la productivité marginale des facteurs de production comme le fait le marché. Williamson présente d'ailleurs les problèmes d'externalités et de mesure comme constituant la « deuxième branche » de « l'économie des coûts de transaction » [Williamson, 1985]. Le traitement des problèmes de spécificité d'actifs doit souvent être combiné au traitement d'un autre groupe de problèmes, ceux d'externalités et de mesure.

Les problèmes de mesure

Dans l'industrie électrique, ces conditions d'information coûteuse et limitée se vérifient par la présence des externalités et des problèmes de mesure. Il est ainsi très délicat de distinguer en tout temps qui est responsable et doit couvrir les coûts de prévention et le coût des conséquences des actions entreprises en production, en transport et en distribution. Dans le passé, ces coûts ne pouvaient pas être différenciés, car mesurer et manipuler un trop grand nombre de signaux générerait des coûts exorbitants, ou s'avérerait strictement impossible. Il était alors accepté qu'il soit impossible de réaliser la gestion des flux électriques par l'intermédiaire de mécanismes de coordination décentralisés de marché. La non-traçabilité de l'électricité et les lois de circulation de l'électricité dans les lignes de transport dans un réseau maillé³² sont des caractéristiques techniques qui ont un impact fort sur l'organisation des échanges. Un réseau maillé permet d'augmenter la fiabilité de l'ensemble du système et de diminuer les coûts en cas d'incident, car il

²⁹ : Technologiques ou autre.

³⁰ : Ceci en raison du problème de la répartition des bénéfices en fonction de la productivité marginale est difficilement réalisable.

³¹ : En terme de création ou de gestion.

³² : En Europe, les réseaux de transport à haute tension se caractérisent par une structure maillée, ce qui signifie que pour aller d'un point à un autre, il y a plusieurs chemins disposés comme les mailles d'un filet.

existe toujours plusieurs solutions pour acheminer l'énergie d'un point A vers un point B. Néanmoins, cette sécurité de distribution a un inconvénient majeur pour l'opérateur du système³³ : il rend la localisation et la traçabilité des flux dans les lignes impossibles à déterminer à priori. En effet, l'énergie électrique peut être acheminée du nœud d'injection au nœud de soutirage par des chemins différents en respectant les propriétés physiques appelées « lois de Kirchoff » qui régissent la circulation des courants selon le « chemin des électrons »³⁴. Ce problème d'identification de la consommation d'électricité implique un vaste problème de tarification qui ne peut ce faire de manière simple et automatique. En terme économique il n'y a pas concordance entre la gestion physique et la gestion financière des flux. La difficulté essentielle concernant ces « lois de Kirchoff » est que le plan de production évolue chaque milliseconde et ne permet pas qu'une formule de tarification point à point puisse garantir à la fois l'équilibre technique et transactionnel.

Les externalités

Les contraintes de sécurité des lignes de transport sont très strictes. Les lignes à haute tension ne supportent l'énergie transportée qu'en deçà de seuils normés en voltage et en intensité. Le flux d'énergie transmis sur une ligne de transport ou de distribution interconnectée à un réseau affecte instantanément les conditions dans lesquelles le flux d'énergie transite dans les autres lignes interconnectées. Tout changement affectant l'offre ou la demande d'électricité se propage sur l'ensemble du réseau sans que celui qui injecte ou qui soutire l'électricité ne puisse maîtriser l'impact de son action. Un producteur qui injecte de l'électricité dans le réseau modifie « involontairement » et instantanément le trajet du courant et la répartition des flux dans l'ensemble du réseau positivement ou négativement. Cette modification peut avoir un impact positif - au sens où cela génère un gain d'exploitation au niveau du système - lorsque cela permet de résoudre une congestion, de fournir les « services auxiliaires » nécessaires au maintien des niveaux de fréquence et de tension ou d'assurer un secours en cas d'incident. Mais elle peut aussi avoir un impact négatif - au sens où cela entraîne un coût d'exploitation pour le système - quand elle crée des congestions³⁵, génère des pertes supplémentaires, augmente les transits de puissance réactive et crée un déséquilibre qui affecte la qualité de l'électricité.

³³ : Il est le « planificateur » centralisé, responsable de la sûreté du système, c'est à dire de l'équilibre instantané et continu des flux physiques entre l'offre et la demande

³⁴ : Ces lois établissent que, à plan de production donné, il n'existe qu'une solution pour acheminer les puissances. Elle consiste à suivre les lignes de moindre résistance.

³⁵ : Situation où les limites de sécurité des lignes de transport sont atteintes et qui nécessite une modification du plan de production ou de consommation électrique initialement prévu.

La coordination technique permet un contrôle de la qualité du produit électricité (variation de fréquence et de tension, harmoniques, coefficient de réactivité, micro-coupures) en éliminant les externalités négatives. Elle ouvre sur l'exploitation d'externalités positives par l'agrégation des offres et des demandes, en assurant l'adaptation instantanée de l'offre aux fluctuations de chaque demande individuelle et à mutualiser les risques de défaillance en production. Elle permet également une économie sur les réserves de puissance. D'autre part, la coexistence d'un potentiel important d'externalités négatives (congestions, black-out) et d'une forte spécificité temporelle (équilibre production – consommation en « juste à temps ») a conduit au maintien de procédures de coopération renforcée sur l'ensemble du secteur³⁶.

2.2.4. Les structures de gouvernance des transactions électriques

Dans le secteur électrique, la spécificité des actifs électriques prend trois formes déterminantes, la spécificité de site, la spécificité temporelle et la spécificité des actifs dédiés. La combinaison de ces trois formes appelle alors la mise en place de structures de gouvernance qui puissent encadrer les règles de coordination des activités à la fois *ex ante* et *ex post*.

La coexistence d'externalités positives et négatives appelle des solutions différenciées dans la perspective de la TCT. Comme le souligne Glachant [2002], certaines solutions reposent sur le design des composantes *ex ante* de la relation contractuelle³⁷. D'autres solutions reposent sur des mécanismes *ex post* d'ajustement³⁸. La plupart de ces extensions de l'analyse des coûts de transaction aux externalités et aux problèmes de mesure limitent le rôle joué par les mécanismes concurrentiels seuls. Toutefois, ce n'est pas pour en appeler directement à l'intervention publique, mais pour stimuler différentes formes « d'ordre privé » où les agents économiques négocient volontairement, et établissent entre-eux les règles de comportement, les engagements et les sanctions nécessaires au développement de leurs relations.

Depuis Goldberg [1976], la TCT dispose d'un cadre d'analyse des industries réglementées introduisant la notion de Contrat administré implicite. Selon cet auteur, le contrat administré

³⁶ : Ce sont les activités quotidiennes des « Gestionnaires de Réseaux » : - le dispatching des injections d'électricité sur les réseaux ; - l'approvisionnement du réseau en « services auxiliaires » -réserves, énergie réactive- l'équilibrage physique Offre-Demande en temps réel et la gestion des congestions - et le règlement commercial des déséquilibres physiques.

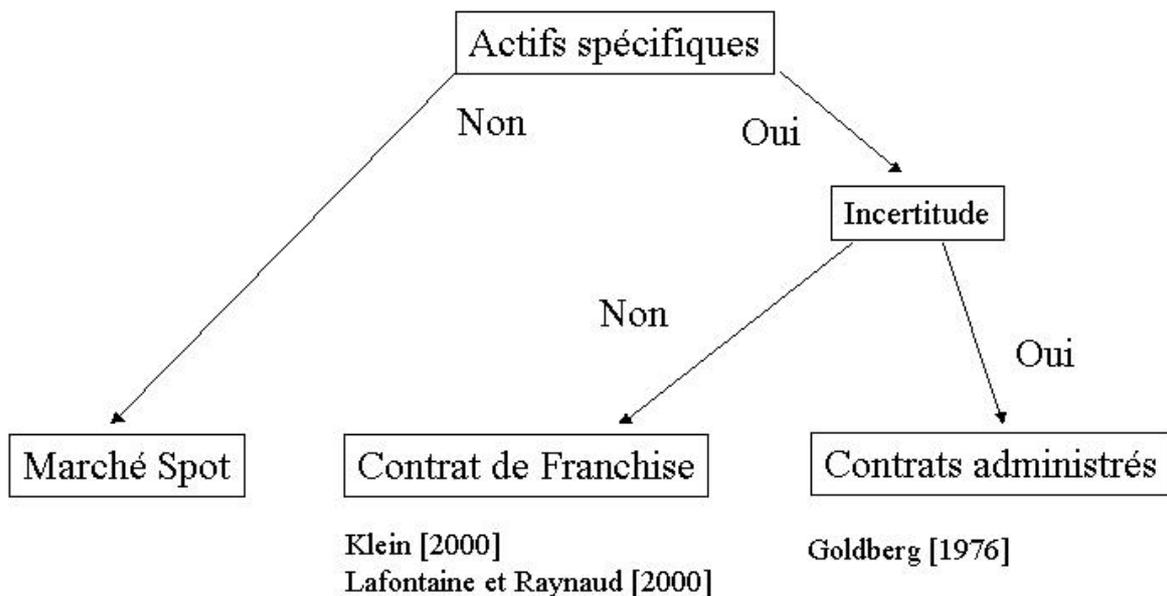
³⁷ : Agissant sur l'amont du contrat : ajustement *ex ante* des droits de propriété et des incitations, conception de bouquets d'incitations ou de menus d'actions autorisées [Demsetz, 1967 ; Kenney & Klein, 1983 ; Klein, 2000 ; Lafontaine & Raynaud, 2000].

³⁸ : Centrés sur l'aval du contrat et la gestion *ex post* du processus information-décision : attribution de droits de contrôle et de décision *ex post* à une des parties [Alchian & Demsetz 1972 ; Aoki 1988 ; Hart 1988, Brousseau et Glachant 2000].

implicite est un contrat de subordination de long terme qui nécessite que les parties négocient régulièrement pour s'adapter aux aléas rencontrés. Selon cette interprétation, les commissions américaines qui encadrent les industries réglementées s'appuient sur une forme de contrat administré d'ajustement des termes du contrat. Le contrat entre l'agence, les consommateurs et la firme régulée, est donc collectif. Dans le cas américain, la supervision de ces relations est assurée par le pouvoir législatif. Les juges et les législateurs sont donc les agents qui collectent l'information, édictent et modifient les règles du jeu en fonction des aléas et de l'incertitude. Dans ce schéma, l'accent est mis sur la dimension temporelle, tandis que les questions de la fixation des prix et de quantité sont considérées comme des variables secondaires. Dans sa vision du problème de la régulation, Goldberg insiste sur la durée des relations permettant la gestion de l'incertitude et la complexité transactionnelle par des mécanismes de modification et de compensation *ex post*.

Figure N°3

Le choix des modes de coordination des transactions



Dans la problématique de la réforme, l'approche de Goldberg est à la fois pertinente et limitée. Pertinente, quand elle souligne le besoin de coordination et de flexibilité si l'environnement est incertain et les transactions très spécifiques [Crocker et Masten, 1996]. Mais limitée par le caractère « implicite » du contrat qu'elle adopte. Dans ce caractère se dissimule une série de questions liées à la diversité des réformes et des dispositifs publics ou privés qui peuvent encadrer les transactions électriques. La complémentarité de l'analyse transactionnelle et de l'analyse institutionnelle est ici particulièrement sensible. Les dimensions analytiques permettant de

dépasser cette première approche seront explicitées par l'analyse des environnements institutionnels. Dans le dernier chapitre, l'étude de la crédibilité des « contrats administrés » anglais, allemand et espagnol réalisé vise précisément à expliciter les formes implicites des contrats administrés nationaux.

2.3. La dimension des environnements institutionnels

Les nombreux coûts de transaction présents, la spécificité des actifs dédiés, la spécificité de site et la spécificité temporelle appellent des structures de gouvernance *ex ante* et *ex post* publiques ou privées qui garantissent la stabilité et la flexibilité des mécanismes de coordination des activités, tout en limitant les trois différentes formes d'opportunisme. Cette indétermination des structures des formes de gouvernance est en partie résolue par l'introduction des environnements institutionnels dans l'analyse des réformes. Dans l'ensemble des choix possibles, l'introduction de la dimension d'analyse des environnements institutionnels permet de rendre compte des choix sélectionnés.

L'intervention publique dans l'industrie électrique trouve ses origines dans la convergence de préoccupations d'efficacité économique, politique, de service public et de satisfaction des diverses demandes des parties prenantes [Cartelier, 1995]. Ces préoccupations se sont traduites, à travers le temps, par une intervention plus ou moins directe de la part des pouvoirs publics. Les arguments en faveur de cette intervention réglementaire portent à la fois sur des raisons de protection des entreprises, des consommateurs et des objectifs politiques très larges qui ont conduit à une série de mesures économiques de protection³⁹. Appuyés sur une logique normative de réglementation, les pouvoirs publics ont ainsi produit un cadre légal de fonctionnement du secteur électrique qui visait plusieurs objectifs : la prise en compte de la dimension monopole naturel (plus ou moins étendue aux activités de production) ; la prise en compte de dimensions sociales par des subventions croisées et des objectifs de redistribution des revenus entre les différentes parties prenantes au secteur électrique. La nouvelle économie institutionnelle propose une économie de la réglementation qui ne repose pas sur la comparaison systématique avec la situation paréto-optimale. Elle propose d'évaluer la pertinence de l'intervention publique en fonction des compétences respectives des organisations publiques et privées à l'aulne des attributs des transactions. Par la prise en compte des environnements institutionnels, le même dispositif

³⁹ Voir Finon et Staropoli [2001] pour une analyse de ces mécanismes au niveau de l'industrie nucléaire française et britannique.

logique permet d'évaluer l'efficacité transactionnelle de la réglementation privée, des accords de branche et des diverses formes de réglementation publique.

La réforme de l'industrie électrique est un produit institutionnel mis en œuvre par les pouvoirs publics. Ceux-ci doivent introduire, de fait, une structure de gouvernance qui définisse *ex ante* et *ex post* les modalités de fonctionnement de l'organisation industrielle. Les contraintes suivantes ont été identifiées : (1) des difficultés techniques et économiques de coordination, (2) la présence d'actifs spécifiques et l'existence d'une quasi-rente organisationnelle, (3) la présence de diverses externalités et de problèmes de mesure et enfin, (4) la présence d'un triangle de comportements opportunistes. La nature et l'intensité des interventions des pouvoirs publics illustrent la complémentarité et la pertinence de l'introduction des environnements institutionnels dans l'analyse transactionnelle.

2.3.1. L'action sur les dimensions transactionnelles

Pour simplifier la présentation dans un premier temps, l'hypothèse que la capacité d'action des pouvoirs publics n'est pas limitée institutionnellement s'impose. Le gouvernement est donc en mesure d'agir sur les cadres réglementaires, la distribution des revenus et l'efficacité du système électrique. De ce fait, la loi et le règlement public peuvent dé-intégrer verticalement les industries par diverses formes d'« *Unbundling* », plus ou moins contraignantes pour les opérateurs. Les séparations prennent différentes formes selon qu'elles se limitent à l'aspect comptable ou opérationnel des différentes activités ou bien qu'elles concernent aussi la structure de la propriété. Joskow [1996] distingue trois niveaux de séparation : (i) la séparation comptable⁴⁰, (ii) la séparation organique ou structurelle (filialisation) et (iii) la séparation juridique. Ces formes de séparation rendent plus crédibles *ex ante* les engagements de comportement non-discriminatoire des gestionnaires des infrastructures dans le cadre des séparations verticales de l'industrie électrique [Glachant et Lévêque, 1999].

Ces choix de séparation verticale et horizontale comprennent une dimension institutionnelle indéniable notamment quant ils ont pour point de départ un monopole public verticalement intégré exigeant une décision des autorités publiques concernant à la fois le degré de dé-intégration (ou le démantèlement du monopole) et le choix de privatiser ou non. Par ailleurs, quels que soient les choix qui sont faits concernant les modalités de séparation verticale, des

⁴⁰ : Dans ce cas, des garanties doivent être apportées quant à la contestabilité effective du marché (notamment les conditions d'accès aux infrastructures), la possibilité de verser des subventions croisées détournées et les conflits d'intérêt qu'il peut engendrer.

instruments de régulation adaptés doivent être mis en place, notamment aux interfaces entre les différents segments. Ainsi, l'accès à la production, aux infrastructures, à la clientèle, restent des éléments devant faire l'objet d'une régulation. Ce travail suppose une implication forte et un suivi des autorités en charge de la régulation du secteur. Au delà de la définition de la séparation verticale et horizontale entre les activités, Glachant [2002] montre, qu'a priori, la loi et les règlements publics peuvent également agir directement sur deux sources majeures de coûts de transaction, la spécificité des actifs et les problèmes d'externalités et de mesure.

L'action sur la spécificité des actifs et les problèmes de mesure

La réglementation publique peut changer la nature ou le degré de dépendance des utilisateurs envers les infrastructures des réseaux qu'ils utilisent. Ainsi la spécificité de site peut être réduite, et parfois supprimée par l'attribution de « droits » d'accès et de raccordement aux utilisateurs des infrastructures. De même, la construction réglementée de connexions supplémentaires peut transformer la spécificité de site en modifiant la topologie des réseaux⁴¹. De plus, la spécificité temporelle peut être atténuée par la désignation d'un responsable assermenté du synchronisme des flux. Sur la plupart des réseaux d'électricité, les spécificités de site et les spécificités d'actifs dédiés peuvent être réduites à leur minimum par le nouveau cadre réglementaire ou par le maillage des réseaux entre les compagnies et entre les pays. Ces spécificités ne réapparaissent fortement que par moment, ici ou là, notamment dans la gestion des externalités négatives de réseau, les congestions, qui deviennent un moment critique d'exercice de pouvoirs de marché.

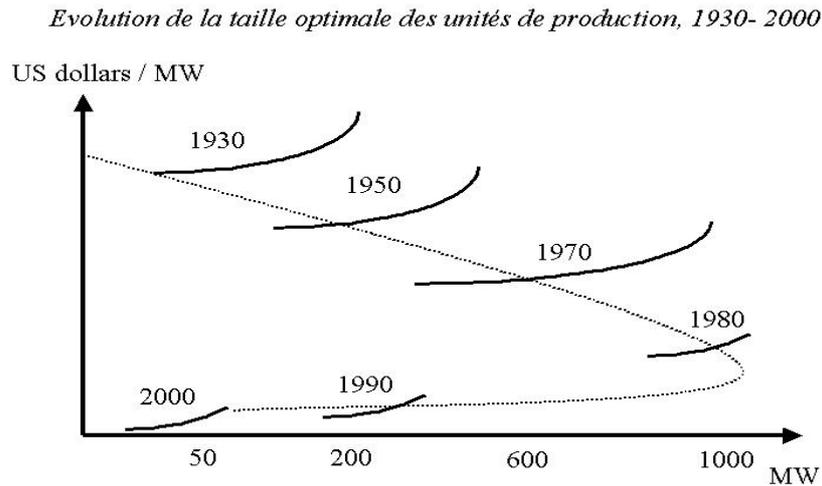
Il existe une littérature analysant la réforme des industries de réseau par l'évolution de la spécificité des actifs sous l'influence du progrès technique. Finon [1997, 1999, 2000] et Serrato Angeles [2000] soutiennent que le progrès technique a permis une réduction de la spécificité des actifs permettant l'introduction de mécanismes concurrentiels dans l'industrie électrique. Ces auteurs insistent sur la perte de spécificité des différents actifs par l'introduction du progrès technique permettant de séparer et, dans une certaine mesure, de contrôler une plus grande quantité d'information à un moindre coût. Ils montrent que dans le sous-système de la production, la spécificité de site et d'actifs dédiés est limitée par la réduction de la taille optimale des unités de production. La très forte intensité capitalistique de cette industrie a joué, jusqu'au début des années quatre-vingt-dix dans le sens d'une baisse du prix au kW des investissements lorsque les tailles unitaires des centrales de production augmentaient⁴². Les innovations dans de

⁴¹ : L'accroissement des capacités d'interconnexion avec les autres systèmes électriques est, à ce titre, particulièrement efficace.

⁴² : Les prévisions optimistes des centrales nucléaires ont même atteint 3600MW, 4 tranches de 900MW)

nouvelles technologies de production sont apparues⁴³ et ces technologies se sont rapidement imposées comme des moyens de petite taille, compétitifs et à hauts rendements énergétiques⁴⁴. Le progrès technique et l'innovation dans de nouvelles technologies ont remis en cause l'ancienne tendance et il existe maintenant des centrales au gaz de 200MW et des centrales à cogénération autour de 40MW qui sont efficaces⁴⁵.

Figure N°4



Selon cette approche, le progrès technique permet ainsi une réduction de l'incertitude par l'accroissement des quantités d'information exploitées qui permettent de limiter à la fois les problèmes de mesure et d'externalités. Pourtant, la principale limitation de ces travaux porte sur leur optimisme sous-jacent. Si la diffusion des informations, la réduction potentielle de l'incertitude et un certain monitoring sont devenus possibles, ils ne permettent pas d'éliminer les coûts de transactions identifiés. L'action des gouvernements permet de restreindre ces deux sources des coûts de transaction sans être en mesure de les éliminer complètement. Le problème est plus délicat lorsque l'on aborde le problème de l'opportunisme gouvernemental.

La question de l'opportunisme gouvernemental

Il est essentiel de bien comprendre que la liberté d'action dont jouissent les pouvoirs publics peut également leur permettre d'agir avec opportunisme dans la recomposition du mode d'organisation électrique. Sur cette troisième source de coûts de transaction, l'action réformatrice du gouvernement se heurte au problème de la crédibilité des engagements dans un univers incertain. L'étude de l'environnement institutionnel montre que cet opportunisme

⁴³ : Comme les turbines à gaz à cycle combiné, générateur Diesel, unités de cogénération chaleur, électricité

⁴⁴ : Ils permettent une production relativement décentralisée, à proximité des utilisateurs finals.

⁴⁵ : Soit presque 100 fois plus petites qu'une centrale nucléaire à 4 tranches.

gouvernemental [Moe, 1991 ; Levy et Spiller 1994 ; Guasch et Spiller, 1999], conjugué avec les deux autres formes d'opportunisme - les pouvoirs de marché et les demandes de protection des parties prenantes -, pose un problème d'arbitrage entre la stabilité des engagements et les gains permis par l'adaptation aux évolutions des conditions⁴⁶. La difficulté réside, comme le souligne Weingast [1995], dans le fait qu'un gouvernement assez fort pour protéger les droits de propriété des contractants l'est également pour s'approprier les bénéfices de l'activité.

2.3.2. L'intensité des interventions

En levant l'hypothèse portant sur cette capacité d'action illimitée des pouvoirs publics, le problème évolue et une analyse des capacités institutionnelles de réforme est nécessaire. L'existence de diverses capacités institutionnelles de réformes pose de nouvelles difficultés dans l'analyse des réformes. D'une part, si les pouvoirs publics ne peuvent introduire de force une réforme, ils doivent la négocier avec les parties prenantes. Dans ce contexte, la situation initiale de l'industrie, les objectifs politiques, les demandes des parties prenantes influencent le profil de la réforme ; d'autre part, la complexité, la complémentarité et parfois le flou des dispositifs institutionnels⁴⁷ existants permettent parfois de bloquer l'action réformatrice des pouvoirs publics. Dans ce cas, le risque est que la réforme ne puisse aboutir faute d'un accord suffisamment large.

North [1991] fournit un éclairage intéressant par l'accent porté sur les institutions et les voies d'actions des organisations, des partis politiques, des groupes de pressions sur le contexte institutionnel. Ainsi, selon lui, *l'environnement institutionnel est l'ensemble des règles fondamentales politiques, sociales et légales qui établit les bases de la production, de l'échange, et de la répartition des revenus. Les règles gouvernant les élections, droits de propriété et le droit des contrats en sont des exemples*. L'analyse de North apparaît alors comme une analyse « grand angle » [Chabaud, 1998] où l'important est d'éclairer la façon dont les institutions affectent la performance économique, la création et la distribution des richesses. Dans l'optique de l'analyse des réformes, il est important de souligner que les travaux de North permettent également de distinguer les deux possibilités majeures de comportement pour les organisations dans la perspective de la réforme, se plier aux nouvelles contraintes ou les contourner. Ainsi North souligne dans le cas des firmes que « *le comportement de maximisation des firmes peut prendre la forme de choix réalisés dans l'ensemble des contraintes existant ou d'une tentative de changer les contraintes.* » Ces activités de lobbying sur la sphère politique distinguées dans le cas des firmes,

⁴⁶ : Un problème de crédibilité étudié précisément dans le dernier chapitre.

⁴⁷ : [*institutional endowment*, au sens de Levy et Spiller, 1994]

peuvent aisément être étendues à l'ensemble des groupes de pression affectés par la distribution des coûts, des revenus et des bénéfices de l'activité dans le cas des industries de réseau réglementées. De ce fait, la réforme introduite par les pouvoirs publics est conditionnée par ces capacités de négociation, aux effets de redistribution des ressources, et par la résistance permise par les dotations institutionnelles aux activités de lobbying. Comme le suggèrent les premières analyses de North, la notion d'environnement institutionnel s'applique aux institutions qui déterminent les règles générales applicables aux comportements des agents économiques qui les prennent comme des données. North précise cette notion en distinguant au sein des environnements institutionnels deux catégories d'institutions, les institutions formelles et les institutions informelles⁴⁸.

2.3.3. Les capacités de négociation et l'arbitrage entre efficacité économique et redistribution

Il a été souvent considéré que les réformes étaient réalisées dans une logique économique de situation Potentiellement Pareto Supérieure « *Potential Pareto superiority* » [Sidak & Spulber, 1998 p219 ; Posner, 1992]. Ainsi la règle de compensation de Kaldor [1939] -Hicks [1939] qui voudrait que les gagnants au sens de Pareto dédommagent les perdants est une situation inapplicable concrètement⁴⁹. Les interventions publiques ont deux motivations, la prise en compte des défaillances du marché, (« *Market failures* »), et la satisfaction de demandes de redistributions entre différents groupes de pression plus ou moins bien organisés⁵⁰. Il convient de souligner que les différentes parties prenantes disposent de capacités de négociation, d'organisation et d'influence de la nouvelle régulation, différentes. Ces négociations pour conserver ou accroître d'anciens

⁴⁸ : Par institutions informelles North souhaite identifier le rôle de la culture, des mœurs, des coutumes, etc comme éléments déterminant les performances économiques. Ces institutions informelles ont été encore moins étudiées car elles relèvent de notions assez distantes des compétences analytiques traditionnelles des économistes qui ne mobilisent que très rarement l'impact économique de la culture, des mœurs, des coutumes, dans l'efficacité des réformes des industries de réseaux.

⁴⁹ : Sidak & Spulber construisent une démonstration en 4 points pour justifier cette inefficacité : les pertes causées par le changement de régulation sont souvent des pertes d'opportunités. Elles sont difficilement compensables. Le standard de Kaldor Hicks semble remis en cause par les apports des théories du Public Choice qui montrent que les gagnants aux réformes n'ont plus d'intérêt aux réformes s'ils compensent les pertes. Les coûts de transaction pour atteindre l'objectif de compensation sont ignorés. Leur prise en compte peut rendre cette règle de compensation sans grand impact sur les perdants. Le dernier argument repose sur la disposition à payer des parties prenantes à la réforme qui ne souhaitent pas révéler ce type d'informations.

⁵⁰ : Ces problèmes de parties prenantes à la réforme qui recherchent des protections collectives ont été analysés par Olsen [1982] qui expliquent le déclin des nations par l'action négative des groupes de pression qui bloquent les réformes nuisibles à leurs intérêts.

avantages⁵¹ peuvent conduire à des inefficacités [Haggard, 2000 ; Newbery, 2000]. La définition des conditions et des rapports de force préexistant avant le changement de structure de régulation devient donc une question importante.

Ici nous ne faisons pas l'hypothèse que les groupes d'intérêts recherchent la maximisation du surplus global en intégrant l'ensemble des effets externes positifs et négatifs de leur action. Nous considérerons que chaque partie prenante cherche à accroître son revenu spécifique via une législation qui lui soit favorable comme les travaux fondateurs de McCubbins, Noll & Weingast [1987] le montrent dans le cas américain. Ces travaux sont proches des théories de la capture développées par Stiglitz [1971] et Peltzman [1976] qui ont interprété les régulations via une structure de coûts et d'avantages. Cette structure de réflexion coûts - avantages distingue les gagnants et les perdants aux réformes dans une relation limitée à deux acteurs : le régulateur et la firme régulée. Depuis les travaux de Peltzman [1976], il est admis que les gains à distribuer aux différentes parties prenantes proviennent des rentes de monopole⁵² et que la clef de distribution de ces revenus est influencée par les bénéfices nets des intérêts des groupes de pression. S'il existe un groupe dominant (traditionnellement, l'industrie régulée en monopole), il « capturera » le régulateur et se protégera contre les nouveaux entrants [Stigler, 1971]. Dans cette perspective, la régulation est demandée par les firmes régulées pour se protéger des concurrents potentiels. Les tests empiriques de ces théories ont rapidement souligné leur caractère trop restrictif et opaque sur le fonctionnement institutionnel qui devient essentiel avec les processus de déréglementation et les réformes concurrentielles [Eberlein, 2001]. Wilson [1980] montre par exemple qu'il existe des modes différents de répartition des coûts et des avantages de la régulation entre les parties prenantes aux réformes que la distribution des rentes de monopole sous-jacente aux théories de la capture. Les théories de la capture postulent que tous les bénéfices sont concentrés sur un nombre limité d'acteurs tandis que les coûts affectent dans une mesure limitée l'ensemble des consommateurs. Wilson montre qu'il est aussi possible d'envisager la situation inverse. Il s'agit alors d'un cas où les rentes de monopole sont largement distribuées à l'ensemble de la population

⁵¹ : Dans cette optique, nous considérerons que ces groupes de pression sont principalement déterminés par des gains financiers que par une rémunération symbolique ou honorifique.

⁵² : Les rentes de monopole existent dans les systèmes verticalement intégrés ou le réseau de transport en monopole naturel permet de réaliser des économies d'échelle et d'envergure. Le partage de cette rente de monopole devient alors un enjeu pour les différentes parties prenantes de la réforme.

(via des tarifs de fourniture d'électricité très bas) au détriment des intérêts de la firme régulée, la firme régulée n'étant autorisée qu'à fixer un prix qui ne couvre pas ses coûts de fonctionnement⁵³.

North [1990 p. 191] rappelle que cette contrainte politique de négociation des accords n'est pas déterminée « exclusivement » par des considérations d'efficacité économique et des coûts de négociation (*cost of bargaining*⁵⁴). Milgrom et Roberts [1990] présentent également des coûts d'influence politique (*influence costs*) qui s'intègrent dans l'analyse de l'attractivité d'une réforme. Ces auteurs montrent aussi qu'il est pertinent d'adjoindre comme éléments de réflexion au schéma traditionnel de la théorie des coûts de transaction, à l'addition des coûts de production et de transaction, les coûts de négociation⁵⁵. Ces auteurs distinguent trois origines aux coûts de négociation : la première source apparaît lorsqu'il existe une situation d'équilibres multiples formalisés depuis par Aoki [2000, 2001] ou dans les cas où il existe plusieurs solutions à un problème de coordination des activités économiques, sans que le mécanisme des prix et de la hiérarchie ne fournissent de premier choix. Dans le cas de cette défaillance de mécanismes de coordination, il existe une zone possible de négociation qui doit être analysée via l'identification des coûts de négociation. Dans cette zone, les coûts de négociation permettent de déterminer *ex-post* quelle a été la forme des choix réalisés. D'après Milgrom et Roberts [1990 p72-77], la seconde source des coûts de négociation réside dans les difficultés et les coûts à se procurer l'information pertinente pour la décision. La dernière source de coûts de négociation apparaît via les possibilités offertes par la gestion active de l'information privée sur les préférences des agents détenus par les opérateurs. Plus les préférences sont connues précisément par les opérateurs, et plus ceux-ci disposent de marges de négociation étendues pour négocier des protections fines et précises.

Les récents développements des travaux de Newbery [2000] ont montré que la nature de la propriété des entreprises électriques avait une influence sur la structure de la négociation entre les parties prenantes. Si la propriété des actifs électriques est publique, les groupes de pression s'exprimeront plus facilement sur la place publique pour négocier des avantages ; à l'inverse, quand l'entreprise électrique en monopole est privée sous régulation publique, les groupes de

⁵³ : Ces situations sont fréquentes en Amérique du sud, par exemple, et posent des problèmes délicats car les réformes produisent des accroissements des prix de la fourniture d'électricité qui sont difficilement acceptables pour les consommateurs [Spiller et Martorell 1996, Rufin 2002].

⁵⁴: *We interpret « bargaining cost » expansively, just as we did the term « transaction costs » to include all the cost associated with multilateral bargaining... include not only the wages paid to the bargainers or the opportunity cost of their time, but also the cost of monitoring and enforcing the agreement and any losses from failure to reach the most efficient agreement possible in the most efficient fashion.* Page 65.

⁵⁵ : Ceux-ci sont définis de manière générale comme l'ensemble des coûts engendrés par le processus de négociation entre tous les intervenants à l'arrangement institutionnel ainsi que tous les frais induits par le besoin de contrôle et de monitoring de l'accord ainsi obtenu par la négociation.

pression non propriétaires des actifs électriques sont représentés par le régulateur⁵⁶ ou par des associations⁵⁷. Plus les entreprises électriques sont concentrées horizontalement et verticalement, et plus les groupes de pression bien organisés sur la place politique réussissent à négocier des redistributions qui leurs sont favorables⁵⁸. Les montants ou les modalités de distribution de la rente dissipée sont alors fonction des conflits entre les différentes parties prenantes de la réforme, des capacités de négociation⁵⁹ et des coûts de transaction nécessaires pour atteindre un accord et en garantir la pérennité et l'efficacité dans le long terme⁶⁰. L'architecture de la future régulation a des effets considérables sur les coûts et les bénéfices que vont subir les parties prenantes et ces dimensions affectent l'intensité et la trajectoire de la réforme concurrentielle.

Dans le cadre de la complexité des réformes des industries de réseau réglementées, la remédiabilité des réformes prend une dimension essentielle. Pour Williamson [1996], « *une condition est remédiable si une alternative supérieure réalisable peut être implantée avec des gains nets* ». Williamson fait alors de la remédiabilité un critère d'analyse qui sert de base de comparaison affirmant par là même que « *l'économie des coûts de transaction fuit les idéaux hypothétiques et soutient que les comparaisons pertinentes se font entre des alternatives réalisables, lesquelles sont toutes imparfaites.* » De ce fait, la combinaison de l'analyse des environnements institutionnels et des apports de l'analyse des structures de gouvernance conduit à la possibilité de juger un processus de réforme par rapport à une alternative réalisable. Démontrer la supériorité d'une solution sur une autre ne doit alors se faire que dans le cadre des inefficacités remédiables. Toutefois Noll [2000], dans le développement des analyses des réformes des industries de réseau, souligne une limite du critère de remédiabilité. Il questionne ce critère sur sa trop grande dépendance au statu quo. Selon lui, il est toujours possible d'invoquer ce critère de remédiabilité pour justifier l'absence de réformes profondes. Le troisième chapitre proposera une solution théorique pour déterminer si une réforme correspond au critère de remédiabilité ou si les réformateurs instrumentalisent ce critère pour masquer leur absence de volonté de réforme.

Incomplétude, complémentarité et diversité

⁵⁶ : Dans les pays anglo-saxons.

⁵⁷ : Comme c'est le cas en Allemagne avec l'association VIK, ou en Espagne avec l'association UNESA.

⁵⁸ : Le traitement de la question charbonnière est une illustration parfaite de cette capacité à négocier des avantages tarifaires sur la place publique au détriment des consommateurs.

⁵⁹ : Sur combien de caractéristiques peut-on négocier ? peut-on empêcher le processus, le ralentir ?

⁶⁰ : De manière générale les réformes présentées comme étant des améliorations parétiennes ne sont crédibles car elles ne sont pas durables ou elles soulèvent de trop vives critiques en faisant apparaître des transferts de revenus qui précédemment étaient plus opaques.

Les travaux fondateurs de North [1991] soulignent que lorsque l'on choisit un groupe d'institutions pour structurer un pays, un ensemble d'incitations économiques et de protection des droits de propriétés apparaissent de manière endogène. Le choix institutionnel structure la forme du pouvoir politique mis en place, les capacités d'action et les formes de contre-pouvoirs accessibles aux perdants. Il convient ici de se départir de tout déterminisme excessif concernant les institutions, leur origine et leur fonction. Il faut garder en mémoire que chaque environnement institutionnel est un résultat historique particulier dont les modes de création sont indépendants de la rationalité économique. Les dotations institutionnelles ne sont pas le fruit d'un calcul rationnel mais un produit historique, qu'il faut chercher à analyser en terme d'efficacité économique. De cette origine politique, les institutions formelles ont gardé une empreinte particulière. Selon North [1994], les institutions ne sont pas créées pour être efficaces en terme de surplus global, mais pour servir les intérêts particuliers de ceux qui les ont créés : « *Institutions are not necessarily or even usually created to be socially efficient; rather they, or at least the formal rules, are created to serve the interests of those with the bargaining power to create new rules*⁶¹ ».

Aoki [2000, 2001] souligne une seconde caractéristique de l'analyse institutionnelle⁶². Pour lui, l'analyse institutionnelle repose sur la diversité et la complémentarité des différents mécanismes composant une dotation institutionnelle. Comme les dispositifs institutionnels sont « complémentaires », l'étude d'une seule caractéristique est toujours sujette à caution. Cette caractéristique s'articule toujours avec d'autres, pouvant en modifier (positivement ou négativement) l'impact. Dans les différents dispositifs étudiés par Aoki (Japon, Etats-Unis et Europe), la transposition d'une caractéristique institutionnelle n'est pas une condition suffisante du succès, sans une étude des autres facettes des dispositifs institutionnels. Cette complémentarité renforce la composante « diversité » de l'analyse institutionnelle, où plusieurs mécanismes peuvent dans les différents environnements institutionnels jouer un rôle équivalent.

Les travaux de Moe [1985, 1990 et 1991] soulignent la dimension « incomplétude » de l'analyse institutionnelle. Pour lui, tous les pays possèdent une Constitution explicite ou implicite, et il importe de comprendre les liens entre la Constitution (à savoir quelles sont les modalités de transformation des règles de prise de décisions publiques) et les performances économiques⁶³. Moe rappelle que l'incomplétude constitutionnelle a deux conséquences : la première est une lutte

⁶¹ North [1994 pp360-361].

⁶² : Si le schéma d'analyse d'Aoki n'est pas strictement équivalent à celui développé par North, son apport dans l'analyse institutionnelle n'en reste pas moins éclairant.

⁶³ : L'intérêt théorique de cette formalisation des constitutions porte essentiellement sur les marges de manœuvre que permet un contrat qui ne précise que certaines procédures de décisions et un cadre très général de règles qui permet aux dirigeants de la nation de faire face aux contingences historiques.

entre les intérêts des pouvoirs en place à l'intérieur du système, et la seconde est le comportement des acteurs qui va déterminer la forme concrète du résultat. L'objectif commun des différents acteurs est d'essayer d'utiliser l'autorité publique pour déterminer l'organisation du gouvernement selon leurs intérêts particuliers. Car même si les règles sont démocratiques, l'autorité publique est coercitive et produit des effets de redistribution. La légitimité du processus induit l'acceptation par les agents des nouvelles règles et normes qui redéfinissent les frontières entre les perdants et les gagnants dans les nécessaires transformations des cadres législatifs. La conséquence de cette incomplétude est qu'elle oblige à apprécier et à interpréter les principaux dispositifs institutionnels, dont certains points restent volontairement peu précis. Pagano [2000 et 2001] précise que les lois sont également très incomplètes et que ce sont les acteurs qui, en les mettant en pratique (ou non), en désignent les limites et les insuffisances. Si ces lois ne sont pas investies par les différents acteurs, elles peuvent rester lettre morte et dans ce cas, l'incomplétude du contrat législatif est très aiguë.

Pour conclure, pour comprendre une réforme des industries de réseaux, il convient de combiner plusieurs dimensions de l'analyse néo-institutionnelle : 1° les formes de spécificité d'actifs, 2° les problèmes d'externalités et de mesure, et 3° les possibilités d'action par la loi ou le règlement public pour réduire et encadrer les deux premières dimensions. Ces différents éléments ne permettent pas de définir un seul profil de réforme électrique souhaitable ou possible, mais introduisent la prise en compte de la diversité des réformes.

3. La diversité des réformes

Les caractéristiques techniques et économiques de l'électricité ont longtemps incité à intégrer verticalement la coordination des activités économiques avant que deux séries de critiques ne viennent en limiter la légitimité. Les spécificités de la technologie électrique, notamment celles du transport de courant alternatif par réseau, ont provoqué l'affirmation d'arrangements fondés sur l'intégration verticale et horizontale, car ils s'avéraient potentiellement les plus efficaces pour gérer les problèmes d'externalités de réseau, assurer la coordination verticale et exploiter les potentialités ouvertes par le progrès technique. En profitant des nouvelles potentialités ouvertes par les technologies électroniques pour établir des coordinations en temps réel entre de multiples agents, des arrangements de type concurrentiel vont être alors établis pour instaurer un cadre d'incitations plus en adéquation avec le nouveau régime de croissance et les nouvelles opportunités technologiques.

La première série de critiques porte sur les capacités de coordination accrues et la réduction de la spécificité des actifs, la seconde porte sur les inefficacités constatées au niveau de cette gestion centralisée de la fourniture électrique et des critiques d'instrumentalisation du monopole verticalement intégré par les autorités publiques. Il convient ici de rappeler que ces difficultés transactionnelles identifiées dans la section précédente s'appliquent dans chaque nation. Toutefois, compte tenu des environnements institutionnels différents et de la diversité des situations initiales dans l'Union européenne, chaque nation a opéré un choix pour former une nouvelle architecture organisationnelle concurrentielle.⁶⁴ Ce choix est réalisé en fonction de sa situation industrielle et institutionnelle particulière, en dans ce domaine « *history and institutions matters* » North [1991 p 3].

Il est remarquable que jusqu'ici aucune réforme n'a réalisé une duplication parfaite d'une réforme déjà entreprise dans une autre région du monde. La diversité des réformes d'une même industrie s'est produite sans que ne se dégage un modèle unique transactionnel complet de substitution aux anciennes formes d'intégration verticale [Glachant & Finon, 2002 ; Staropoli, 2001]. Les différentes études empiriques des formes prises par chaque réforme électrique insistent sur les

⁶⁴ : Une des difficultés de compréhension des réformes électriques est que le qualificatif de concurrentiel est attribué dès que l'on sort de la forme verticalement intégrée stricte et ce sans qu'il n'existe de consensus sur les formes exactes que doit adopter la combinaison de mécanismes de marché et de décisions autoritaires issues de l'opérateur de système pour gérer de manière optimale la double contrainte identifiée dans la section précédente.

spécificités et les originalités des différentes expériences nationales, et il semble que chaque réforme se caractérise par une certaine combinaison de forme spécifique de substitution de mécanismes autoritaires en mécanismes de marché.

Si la remise en cause du monopole verticalement intégré semble acquise sur les plans théorique et pratique, aucun corpus n'a encore proposé un modèle complet d'organisation des activités électriques définissant de manière claire, les meilleures combinaisons de mécanismes de marché et d'autorité pour atteindre la double contrainte d'optimisation technique et économique en univers incertain et en information imparfaite. Aucun "modèle type" de marché électrique ne s'est imposé, au sens où chaque pays a choisi de créer un marché électrique selon une "architecture" qui lui est propre. Ici les objectifs sont (1) de caractériser les différentes familles de réforme identifiables, (2) d'aborder un certain nombre de questions laissées en suspens, et (3) de déterminer les concepts clefs de l'opérationnalisation de la recherche sur les réformes électrique.

3.1. Les différentes familles de réformes

La théorie du *mechanism design* [Wilson, 1998, 1999 et 2002 ; Milgrom, 2001 ; Stoft, 2002], appliquée au secteur électrique, montre qu'il existe aujourd'hui une diversité de designs de marché reposant sur des choix de règles distincts. On distingue celles qui définissent "l'architecture générale" du marché et celles qui concernent plus les "détails" du design du marché. Quatre principales formes de ces designs de marché électrique sont utiles pour comprendre la diversité des choix de réforme électrique [Hunt, 2002 ; Finon, 2000, Hunt et Shuttlesworth, 1996]. La présentation de ces familles de réforme et de leurs limites permet de souligner l'absence de modèle complet de marché électrique.

3.1.1. La Réforme minimaliste et l'Acheteur Unique

La première famille de réformes, l'« Approvisionnement concurrentiel⁶⁵ » [Hunt 2002 ; Finon 2000 ; Percebois, 1997b ; Hunt et Shuttlesworth 1996] est la plus restreinte en étendue et en intensité, et ne nécessite aucune restructuration préalable. Elle consiste principalement en une concurrence pour construire des centrales et en vendre la production à l'acheteur unique sous différentes modalités⁶⁶. Pratiquée aux USA à partir de 1978 sous la loi PURPA, une variante de l'acheteur unique peut conserver l'intégration verticale et l'exploitation intégrée entre la

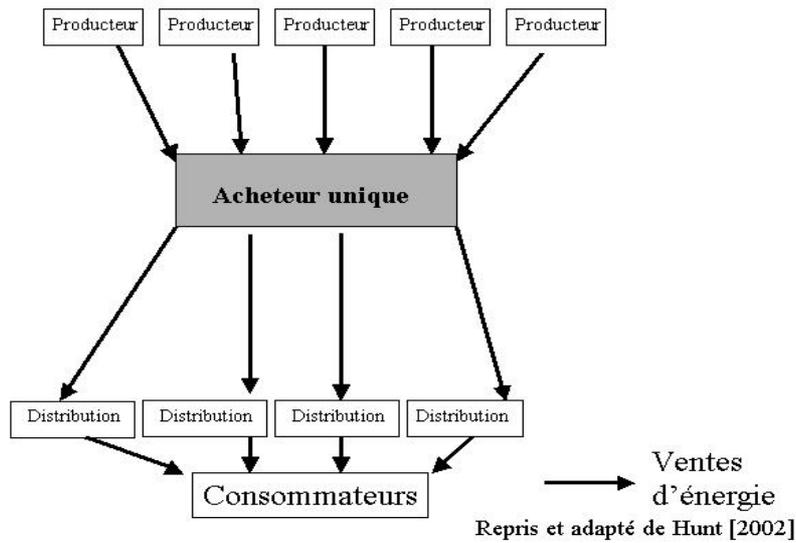
⁶⁵ : *Competitive Procurement*.

⁶⁶ : Cela peut être un contrat de long terme comme aux Etats-Unis ou comme une vente à un tarif régulé comme en Espagne.

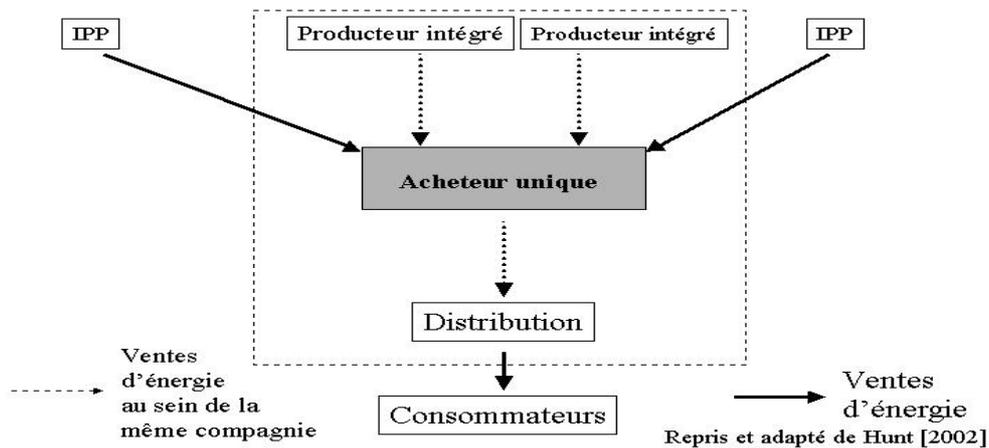
production, la vente et les réseaux de transport [Hunt, 2002 ; Joskow, 2000 et 2001]. Dans cette famille de réformes, la concurrence n'est introduite que pour la création de nouvelles unités de production, avec apparition de « producteurs indépendants » -les IPPs- exploitant des contrats de fourniture aux opérateurs historiques avec obligation d'achat.

Figure 5 : le modèle de l'acheteur unique, et sa version PURPA

Modèle N° 2 : Le Modèle de l'acheteur Unique



Modèle N° 2 bis : Le Modèle de l'acheteur Unique version PURPA



Les limites de l'acheteur unique

La première solution envisagée par les réformateurs est l'instauration de la règle d'accès des tiers au réseau (ATR) des firmes restées intégrées verticalement, règle qui permet l'établissement de

transactions bilatérales entre producteurs et clients⁶⁷. La possibilité de contrats directs est censée créer des pressions concurrentielles pour aligner les prix sur les coûts dès lors que les clients sont habilités à rechercher le vendeur meilleur marché. Le contrat direct créerait une forme de contestabilité des marchés [Baumol, Panzar et Willig, 1982]⁶⁸, la menace de changement de fournisseur pourrait peser sur les prix, malgré la complexité transactionnelle associée. Si cette solution présente l'avantage de ne pas mettre fondamentalement en question l'organisation verticale de l'industrie, elle permet de limiter durablement l'ampleur du segment concurrentiel. Le maintien d'un segment captif permet de préserver à la fois une capacité minimale de planification et la possibilité de maintenir des objectifs redistributifs. C'est cette solution de compromis qui est imposée, à minima, par la Directive européenne de 1996 concernant le marché européen de l'électricité. Toutefois, ce type de modèle de réforme est porteur d'iniquité concurrentielle⁶⁹ et de pouvoir de marché pour l'entreprise en place [De Paoli et Finon, 1993 ; Newbery, 2000]. Le maintien de l'intégration verticale permet à l'entreprise en place de préserver des avantages stratégiques et une relation asymétrique avec ses concurrents potentiels [Armstrong et al., 1994, Joskow, 2000 et 2001, Hunt, 2002]. Finon [1996] souligne enfin que ce modèle de l'acheteur unique ne crée pas un cadre incitatif efficace et qu'il entraîne une complexité transactionnelle importante sans créer de véritables incitations concurrentielles. Les autres modèles concurrentiels présentent plus de cohérence et de propension au traitement non-discriminatoire que celui de l'approvisionnement concurrentiel.

3.1.2. Les modèles du Marché de gros

La seconde famille de réformes électriques est celle des « Marchés de gros concurrentiels⁷⁰ » [Hunt 2002 ; Hunt et Shuttleworth, 1997]. Elle nécessite un minimum de restructuration industrielle et de re-régulation, car les prix de gros sont fixés librement par le marché électrique spot. Dans ce modèle de réforme par création d'un marché de gros, toutes les centrales de production sont en concurrence, et elles sont soumises au processus de sélection introduit par les mécanismes de marché pour atteindre l'objectif de la double optimisation économique et technique.

⁶⁷ : Voir Percebois [2001] pour une synthèse des formes de tarification des charges d'accès au réseau en cas d'ATR et des expériences de tarification concrètes.

⁶⁸ : Ces travaux constituent la fondation de la théorie des marchés contestables distinguant la libre entrée sur le marché, l'absence de coûts irréversibles et la libre sortie. Comme nous l'avons souligné dans les sections précédentes, ces hypothèses ne correspondent pas à la spécificité des actifs électriques.

⁶⁹ : Le problème de l'équité concurrentielle se manifeste autour de deux enjeux d'accès non discriminatoire : celui du refus de transporter et celui de la tarification du transport et des services auxiliaires.

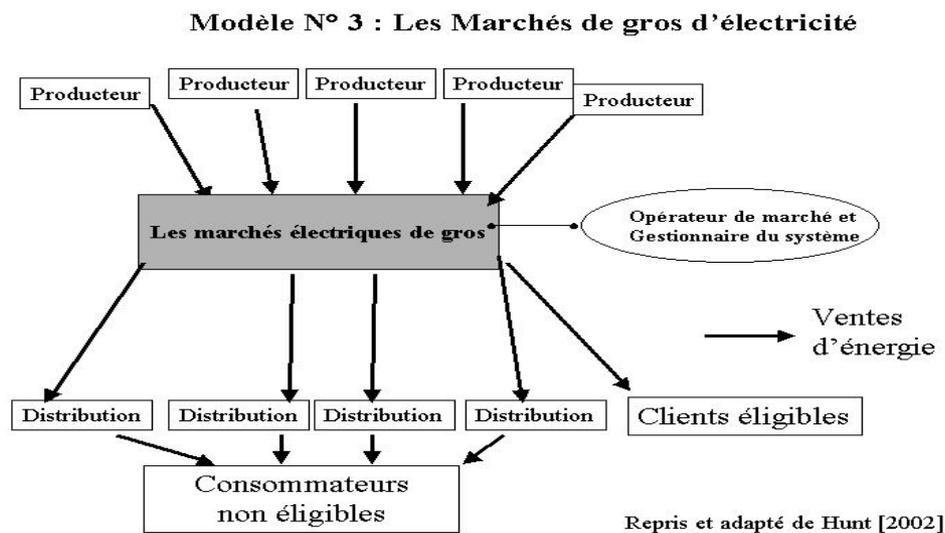
⁷⁰ : *Competitive Wholesale Market*

En Europe, différents types de marchés de gros ont été choisis : des marchés informels et bilatéraux, sans règle établie de fixation des prix comme en Allemagne ; des marchés organisés multilatéraux dotés d'une règle de fixation des prix et indépendants des gestionnaires des réseaux de transport comme l'APX d'Amsterdam ; des marchés organisés en liaison avec les gestionnaires des réseaux de transport, avec liaison obligatoire dans l'ancien Pool anglais ; et des marchés avec une liaison facultative dans le Nord Pool scandinave [Finon, 2000 ; Staropoli, 2001].

Présentation générale des marchés de gros

Une des conditions de fonctionnement efficace de ces marchés de gros consiste dans l'égalité de traitement des producteurs pendant l'exploitation du réseau de transport. Cette garantie est donnée par la dé-intégration verticale du transport, ou Unbundling, et par l'introduction de deux opérateurs en charge de contrôler le système électrique : il s'agit des Opérateurs de Système et de Marché⁷¹. D'autre part, il est souvent impossible d'obtenir une structure de production concurrentielle sur le marché de gros sans procéder à un éclatement horizontal des producteurs historiques disposant de forts pouvoirs de marché. Ces marchés de gros laissent les activités de distribution hors concurrence, seuls les compagnies de distribution, les traders électriques et les grands consommateurs éligibles ont accès aux marchés de gros, ici aussi de différentes manières. La présence des consommateurs peut être simulée par un logiciel comme dans le cas l'ancien cas anglais, ou ils peuvent être directement présents sur le marché de gros, comme dans le cas espagnol.

Figure N°6

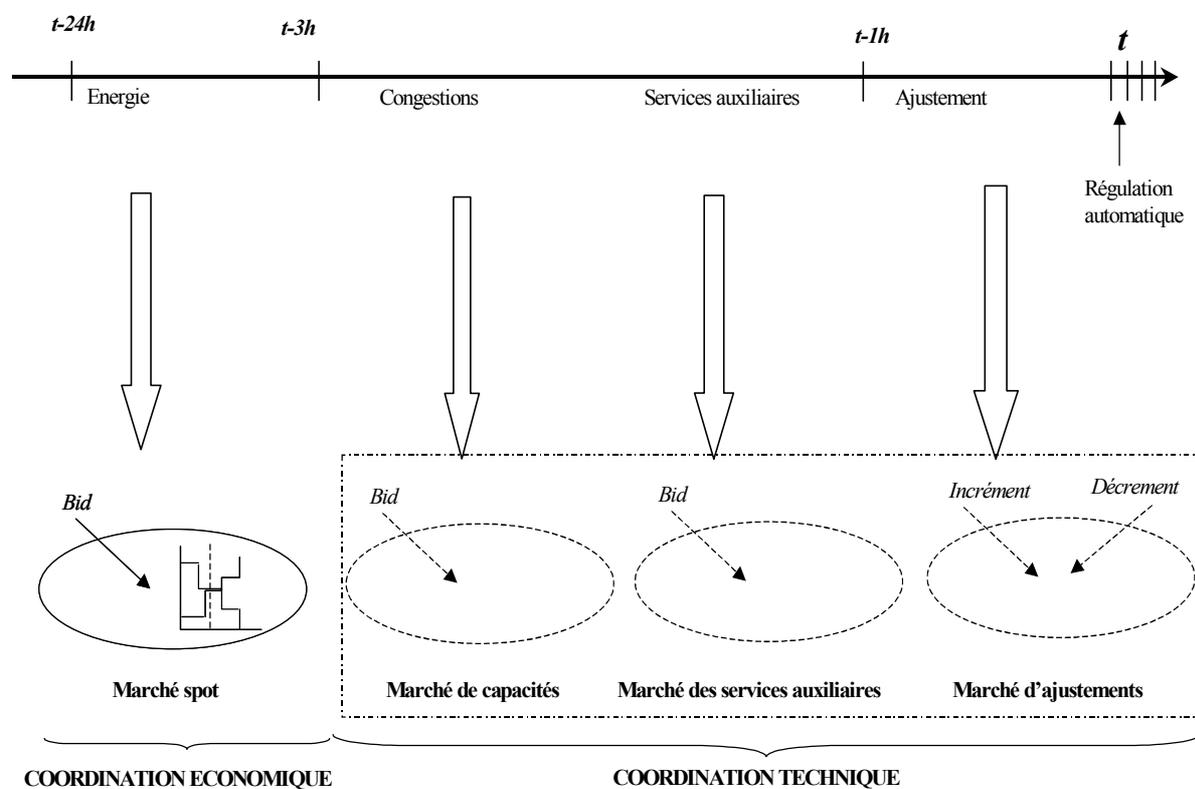


⁷¹ : La gestion économique des marchés électriques est confiée à l'opérateur de Marché qui en concertation avec l'opérateur de système doit fait correspondre les contraintes techniques et transactionnelles.

La modularité des « règles » de marché

Le marché spot⁷² est l'élément essentiel de la confrontation entre l'offre et la demande d'électricité de gros au sens où l'électricité qui s'échange sur ce marché sert à satisfaire la demande. Il existe des choix à réaliser en ce qui concerne les trois sous-marchés permettant la coordination technique de la fourniture électrique⁷³: on peut représenter la succession dans le temps des marchés électriques « potentiels⁷⁴ »[Staropoli, 2001]. Ces marchés, quand ils existent, servent à l'opérateur du système pour assurer la coordination technique. L'opérateur du système dispose de solutions alternatives à celle d'un marché dédié pour traiter des congestions et des pertes sur le réseau, pour se procurer des services auxiliaires ou ajuster les écarts⁷⁵.

Figure N°7 : l'architecture générale d'un marché de gros organisé d'électricité



⁷² : Le terme de marché Spot qualifie le marché de l'énergie la veille pour le lendemain. Toutefois, Wilson [1999 et 2002] ou Wolak et Bushnell [2000] utilisent le terme " *marché spot*" pour ce que nous appelons " *marché d'ajustement*".

⁷³ : Les échanges peuvent aussi s'effectuer sur un autre type de marché : le marché " intrajournalier " sorte d'appendice du marché spot. Un marché intrajournalier comme en Espagne sur le *Mercado Electrico* permet aux acteurs de faire des échanges entre la clôture du marché spot et l'ouverture du marché d'ajustement proprement dit et ainsi d'affiner leur position à mesure que les incertitudes se réduisent.

⁷⁴ : Pour une présentation détaillée de leurs caractéristiques, de leur fonctionnement théorique et pratique et des débats y attachant nous renverrons à Stoft [2002].

⁷⁵ : Le timing est donné à titre indicatif car la séquence et les interactions entre les différents sous-marchés dépendent de l'organisation globale des échanges et des choix qui ont été faits concernant la procédure de dispatch et le rôle de l'opérateur du système.

Un marché dédié à la gestion des congestions. C'est plus un marché de capacités de transport qu'un marché de congestions proprement dites. Il s'agit d'utiliser un marché pour faire révéler aux acteurs leurs préférences pour l'obtention d'un droit d'utiliser le réseau en cas de congestion.⁷⁶ ; un marché dédié à la fourniture des services auxiliaires et à la fourniture d'électricité pour compenser les pertes en ligne ; enfin un marché dédié à l'ajustement des écarts entre les plans de production et de consommation établis la veille pour le lendemain, et ce qui se passe en temps réel.

De ce fait, le gestionnaire peut aussi choisir (i) de passer des contrats annuels avec les producteurs pour la fourniture de services auxiliaires, la production supplémentaire ou l'effacement en cas de congestion en un point du réseau, la production supplémentaire pour compenser les pertes ; (ii) d'utiliser la prescription pure et simple avec un prix réglementé (il utilise alors pleinement son autorité) ; (iii) d'utiliser des mécanismes de marché pour gérer les contraintes de réseau sans pour autant créer un marché "dédié"⁷⁷. Les contraintes techniques ont un impact sur le bilan d'énergie qui résulte de la confrontation entre l'offre et la demande sur le marché spot et cet impact peut être internalisé (c'est le *market splitting*⁷⁸ ou le *redispatching*⁷⁹), ou externalisé sur un autre marché (c'est le *counter-trading*⁸⁰). La dernière famille de réforme intègre en plus des marchés de gros, des marchés de détails.

3.1.3. Le modèle par les marchés de détails

La troisième famille de réformes des « Marchés de détail⁸¹ » s'attache à modifier de nombreuses articulations des systèmes électriques, notamment : (1°) les liaisons verticales entre les réseaux de distribution et les métiers concurrentiels de la production et de la vente d'énergie ; (2) la concentration horizontale des activités de vente d'énergie ; et (3) les relations entre les règles du marché de gros et les règles du marché de détail.

Ce modèle permet à tous les consommateurs de choisir leurs fournisseurs, et selon l'expression de Hunt [2002], et de « mettre sous pression les producteurs » pour obtenir des prix à la baisse. Pour introduire ces marchés de détail, les besoins en terme d'optimisation technique et

⁷⁶ : D'autres solutions sont envisageables, notamment la mise aux enchères de droits d'accès physique ou financiers à une interconnexion susceptible d'être congestionnée. [Joskow et Tirole 1999].

⁷⁷ : Dans ce cas, l'opérateur du système "réutilise" les propositions soumises sur un autre marché.

⁷⁸ : Le *market splitting* consiste à séparer le marché au niveau de la ligne congestionnée en deux ou plusieurs sous-marchés distincts situés de part et d'autre de la congestion [Pignon et Glachant 2002].

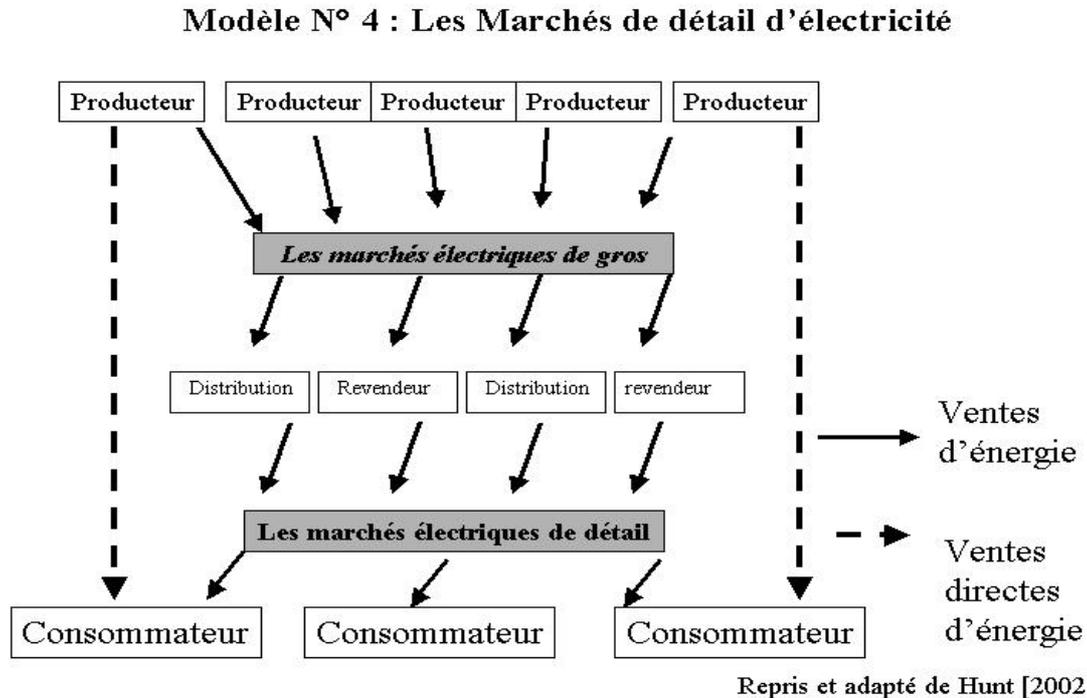
⁷⁹ : Le *redispatching* consiste à effectuer un nouveau dispatch sur la base de celui qui déjà été fait.

⁸⁰ : Le *counter-trading* fonctionne sur le même principe que le *redispatching* à une différence de près : l'opérateur du système est la contrepartie aux échanges ; il agit "à sa guise" pour résoudre une congestion.

⁸¹ : *Competitive Retail Market*

économique se doublent de la nécessité de prendre en compte les activités de distribution, la formation des clients aux nouvelles techniques de mesure et de tarification...

Figure N°8



Les consommateurs du segment ouvert à la concurrence doivent être équipés de compteurs électroniques coûteux permettant d'enregistrer les consommations en temps réel, stocker l'information et la transmettre. Ces informations doivent pouvoir être recentralisées (via les réseaux de communication ou le réseau électrique) par leur "supplier" du moment, puis par le dispatcher technique et par le pool, et traitées par des logiciels informatiques puissants. La coordination économique implique aussi des programmes spécifiques qui, entre autres, vont calculer les rémunérations horaires (ou semi-horaires) des producteurs, ainsi que celle du transporteur en fonction de l'heure et de la localisation du producteur et de l'acheteur. La dépendance de ces techniques est telle que les contraintes d'installation d'instruments de comptage, ou de disposition de logiciels ad hoc pour gérer les arrangements prévus peuvent mettre en question ou retarder leur mise en oeuvre [Barker et al, 1994].

Pour conclure, il est important de souligner la complexité des difficultés de coordinations des activités électriques en fonction des formes de marchés électriques introduits. L'incomplétude des marchés électriques est inhérente à l'industrie électrique et provient de la conjonction de différentes caractéristiques technico-économiques du système électrique, et des caractéristiques physiques du produit [Wilson, 1999, 2002]. Il est en effet très complexe de définir des droits de propriété sur le "bien" qui s'inscrit dans le temps et dans l'espace, qui n'est ni stockable, ni

traçable. Il est alors difficile d'envisager un marché pour ces droits, qui assurerait la complétude nécessaire.

De ce fait, il est nécessaire que les règles de marché introduites évoluent pour corriger un certain nombre d'erreurs ou de limites que l'exercice des cadres réglementaires et l'opportunisme des acteurs révélera *ex post*. Ce besoin est d'autant plus grand qu'un certain nombre de questions pratiques restent en suspens dans les réformes concurrentielles.

Tableau N°1 : la coordination des activités électriques et les modèles de réforme		
Le besoin de coordination des activités dans le modèle de l'acheteur Unique	Le besoin de coordination des activités dans le modèle des marchés de gros	Le besoin de coordination des activités dans le modèle des marchés de détail
	Les mêmes besoins que pour le premier modèle, plus :	Les mêmes besoins que pour le deuxième modèle, plus :
Mettre au point des contrats entre l'acheteur et les nouvelles centrales	Introduire une concurrence en production entre toutes les centrales	Coordonner les décisions de tous les consommateurs et prendre en compte une option de défaut pour les consommateurs en difficulté
Mettre au point un modèle de d'accès au transport efficace	Développer une sensibilité accrue de la demande aux variations de prix	Réaliser la formation des consommateurs aux caractéristiques techniques de l'électricité ⁸²
Source : Hunt [2002]		

3.2. Les questions en suspens

Percebois ⁸³ [2001] et Joskow [2002] listent les questions en suspens dans leurs derniers travaux sur les réformes électriques. Joskow[2002] prend en compte trois principales difficultés qui ne sont pas encore résolues par les réformes concurrentielles⁸⁴. La question irrésolue des pouvoirs de marché locaux et les problèmes de management des congestions⁸⁵ sur le réseau a déjà été abordée dans ce chapitre. Il sera ici complété par les questions de la coordination des investissements entre la production et le transport, et, en terme d'organisation industrielle, celle sur le nombre d'acteurs.

⁸² : Pour éviter par exemple que les distributeurs sur un réseau maillé n'exploitent « la peur du *black out* » ou « l'électricité verte » sur lesquels ils n'ont aucune influence.

⁸³ : Il souligne des questions plus générales à notre propos, comme les missions de service public et de ces contours optimaux, et enfin du nouveau rôle de la politique énergétique. Nous verrons dans le dernier chapitre que la question de l'efficacité des Commissions peut être discutée dans notre perspective.

⁸⁴ : La quatrième difficulté qu'aborde Joskow concerne les problèmes de pouvoir de marché quant les réserves de production électriques sont insuffisantes.

⁸⁵ : Pour un traitement des questions d'opportunisme dans la gestion des congestions voir Pignon et Glachant [2002].

3.2.1. La coordination des investissements

Joskow [2000 et 2002] souligne qu'il existe dans l'industrie électrique un arbitrage entre la construction de réseaux et la construction d'unités de production. Il est important de noter que la production et le transport d'électricité sont à la fois des biens complémentaires et des biens substituables. En cas de problème de congestions, les deux solutions peuvent alors être envisagées sur certaines parties du réseau électrique où se rencontrent les flux physiques d'électricité. Dans l'ancienne forme verticalement intégrée, la coordination des investissements était assurée par une décision hiérarchique. A présent, il n'existe plus de mécanisme de marché qui permette de déterminer la solution efficace pour coordonner les décisions d'investissement en production ou en transport d'électricité. Comme le souligne Finon [1997], l'industrie électrique étant caractérisée par la présence historique de cycles d'investissement, il existe une transformation des ordres de priorité des objectifs en fonction de l'âge moyen des équipements qui ont des durées de vie synchrones⁸⁶. L'absence des protections à l'investissement assurées antérieurement par le cadre du monopole de vente, et l'absence formelle de coordination de long terme prenant en compte la préservation d'externalités posent plusieurs problèmes d'adaptation dans la durée. Pour Joskow[2002, p 255], le design et l'implémentation de mécanismes de coordination décentralisés pour coordonner le comportement des producteurs en concurrence et une entreprise indépendante de transport régulée reste un challenge délicat.

3.2.2. Le nombre d'acteurs et les stratégies des firmes

Traditionnellement, une des conditions pour que la concurrence soit effective sur un marché est qu'il y ait un nombre « suffisant » de participants, c'est-à-dire que la concentration horizontale soit faible. L'idée sous-jacente est que les consommateurs doivent avoir le choix entre plusieurs producteurs pour que la menace de changement d'opérateur incite ces derniers à accroître leurs performances tout en baissant leur prix. Dans le secteur électrique, le nombre d'acteurs n'est pas un indicateur suffisant de la concentration industrielle. Compte tenu des caractéristiques des transactions électriques, des problèmes d'externalités et de mesure, la seule évaluation du nombre

⁸⁶ : Ainsi le parc de centrales nucléaires étant en fin de durée de vie dans les prochaines années, la nouvelle priorité est de fournir des incitations à la construction de centrales de remplacement, puis viendra le temps du renouvellement des équipements de transport et de distribution qui modifieront alors l'ordre de priorité des incitations à investir.

d'acteurs laisse de côté toutes les dimensions stratégiques. Toutefois ce critère demeure l'un des critères les plus utilisés même par les autorités de régulation, et il ne peut être écarté sans discussion [Borenstein, Bushnell et Knittel 1998, Campos et Vega 2002]. Logiquement, il existe plusieurs solutions pour modifier le niveau de concentration d'une industrie : la première consiste à démembrer l'opérateur historique en plusieurs firmes opérationnelles. Dans ce cas, la séparation horizontale est généralement imposée par les autorités publiques en charge de la restructuration et se traduit par le démembrement des actifs de l'opérateur historique entre plusieurs opérateurs. Cette restructuration intervient au niveau des segments concurrentiels (production et fourniture), voire au niveau de la distribution. L'objectif est de répartir les actifs de production ou de distribution pour supprimer les monopoles locaux afin d'éviter que l'opérateur historique, ou les entreprises nouvellement créées, ne soient en position d'exercer un pouvoir de marché venant affecter l'efficacité du processus concurrentiel.

La seconde solution pour diminuer la concentration horizontale consiste à l'entrée de nouveaux producteurs s'implantant directement sur le territoire national, soit par le rachat d'entreprises existantes, soit par la création de nouvelles unités de production. Dans le cas de l'implantation de nouvelles unités de production, l'action publique peut être accommodante. Ainsi, l'Angleterre a proposé jusqu'en 1997 diverses aides pour l'entrée en production dans la technologie au gaz, garanties par un système de licences d'entrée en production aisément accessibles⁸⁷.

La troisième solution pour baisser la concentration industrielle consiste en l'ouverture de son système électrique aux opérateurs internationaux limitrophes et au développement des capacités d'interconnexion entre les systèmes électriques nationaux.

Ces trois solutions reviennent à opérer un choix dans le nombre d'acteurs devant œuvrer en production ou en distribution. Ce nombre d'opérateur n'est pas évident à définir, ni empiriquement, ni théoriquement. Les autorités doivent choisir le nombre de producteurs qui doivent être créés à partir de l'activité de production de l'opérateur historique⁸⁸. Malgré cela, un nombre initial trop petit d'acteurs conduit à des structures de production de type oligopolistique ou duopolistique qui ne sont pas satisfaisantes a priori, ni pour les consommateurs, ni pour les pouvoirs publics⁸⁹. A l'inverse, la création d'un trop grand nombre d'acteurs pose le problème de

⁸⁷ : Par contraste, les licences espagnoles semblent inaccessibles pour les opérateurs étrangers, à l'exception d'Enron qui, depuis, a fait faillite. Voir annexe sur ce thème.

⁸⁸ : Cette séparation subit des contraintes fortes liées notamment à la nécessité de prendre en compte l'existence des économies d'échelle et d'envergure, l'existence de coûts échoués et l'influence de la répartition des portefeuilles de production entre les opérateurs sur le pouvoir de marché (horizontal) qui leur est donné.

⁸⁹ : Cette seconde opération de restructuration limite la stabilité des engagements et pose la question de l'efficacité de l'intervention publique.

leur viabilité à court terme, mais aussi à moyen terme en fonction des réorganisations industrielles européennes et internationales des opérateurs des filières énergétiques. Les pouvoirs publics dans leurs opérations de restructuration ne peuvent ignorer cette dimension de la taille européenne, car s'ils imposent des tailles unitaires efficaces en termes de production⁹⁰, ils se heurtent également à des questions de taille financière optimale, d'Opération Publique D'Achat (OPA) et de rachat des anciens opérateurs historiques par des opérateurs internationaux. Ces dimensions posent des problèmes de stabilité des engagements, car si les actionnaires initiaux pensaient garder le contrôle de leur entreprise, une OPA, ou toute autre forme de rachat des entreprises, se solde à la fois par une perte de contrôle des entreprises et par des pressions politiques importantes⁹¹

Percebois [2001], Thomas [2002], Codognot et alii [2002] décrivent les processus de fusion et d'acquisition à l'œuvre en Europe comme débouchant sur une nouvelle structure industrielle européenne. Dans cette structure, de nouveaux rapports de force entre deux types d'acteurs sont à l'œuvre : d'un côté ces auteurs notent le rôle des acteurs internationaux qui comprennent trois groupes engagés dans une stratégie européenne de domination des marchés électriques. Il s'agit des opérateurs EDF, RWE et EON. D'un autre côté, quelques autres groupes semblent se limiter⁹² à une stratégie et un positionnement régional. Il s'agit ici des opérateurs, Endesa et Iberdrola (Espagne), Vattenfall (Suède) et ENEL (Italie) [Thomas, 2002].

Les pouvoirs de marché

Staropoli [2001 et 2002] distingue trois formes de pouvoir de marché par l'analyse des marchés anglais et nordiques : la « forme verticale », la « forme horizontale » et la « forme locale⁹³ ». Le pouvoir de marché vertical est la forme de pouvoir de marché caractéristique des industries organisées en plusieurs activités verticales. Ses manifestations les plus symptomatiques sont les subventions croisées, les comportements de prédation... . A l'heure actuelle, les problèmes de pouvoir de marché semblent s'être déplacés de la dimension verticale aux dimensions horizontale et locale. Pour autant, cela ne signifie pas que les risques d'exercice d'un pouvoir de marché dans ce cas ont complètement disparu. Glachant et Pignon [2002] montrent qu'au niveau des interfaces entre la production et le transport dans le cadre du traitement des congestions, des pertes et des services auxiliaires et des conditions de rachat peuvent être assimilés à des

⁹⁰ : Compte tenu de l'évolution technologique décrite.

⁹¹ : Dans un premier temps les opérateurs anglais ont été acquis par des groupes américains sans grandes difficultés, mais, lorsque les opérateurs français (EDF) et allemands se sont implantés, de plus vives contestations se sont manifestées. Voir annexe 2 sur les structures de propriété anglaises.

⁹² : Volontairement ou contraint par les structures de gouvernance locales.

⁹³ : Cette forme locale de pouvoir de marché est la conséquence des réformes concurrentielles.

comportements opportunistes des opérateurs⁹⁴. Ainsi au niveau de l'interface production - distribution, dans le cas où l'éligibilité serait partielle, le risque est grand de voir les producteurs - distributeurs intégrés pratiquer des subventions croisées entre les clients éligibles et les clients non éligibles⁹⁵.

En ce qui concerne l'exercice d'un pouvoir de marché horizontal, plusieurs études ont montré qu'il n'est pas nécessaire que l'indice de concentration soit particulièrement élevé pour que s'exerce un pouvoir de marché horizontal sur un marché de gros d'électricité⁹⁶. Deux stratégies soulignant l'exercice de pouvoir de marché ont été identifiées : une « stratégie prix » et « stratégie quantité ».

Les stratégies-prix consistent, pour un producteur (qui n'est pas en situation de monopole), à influencer de manière unilatérale⁹⁷ le niveau du prix de marché en utilisant le prix comme variable d'action [Wolfram 1999]. Staropoli [2002] identifie également trois comportements stratégiques utilisant les quantités comme une variable d'action : (i) le retrait de capacité « simple » destiné à dégager une rente de rareté [Newbery 1995, 2000]⁹⁸, (ii) le retrait de capacité destiné à manipuler le mécanisme d'incitation [Wolak et Patrick 1997]⁹⁹, (iii) l'arbitrage entre le marché spot et le marché d'ajustement [Stoft, 2002]¹⁰⁰.

L'exercice d'un pouvoir de marché dans l'optique de la Nouvelle Economie Institutionnelle peut être interprété comme un comportement opportuniste des opérateurs sur les consommateurs électriques. En ce sens, cet exercice est problématique pour les réformes concurrentielles, car il permet que les opérateurs produisent des inefficacités qui leurs sont profitables. De ce fait, la structure de gouvernance de la réforme, doit être capable de limiter *ex ante*, par un choix de règles

⁹⁴ : Si l'introduction de la concurrence et l'ouverture des réseaux ne s'accompagnent pas d'une dé-intégration verticale complète, on pourra toujours soupçonner l'exercice d'un pouvoir de marché vertical sous forme de tarification discriminatoire ou de comportements stratégiques.

⁹⁵ : En Suède et en Espagne, l'intégration forte entre la production et la distribution (notamment par Vattenfall, Endesa et Iberdrola) reste un enjeu majeur, source de pouvoir de marché vertical [Olsen, Skytte 1998, Arocena, 1998]

⁹⁶ : L'inélasticité-prix de la demande, la faible élasticité-prix de l'offre liée aux contraintes d'exploitation des centrales et aux contraintes de capacité de transport, (voir annexe 1), donnent peu de marges de manœuvre aux consommateurs pour ajuster leur consommation, et aux producteurs pour se substituer à ceux qui exercent un pouvoir de marché.

⁹⁷ Plusieurs producteurs peuvent aussi s'entendre pour avoir une stratégie-prix concertée ; c'est alors de la collusion, et le résultat obtenu visé par cette entente est une augmentation du prix qui bénéficie à tous les participants.

⁹⁸ : Newbery [1995] démontre que les producteurs ont une incitation à restreindre les capacités disponibles. Cette stratégie est profitable sur le Pool anglo-gallois si la capacité installée se situe entre 10% et 40% des capacités totales.

⁹⁹ : Ils mettent en évidence que la manipulation consiste à minorer les capacités déclarées, et à les « re-déclarer » disponibles par la suite. Cette manipulation permet un niveau élevé de *prix* et de prime de capacité.

¹⁰⁰ : S'il existe à la fois un marché spot, un marché des services auxiliaires et un marché d'ajustement, certains producteurs sont avantagés par la composition de leur portefeuille de centrales et/ ou de leur localisation sur le réseau. Les producteurs disposant des centrales les plus flexibles sont en mesure de manipuler le premier marché de façon à gonfler les besoins en temps réel.

et de structures, et *ex post* par une supervision et une modification des cadres réglementaires, ce type de comportement opportuniste.

Pour conclure, la question du nombre d'acteurs, des pouvoirs de marché et de la nature des séparations introduites entre les maillons subit l'influence de la répartition des portefeuilles de production entre les opérateurs sur le pouvoir de marché (horizontal, vertical et local) qui leur est donné¹⁰¹. De plus, le jeu concurrentiel peut conduire à opérer des réintégrations ou des « quasi intégrations » verticales par l'intermédiaire de prises de participation minoritaires ou la signature de contrats¹⁰² de plus ou moins long terme destinés à conserver les bénéfices¹⁰³ de l'intégration verticale¹⁰⁴[Newbery, 2000]. Plus généralement, il est ici important de souligner que ces questions laissées en suspens ajoutées à l'absence de marchés électriques complets [Wilson,1999, 2002] introduisent une dimension *ex post* très importante dans l'analyse des réformes électriques. Sous cette double contrainte, il est impossible de garantir qu'une réforme électrique puisse être parfaitement implantée *ex ante*, sans une série d'ajustements structurels et réglementaires *ex post*. Ces ajustements reposent alors la question de la gestion de l'opportunisme entre les différents acteurs synthétisé dans la figure 2.

3.3. L'opérationnalisation de la recherche

L'introduction d'arrangements concurrentiels dans l'industrie électrique est supposée réduire les inefficacités par la conjugaison de deux mécanismes : une meilleure localisation des coûts et des profits, et la pression des forces concurrentielles en production et en commercialisation. La plupart des études empiriques portant sur les réformes des industries de réseau conduites par la Nouvelle Economie Institutionnelle se sont concentrées sur les facteurs institutionnels influençant le choix et l'efficacité d'une réforme [Levy et Spiller 1994, Guasch et World Bank, 1995 ; Spiller, 1999 ; Savedoff et Spiller 1999 ; Ménard et Shirley 2000, Holburn et Spiller, 2001, Shirley, 2002]. Ces auteurs montrent que dans les pays en voie de développement, les facteurs institutionnels apparaissent décisifs pour expliquer à la fois le choix réalisé par la réforme et les conditions de son efficacité. Cela est également le cas dans les trois réformes européennes

¹⁰¹ : Nous verrons également qui si les opérateurs sont privés, l'existence de coûts échoués et de coûts de transition à la concurrence pourra également pour limiter le nombre de choix possibles.

¹⁰² : financiers ou physiques

¹⁰³ : En Angleterre, *National Power* et *PowerGen* ont essayé à plusieurs reprises de prendre des participations dans des RECs, voire de lancer des OPAs autorisées depuis la cession des *goldenshare* que détenait le gouvernement depuis la privatisation. Jusqu'en 1998, elles n'ont essayé que des refus de la part du gouvernement.

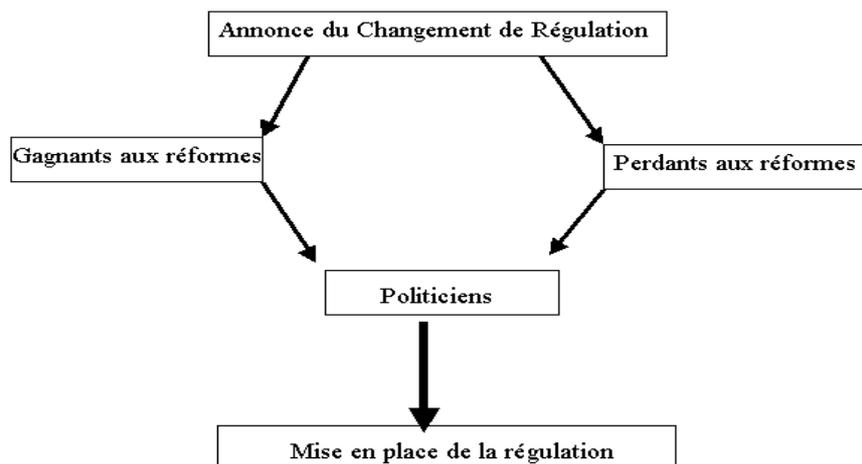
¹⁰⁴ : Quand les *utilities* ne supportent aucune concurrence dans la fourniture des clients finals, elles ont la possibilité de signer différentes sortes de contrats avec peu de risque, car elles sont en mesure de répercuter les coûts sur les clients finals.

sélectionnées et l'opérationnalisation de la recherche passe par l'utilisation d'une grille d'analyse distinguant trois étapes : l'attractivité, la faisabilité et la crédibilité des réformes électriques.

Le point de départ de ces analyses est de considérer que la réforme entraîne des effets de redistribution de ressources entre les consommateurs, les actionnaires, les employés, les fournisseurs¹⁰⁵ et l'Etat. En principe, ce nouveau partage est annoncé comme étant globalement pour l'ensemble des parties prenantes, avec un accent particulier porté sur les consommateurs et les actionnaires en cas de privatisation¹⁰⁶. Pour passer du principe à l'analyse des situations concrètes, il faut étudier la diversité des situations avant les réformes où l'opportunisme gouvernemental s'est diversement exprimé dans les deux directions illustrées par la figure N°2. Ainsi les pouvoirs publics ont pu satisfaire les demandes des parties prenantes et/ou mener des politiques industrielles plus ou moins efficaces [Surrey, 1996 ; Mac Kerron, 2001 ; Finon et Staropoli, 2001] marquant la physionomie de l'industrie électrique de chaque pays [Midttun 1997 ; Cross, 1996]. De ce fait, l'attractivité de la réforme est pour chaque pays différente, fonction des diverses intensités et compositions des demandes des parties prenantes et le deuxième chapitre montrera que l'attractivité de chaque réforme passe par la remise en cause de ces anciens modes d'organisation verticalement intégrée et des concessions faites aux parties prenantes.

Figure¹⁰⁷ N°9

L'analyse de l'attractivité des réformes



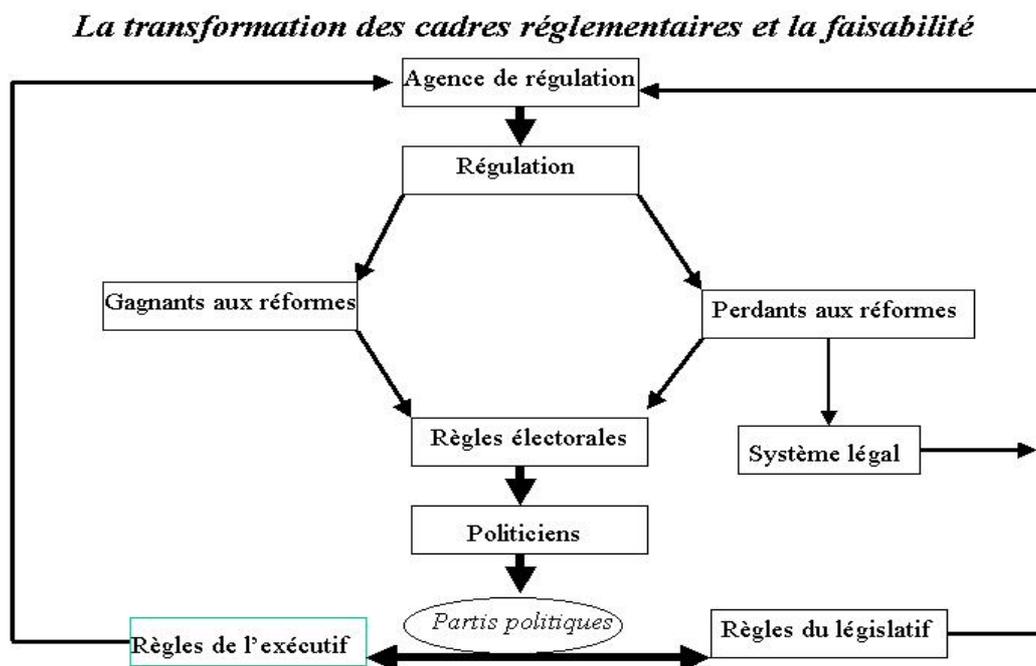
¹⁰⁵ : Combustibles, matériel électromécanique

¹⁰⁶ : Nous verrons dans le cas espagnol, que ces gains affectent également les entreprises déjà privées.

¹⁰⁷ : Les trois représentations graphiques suivantes sont issues d'un séminaire animé par Mary Shirley à l'université Paris I en Mai, ils n'ont pas de références bibliographiques précises.

Sur cette organisation industrielle administrée particulière, une seconde dimension vient s'ajouter à la compréhension des réformes électriques. La faisabilité des réformes sera définie dans le troisième chapitre comme la capacité dont disposent les pouvoirs publics pour transformer, à la fois, les structures industrielles et les cadres réglementaires. Cette contribution met en jeu deux niveaux d'analyse identifiés par Williamson [2000]¹⁰⁸ pour rendre compte de la réalité des mécanismes institutionnels permettant de faire fonctionner la production et la modification des règles du jeu. Ainsi, on doit considérer, d'une part, les capacités d'action des pouvoirs publics, et d'autre part, les limites institutionnelles à l'exercice des droits de transformation des cadres législatifs¹⁰⁹.

Figure N°10



¹⁰⁸ : Williamson distingue d'abord le premier niveau d'analyse institutionnelle qui comprend les structures sociales, la culture, les traditions et les religions qui évoluent à un rythme de très long terme. Le deuxième niveau est constitué de l'environnement institutionnel qui comprend les règles formelles du jeu à long terme, les droits de propriétés, les structures politiques la bureaucratie, le pouvoir judiciaire... Ce niveau d'analyse est celui des théories des droits de propriété et de la théorie positive de la politique. Le troisième niveau comprend le niveau traditionnellement étudié par la théorie des coûts de transaction et de l'étude des structures de gouvernance. Son rythme de transformation est plus rapide (de 1 à 10 ans). Enfin le dernier niveau d'analyse comprend les problèmes d'allocation des ressources en termes de prix, de quantités et d'incitations que traite généralement l'économie néoclassique standard et les théories d'Agence.

¹⁰⁹ : Ces dimensions seront précisées dans le troisième chapitre.

Ces limites introduisent dès lors des chemins de dépendance¹¹⁰ qu'il faut évaluer par le critère de remédiabilité. Pour clarifier cette notion, Liebowitz & Margolis [1995 et 1999] distinguent trois formes différentes de dépendance. Le premier degré de dépendance est relativement trivial. L'agent achète un bien immobilier aujourd'hui pour l'ensemble de la durée de vie de sa cellule familiale. Le chemin de dépendance est simplement la conséquence de la durabilité de l'actif face aux évolutions futures de la consommation immobilière et des aléas familiaux. Il est possible que sur certaines sections de la durée de vie, la consommation puisse sembler inefficace¹¹¹. Un second degré de dépendance est identifiable par la prise en compte de l'information imparfaite sur tous les états de la nature futurs et de toutes les conséquences pour les agents. La décision de construction immobilière peut être considérée comme inefficace si dans cinq ans, une centrale nucléaire se construit à proximité du bien immobilier sans que l'acheteur ne puisse le savoir. Cette situation imprévisible rendrait un autre choix plus efficace, mais il ne s'agit pas encore d'une inefficacité au sens strict, car cette situation était strictement imprévisible et doit rester en dehors de l'analyse économique. Le troisième degré de dépendance est le seul réellement porteur d'inefficacités. Il s'agit d'une situation où, malgré l'existence d'autres alternatives plus efficaces, l'agent choisit une situation sous-optimale. Si l'on poursuit l'exemple du bien immobilier, l'agent sait que la centrale nucléaire va être construite, mais il est dans l'impossibilité de coordonner les décisions de tout le voisinage pour un déménagement collectif. Liebowitz & Margolis soutiennent l'idée que seul ce type d'inefficacités relève de l'analyse économique. Il est essentiel qu'il existe une alternative plus efficace qui ne soit pas sélectionnée pour que l'on puisse envisager de caractériser l'importance d'un chemin de dépendance. Seul le dernier degré de dépendance historique est source d'inefficacité, car l'information concernant une solution plus efficace existe, mais un problème de coordination bloque l'accès à une solution globalement préférable. Le fait de disposer d'un cadre d'analyse de la faisabilité des réformes permet d'appliquer le critère de Remédiabilité de Williamson [1996 p 195] et ce troisième chapitre démontrera que, plus les limites institutionnelles et industrielles d'exercice des pouvoirs sont contraignantes, et plus le besoin d'un accord de l'ensemble des parties prenantes est nécessaire pour produire une réforme de grande ampleur.

¹¹⁰ : Les réflexions en terme de « Path dependency » sont issues d'une inspiration et d'une transposition du développement des théories du chaos développées dans les sciences physiques et mathématiques au niveau économique. Deux types de théories s'opposent sur les influences des chemins des chemins de dépendance technologique et institutionnel. North [1990] souligne le rôle des institutions qui déterminent les changements technologiques, tandis que Nelson et Winter [1982] s'orientent vers un déterminisme technologique dans le cadre des théories évolutionnistes, tandis que Williamson et Winter [1991] semblent tracer la voie de recherches communes sur ce point précis.

¹¹¹ : Sans enfants, le bien immobilier est trop vaste ; avec un enfant, le bien est optimal ; avec un second enfant, peut être le bien immobilier devient trop petit, et au moment de la retraite, le bien est à nouveau trop grand.

Le dernier temps de l'analyse porte sur l'évaluation de la crédibilité des réformes anglaise, allemande et espagnole. Ce chapitre étudiera la supervision que les pouvoirs publics organisent après le lancement de la réforme sous l'angle de la gestion de l'opportunisme. Cet angle se justifie par la coexistence de deux éléments problématiques : le premier se structure autour de la question de l'incomplétude contractuelle existant entre les entreprises régulées et le régulateur ou le gouvernement. Cette incomplétude ouvre la porte aux comportements opportunistes ou discrétionnaires des autorités publiques et des opérateurs vis-à-vis des consommateurs. De plus cette supervision est d'autant plus délicate que l'information est asymétrique dans le secteur électrique. La question devient alors comment limiter ce double opportunisme [Haggard, 2000 ; Noll, 2002], le pouvoir discrétionnaire des autorités publiques et l'exercice d'un pouvoir de marché par les opérateurs historiques.

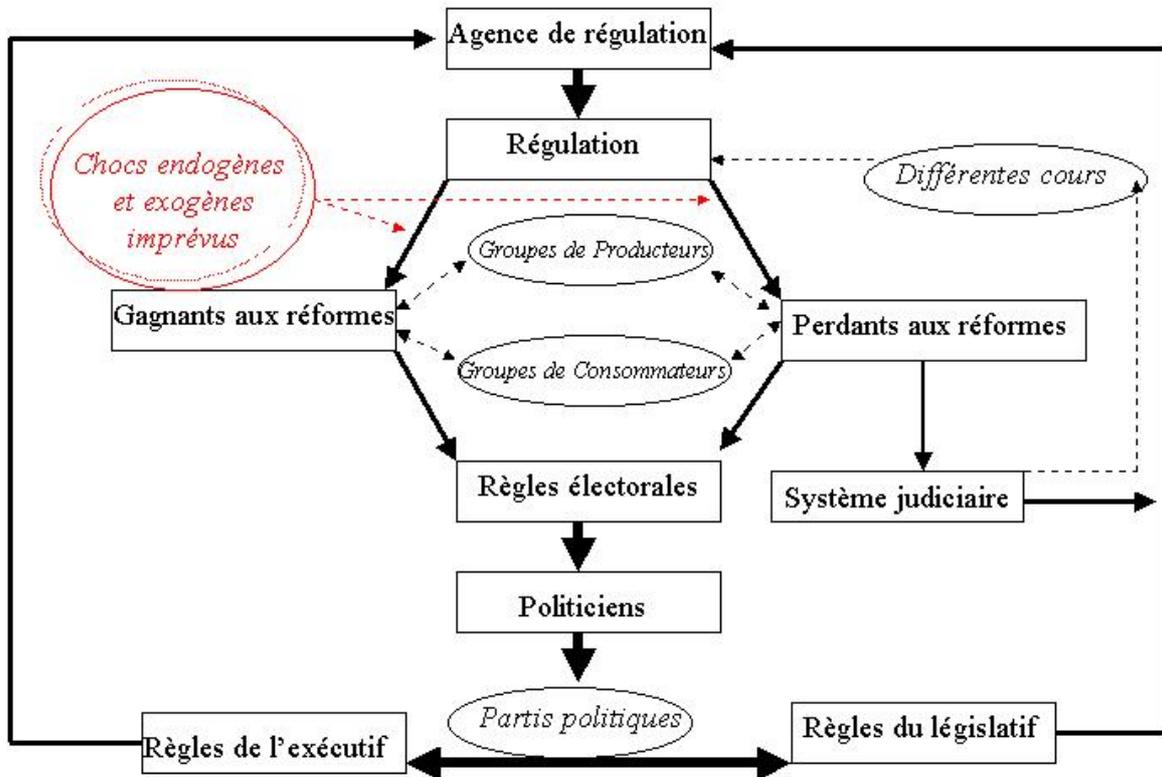
Le second problème s'appuie sur le problème souligné par North [1990a p 191]. « *Even though political institutions facilitate exchange among bargaining parties, there is no implication of economic efficiency as an outcome. ... Inefficient economic institutions are the rule, not the exception* ». Ce chapitre, en reprenant les conceptions initiales de Goldberg [1976], et les travaux de Levy, Spiller et Guasch¹¹², montrera que les structures de gouvernance de la régulation doivent être suffisamment flexibles pour permettre de s'adapter *ex post* aux événements non anticipés, sans pour autant être trop lâches et permettre l'exercice de l'opportunisme des parties prenantes et du gouvernement. Ce chapitre montrera alors qu'il existe un arbitrage opposant flexibilité et réduction de l'opportunisme par la stabilité des engagements¹¹³. Dans cette dernière étape, l'analyse institutionnelle enrichira la perspective micro analytique de Williamson par l'introduction d'un triangle d'opportunisme, et réciproquement, l'analyse transactionnelle, et son dilemme entre opportunisme et flexibilité structurera l'analyse de la crédibilité des réformes.

¹¹² : Levy et Spiller [1994] et Guasch et Spiller [1999].

¹¹³ : Crocker et Masten [1991] développent cette problématique dans le cadre de relations bilatérales.

Figure N° 11

La dimension de la crédibilité des réformes



4. Conclusion du premier chapitre

Dans ce chapitre, l'utilisation d'une lecture néo-institutionnelle a permis, par la complémentarité des approches transactionnelle et institutionnelle, de traiter des différentes questions composant les réformes électriques dans un cadre d'analyse unifié : les questions de segmentation de l'ancien monopole verticalement et horizontalement intégré, d'externalités, de problèmes de mesure, d'actifs spécifiques et d'opportunisme conduisant à une structure de gouvernance réglementée où coexistent mécanismes de marché et réglementation. Cette lecture montre également qu'il existe un fort problème d'opportunisme bilatéral entre les firmes et les consommateurs, et que les formes locales de pouvoirs de marché restent encore très délicates à éradiquer dans le cadre des réformes concurrentielles qui les a fait naître.

Les réformes électriques impliquent de réaliser un ensemble de choix de mécanismes de coordination des activités par le marché ou par la réglementation, dont il n'existe pas encore de forme stabilisée. Les marchés électriques restent incomplets pour gérer l'ensemble des problèmes de coordination technique et économique et cette incomplétude réintroduit l'opportunisme gouvernemental dans les relations électriques. Celui-ci s'ajoute alors aux autres formes d'opportunisme déjà identifiées par la Théorie des coûts de transaction entre les firmes et les consommateurs. Cette impossibilité d'introduire *ex ante* des marchés électriques complets nécessite alors une supervision réglementaire qui, dans le cadre de la Théorie des Coûts de Transaction, doit encadrer les transactions électriques de telle manière que l'opportunisme, les externalités et l'incertitude entre les différentes parties prenantes soient efficacement pris en compte.

La revue des principales familles de réforme électrique a permis de distinguer diverses modalités de réforme et les problèmes laissés en suspens par ces innovations concurrentielles. Cette revue a distingué les réformes minimalistes, les diverses réformes par marché de gros et les réformes allant jusqu'aux marchés de détail. Elle a permis l'identification des principaux problèmes laissés en suspens par ces innovations concurrentielles concernant les problèmes de coordination des investissements et les pouvoirs de marché. Pour finir, nous avons justifié l'opérationnalisation de la recherche en trois étapes distinguant l'attractivité, la faisabilité et la crédibilité des réformes électriques.

Dernier chapitre. La crédibilité des réformes

1.	Introduction du dernier chapitre	186
2.	L'analyse de la crédibilité des réformes.....	188
2.1.	La crédibilité comme un problème de design institutionnel	188
2.2.	Le design des composantes et la crédibilité	198
3.	La crédibilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole.....	229
3.1.	La crédibilité de la réforme anglaise.....	231
3.2.	La crédibilité de la réforme allemande.....	243
3.3.	La crédibilité de la réforme espagnole	253
4.	Conclusion de dernier chapitre	265

Governance is the means by which to infuse order, thereby to mitigate conflict and realize mutual gain.

Williamson [2002, p 5]

1. Introduction du dernier chapitre

L'étude de la crédibilité des réformes électriques permet de conclure l'analyse des difficultés et des moyens de produire une réforme électrique. Pour atteindre cet objectif, le cadre d'analyse développé initialement par Levy et Spiller [1994] et repris par Guasch et Spiller [1999] semble le plus indiqué. Pour ces auteurs, la crédibilité d'une réforme se mesure à la capacité dont dispose la structure de gouvernance de la régulation à résoudre les problèmes contractuels entre le Gouvernement, les opérateurs et les autres parties prenantes. En accord avec les travaux fondateurs de la Théorie de coûts de Transaction [Goldberg, 1976 ; Williamson, 1976 et 1985], la structure de régulation est définie comme tous les mécanismes qu'utilise une société déterminée pour résoudre les problèmes d'opportunisme. Le premier chapitre a synthétisé ces problèmes sous la forme d'un triangle d'opportunisme reprenant ainsi les questions à résoudre par la structure de gouvernance : ainsi entre les firmes et le gouvernement, il convient de circonscrire l'opportunisme gouvernemental pouvant induire des formes d'expropriation relative ou absolue de la quasi-rente des opérateurs investissant à long terme [Moe, 1991, 1994 et 1999 ; Weingast, 1995 ; Noll, 2002] ; ensuite, entre les firmes et les consommateurs, il convient de restreindre l'exercice du pouvoir de marché des opérateurs [Staropoli, 2001 ; Wilson, 2002 ; Stoft, 2002]; enfin, entre le gouvernement et les parties prenantes, il convient de restreindre les distorsions tarifaires et les subventions croisées demandées par ces dernières [Newbery, 2000]. Dans le cadre de la Théorie des coûts de Transaction, une structure de gouvernance doit être en mesure (1) de circonscrire l'opportunisme gouvernemental, (2) de borner l'exercice de pouvoir de marché des opérateurs, et (3) de limiter les demandes de protection spécifiques des parties prenantes à la réforme. Les chapitres précédents ont démontré que ces questions étaient particulièrement délicates à résoudre dans les réformes électriques. Le premier chapitre a défini les caractéristiques techniques et institutionnelles interdisant une solution théorique ou pratique au problème de l'exercice de pouvoir de marché des opérateurs électriques sur les marchés électriques. Le deuxième chapitre a déterminé la nature et l'intensité des demandes que les parties prenantes avaient négociées dans l'ancien arrangement institutionnel électrique. Le troisième chapitre a montré l'influence des pouvoirs de négociation sur la faisabilité des réformes électriques. La

conclusion est qu'il existe de réelles limites institutionnelles et industrielles aux capacités de transformation des filières électriques et qu'en certaines circonstances, l'opportunisme gouvernemental pouvait s'exercer en utilisant des limites institutionnelles et industrielles supposées. Ce chapitre intégrera l'ensemble de ces problèmes d'opportunisme dans une évaluation de la crédibilité des réformes qui combinera les apports théoriques des deux branches de la Nouvelle Economie Institutionnelle.

Dans leurs travaux pionniers, Levy et Spiller [1994] définissent la crédibilité d'une structure de gouvernance comme reposant exclusivement sur la stabilité et l'irrévocabilité des engagements initiaux. Dans la dernière version des travaux de ce groupe, Holburn et Spiller [2001] aboutissent à la définition d'un besoin de flexibilité des structures de gouvernance et des structures incitatives dans le cas de la réforme électrique. L'apparition de ce besoin de flexibilité constitue une avancée dont la portée n'a pas été exploitée par ces auteurs. En effet, le besoin de flexibilité illustre une limitation du cadre théorique initial qui n'a pas encore conduit à une transformation de l'interprétation des principaux déterminants du design institutionnel, car cette version de la crédibilité est exagérément tournée vers l'objectif de stabilité des engagements. Il conviendra alors de proposer une relecture du schéma d'analyse de la crédibilité développé par Levy, Spiller, Guasch et Holburn à l'aulne de l'arbitrage classique issu de la Théorie des Coûts de Transaction entre stabilité des engagements et flexibilité face à l'incertitude.

La première partie de ce chapitre présentera et discutera le cadre théorique de Levy et Spiller [1994] complété par Guasch et Spiller [1999]. Par le réexamen de l'ensemble du schéma d'analyse, l'impact de l'arbitrage entre stabilité des engagements et flexibilité sera souligné sur trois points : d'abord, au niveau de l'interaction entre l'environnement institutionnel et les modes de gouvernance de la régulation, ce besoin de flexibilité redessine les critiques initiales des modes de gouvernance ; ensuite, ce besoin d'arbitrage permet de reconsidérer les critiques concernant l'utilisation des pouvoirs discrétionnaires des régulateurs et des diverses autorités de la concurrence ; enfin, en réexaminant les structures incitatives de la régulation sous l'angle de la stabilité des engagements et de la flexibilité, une relecture de la théorie des incitations apparaît. La seconde partie du chapitre concernera l'application la nouvelle définition de la crédibilité comme arbitrage entre stabilité des engagements et flexibilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole. Ce cadre d'analyse permettra de relativiser la portée de la réforme anglaise, de souligner les performances, a priori surprenantes, de l'Allemagne, et enfin d'accentuer les ambiguïtés de la réforme espagnole.

2. L'analyse de la crédibilité des réformes

Grâce aux travaux successifs de Levy et Spiller [1994, et 1996 a et b] sur la réforme des télécommunications, de Guasch et Spiller [1999] sur les réformes des différentes industries de réseaux en Amérique Latine, de Spiller et Savedoff [1999] sur les réformes des secteurs de distribution d'eau, et, plus partiellement, de Spiller et Martorell [1996], Bergara, Heniz et Spiller [1998] et Spiller et Holburn [2001] sur les réformes électriques, la nouvelle économie néo-institutionnelle dispose d'un cadre d'analyse de la crédibilité et de l'efficacité relative des structures de gouvernance en fonction de l'environnement institutionnel. Pour ces différents auteurs, la crédibilité d'une réforme repose sur un problème de design des institutions de régulation. Ce design a pour fonction de résoudre les trois problèmes d'opportunisme qui caractérisent la régulation administrée entre le gouvernement, les opérateurs de la filière et les différentes parties prenantes¹.

2.1. La crédibilité comme un problème de design institutionnel

La première section présentera la structure du modèle adopté par Levy et Spiller, puis en discutera la portée et les limites en terme de flexibilité face aux transformations des conditions économiques générales et aux besoins de redéfinition des règles de fonctionnement de la fourniture électrique libéralisée. Ainsi nous généraliserons les derniers apports théoriques de Holburn et Spiller [2001] illustrant le besoin de flexibilité des structures de gouvernance et des structures incitatives. Nous montrerons que cette redéfinition transforme la compréhension de la crédibilité des réformes électriques.

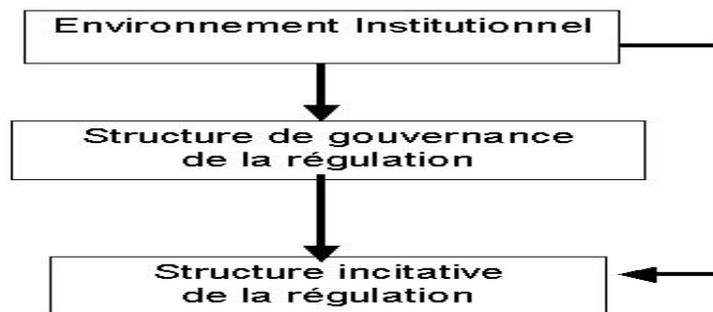
2.1.1. Le modèle initial de Levy et Spiller [1994]

Le cadre théorique de Levy et Spiller [1994], complété des apports de Guasch et Spiller [1999], propose de dissocier trois niveaux d'analyse : (1) l'environnement institutionnel propre à chaque pays, (2) la structure de gouvernance de la régulation, et (3) la structure incitative de la régulation. En ce qui concerne l'étude du premier niveau, ces auteurs considèrent ainsi que l'environnement institutionnel est une donnée à court terme, son influence est essentielle par l'interaction entre cet

¹ : Figure 2, chapitre 1.

environnement institutionnel et la structure de gouvernance de la régulation². De ce fait, la structure de gouvernance est l'élément central de leurs analyses sur le design institutionnel.³ Les structures incitatives sont considérées comme l'élément révélateur de l'influence de l'environnement institutionnel sur les structures de gouvernance de la régulation.

Figure 1 : Le cadre d'analyse des structures de régulation



Dans ce cadre théorique, les auteurs définissent la crédibilité d'une réforme comme principalement orientée vers le design de la structure de gouvernance qui permette la stabilité des engagements des différents acteurs. Ce design a pour fonction de résoudre les trois problèmes d'opportunisme qui caractérisent le contrat incomplet⁴ de régulation entre le gouvernement, les opérateurs de la filière et les différentes parties prenantes des industries de réseaux⁵.

La distinction entre « regulatory governance » et « regulatory incentives »

Depuis Levy et Spiller [1994], les sources de la crédibilité des réformes sont à chercher dans la combinaison et la complémentarité des structures de gouvernance avec l'environnement institutionnel. Selon eux, il est important de bien concevoir des structures de gouvernance de la réforme qui soient complémentaires des dotations institutionnelles de la société. Cette complémentarité entre les nouvelles institutions, créées pour encadrer le processus de réforme et conduire le suivi du processus, doit être soigneusement construite pour éviter les défaillances de régulation. Pour atteindre cet objectif, il est important de distinguer deux sous-ensembles de problèmes dans la création d'un design de la réforme⁶ : d'une part, l'articulation entre

² : Ainsi ces auteurs montrent que certains environnements institutionnels facilitent les garanties apportées aux structures de régulation.

³ : Dans un certain contexte présenté dans le chapitre précédent.

⁴ : Voir également Fares et Saussier [2000], Ménard et Saussier [2000] et Williamson [2002b].

⁵ : Ces problèmes sont les risques d'opportunisme gouvernemental [Moe 1991, 1994 et 1999 ; Weingast 1995], d'exercice de pouvoir de marché des opérateurs [Staropoli 2001], et des demandes de protection des parties prenantes à la réforme [Newbery, 2000].

⁶ : « Regulatory design »

l'environnement institutionnel⁷ et la structure de gouvernance de la régulation⁸, et, d'autre part, la combinaison entre la structure de gouvernance et les structures incitatives⁹.

L'analyse de l'environnement institutionnel

Chacune des cinq composantes de l'environnement institutionnel joue un rôle important dans la capacité d'une régulation à être crédible. Les cinq composantes agissent aussi comme des contraintes pour le choix des instruments « de base » de la régulation et, à la suite de North [1990], Levy et Spiller [1994] définissent l'environnement institutionnel d'un pays comme les règles de fonctionnement des éléments suivants : les institutions législatives et exécutives ; les institutions judiciaires ; les coutumes et normes informelles ; la nature des intérêts contradictoires¹⁰ ; et enfin les capacités administratives¹¹. Le chapitre précédent a montré que la faisabilité des réformes était conditionnée par les capacités de transformation institutionnelles, il s'agit maintenant d'étudier leur capacité à produire la stabilité des engagements.

Les structures de régulation

En accord avec les travaux fondateurs de la Théorie de coûts de Transaction [Goldberg, 1976 ; Williamson, 1976 et 1985], la structure de régulation est définie comme tous les mécanismes contractuels qu'utilise une société déterminée pour résoudre les problèmes contractuels d'opportunisme entre l'état, les firmes et les parties prenantes au secteur électrique. Ces trois problèmes de limitation de l'opportunisme gouvernemental, de limitation de l'exercice d'un pouvoir de marché par les opérateurs et de demandes de protection des parties prenantes à la réforme constituent le cœur de la réflexion sur la crédibilité des réformes. Ces trois problèmes sont particulièrement importants dans la crédibilité de la réforme électrique. Une fois cette structure de régulation introduite, elle devra mettre en place des structures incitatives qui permettront d'atteindre ces objectifs.

Les structures incitatives

⁷ : A court terme, cet environnement institutionnel est une donnée, cependant à plus long terme, il est clair que l'action de création législative modifie et adapte l'environnement institutionnel.

⁸ : « *Regulatory governance* »

⁹ : « *Regulatory incentives* »

¹⁰ : Ce point est traité dans le deuxième chapitre sur les conditions d'attractivité des réformes.

¹¹ : Le seul point problématique dans les nations européennes a trait aux conflits de compétence entre niveaux administratifs concurrents. Ainsi, en Allemagne, les structures administratives sont fortement marquées par l'organisation fédérale de l'Etat, ce qui peut engendrer des conflits de compétence.

Les structures incitatives de la régulation comprennent toutes les règles qui cherchent à améliorer l'efficacité allocative de la nouvelle régulation, à éviter l'exercice de pouvoir de marché, et à restreindre les demandes de protection des parties prenantes de la réforme. Ces structures sont composées de diverses dimensions dont les éléments varient grandement d'un pays à l'autre et d'un secteur industriel à l'autre.

Dans le questionnaire initial de Levy et Spiller [1994], les structures incitatives ne sont pas étudiées comme telles. La question qui anime les auteurs porte sur le manque de performance¹² constaté dans divers processus de réforme des télécommunications utilisant des mécanismes incitatifs proches. Pour analyser ces différences de performances, Levy et Spiller [1994] montrent que l'interaction entre les environnements institutionnels et les structures de gouvernance sont les déterminants de ces différences de performance. Ainsi, leurs travaux ont montré qu'il est important de combiner efficacement les deux dimensions du *regulatory design* avec un environnement institutionnel défini. Ces auteurs soulignent ainsi que certains environnements institutionnels sont mieux dotés que d'autres pour garantir une crédibilité des engagements. Ils ont également souligné la nécessité de créer une structure de gouvernance adéquate qui soutende des mesures incitatives appliquées au secteur concerné.

Pour traiter des caractéristiques des industries de réseaux, Levy et Spiller [1994] notent la présence de trois particularités isolant ces industries des autres activités économiques et qui induisent le besoin d'une régulation gouvernementale. Ils insistent alors sur trois aspects des industries de réseaux qui influencent les formes et les performances des nouvelles structures de gouvernance de la régulation en fonction de l'environnement institutionnel.

Les caractéristiques des industries de réseaux

On notera, d'abord, la présence de technologies de production reposant sur de larges investissements irrécouvrables. Comme les investissements spécifiques ne peuvent être facilement ou directement utilisables dans d'autres secteurs ou d'autres usages, ils induisent un risque d'expropriation des investisseurs privés par les autorités publiques. Cette expropriation peut se réaliser directement par une nationalisation, ou indirectement par une tarification qui ne permette pas que les coûts de fonctionnement soient couverts¹³.

¹² : cette performance est évaluée en terme d'investissements.

¹³ : Par une tarification idoine, le gouvernement peut exproprier les bénéfices des entreprises, et cette situation induit le besoin de mesures de sauvegarde pour les opérateurs des décisions des gouvernements.

La seconde caractéristique économique qui isole les industries de réseaux des autres secteurs économiques concerne la présence d'économies d'échelle et d'envergure. Dans la plupart des industries de réseaux, des éléments de monopole naturel existent et induisent un besoin de régulation et de coordination des activités. Ce besoin de coordination des activités nécessite la mise en place d'une structure de gouvernance adaptée. Un mécanisme de coordination par le seul mécanisme de prix est donc insuffisant pour garantir l'efficacité allocative sur ce type de secteur, et une forme de coordination par l'autorité est nécessaire [Ménard, 1996].

La troisième caractéristique cherche à saisir la dimension politique de la production et de la consommation des biens. Comme ces biens sont massivement consommés par l'ensemble de la population, les groupes de pression et les gouvernements peuvent demander différentes formes d'aides, ou de protections via les politiques de tarification ou de subventions croisées. La première formulation de cette caractéristique cherchait à établir le rapport entre le nombre de votants et le nombre de consommateurs du bien distribué ; la seconde formulation de cette hypothèse, à partir de Spiller et Martorell [1996], abandonne la dimension chiffrée pour ne retenir que le caractère massif de la consommation des secteurs étudiés. Les raisons de cet abandon sont à chercher dans la difficulté qui existe d'avoir des données précises sur le nombre de consommateurs, de votants et de définir clairement dans les intentions de vote la corrélation précise entre la réforme des secteurs étudiés et les intentions de vote. Cette dimension politique de la consommation est cruciale, elle est la source logique de l'opportunisme possible des gouvernements à exproprier les investisseurs.

La stabilité des engagements comme condition de la crédibilité

Pour Levy et Spiller [1994], la crédibilité d'une structure de gouvernance repose principalement sur la dimension de la stabilité des engagements qui permet de résoudre les problèmes d'opportunisme gouvernemental, d'exercice de pouvoir de marché et de demande de protection de la part des parties prenantes. Il convient ici de souligner l'importance de ce premier élément, car la stabilité des engagements est une condition nécessaire à la crédibilité des réformes. Ainsi, l'introduction d'une structure de gouvernance suppose que les parties prenantes à la réforme vont pouvoir établir des anticipations de l'action du régulateur, et que celui-ci va tenir un certain nombre d'engagements. Pour atteindre l'objectif de la stabilité des engagements, trois types de restrictions contribuent à la crédibilité d'une régulation selon eux : (1) des obstacles au pouvoir discrétionnaire d'interprétation des règles, (2) des obstacles au changement de règles et (3) l'existence d'un système judiciaire permettant de mettre en œuvre les deux restrictions précédentes. Il nous semble ici important de remarquer que cette approche de la crédibilité des

réformes repose sur un double présupposé qu'il est délicat d'accepter dans l'étude des réformes électriques européennes.

Le premier présupposé discutable est la tendance implicite américano-centriste qui indique que le modèle institutionnel américain de séparation stricte des pouvoirs est une base souhaitable de la stabilité des engagements.¹⁴ De ce fait, les propositions de réforme institutionnelle sont orientées vers la déconcentration des pouvoirs. Cette tendance, et les propositions de réforme qui en émergent, sont issues des travaux des politologues américains. Ainsi, ces derniers alimentent les travaux de McCubbins, Noll et Weingast [1987 et 1989], Levy et Spiller [1994 et 1996] et Haggard [2000], qui, par exemple, cite Tsebelis [1995]. Celui-ci reprend explicitement l'a priori : « *the more veto gates, the more difficult policy is to change, but therefore the more stable and credible it tends to be* ».

Ce premier point est important. Effectivement, la présence de nombreux points de veto rend une loi difficilement transformable. Cependant, la condition de stabilité des engagements, bien que nécessaire, n'est pas suffisante pour assurer la crédibilité d'une réforme du secteur électrique. Pour que la stabilité des engagements soit suffisante pour garantir la crédibilité, un modèle complet de marchés électriques libéralisés doté de ces caractéristiques est indispensable. Ce type de construction suppose qu'il existe un modèle de réforme de référence efficace qui puisse être dupliqué dans les différents pays, et où seules les interactions entre environnement institutionnel et structure de gouvernance expliqueraient le manque de crédibilité.

Toutefois, l'absence de marchés complets de référence dans le domaine de l'électricité, et le manque de solution théorique aux problèmes des pouvoirs de marché¹⁵ ne peuvent pas garantir l'existence de cette solution théorique [Wilson, 1999, 2002]. En l'absence d'un modèle de référence dans le secteur électrique, une seconde condition dite de « flexibilité des modes d'organisation et des incitations » est nécessaire pour que la structure de régulation devienne crédible.

2.1.2. La crédibilité entre « stabilité des engagements et flexibilité »

Comme le soulignent Holburn et Spiller [2001, p 8], dans leurs derniers travaux concernant les secteurs électriques, il est essentiel de prendre en compte, en plus de la stabilité des engagements, une capacité d'adaptation et de « flexibilité » des structures de gouvernance et des mécanismes

¹⁴ : Levy et Spiller ont de grandes difficultés à caractériser la réforme britannique des télécommunications qui s'inscrit dans un cadre institutionnel très éloigné du modèle américain de séparation des pouvoirs et de droit de veto.

incitatifs. Dans ces travaux, les auteurs arrivent à cette conclusion¹⁶ en comparant les réformes électriques des Etats-Unis et de l'Angleterre, mais ils n'en tirent pas les conséquences analytiques sur l'ensemble du schéma d'analyse présenté ici.

C'est l'objet de cette section que de reconsidérer systématiquement le schéma initial de Levy et Spiller [1994], à la lumière de cette double contrainte de stabilité des engagements et de flexibilité des structures incitatives et des modes de gouvernance de la régulation. Il conviendra d'abord de préciser l'origine de ce besoin de flexibilité, puis de présenter les termes de cet arbitrage classique dans le cadre de la Théorie des Coûts de Transaction.

Les origines du besoin de flexibilité

Un grand nombre de justifications existe pour offrir des marges de manœuvre aux structures de la régulation et aux structures incitatives dans les secteurs électriques. La liste non exhaustive est présentée ici : la première raison du besoin de flexibilité des structures de régulation est à chercher dans l'incomplétude des contrats de régulation. Dans un contrat incomplet, l'ensemble des situations ne peut être prévu avant la mise en place d'une nouvelle forme de régulation. Il est donc nécessaire de déterminer des procédures de transformation, d'adaptation des règles aux transformations des conditions économiques¹⁷. Cette incomplétude nécessite la présence d'une autorité interne ou externe de résolution des conflits qui peuvent apparaître dans l'exécution du contrat, par les contractants [Ménard, 2000] ; La deuxième raison du besoin de flexibilité dans la régulation du secteur électrique tient à la liste et à la complexité des choix que représente une réforme électrique. La modularité des réformes électriques et la variété des combinaisons de choix de règles et de structures industrielles offrent un ensemble très vaste de situations nouvelles et d'interactions inattendues. Ainsi, la possibilité d'erreurs manifestes de règles ne peut être éliminée de la réflexion sur les réformes électriques, et il est nécessaire, pour que la structure de régulation reste crédible, de transformer et d'adapter les règles initiales. En l'absence de guide théorique et empirique, le processus d'apprentissage que connaissent les diverses autorités publiques n'est pas achevé, et la liste des conséquences affectant chacun des choix n'est pas encore totalement maîtrisée [Wilson, 1999, 2002] ; la troisième motivation pour introduire de la

¹⁵ : Verticaux, horizontaux et locaux.

¹⁶ : « *Designing regulatory institutions that are flexible enough to make balanced policy decisions in response to unanticipated events but that are rigid enough to insulate policy from political pressure is a difficult task* » .

¹⁷ : Les transformations majeures de règles sont donc logiquement exceptionnelles, et ne peuvent alors correspondre qu'à des transformations importantes des conditions économiques de fonctionnement.

flexibilité dans la gestion de l'industrie électrique est sa grande sensibilité aux chocs exogènes¹⁸. Plusieurs événements ont illustré ces problèmes transformant les données générales de fonctionnement du système électrique en perturbant les anticipations des opérateurs et leurs incitations à investir. De ce fait, des règles qui ne pourraient s'adapter aux transformations des conditions économiques générales pourraient conduire les opérateurs à des situations extrêmes de profits exceptionnels ou de faillites¹⁹ [Joskow, 1996].

Enfin, la présence de cycles d'investissements importants dans l'industrie électrique introduit le besoin d'une capacité à modifier les ordres de priorité des incitations en fonction de l'évolution de l'âge moyen des équipements. A titre d'exemple, le parc de centrales nucléaires va, dans quelques années, être en fin de cycle de vie, la priorité sera alors de fournir des incitations à la construction de centrales, puis viendra le temps du renouvellement des équipements de transport et de distribution [Finon et Staropoli, 2001]...

Ces conditions de flexibilité et de stabilité des règles constituent le cœur du problème de la crédibilité des réformes des industries de réseaux, et plus particulièrement de l'industrie électrique, qui concentre toutes les difficultés contractuelles possibles [Glachant, 2002]. En termes théoriques, il nous semble possible d'affirmer qu'une fois atteint l'objectif de stabilité des engagements, une structure de régulation est d'autant plus crédible qu'elle offre des marges importantes de flexibilité face à l'incomplétude des contrats, à des erreurs manifestes de choix des règles, aux chocs exogènes et aux transformations des ordres de priorité des problèmes à résoudre dans la filière électrique.²⁰ Toutefois, ces conditions de la crédibilité ne sont pas du même ordre, et il existe un arbitrage à réaliser entre la stabilité des engagements et le besoin de flexibilité. Après avoir exposé les caractéristiques de l'arbitrage entre la stabilité des engagements et la flexibilité, nous présenterons les voies de résolution des conflits persistant à l'intérieur de la structure de gouvernance, ou par le recours aux pouvoirs judiciaires et politiques.

L'arbitrage entre stabilité des engagements et flexibilité

L'objectif de stabilité maximum des engagements est atteint dans le cadre d'un contrat complet, où toutes les éventualités, et toutes leurs conséquences, sont déjà évaluées et compensées. Dans

¹⁸ : Les chocs pétroliers qui rendent attractives les centrales nucléaires, les guerres dans les zones pétrolières qui accroissent régulièrement le prix du pétrole, la chute du mur de Berlin et l'ouverture des réserves de gaz anciennement soviétiques modifient en profondeur les données économiques de l'industrie électrique.

¹⁹ : Ces deux situations sont intenablement politiques.

²⁰ : Cependant, ces chocs majeurs induisent souvent une crise du système de régulation qui peut entraîner, en cas de mécontentement général, le retour aux pré-conditions de la réforme et à l'attractivité d'une nouvelle réforme.

ce contrat complet, les opérateurs possèdent une visibilité parfaite des décisions des agences de régulation et prennent leurs décisions en optimisant sous contraintes les clauses contractuelles en fonction des événements prévus dans le contrat [Ménard, 2000].

A l'inverse, l'objectif de flexibilité maximum peut être décrit dans le cadre d'une régulation totalement discrétionnaire, où l'agence de régulation a toute liberté de modifier les règles du jeu de la régulation, les structures incitatives et les modalités de résolution des conflits. Dans ce cadre discrétionnaire, on peut concevoir que l'agence atteigne aisément l'objectif de flexibilité et d'adaptation, mais elle ne pourrait pas constituer, a priori, une structure de gouvernance où la stabilité des engagements serait garantie.

Cet arbitrage entre stabilité des engagements et flexibilité, face à l'incomplétude des contrats, aux erreurs manifestes de choix des règles, aux chocs exogènes et aux transformations des ordres de priorité des investissements, va donc être la source d'un dosage entre les composantes du design institutionnel. Ce dosage comprendra d'une part des composantes qui garantissent la stabilité des engagements, et d'autre part, des composantes permettant la flexibilité des règles. Comme ces deux dimensions ne sont pas aisément complémentaires, des conflits entre les deux objectifs existent, qui ouvrent la possibilité pour les différentes parties prenantes de demander une protection.

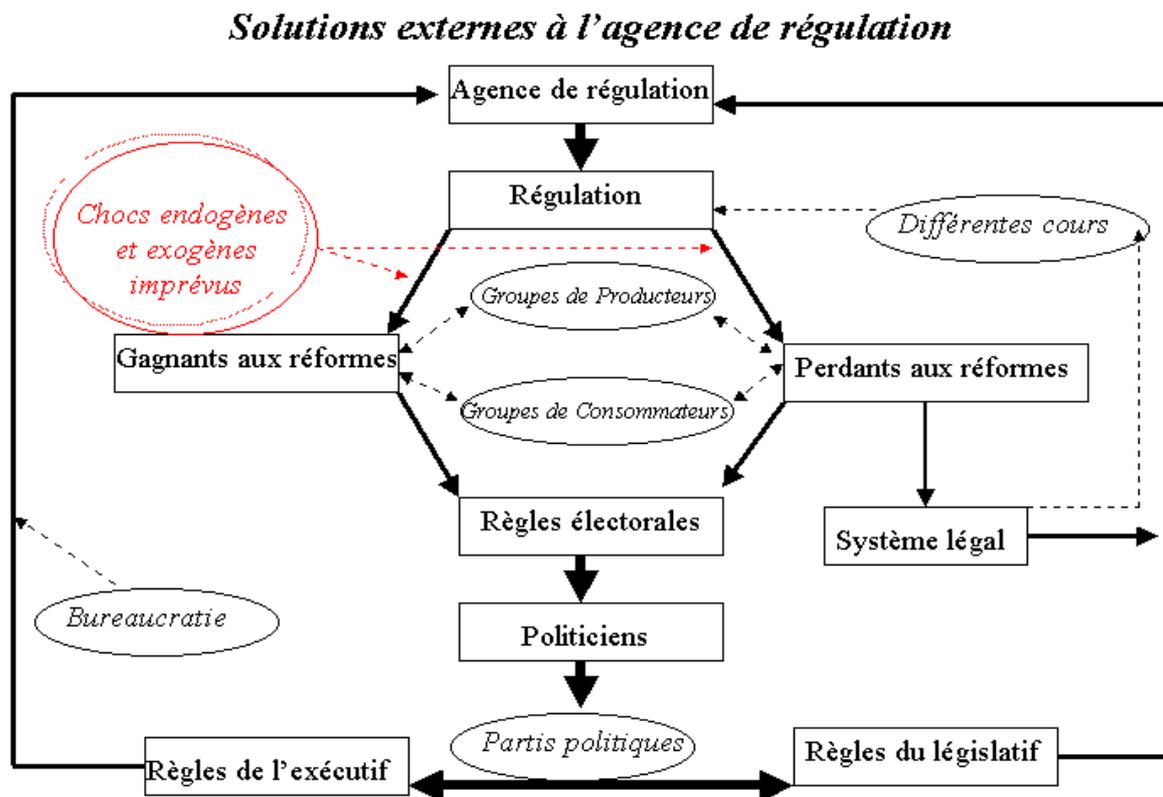
La gestion des conflits entre les deux conditions de la crédibilité

Une structure de régulation crédible doit réaliser des arbitrages entre des objectifs contradictoires de prévisibilité des anticipations et de flexibilité des règles qui peuvent induire des conflits entre le gouvernement, les opérateurs et les différentes parties prenantes. Les deux dimensions de la crédibilité peuvent donc entrer en conflit, ce qui peut remettre en cause la structure de gouvernance elle-même. Il nous semble important ici de souligner qu'il existe deux solutions pour résoudre ces crises de crédibilité : une solution interne à la structure de régulation et une solution passant par la remise en cause de l'ensemble du système²¹. Toutefois, si un accord interne n'est pas trouvé, les parties prenantes cherchent alors une solution externe à la structure de régulation. Les perdants font alors appel à des instances juridiques, ou opèrent une manifestation de nature politique. Ils cherchent, dans les deux cas, à induire la remise en cause de l'ancienne régulation et impulser une nouvelle structure de régulation. Dans la représentation graphique suivante, le

²¹ : Il est important de noter qu'une solution interne est un facteur crédibilisant la structure de régulation puisqu'il est prouvé qu'elle satisfait aux deux conditions précédemment identifiées.

schéma du troisième chapitre est complété pour illustrer les deux voies de sortie possibles pour les perdants et la possibilité qui est alors ouverte de déstabiliser le processus de réforme en cas de crise de système. Dans ce cas, un nouveau processus de réforme des structures de gouvernance et des mécanismes incitatifs peut voir le jour. La réforme anglaise de 2001 s'inscrit comme un processus de transformation de la réforme marqué par un échec des structures de gouvernance et des structures incitatives à produire une solution aux conflits opposant les opérateurs électriques disposant de pouvoirs de marché et les parties prenantes demandant des nouvelles protections suite au changement de gouvernement de 1998.

Figure N°2



Pour conclure, pour Levy et Spiller [1994], trois types de restrictions contribuent à la crédibilité d'une régulation : (1) des obstacles aux pouvoirs discrétionnaires d'interprétation des règles, (2) des obstacles au changement de règles et (3) l'existence d'un système judiciaire permettant de mettre en œuvre les deux restrictions précédentes. Ces trois types de restrictions postulent que la première transformation des règles est efficace et que le principal problème consiste à maintenir en place cette nouvelle structure de régulation. Ce postulat laisse en suspens un problème de flexibilité des structures incitatives face aux problèmes d'incomplétude des marchés électriques, de possibilité d'exercice de pouvoir de marché et des faiblesses des structures incitatives. Si ces

conditions restrictives sont en mesure de garantir la stabilité des engagements, elles ne permettent pas de garantir la flexibilité nécessaire à la nouvelle définition de la crédibilité. Il est donc nécessaire de joindre une nouvelle forme de considération au schéma initial concernant (4) la flexibilité des structures de gouvernance face à l'incertitude.

2.2. Le design des composantes et la crédibilité

Dans cette section, il faut réexaminer la crédibilité des processus de réforme électrique sous la double contrainte de la stabilité des engagements et de la flexibilité de trois dimensions d'analyse : (1) de l'interaction entre les environnements institutionnels et les structures de gouvernance, (2) de la cohérence des composantes de la structure de la régulation et (3) des caractéristiques des structures incitatives. La combinaison des trois niveaux permet de poser les jalons de la crédibilité des réformes électriques.²². D'abord, au niveau de l'interaction entre environnement institutionnel et mode de gouvernance de la régulation, le besoin d'arbitrage redessine les critiques initiales des modes de gouvernance sur la seule base de la stabilité des engagements. Ce besoin d'arbitrage permet également de reconsidérer les critiques concernant l'utilisation des pouvoirs discrétionnaires des régulateurs, et conduit à la redéfinition des frontières entre les activités de régulation entre ministère, autorités de concurrence et régulateurs sectoriels. Enfin, nous proposerons de réexaminer les caractéristiques des structures incitatives de la régulation pour définir leurs capacités à produire de la stabilité et de la flexibilité.

2.2.1. L'étude de la crédibilité des modes de gouvernance

L'objet est ici d'analyser la transformation qu'introduit le besoin d'arbitrage dans la crédibilité des principaux modes de gouvernance de la régulation²³. Dans l'étude de Guasch et Spiller [1999], ces modes de gouvernance sont principalement étudiés dans leur capacité à résister aux transformations des préférences des principaux opérateurs. Pour ces auteurs, le design des structures de gouvernance doit principalement permettre la stabilité des engagements des parties prenantes en fonction des environnements institutionnels. Selon Guasch et Spiller [1999], il existe quatre principaux modes de gouvernance isolables pour piloter la transformation de la régulation des industries de réseaux.

²² : En accord avec les travaux de Pagano [2000] et Aoki [2001], nous insisterons sur l'importance de la complémentarité des dispositifs institutionnels étudiés séparément Cette dimension de l'analyse institutionnelle permet de comprendre les limites des transpositions hâtives de certains dispositifs institutionnels dans des environnements institutionnels où ceux ci ne sont pas clairement complémentaires avec les autres éléments.

²³ : Pour une application de ces idées dans le contexte électrique américain voir Kwoka [2002].

Le premier mode de gouvernance consiste en l'introduction d'une « législation spécifique » qui inclut, par un processus législatif, les nouveaux modes de fonctionnement du secteur étudié, la distribution des pouvoirs entre les agences de régulation et les opérateurs. Le second mode de gouvernance consiste dans l'introduction d'un mode de gouvernance par « décret présidentiel », qui transforme ainsi l'ancien mode de régulation par un nouveau sous la seule volonté du Président²⁴ de la nation concernée²⁵. Face aux problèmes d'engagement, certaines nations ont choisi d'introduire des contrats formels qui offrent aux firmes des garanties de stabilité des engagements via des clauses contractuelles. Ce troisième mode de gouvernance concerne les « contrats de licence » qui se sont très fortement développés dans les années 90 suite au développement des réformes anglaises²⁶. Enfin, le dernier mode de gouvernance concerne plus particulièrement les Etats-Unis qui se sont spécialisés dans un mode de régulation spécifique par « *procédures administratives* ». Celles-ci sont caractérisées par un ensemble de procédures formelles de prise de décisions que doivent respecter les agences, et les capacités d'appel de ces décisions par des autorités judiciaires indépendantes [McCubbins, Noll et Weingast 1987 et 1989].

Ces différents modes de gouvernance sont plus ou moins crédibles (stables et flexibles) en fonction des dotations institutionnelles des différentes nations. Pour démontrer et caractériser les différences de stabilité des engagements et de flexibilité des modes de gouvernance de base en fonction des dotations institutionnelles, il est utile d'introduire le modèle d'analyse des points de veto qu'utilisent Guasch et Spiller [1999]. Dans ces modèles, les auteurs recherchent les conditions de la stabilité du mode de gouvernance face à une transformation des points de préférence des pouvoirs fondamentaux²⁷. Pour montrer l'influence des environnements institutionnels sur la stabilité des engagements, les auteurs distinguent trois environnements institutionnels de référence : le premier est celui des « *checks et balances* » américain caractérisé par une séparation stricte des pouvoirs exécutif, législatif (hypothèse de bicaméralisme) et judiciaire. Dans cet environnement institutionnel, chacun des pouvoirs fondamentaux dispose d'un droit de veto qui peut bloquer le processus de réforme engagé. L'accord de toutes les composantes est donc nécessaire pour produire une réforme, et une fois l'objectif atteint, la réforme inscrite dans la loi est très difficilement transformable par la présence de nombreux points de veto ; dans le deuxième environnement institutionnel, les auteurs montrent l'impact d'une concentration des pouvoirs législatifs sur la localisation des préférences et sur la taille du triangle d'accord initial.

²⁴ : Pour une étude systématique des ces formes présidentielles de régulation, il est utile de se référer à Haggard et McCubbins [2001].

²⁵ : Ces décrets sont très prisés dans les pays d'Amérique latine et en Asie.

²⁶ : Les réformes anglaises se sont toutes organisées sous ce mode de régulation.

Ainsi, la concentration des pouvoirs est introduite par la modification de la structure institutionnelle des chambres de représentation nationale, dont les préférences deviennent très proches. Cette altération du premier modèle de séparation stricte des pouvoirs est caractérisée par des formes de « faux bicaméralisme » qui induisent une grande proximité des points de veto des deux chambres. Le dernier environnement institutionnel caractérise la situation des systèmes politiques parlementaires dotés d'une concentration importante des pouvoirs exécutif et législatif. Les systèmes parlementaires sont caractérisés par le contrôle des pouvoirs exécutif et législatif par un parti politique unique, ce qui rend très proches les points de veto.

Pour illustrer les différences de crédibilité des modes de gouvernance en fonction des dotations institutionnelles, Guasch et Spiller [1999] introduisent un modèle d'analyse de la crédibilité en fonction des points de veto que permettent les différents dispositifs institutionnels. Grâce à ce modèle, ils proposent de démontrer que l'objectif de stabilité ne peut pas être atteint avec les mêmes modes de gouvernance. Pour déterminer si une structure de gouvernance est plus stable qu'une autre en fonction des environnements institutionnels, ils proposent de tester la capacité de stabilité de la réforme introduite face à une modification des préférences des pouvoirs exécutif, législatif et judiciaire. Si une modification des préférences des acteurs ne peut modifier l'accord initialement conclu, alors la structure de gouvernance est crédible.

La crédibilité du mode de gouvernance par la législation spécifique

Le principal résultat de l'approche de Guasch et Spiller [1999] concernant le mode de gouvernance par législation spécifique est qu'il produit une stabilité très limitée. Dans les trois environnements institutionnels de référence, le mode de gouvernance n'est pas garant d'une stabilité des engagements, ce qui signifie que ce mode de gouvernance par législation spécifique n'est pas crédible. Nous relativiserons ce constat en terme de flexibilité après en avoir repris la construction. Par simplification, dans la démonstration de la stabilité permise par les modes de gouvernance et les environnements institutionnels, nous reprenons la présentation des hypothèses avec la notation introduite par Guasch et Spiller [1999].

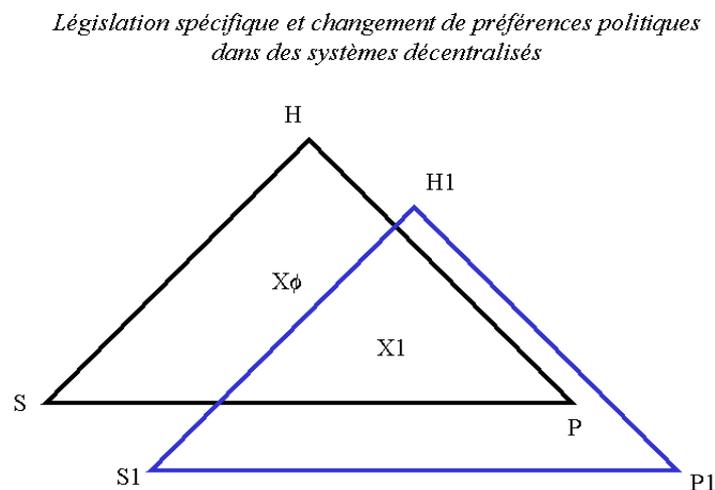
Cas N°1 : Législation spécifique et modification des préférences dans un environnement institutionnel décentralisé sans cours de justice

Soient les points de veto suivants :

²⁷ : Egalement point de veto par la suite.

- (1) H, qui représente le point préférentiel de la chambre basse, (House)
- (2) S, qui représente le point préférentiel de la chambre haute (Senate)
- (3) P, qui représente le point préférentiel du pouvoir exécutif (President)
- (4) Soit W, qui représente l'ensemble des choix possibles d'équilibre compris dans le triangle des solutions possibles $W(H,S,P)$. A l'intérieur de ce triangle, il est possible de définir un point $X\phi$ qui représente une réforme qui aurait l'accord des trois acteurs H, S, P. Pour être une situation d'équilibre, $X\phi$ doit être compris dans le triangle initial des solutions $W(H,S,P)$.

Figure N°3



Si on postule que les points préférentiels des trois acteurs se déplacent vers un nouveau triangle $W1 (H1,S1,P1)$, il apparaît alors que la situation d'équilibre initiale $X\phi$ ne fait plus partie du triangle des solutions d'accords possibles entre les trois parties prenantes à la réforme. Comme $X\phi$ n'est plus un point d'équilibre entre les principaux producteurs de la réforme, la loi va être modifiée, et le nouveau point d'équilibre devient alors $X1$, qui est différent de $X\phi$.

De ce premier modèle découlent les deux conclusions suivantes : une législation spécifique ne peut être un mode de gouvernance stable dans un environnement institutionnel décentralisé de type « *checks et balances* » que si la modification des points de préférences initiaux n'est pas trop importante ; ou si la surface du triangle des choix communs possibles est très vaste et que $W1(H1,S1,P1)$ est inclus dans le triangle initial $W(H,S,P)$.

Ces deux conditions de stabilité des engagements pris par les pouvoirs publics sont très restrictives, et il est difficile de considérer que ce mode de gouvernance par législation spécifique

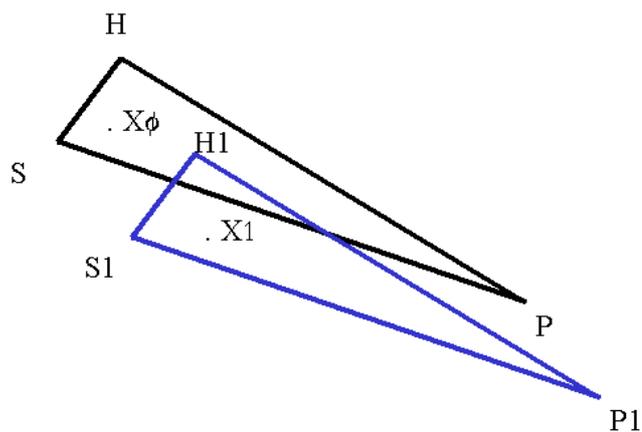
est une garantie suffisante de la stabilité de la réforme. Cependant, il convient de noter que ce mode de gouvernance offre des possibilités de flexibilité intéressante.

Cas N°2 : Législation spécifique et modification des préférences dans un environnement institutionnel décentralisé faussé, sans cours de justice

Dans ce deuxième cas, l'introduction d'une structure « bicamérale faussée » permet de démontrer l'effet d'une concentration des pouvoirs sur la superficie du triangle d'accord possible W . Plus le bicaméralisme est faussé par des règles institutionnelles qui rapprochent les points préférentiels des deux chambres, et plus les chocs et modifications des points préférentiels ont un impact important sur la forme de l'accord [voir figure 4].

Figure N°4

Les conséquences d'une « fausse » structure bicamérale et changement de préférences politiques

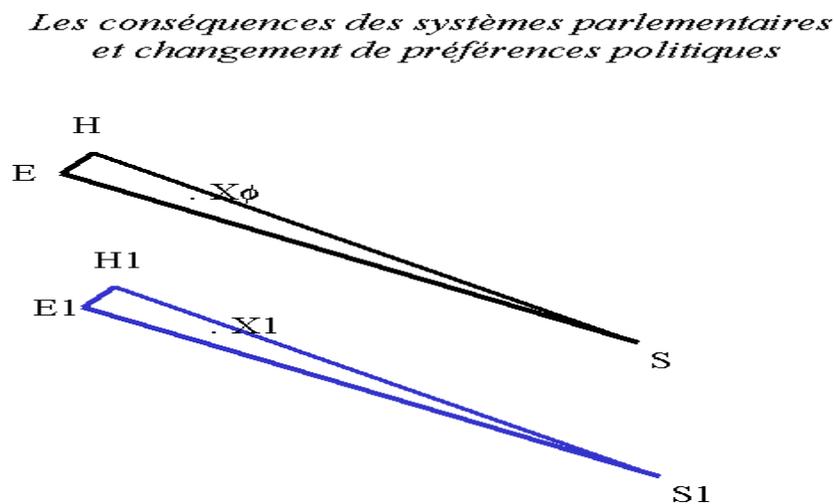


L'introduction de cette analyse des structures bicamérales démontre un problème de stabilité accru par la concentration des pouvoirs et la réduction de la taille du triangle d'accord. De ce fait, il est difficile de postuler que la stabilité de la réforme introduite va être résistante aux modifications des points de veto, et la concentration des pouvoirs pose donc un problème de stabilité des engagements. Les deux conditions de la stabilité des engagements identifiées par le premier modèle sont donc reconduites, mais considérablement réduites : une législation spécifique ne peut être un mode de gouvernance stable dans un environnement institutionnel décentralisé de type bicaméralisme faussé que si la modification des points de préférence initiaux est mineure; il est également possible de considérer que $W_1(H_1, S_1, P_1)$ est inclus dans le triangle initial $W(H, S, P)$, mais dans ce cas, le choc exogène est d'une très faible ampleur.

Cas N° 3, législation spécifique et modification des préférences dans un système parlementaire

Guasch et Spiller [1999] montrent ensuite la réduction opérée par l'introduction d'une structure parlementaire sur la superficie du triangle d'accord qui devient particulièrement étroit. De plus, (3) P, qui représente le point préférentiel du pouvoir exécutif (President) laisse la place au point (3') E, qui représente le point préférentiel du pouvoir exécutif (Gouvernement) [voir figure 5].

Figure N°5



Là encore, introduisons un choc qui déplace les points préférentiels des trois acteurs vers un nouveau triangle W1 (H1,S1,E1). Le choc, qui modifie les préférences initiales vers W1 (H1, S1, E1), permet de tester la stabilité de cette structure de gouvernance. Il apparaît alors que la situation d'équilibre initial $X\phi$ ne peut plus faire partie du triangle des solutions d'accords possibles compte tenu de l'étroitesse du champ des accords possibles. De ce fait, une législation spécifique ne peut être un mode de gouvernance crédible dans un système parlementaire, car il ne satisfait que très faiblement au critère de stabilité de la réforme.

Pour conclure, la législation spécifique n'apparaît jamais comme un type dominant de mode de gouvernance stable, car ce mode est toujours susceptible d'être modifié par un choc exogène qui déplace les points initiaux de préférence. Concrètement, ce point est important car le mode de régulation par une législation spécifique est incapable de fournir des garanties contre les trois problèmes d'opportunisme. Ce mode de régulation devra donc être combiné à un autre pour être efficace et les autres modes de gouvernance sont les contrats de licence et les procédures administratives. Les contrats de licence offrent des garanties de stabilité supérieures à la

législation spécifique, en introduisant un acteur supplémentaire qui dispose d'un droit de veto, la compagnie régulée.

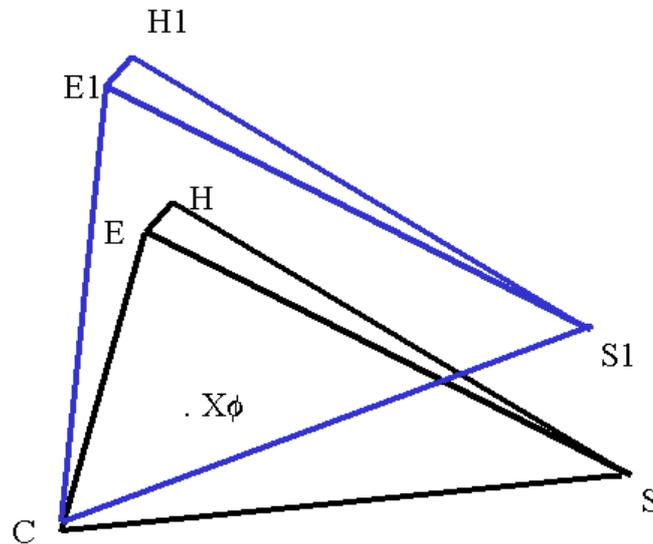
Cas N° 4 le contrat de licence dans un système parlementaire

Comme il est très délicat pour les gouvernements de s'engager de manière crédible dans une structure de régulation par Législation spécifique qui garantisse à la fois la crédibilité de l'engagement et la stabilité du processus face aux chocs exogènes, une autre structure de gouvernance a été introduite à travers les contrats de licence. Les caractéristiques majeures de ces contrats de licence sont qu'ils comprennent à la fois les droits et les obligations des parties, et les mesures de sauvegarde qui permettent à ces contrats de droit privé d'être garantis et soutenus par les tribunaux civils. L'innovation essentielle réside dans la garantie des tribunaux qui assure la stabilité des contrats sans pour autant intervenir dans les procédures administratives produites par les institutions de régulation pour gérer les industries libéralisées²⁸, ces mesures de sauvegarde des opérateurs les mettant à l'abri de modifications du contrat initial. En effet, toute modification des contrats de licence devant rencontrer l'accord de la compagnie régulée, ce point de veto supplémentaire offre alors à la compagnie régulée des possibilités de négociation accrues qui limitent la flexibilité des réformes possibles.

Si l'on introduit ce point supplémentaire dans le cas N°3, on obtient la situation suivante : (1), (2) et (3') restent identiques ; on ajoute le point de veto C, qui représente le point préférentiel de la compagnie régulée (5). De ce fait, le triangle initial des préférences change de forme et devient l'ensemble W (4)' qui représente l'ensemble des accords compris dans W(H,S,E,C). Dans ce cas, pour être une situation d'équilibre, $X\phi$ doit donc être compris dans l'ensemble W(H,S,E,C).

²⁸ : Ainsi dans les contrats de licence des entreprises britanniques régulées, les Price-Caps sont inscrits dans les contrats de licence des opérateurs et pas dans la loi, ou dans les procédures administratives de contrôle du régulateur.

Figure N°6

Les licences et le changement de préférences politiques

Si pour diverses raisons, les points préférentiels des trois acteurs se déplacent vers un nouveau triangle $W1$ ($H1, S1, E1, C$), il apparaît alors que la situation d'équilibre initial $X\phi$ fait partie du triangle des solutions d'accords possibles entre les quatre parties prenantes à la réforme. Comme $X\phi$ reste un point d'équilibre entre les principaux producteurs de réforme, la structure de régulation ne va pas être modifiée. Le modèle de Guasch et Spiller [1999] fait alors apparaître la caractéristique essentielle du contrat de licence dans cet environnement institutionnel. Il crée un point fixe, C , qui stabilise l'ensemble des préférences initiales des acteurs. Comme les conditions initiales de formation des préférences des quatre acteurs sont stabilisées, les modifications des préférences ne bouleversent pas automatiquement la structure de régulation qui devient stable et potentiellement crédible au sens de Levy et Spiller [1994].

Il convient ici de rappeler que la littérature néo-institutionnelle n'a pas encore débouché sur un consensus clair sur le rôle des contrats. Pour que les contrats de licence constituent des engagements stables et crédibles, Guasch et Spiller [1999] rappellent que les différences constatées en termes de crédibilité entre la Jamaïque et la Grande-Bretagne résident essentiellement dans cette incapacité des juges à faire respecter les contrats entre les opérateurs privés et le gouvernement. Ils insistent alors sur certaines conditions supplémentaires qui expliquent les différences de performance des contrats de licence dans les différents

environnements institutionnels : les contrats de licence doivent très clairement spécifier les limites et les modalités d'intervention du régulateur. De plus, le pouvoir exécutif, contraint légalement par les tribunaux civils et par les normes sociales, doit considérer les contrats de droit privé comme étant irrévocables.

Ces garanties supplémentaires permettent de comprendre, selon les auteurs, pourquoi certains contrats de licence ne fonctionnent pas efficacement. Toutefois, Ménard et Shirley [2002, p37] relativisent la portée de ces constats d'inefficacité relative des contrats de licence par l'identification d'une capacité contractuelle à définir des remèdes contractuels mieux calibrés. En s'appuyant sur les expériences des réformes de la distribution d'eau, Ménard et Shirley [2002] ont identifié la présence des contrats de régulation efficaces dans des environnements institutionnels pourtant faiblement dotés. Ce point indique qu'il existe une capacité à compenser les limites des environnements institutionnels par la création de contrats incitatifs plus efficaces.

La crédibilité du mode de gouvernance par les procédures administratives

Les Etats-Unis représentent un cas d'école de l'utilisation des procédures administratives comme structure de gouvernance de base à la régulation. Ces procédures déterminent à la fois la manière dont les agences prennent leurs décisions et les procédures juridiques d'appel des décisions.²⁹

Les structures de gouvernance par procédures administratives sont donc fréquentes dans les environnements institutionnels caractérisés par un intense partage des pouvoirs, à la fois fonctionnel et territorial. Dans cet environnement, les capacités d'action et d'intervention de la structure de gouvernance reposent sur la procédure administrative qui a été introduite pour les créer. Comme cela est le cas aux Etats-Unis, les procédures administratives de création des agences de contrôle des industries régulées sont extrêmement détaillées et précises. Sont également détaillées les voies de recours possibles aux décisions des agences de régulation [McCubbins, Noll et Weingast 1987 et 1989 ; Moe, 1991 ; Moe et Howell, 1994 ; Moe et Cadwell, 1999 ; Haggard 2000, Haggard et McCubbins, 2001, Lijphart, 1999]. Ainsi, un opérateur s'estimant lésé par une décision du régulateur peut faire appel de la décision sur la forme et sur le fond devant les tribunaux, qui ont la possibilité d'invalidier la décision et de construire une nouvelle loi par le mécanisme de la jurisprudence. Ces décisions des tribunaux ordinaires sont également sujettes à des recours devant la Cour Suprême qui, en dernière analyse, dispose du pouvoir de trancher les conflits.

²⁹ : Ces possibilités d'appel concernent alors la forme et le fond de la régulation.

Les avantages du système sont bien évidemment une stabilité et une protection très importante offerte aux opérateurs qui ne peuvent que très difficilement être expropriés par les autorités publiques. Néanmoins, le revers de la médaille est que ce système peut assez aisément être bloqué par la durée des procédures correspondant à des impératifs juridiques et non économiques. Ces agences doivent respecter des procédures administratives très détaillées et rendre publiques toutes les décisions prises aux différentes parties prenantes à la réforme qui disposent alors d'un délai pour faire appel des décisions prises. McCubbins, Noll, Weingast [1987] précisent ainsi que chaque agence est très précisément dotée de règles écrites qui ont pour principale conséquence de ralentir le processus de réglementation. Pour être efficaces, ces procédures administratives requièrent à la fois une connaissance pratique importante et un pouvoir judiciaire capable d'intervenir dans les décisions des bureaucraties gouvernementales. De ce fait, cette forme de gouvernance ne peut produire de la stabilité que si le pouvoir judiciaire est capable techniquement de s'opposer aux décisions du pouvoir exécutif. Les procédures administratives sont très spécifiques à l'environnement institutionnel américain, et elles ne peuvent pas constituer une condition de stabilité des engagements dans les systèmes parlementaires. Le point essentiel de cette inefficacité est que le pouvoir judiciaire ne peut imposer cette stabilité des procédures administratives. Pour démontrer ce dernier point, il faut introduire le pouvoir judiciaire dans les précédents modèles.

L'introduction des cours de justice dans le modèle pour garantir la stabilité des engagements

Les cours de justice peuvent avoir un impact important sur le processus de production de la réforme par les possibilités de recours qu'offre la supervision judiciaire des activités législative et exécutive. Dans l'étude de la crédibilité des réformes, il est également important de caractériser l'incidence de l'introduction des cours de justice dans les raisonnements précédents. Les réformes seront également étudiées sous l'angle de l'arbitrage entre de la stabilisation des engagements et de la flexibilité. Pour simplifier, nous ne considérerons que les deux cas extrêmes d'environnement institutionnel, le système présidentiel de « *checks and balances* » et le système parlementaire.

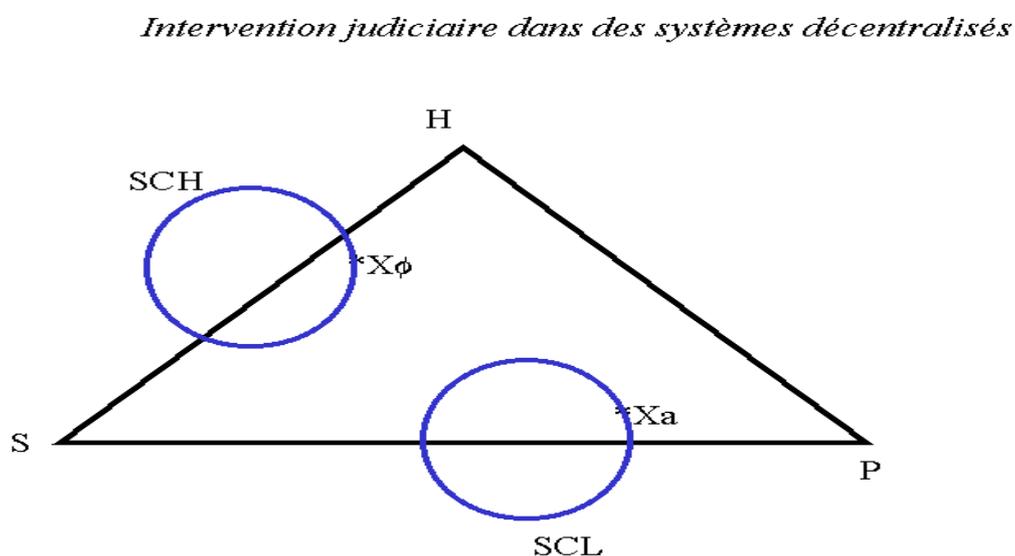
Cas N°5, les cours de justice et l'environnement institutionnel décentralisé

Cette décentralisation des pouvoirs est étudiée dans le cas du régime présidentiel avec une structure bicamérale caractérisée par une séparation stricte de pouvoirs et des points de veto éloignés. Ce type d'environnement institutionnel offre des lois consensuelles très difficilement

modifiables. Grâce au modèle de Guasch et Spiller [1999], l'introduction des cours de justice permet une certaine flexibilité.

Soient les points initiaux (1), (2), (3) et le triangle initial des préférences (4) auxquels on ajoute l'action des cours de justice. Pour cela, postulons maintenant qu'il existe deux types de cours de justice. Une cour de justice proche de la solution d'équilibre initial $X\phi$ que l'on notera SCH (6). De ce fait, SCH représente le cercle des points d'équilibre des tribunaux (Supreme court) sensible aux points de vue des chambres haute et basse. La seconde cour de justice est quant à elle favorable à un autre point d'équilibre à l'intérieur de $W(H,S,P)$ que l'on notera Xa . Cette seconde cour de justice sera notée SCL (7). SCL représente le cercle de préférence des tribunaux (Supreme court) proche des positions des pouvoirs exécutifs et de la chambre haute. Comme Xa et $X\phi$ sont inclus dans $W(H,S,P)$, ils constituent des solutions qui satisfont aux contraintes posées par les trois acteurs H, S, P qui disposent d'un droit de veto. Mais le point d'équilibre Xa est différent de $X\phi$ initial. Si ce second point satisfait mieux les opérateurs soumis à la structure de gouvernance, ils peuvent par le recours à la seconde cour de justice, chercher à influencer la sélection du point d'équilibre Xa qui leur est plus favorable [voir figure 7].

Figure N°7



Ce cas de points d'équilibre multiples permet aux opérateurs, à travers l'intervention des cours de justice, de chercher à influencer la sélection du point d'équilibre final. Guasch et Spiller [1999] ont montré que le rôle du pouvoir judiciaire était de sélectionner au sein de plusieurs équilibres possibles (Xa et $X\phi$) qui sont en concurrence, la solution finalement retenue. Ce faisant, c'est la régulation finale implantée qui sera modifiée par les capacités de recours devant les tribunaux. De

ce fait, plus les capacités de recours sont nombreuses et plus l'influence du pouvoir judiciaire sur la sélection des solutions sera importante. L'introduction des cours de justice montre que dans le système décentralisé, une possibilité de flexibilité est offerte aux opérateurs par l'intervention du pouvoir judiciaire.

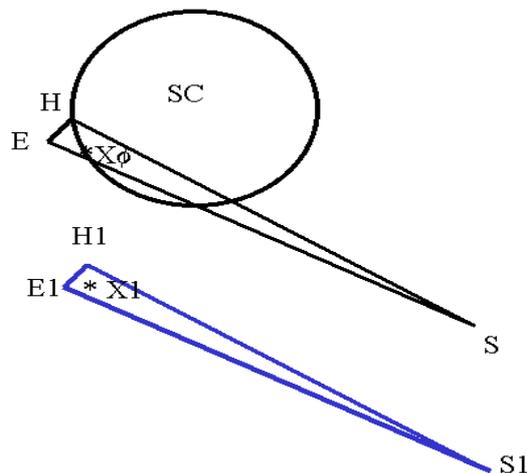
Nous allons voir que l'impact des cours de justice dans les systèmes parlementaires caractérisés par une forte concentration des pouvoirs exécutif et législatif est bien moins décisive pour garantir la stabilité des engagements. En effet, les systèmes parlementaires n'ont que peu de difficultés à être flexibles, mais ils souffrent en revanche d'un manque de stabilité des engagements.

Cas N° 6 : les cours de justice et le système parlementaire.

Soient les points, (1), (2), (3') et le triangle initial des préférences (4). Notons également (6') SC (Supreme Court) qui représente le cercle des points préférentiels des tribunaux. A l'intérieur du triangle initial des préférences (4), il est possible de définir un point $X\phi$ qui représente un mode de gouvernance qui aurait l'accord des quatre acteurs H, S, E, SC. voir figure 8.

Figure N°8

Intervention judiciaire dans des systèmes parlementaires



Si on postule que les points préférentiels des trois acteurs H, S, E se déplacent vers un nouveau triangle $W1$ ($H1, S1, E1$), le nouveau point d'équilibre devient alors $X1$, et ce point est hors du cercle des points de préférence SC. Que se passe t-il alors ? La cour est face à un dilemme : ou bien elle laisse faire et n'intervient pas pour soutenir la solution initiale $X\phi$, ou bien elle s'oppose

à cette décision et tente de soutenir $X\phi$ seule contre les trois autres acteurs. Cette situation d'opposition n'est pas tenable dans le temps eu égard à la concentration des pouvoirs qui existe dans les systèmes parlementaires.

Pour conclure, il est ici important de souligner que les différents mécanismes de base de la régulation ne présentent pas les mêmes capacités à produire à la fois de la stabilité des engagements et de la flexibilité. Les législations spécifiques ne constituant que des modes incomplets de stabilité des engagements, il est nécessaire d'ajouter ou des contrats de licence ou des procédures administratives pour garantir leur stabilité. Les procédures administratives, qui constituent le cœur des structures de gouvernance américaines offrent des garanties de stabilité très importantes, mais le prix à payer de cette stabilité est à la fois le manque de flexibilité et la formalisation des procédures. La flexibilité de ces deux modes de régulation, par contrat de licence et par procédure administrative, est donc moins importante que dans le cadre des législations spécifiques. Enfin, si le pouvoir judiciaire permet bien de garantir de stabilité des procédures administratives, il reste limité dans la protection des firmes régulées dans les systèmes parlementaires en raison de la concentration des pouvoirs les caractérisant.

Après avoir réexaminé la crédibilité (stabilité des engagements et flexibilité) des principaux modes de gouvernance, il faut analyser la cohérence des composantes des régimes de régulation créés pour encadrer la réforme électrique.

2.2.2. L'étude des composantes des régimes de régulation

Les sections précédentes ont démontré l'importance de la prise en compte de deux dimensions dans l'étude de la crédibilité, la stabilité des engagements et le besoin de flexibilité. Le problème central de cette section concerne l'introduction des agences sectorielles de régulation dans les anciens environnements institutionnels. En effet, une fois le choix basique effectué entre les différents modes de gouvernance, la création d'une agence spécifique en charge de la gestion au jour le jour est toujours en jeu³⁰. Ce très vaste problème peut être traité et réduit en trois dimensions : (1) d'abord, par l'identification des principales composantes des structures de régulation électriques avant la création de l'agence ; (2) ensuite, par l'illustration des conséquences des choix effectués dans le design institutionnel des agences³¹; et enfin, (3) par la présentation du

³⁰ : Cette création peut être explicite, il y a alors création d'une nouvelle institution, ou implicite, par accroissement des prérogatives d'anciennes institutions en charge de la régulation électrique

³¹ : Nous verrons alors que ces choix influencent à la fois la stabilité des engagements et la flexibilité des structures de régulation.

débat concernant les « frontières entre les institutions de régulation ». Ce faisant, nous soulignerons que l'introduction d'un régulateur sectoriel pose des problèmes encore irrésolus de coordination entre les différentes composantes des structures de régulation.

Les principales composantes des structures de régulation avant les réformes

Les travaux de l'International Energy Agency (IEA) [2001] permettent de distinguer plusieurs formes d'agences de régulation qui supervisent les secteurs électriques. D'après cette étude, une typologie des formes d'agences de régulation des pays de l'OCDE est possible autour de quatre formes principales,³² différenciées en deux types : les agences existant avant les processus de réforme et les agences nouvellement créées.

Historiquement, les premières agences de régulation ont été les ministères. Dans de nombreux pays, les gouvernements et les ministères gardent une politique nationale active en termes électriques, et les ministères ne disparaissent totalement du paysage électrique que de manière exceptionnelle. L'intervention des ministères est par définition politique et leurs objectifs sont de satisfaire les différentes parties prenantes en fonction des pouvoirs de négociation et des déterminants politiques. Lorsque les ministères restent les responsables de la supervision du système électrique, il est délicat de postuler qu'ils constituent une garantie crédible contre l'opportunisme gouvernemental et les subventions croisées demandées par les parties prenantes. Cependant, selon la concentration des pouvoirs qui caractérise l'environnement institutionnel, il est possible de voir dans ce contrôle ministériel des secteurs électriques une capacité forte d'adaptation des règles et des structures. On peut alors s'interroger sur la manière de contrôler cet opportunisme.

En Europe, les autorités de défense de la concurrence préexistent au processus de réforme électrique. Ce sont des institutions qui ont pour fonction de défendre les lois de la concurrence au niveau national.³³ Ainsi, les autorités de la concurrence n'ont que peu d'influence sur les demandes de protection des parties prenantes au gouvernement, ou sur l'opportunisme gouvernemental qui n'est pas de leur compétence. De plus, sur la dimension qui les concerne plus spécifiquement - la lutte contre l'exercice des pouvoirs de marché - les autorités de la concurrence sont limitées à deux types d'actions avec des contraintes fortes de timing. Elles agissent *ex post* pour corriger les collusions, ententes et abus de position dominante. Toutefois, leur nature quasi-

³² : Quand cela sera possible, nous montrerons les points d'accord avec la typologie des agences de régulation que proposent Henry et Matheu [2001].

³³ : Ou international dans le cas de l'Europe.

juridictionnelle ne leur permet pas d'agir *ex ante* pour prévenir ce type de problème. Elles ne peuvent alors demander la modification des règles et des structures industrielles.³⁴ Les autorités de la concurrence ne peuvent agir *ex ante* que sur le contrôle des projets de fusions-acquisitions limitant la concurrence. A cette dotation institutionnelle préexistante, les processus de réforme ont généralement ajouté une innovation institutionnelle par la création d'agences spécialisées dans la surveillance des activités électriques. Quant celles-ci émergent³⁵, elles peuvent prendre deux formes : soit elles sont organisées comme des « agences indépendantes de conseils en matière électrique » ; soit les nouvelles institutions sont des « agences de régulation indépendantes ».

Dans de nombreux pays, des agences de consultation indépendantes ont été créées ; elles agissent indépendamment des pouvoirs politiques et disposent de capacités de production et de diffusion d'information sur les conditions de fonctionnement du secteur électrique. Cette forme d'agence ne dispose d'aucun pouvoir de régulation autonome et son efficacité est conditionnée à sa capacité à mobiliser l'opinion publique. Des agences de régulation fonctionnant correctement sous ce principe de « *sunshine regulation* » ont été répertoriées par Henry [1997a, b et 2001] dans le cas des chemins de fer américains et des régulateurs des télécommunications nordiques.³⁶ De ce fait, l'efficacité de cette agence de consultation en termes de stabilité des engagements et de flexibilité est proportionnée, et conditionnée, à sa capacité à mobiliser l'opinion publique³⁷. A l'inverse, les agences de régulation indépendantes sont dotées de capacités de régulation concernant les caractéristiques économiques particulières qui sont importantes pour la gestion quotidienne des secteurs régulés³⁸. Comme elles sont les dernières créées, elles partagent la responsabilité de la régulation des secteurs avec d'autres institutions comme les ministères et les autorités de la concurrence, mais bénéficient d'une relative indépendance vis-à-vis des pressions politiques de court terme³⁹.

Les choix de structure et d'organisation des agences indépendantes

Une agence de régulation indépendante devrait être dotée de caractéristiques institutionnelles qui lui permettent d'être indépendante, et cette indépendance passe par une série de choix de

³⁴ : De plus si ces autorités de la concurrence n'ont pas le droit de se s'auto-saisir, elles doivent attendre qu'une plainte leur soit parvenue.

³⁵ : Ce n'est pas le cas en Allemagne et en Nouvelle Zélande où une structure de gouvernance auto-régulatoire a été introduite par les opérateurs et les consommateurs, sous la surveillance des autorités de la concurrence et sous contrainte de bon fonctionnement par l'Etat.

³⁶ : Ou par une habitude de gestion par compromis dans les pays nordiques.

³⁷ : Cette action indirecte est une des limites de ce type de régulation comme nous le verrons dans le cas de l'Espagne dans notre seconde partie de ce chapitre.

³⁸ : De plus, les régulateurs doivent avoir des compétences quasi-juridictionnelles pour être capables de pénaliser les opérateurs qui ne se comportent pas correctement, ou arbitrer les différends entre les divers opérateurs.

structure. L'indépendance de la commission est également construite sur des dimensions institutionnelles pures comme les modes de gestion des ressources humaines, les profils de carrières, les règles et les modalités financières du recrutement, les possibilités existantes ou non de passer du régulateur aux opérateurs historiques⁴⁰... Ainsi, comme le souligne IEA [2001], plus les règles sont protectrices, plus la commission de régulation se verra institutionnellement dotée de pouvoirs efficaces et plus ses interventions seront suivies d'effets. Une première série de choix concerne la taille et le financement de l'agence ; une deuxième série de choix porte sur l'organisation interne de l'agence et sa direction par une commission ou par un seul directeur ; enfin la dernière série de choix a pour objet de définir la portée des compétences de l'agence entre agence monosectorielle ou agence pluri-sectorielle.

Encadré N°1 : Les questions financières

Pour favoriser l'indépendance des membres de l'agence, la question de la rémunération de ses membres est importante. Ici encore plusieurs choix sont possibles, allant de la **nomination de fonctionnaires** d'Etat dont la grille des salaires est indépendante, mais dont la qualité, la quantité et l'indépendance politique n'est pas uniforme selon les pays [Ziller, 1993 ; Guchet 1994] ; au recrutement de personnes au tarif du marché du travail, plus sensibles aux pressions venant de grands opérateurs, où leur reconversion est possible. Pour éviter ces transferts qui peuvent être assimilés à de la capture inter-temporelle des régulateurs, une série de mesures de sauvegarde peut être introduite pour limiter ce risque. Ces mesures sont souvent articulées autour des points suivants : l'existence de mandats irrévocables des régulateurs, l'interdiction des conflits d'intérêts présents et futurs et une procédure de recrutement basée sur les compétences professionnelles plutôt que sur l'appartenance politique. Cette question devient cruciale quand elle concerne la direction de l'agence de régulation, car les qualités individuelles des régulateurs sont souvent considérées comme essentielles à la qualité de la régulation qui est appliquée dans un secteur déterminé. Pour abonder le budget du régulateur **deux moyens au moins sont possibles**. Le premier est, au sein de la **loi de finances** nationale, de lui allouer des moyens spécifiques, le second est de lui permettre de lever une **taxe sur la fourniture** du bien. Il est possible de montrer théoriquement que la seconde solution est en termes institutionnels préférable, car elle isole politiquement l'agence de régulation des pressions politiques au moment de la réalisation des arbitrages budgétaires.

Les choix en termes de direction de l'agence

Le choix basique qui s'offre à tout réformateur est de savoir si l'agence doit être dirigée par une seule personne ou par une commission composée de plusieurs membres. En termes de crédibilité, ce choix entre un seul directeur et un ensemble de commissaires implique des risques et des capacités de résistance différentes : un seul directeur peut permettre une flexibilité accrue par une économie de temps dans le processus de décision, une identification rapide des responsabilités liées à cette décision, de moindres coûts et la prédictibilité des décisions. En revanche, la qualité des décisions est grandement fonction des qualités intrinsèques de l'individu

³⁹ : Les limites des compétences des régulateurs sont également définies par les différentes lois qui les produisent.

en place.⁴¹ À l'inverse, les commissions sont plus résistantes aux pressions liées aux agendas personnels, aux influences multiples des groupes de pression, et plus généralement, pour garantir la stabilité des engagements. Elles sont plus capables d'établir des constats nuancés entre plusieurs avis contraires, et de par leur pluralisme, elles peuvent mieux résister aux changements de gouvernement. D'une manière générale, il est admis que les commissions et la vaste représentation des intérêts en jeu dans le secteur étudié permet d'être une garantie contre la capture du régulateur par les opérateurs historiques [Holburn et Spiller, 2002].

L'étendue des secteurs que doit réguler l'agence

Il est commun de considérer que, plus le régulateur sera spécialisé dans un secteur déterminé, et plus il sera compétent et actif dans son domaine d'expertise [Joskow, 1999]. Cependant, pour que cette règle tienne dans l'ensemble des environnements institutionnels, deux contraintes doivent être vérifiées. La première est que, dans l'ensemble des industries qui vont être régulées, il existe suffisamment de personnes compétentes et disponibles pour participer à l'activité des nombreuses agences qui voient le jour.⁴² Si cette condition de disponibilité n'est pas présente, cela a un impact sur la qualité des réformes qui ne peuvent plus introduire un monitoring précis des compagnies, mais doivent se contenter d'un second, voire d'un troisième choix d'instruments de régulation [Levy, 1998]. Dans ce cas, il existe une motivation rationnelle à la mise en commun des ressources humaines capables de superviser le processus de régulation, et une seule « super agence » peut se concevoir par manque de ressources humaines compétentes [Estache, 1995]. Comme le souligne également Joskow [1999], de multiples agences, si elles ne sont pas coordonnées entre elles, peuvent produire des redondances administratives et de personnels. Joskow souligne alors qu'il pourrait être profitable d'unifier ces diverses agences pour bénéficier de l'expertise acquise dans les différents domaines de la régulation.

La seconde raison trouve son expression factuelle dans les expériences anglaise et espagnole. Dans ces deux expériences⁴³, les régulateurs ont été dans un premier temps des régulateurs mono-sectoriels ne prenant en charge que la supervision du secteur électrique. Puis, au fur et à mesure

⁴⁰ : Dans le cas de l'Espagne, le *Turn over* dans l'agence de régulation en limite l'efficacité, et les départs de l'agence se font vers les opérateurs historiques.

⁴¹ : Compte tenu de la personnalisation du pouvoir que cette nomination implique, les choix sont souvent cohérents, cependant une étude plus approfondie devrait être réalisée pour déterminer la nature des agendas privés des régulateurs et leurs influence sur la forme de la régulation.

⁴² : Il faut noter que si cela ne constitue qu'une faible contrainte dans les pays développés compte tenu du nombre de diplômés capables, cette contrainte est sérieuse pour grand nombre de pays candidats aux réformes [Guasch et Spiller, 1999].

⁴³ : Compte tenu des interdépendances existant entre les deux secteurs, les régulateurs électriques ont fusionné avec ceux du gaz (en Angleterre création de l'OFGEM) ou ont été chargés de veiller sur les deux secteurs (Espagne, passage de CNSE au CNE) pour maintenir leur capacité initiale de régulation dans les secteurs électriques nationaux.

de leur apprentissage des tâches de régulation électrique, ces régulateurs ont demandé, ou ont subi⁴⁴, la nécessité de réguler conjointement les secteurs du gaz et de l'électricité. Deux éléments sont à prendre en compte pour caractériser cette extension des activités de l'agence de régulation. La première est positive, la seconde relativise cette interprétation. L'argument positif porte sur l'accroissement de l'efficacité de la régulation par une meilleure gestion des interdépendances entre gaz et électricité. En effet, cette fusion des activités de surveillance des deux secteurs souligne que les nouveaux entrants en production électrique le font via la technologie du gaz, et qu'il peut être efficace de tenir compte des deux secteurs [Joskow, 1999 ; Newbery, 2000]. Toutefois, l'argument qui relativise cette position concerne la complexification de la tâche et la dilution de la supervision. Littlechild [1998] souligne ainsi que la fusion entre les deux agences de régulation du gaz et de l'électricité est un moyen de réduire l'influence des agences par un accroissement considérable de la difficulté des missions confiées.

L'opposition entre régulateur discrétionnaire et non discrétionnaire

Un régulateur discrétionnaire a le pouvoir d'appliquer et d'interpréter les réglementations en matière de réforme concurrentielle pour atteindre les objectifs généraux qui lui sont fixés par la délégation de l'autorité publique dont il bénéficie. Ces pouvoirs de décision peuvent ainsi concerner la tarification de l'accès des tiers aux réseaux, la formulation des tarifs pour les consommateurs captifs, les standards de qualité, le contrôle des activités des opérateurs, l'émission des licences d'entrées en production, en commercialisation, l'arbitrage des conflits entre les différentes parties prenantes à la réforme, ou le conseil au gouvernement en matière énergétique... Pour cela, il a le choix des instruments à mettre en œuvre pour réaliser ses missions, il définit ainsi son agenda⁴⁵ d'intervention parmi les nombreuses missions qui lui sont confiées⁴⁶. Le régulateur discrétionnaire possède également le pouvoir d'intervenir directement sur les règles et les structures de marché lorsque les comportements des entreprises s'écartent des objectifs qui leur sont attribués par la loi, où quand il estime que les conditions économiques générales ont évolué. Le régulateur discrétionnaire a autorité pour régler un certain nombre de questions et de conflits sur l'interprétation des règles, et les modalités de flexibilité sont réglées « en interne », avec peu de recours externes possibles.⁴⁷ Ainsi, la mesure de la discrétion du régulateur est une fonction des moyens de recours dont disposent les opérateurs pour contester

⁴⁴ : en effet, si les budgets restent constants, l'accroissement des fonctions de régulation aux interdépendances entre les deux secteurs est une surcharge de travail qui limite la qualité de la supervision et l'influence du régulateur.

⁴⁵ : Le régulateur discrétionnaire peut définir les procédures formelles de décision et leur modification en fonction de son agenda

⁴⁶ : Voir Glachant [1996], pour une analyse de la régulation discrétionnaire anglaise.

⁴⁷ : C'est le principe de *forebearance*

les décisions du régulateur. Plus les capacités d'appel sont nombreuses et plus les pouvoirs de négociation des opérateurs sont importants⁴⁸. Cette situation de défiance potentielle des tribunaux vis-à-vis des décisions du régulateur constitue une menace crédible pour l'agence qui ne souhaite pas voir sa crédibilité remise en cause [Newbery 2000]. Néanmoins, cette capacité d'intervention se paye logiquement sur le plan de la stabilité des engagements, avec un accroissement des risques de capture du régulateur par les opérateurs historiques, ou le risque symétrique d'expropriation des opérateurs historiques. Plus la discrétion du régulateur est importante, et plus les décisions prises par le régulateur sont flexibles et réactives face aux aléas prévisibles et imprévisibles de la conjoncture politique et économique. Néanmoins, plus le régulateur est discrétionnaire, et plus le risque potentiel de capture est important et nécessite que des mesures de sauvegarde soient introduites pour compenser ce risque [Joskow, 1999 ; Moe et Howell, 1994].

Un régulateur non-discrétionnaire ne peut pas fixer lui-même les règles qu'il appliquera, mais doit strictement suivre la loi⁴⁹. Il est totalement dépendant de l'approbation de sa décision par les tribunaux, et le recours à des actions en justice est beaucoup plus systématique. Pour intervenir, il doit suivre des règles qu'il n'a pas définies par lui-même et qui s'imposent à lui. À l'inverse, un régulateur non discrétionnaire et devant rendre compte de ses interventions, devant le ministère (risque de capture par les opérateurs historiques) et devant les tribunaux civils (risque de délais de régulation et de blocage juridique) offre une stabilité des engagements grâce aux mesures de sauvegarde. Pourtant, sa flexibilité reste limitée face aux contingences historiques.

De ce fait, le régulateur discrétionnaire et indépendant du Ministère et des autorités de concurrence, dispose d'une possibilité de flexibilité très importante dans l'implémentation et le suivi des activités concurrentielles. Cependant, cette liberté d'action laisse en suspens le problème de la stabilité des engagements, car la modification des règles incitatives et des structures industrielles qu'il peut introduire, ne doit pas remettre en cause la stabilité des engagements pris entre le gouvernement, les firmes et les parties prenantes. Cette absence de contre-pouvoir et de possibilité d'appel des décisions du régulateur indépendant et discrétionnaire pose donc un problème de stabilité des engagements.

Il convient maintenant d'aborder la question des frontières entre les autorités de régulation sectorielles et les autorités de la concurrence, en nous limitant à deux dimensions : d'abord les

⁴⁸ : Cette possibilité d'appel crée le risque d'échec du régulateur par la référence aux tribunaux.

relations entre le régulateur indépendant et le ministère, et ensuite entre le régulateur indépendant et les autorités de la concurrence. Nous verrons qu'il existe bien un problème de coordination des activités de régulation entre les différentes composantes et que cette question des frontières entre les institutions de régulation n'est pas encore parfaitement traitée dans la littérature [Laffont et Tirole, 2000 ; Perrot, 2002].

Les relations entre le Régulateur indépendant et le Ministère

Les agences sont dites indépendantes car les parties prenantes à la réforme n'ont qu'une faible marge de négociation pour influencer les décisions du régulateur. Cette indépendance est en pratique difficile à évaluer, car toute modification de régulation entraîne systématiquement des gagnants et des perdants aux réformes. Pour limiter le risque de capture de l'agence par les opérateurs les mieux informés qui bénéficient des asymétries d'information [Laffont et Tirole, 1993], les régulateurs sont institutionnellement contraints⁵⁰ de rendre compte du processus de décision et des résultats attendus des modifications qu'ils introduisent. Cette indépendance est jugée d'autant plus importante que les régulateurs possèdent des pouvoirs d'intervention étendus et que les manipulations politiques des décisions des régulateurs seraient attractives. L'indépendance politique des régulateurs est supposée permettre d'atteindre trois objectifs : (1) la régulation du secteur ne doit être concernée que par des objectifs internes au secteur. Ainsi les interventions politiques visant à promouvoir l'embauche de nombreuses personnes pour lutter contre le sous-emploi de la main d'œuvre, ou de contrôle des prix pour limiter l'inflation sont interdites ; (2) l'indépendance politique sert également à renforcer l'indépendance du régulateur de la part des groupes de pression ; enfin, (3) quand les compagnies opératrices sont publiques, l'indépendance politique est nécessaire pour réaliser des arbitrages justes entre l'Etat en tant que propriétaire et le régulateur. Pourtant, les limites de l'indépendance apparaissent en terme de faisabilité institutionnelle.⁵¹

Henry [2001] pose alors que la création d'institutions de régulation est produite par des systèmes démocratiques plus anciens qui, dotés de parlements souverains, garantissent une forme de flexibilité législative et une représentativité des décisions prises. De ce fait, l'indépendance totale d'un corps administratif est toujours plus ou moins contrainte par l'influence d'une forme de contrôle parlementaire ou administratif en cas d'échec de la régulation. En pratique, la

⁴⁹ : Par exemple la mission du *Bundeskartellamt*, en tant que régulateur de l'électricité, se limite strictement à l'application de la loi sur les restrictions à la concurrence.

⁵⁰ : Ces contraintes peuvent être renforcées par des mesures visant à interdire aux opérateurs et aux régulateurs d'avoir des intérêts communs, de détenir des actions des firmes régulées, etc...

nomination d'un régulateur, d'une commission, est toujours un fait politique, généralement du parlement, et de ce fait, le choix des personnes reflète la structure et la composition politique du moment.

Les agences de régulation et les tribunaux de la concurrence

Il existe une littérature théorique qui cherche à comparer l'efficacité relative de la régulation en fonction de la nature de la supervision des industries par une agence indépendante spécialisée ou par les tribunaux de la concurrence [Perrot, 2002 ; Laffont et Tirole, 2000 p276 ; IDEI 1997]. Bien qu'il s'agisse de l'industrie des télécommunications, il semble que leurs résultats sont suffisamment généraux pour servir de guide à la réflexion.

En distinguant quatre axes de comparaison⁵², Laffont et Tirole [2000] montrent les limites et les possibilités de complémentarité entre les agences spécialisées et les tribunaux de la concurrence dans le contrôle de l'industrie⁵³. Si l'on considère d'abord les procédures et les capacités de contrôle de l'industrie, les agences de régulation disposent d'un avantage sur les tribunaux de la concurrence. Les agences disposent à la fois d'une possibilité d'intervention plus intense et détaillée et elles sont comparativement aux tribunaux de la concurrence moins sujettes aux procédures d'appel de leurs décisions.

Le second point soulevé par Laffont et Tirole [2000] concerne les différences de timing du contrôle des industries de réseaux. Ces différences concernent à la fois le moment de la prise de décision, et la vitesse d'action dans la mise en place de la procédure. Dans le cas des tribunaux de la concurrence, il faut attendre que le fait se produise pour que le tribunal soit appelé à juger du caractère délictueux de l'action. Le contrôle est donc principalement *ex post* à l'exception notable des procédures de fusion et d'acquisition d'opérateurs oeuvrant dans la même filière verticalement ou horizontalement. D'une manière générale, les délais d'intervention des tribunaux de défense de la concurrence sont assez longs et permettent que l'ensemble des informations pertinentes soit mis à la disposition du tribunal. A l'inverse, les agences de régulation œuvrent principalement *ex ante* en fixant un système de règles initiales aux opérateurs qu'elles peuvent ensuite transformer grâce à une capacité d'intervention plus rapide que les tribunaux de la

⁵¹ : Dans le cadre théorique que nous avons dégagé dans le chapitre 3.

⁵² : Martimort [1999] propose également une vision de cycle de vie de l'efficacité de la régulation dans le cadre des relations principal agent, ou les agences après une période d'efficacité, sont capturées par les firmes.

⁵³ : Nous reprendrons ici les limites indiquées par les auteurs à leurs travaux concernant le caractère très général de cette comparaison où le but est d'opposer logiquement le plus possible les deux formes de la supervision des opérateurs par les deux institutions

concurrence. Laffont et Tirole [2000] voient dans ces différences les sources d'une complémentarité entre les deux formes de surveillance des industries de réseaux. Cette complémentarité ne peut exister que si les décisions prises par les deux institutions (agence et tribunal) ne sont pas trop contradictoires et, si ces deux institutions agissent de concert. La crédibilité de cette double structure de surveillance repose en effet sur une complémentarité qu'il est théoriquement possible de concevoir, mais dont la pratique reste le véritable test [Perrot, 2002].

Le point suivant qui offre un avantage en termes de supervision du régulateur par rapport aux tribunaux, est la quantité d'informations et le suivi chronologique de l'industrie. La complexité des industries de réseaux, et plus encore de l'industrie électrique, rend la quantité d'informations à maîtriser très grande et confère aux spécialistes qui composent les agences de la régulation un avantage indéniable sur le juge de la concurrence, qui n'est pas a priori qualifié pour cette supervision spécifique. Ainsi Laffont et Tirole [2000] insistent par exemple sur la supervision quantitative que permet l'agence de régulation tandis que, faute d'expertise mathématique suffisante, les tribunaux se contentent d'approches qualitatives pour juger les cas qui leur sont soumis.⁵⁴

Enfin, le dernier point examiné par Laffont et Tirole [2000] concerne l'indépendance politique de la supervision. Pour eux, les agences de régulation sont, sur ce point, également supérieures aux tribunaux qui restent plus influençables par les pouvoirs publics. L'indépendance est donc une vertu et le manque de représentativité politique, le prix à payer pour cette vertu. Il nous semble que ce point mérite une discussion particulière, car il repose sur deux dimensions importantes dans le cadre de la nouvelle régulation des industries de réseaux : la première dimension, concernant la représentativité des décisions de l'autorité de réglementation, était un des arguments utilisés avant les processus concurrentiels pour justifier les subventions croisées entre les différentes parties prenantes au secteur. Avec l'introduction des processus de réforme, ce critère de « volonté générale » ne peut plus être postulé, mais il doit être explicité. Si son existence formelle n'est pas remise en cause, ses formes concrètes d'application doivent entièrement se renouveler et se justifier dans un nouveau cadre théorique [Cartelier, 1997]⁵⁵. Cette « volonté générale » doit être à présent inscrite comme un objectif explicite à atteindre par la structure de gouvernance et cela pose le problème de la définition précise de cette « volonté

⁵⁴ : Cependant le régulateur, comme il possède un avantage informationnel et un suivi temporel des opérateurs, est en position de tirer profit de ces conditions, via le risque de capture et de l'utilisation d'un « effet de cliquet ».

⁵⁵ : Voir les discussions sur le service Universel par exemple [Edel, 2000]

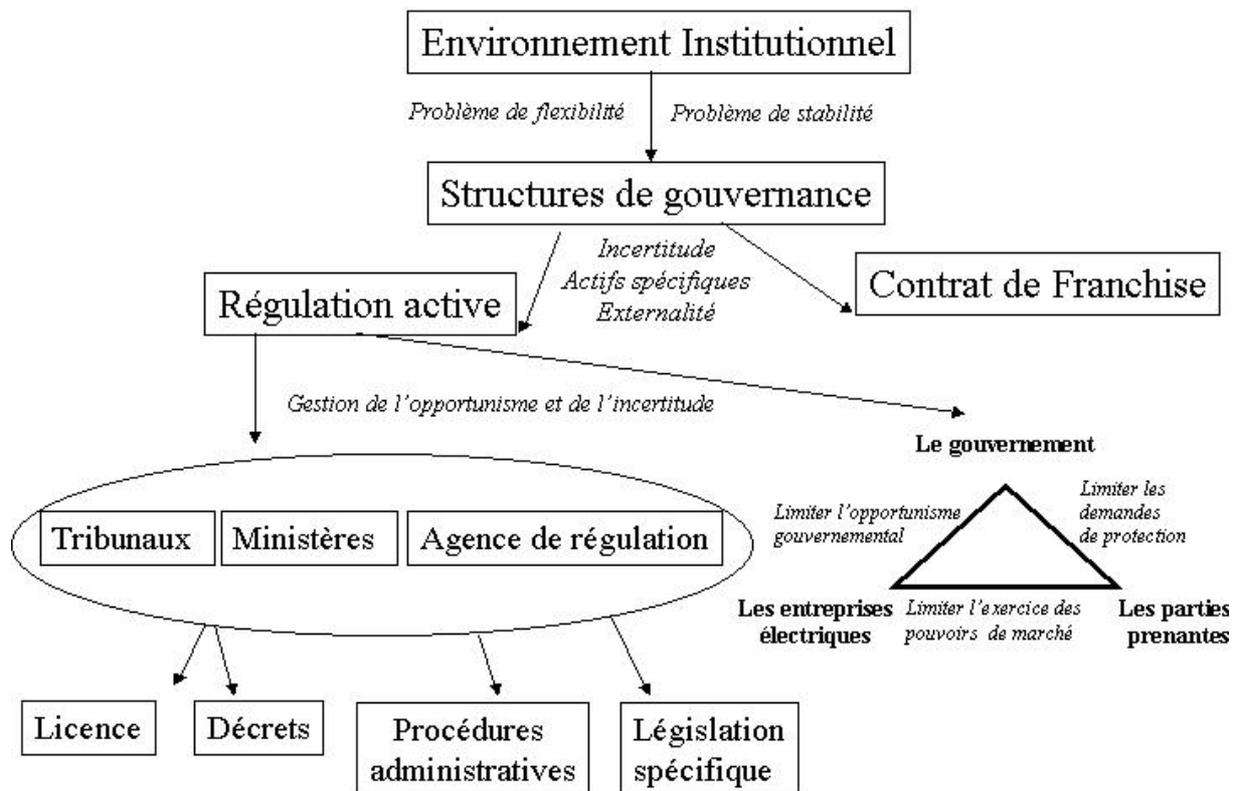
générale » . De ce fait, le manque de représentativité et de contrôle des agences de régulation strictement indépendantes est justifié par Laffont et Tirole [2000] pour trancher avec les habitudes de l'ancienne forme de régulation plus opaque et diversement capturée par les parties prenantes au secteur.

La seconde dimension porte plus essentiellement sur l'identification d'a priori que la pratique institutionnelle des pays européens ne confirme pas complètement. Ainsi, comme le souligne Perrot [2002], les autorités de concurrence peuvent se montrer plus efficaces que les agences de régulation sur deux points : d'abord, sur la gestion de l'exercice de pouvoirs de marché des opérateurs et ensuite, sur la lutte contre l'opportunisme gouvernemental. A l'heure actuelle, ce débat n'est pas encore arrivé à son terme, et il reste encore à déterminer, en fonction des environnements institutionnels, la nature exacte des efficacités comparées des composantes de gouvernance.

Pour conclure, les ministères, les autorités de concurrence et les agences sectorielles (indépendantes ou consultatives) constituent les composantes principales des régimes de régulation au niveau national. De leur combinaison, leur complémentarité et leur efficacité en terme de stabilité des engagements et de flexibilité découle la crédibilité des réformes. Nous avons montré que les composantes des régimes de régulation disposaient de capacités différentes à produire à la fois ces deux conditions. La seconde partie de ce chapitre montrera que l'étude de ces composantes permet d'évaluer la crédibilité et la cohérence interne des régimes de régulation. Après avoir étudié la crédibilité (stabilité des engagements et flexibilité) des modes de gouvernance et des composantes des régimes de régulation, nous allons maintenant réaliser une relecture des structures incitatives de la régulation sous l'angle de la stabilité des engagements et de la flexibilité⁵⁶. Le schéma suivant synthétise les axes d'analyses développés jusqu'ici.

⁵⁶ : Comme nous l'avons observé, cette question est nécessaire car il n'existe pas de modèle de réforme électrique complet [Wilson, 1999, 2002], et que les régimes de régulation sont conduits à produire des modifications de règles incitatives pour tenter de s'adapter à cette incomplétude.

La crédibilité des réformes électriques



2.2.3. L'étude des structures incitatives de la régulation

Comme pour les points précédents (mode de gouvernance et composantes des régimes de régulation), le choix des mécanismes incitatifs doit maintenant être questionné en termes de stabilité des engagements et de flexibilité. De ce fait, il faudra ici montrer l'incidence des différents mécanismes d'incitation dans le cadre des réformes électriques sur la crédibilité des réformes. Les choix de structures incitatives qui sont sujettes à la régulation des autorités publiques ou des régulateurs sectoriels varient grandement d'un secteur d'activité à l'autre. Dans le cas de l'industrie électrique, il est possible de caractériser les structures incitatives comme les règles qui concernent les quatre points suivants : la forme et l'intensité de *l'unbundling* des opérateurs historiques [Joskow, 1996 ; Newbery, 2000] ; les règles et les conditions d'accès aux réseaux [Brunekreeft, 2002] ; les règles de fonctionnement des mécanismes de concurrence et des marchés électriques [Hunt, 2002 ; Stoft, 2002 ; Wilson, 2002 ; Staropoli, 2001] ; et enfin les modes de tarification⁵⁷ [Littlechild, 1983 ; Vickers, 1997 ; Laffont et Tirole, 1989, 1993, 2000].

⁵⁷ : Des sous-systèmes en monopole naturel ou des marchés électriques.

Pour simplifier, il faut postuler dans cette section que plus les séparations sont intenses (1), les conditions d'accès réglementées (2), et les mécanismes de marché efficaces pour coordonner l'activité électrique en limitant les différents pouvoirs de marché(3), et plus l'objectif de stabilité des engagements est atteint par les pouvoirs publics.

Ainsi, les engagements concernant l'opportunisme gouvernemental, l'exploitation des pouvoirs de marché et les subventions croisées sont circonscrits par ces règles et ces structures incitatives. Néanmoins, nous avons vu qu'il n'existe pas de modèle de réforme électrique complet [Wilson, 1999, 2002], et que le point (3) n'est pas résolu.

De ce fait, la section suivante examinera en termes de stabilité et de flexibilité les deux principales formes de tarification les plus couramment étudiées⁵⁸ dans la littérature des incitations. Comme le soulignent Laffont et Tirole [2000 p39 et suivantes], les mécanismes d'incitation sont de deux sortes, il existe les « *high Powered Incentive Schemes* » comme les Price-Cap⁵⁹ et les « *Low-powered Incentive Schemes* » comme la *Rate of Return Regulation* (RORR). Historiquement, ces questions de formes de contrats incitatifs étaient principalement posées aux Etats-Unis, où les principaux opérateurs des industries de réseaux étaient privés. Pour limiter le risque d'exercice de pouvoir de monopole, les agences de régulation avaient introduit un mécanisme de limitation des revenus des opérateurs privés sous la forme d'un « juste retour sur investissement » (*Rate of Return Regulation*). A partir des travaux de Averch et Johnson [1962], les limites de ces formes de contrats incitatifs devinrent de plus en plus explicites, et une seconde forme de contrat de régulation du type *Price - Cap* a vu le jour. Dans cette section, l'objectif est de déterminer les caractéristiques de ces deux contrats incitatifs en termes de stabilité des engagements et de possibilités de flexibilité qu'ils offrent.

Le Rate of Return Regulation à l'américaine

Pendant de nombreuses années aux Etats-Unis, la méthode de fixation des tarifs pour les monopoles privés était la *Rate of Return Regulation* (RORR). La firme réglementée recevait alors un revenu qui lui permettait de couvrir à la fois ses coûts de fonctionnement et un juste retour sur la valeur totale de son capital. Si les coûts venaient à s'accroître, la firme demandait alors que lui soient fixés de nouveaux prix qui garantissent ses coûts et sa rémunération du capital. Cette

⁵⁸ : Il est acquis que la tarification au coût marginal est inaccessible, et que différentes formes de formulation des prix de deuxième choix peuvent voir le jour. Généralement, les travaux sur les modes de tarification des sous-secteurs en monopole naturel portent sur la comparaison de l'efficacité d'une nouvelle formule tarifaire par rapport au modèle de référence de **Ramsey-Boiteux** [Bennett et Waddams-Price, 2000].

⁵⁹ : Prix plafond.

absence de risque était un facteur qui favorisait l'attrait du capital à un coût moindre et permettait que les investissements se réalisent. Les critiques adressées à cette formule de régulation sont reprises par Newbery [2000], qui montre que ce système encourageait l'utilisation des technologies les plus capitalistes, introduisait une tarification au coût moyen et non au coût marginal qui permettait des effets de redistribution de rentes, et enfin, qu'avec cette structure incitative, l'accent était placé sur l'accroissement des capacités de production et non sur la recherche de gains de productivité. Toutefois, cette régulation s'avère efficace quand la demande électrique est croissante et que le principal problème à résoudre est le manque d'investissement [Joskow, 1989 et 2000]. Néanmoins ce système n'est plus aussi satisfaisant lorsque le problème principal devient la réduction des coûts de fonctionnement et la recherche de gains de productivité. Ceci ne suppose pas pour autant que, dans l'esprit du régulateur américain, toute réflexion en terme de gains d'efficacité était éliminée. Cette recherche de productivité passait alors par un autre outil que l'on nomme les « *Prudency reviews* »⁶⁰ qui permettaient au régulateur de déterminer si un nouveau plan d'investissement était « *used et useful* »⁶¹ et pouvait alors être accepté. Entre deux inspections du régulateur, une période dite de « *Regulatory Lag* »⁶² sans modification des tarifs, existait et présentait l'avantage de permettre une recherche de gains de productivité par la minimisation des coûts de fonctionnement. Pour limiter les effets négatifs sur les profits des accroissements du prix des matières premières, les régulateurs avaient introduit une série de systèmes de compensation automatique comme l'indexation des prix sur des variables de marché hors compétence de la firme régulée et certaines clauses de « *Pas-Through* »⁶³. Ces clauses permettaient aux compagnies de distribution électrique de faire payer aux consommateurs les accroissements de prix constatés sur les marchés de gros. Malgré cela, dans notre optique de crédibilité des structures incitatives, ces inspections posent problème car, d'une part, elles indiquent que le régulateur préfère sa production d'information sur les coûts et les anticipations de demande à celle des opérateurs, et d'autre part, que via une tarification discrétionnaire, le régulateur peut exproprier les bénéfices de la firme régulée. Il semble donc qu'en termes de stabilité des engagements et de flexibilité, cette forme de tarification incitative ne constitue pas une solution très efficace.

L'expérience des Price-Cap « à l'anglaise »

⁶⁰ : Les revues de coûts des opérateurs.

⁶¹ : Nécessaire et utile.

⁶² : Un délai entre deux revues des coûts des opérateurs.

⁶³ : D'indexation automatique des prix aux coûts.

L'introduction en 1982 par l'OFT d'une nouvelle forme de tarification incitative sous forme de plafond de prix « *Price-Cap* », puis les rationalisations successives de cette innovation par le rapport Littlechild [1983]⁶⁴ et leur très large application aux industries britanniques libéralisées⁶⁵ dans les années 1980 et 1990, ouvrirent l'espace à une vaste littérature portant sur la comparaison des avantages et des limites des deux principales formes de contrats incitatifs. Dans ce rapport, Littlechild [1983] organisa la comparaison des objectifs attendus du *Price-Cap* par rapport au ROR qui servira de référence.

Le fonctionnement du Price-Cap.

Une firme sujette à un *Price-Cap* de la forme RPI-X doit s'assurer que ses coûts annuels ne doivent pas s'accroître plus que le niveau général des prix (*Retail Price Index*), moins un facteur X en % qui représente la baisse des coûts induite par le progrès technique. L'avantage incitatif d'utiliser l'indice général des prix est de ne pas permettre une manipulation de la formulation de l'indice possible dans le cas de la création d'un indice sectoriel et permet d'offrir aux consommateurs un signal prix clair et prévisible.

Ainsi Littlechild établit la liste initiale des cinq objectifs que doit atteindre un contrat incitatif :

- 1- Protéger les consommateurs de l'exercice du pouvoir de monopole des opérateurs.
- 2- Encourager les gains d'efficacité et l'innovation.
- 3- Minimiser le poids de la fonction de supervision du régulateur.
- 4- Promouvoir la concurrence.
- 5- Permettre que les revenus de la privatisation soient satisfaisants.

Sur cette base, il compara les performances de 5 formes de contrats incitatifs⁶⁶ pour conclure à la supériorité du *Price-Cap* sur l'ensemble des objectifs initiaux.

- 1- Les *Price-Cap* permettent de protéger les consommateurs des abus de position de monopole en se focalisant exclusivement sur les sous-systèmes en monopole naturel, et en laissant concurrentiels les autres sous-systèmes.
- 2- Comme la fixation du X est calculée sur les prix et non sur les profits, cela permet aux entreprises de concentrer leurs efforts sur la recherche de gains de productivité et d'innovation.
- 3- La charge financière de la fonction de supervision est moins forte, car le calcul des indices de prix est plus simple et moins technique que l'ensemble des calculs nécessaires dans la

⁶⁴ : Dans cette affaire, la personnalité de Littlechild est importante car son investissement dans le processus de régulation britannique est centrale comme le souligne Armstrong, Cowan et Vickers [1994] par exemple.

⁶⁵ : Comme par exemple, les télécommunications, le gaz, l'électricité, les aéroports...

⁶⁶ : Sans régulation- ROR- une taxation des profits- un plafond de profit autorisé- et le *Price-Cap*.

RORR⁶⁷. De plus, comme le principe de la régulation est très simple, il est aisément vérifiable et prédictible.

- 4- Ce mécanisme de *Price-Cap* est également incitatif en terme de promotion de la concurrence car, s'il régule les activités en monopole naturel, il n'interfère pas dans les activités en concurrence.
- 5- Ce mécanisme permet de fournir une évaluation précise de ces coûts et permet que la privatisation se fasse de manière profitable. Cet argument n'ayant, de fait, un poids que si le X est défini au moment de la privatisation, et ensuite il disparaît de l'agenda du régulateur.

La fixation du X -censé être l'impact sur les prix du progrès technique- est plus délicate. Ce X est variable selon les années et les secteurs concernés ; malgré cela pour la période déterminée (*le regulatory lag*), il est une donnée exogène pour les firmes qui ne peuvent pas en influencer la formulation⁶⁸. Deux dimensions sont particulièrement essentielles pour caractériser les limites de ce mécanisme incitatif en termes de crédibilité (stabilité des engagements et flexibilité). Le premier concerne la fixation du délai entre deux modifications de la valeur du X, et le second, les modalités de fixation de cette grandeur [Armstrong, Cowan et Vickers, 1994; Armstrong, Doyle et Vickers, 1996].

Les questions de délai

Dans le processus de régulation par *Price-Cap*, les opérateurs connaissent la durée de la régulation. Les modifications des termes du X ne sont pas a priori souhaitables pendant la durée initialement prévue car elles peuvent être une forme d'expropriation administrative de la rente par le régulateur. Pourtant, si le terme entre deux modifications de X est trop long, l'incitation aux gains de productivité sera très importante, mais pourrait avoir un effet pervers en terme d'allocation des ressources. Ainsi dans des conditions économiques changeantes, un délai trop inflexible peut conduire soit à la banqueroute de l'opérateur si les prix sont fixés en dessous des coûts de fonctionnement, soit à la création de profits excessifs par un prix proche du prix de monopole. Ces excès seraient alors politiquement inacceptables, et les demandes des opérateurs deviendraient délicates à maintenir à l'intérieur du schéma de régulation.

Comme le soulignent Laffont et Tirole [2000 p39 et suivantes], le prix à payer pour bénéficier de cette forte incitation à baisser les coûts est la possibilité offerte aux propriétaires de conserver une part importante des profits réalisés par l'innovation. Cette situation n'est pas toujours bien

⁶⁷ : Il n'est pas besoin de calculer la valeur des actifs auxquelles doit s'appliquer le ROR ; de même, les calculs d'allocation de coûts entre les segments en monopole et les sous-systèmes concurrentiels ne sont plus nécessaires, de même que les prévisions des évolutions futures des coûts et de la demande.

⁶⁸ : Comme pour le ROR certains coûts indépendants des politiques tarifaires des firmes régulées peuvent être introduits pour limiter les risques de tarification inefficace comme les prix d'achats de l'énergie aux producteurs d'électricité.

comprise par les régulateurs qui semblent découvrir les effets secondaires de ce choix de mécanisme incitatif sur les profits des entreprises. Ces profits jugés excessifs poussent alors le régulateur à une modification de la valeur du X, qui pourrait aller jusqu'à une modification annuelle des X. Dans ce cas, un mécanisme RPI-X ne produirait que de faibles incitations en terme de réduction de coûts, car les opérateurs ne seraient pas sûrs de conserver les gains de productivité qu'ils ont produits et subiraient un « effet de cliquet ».

Pour définir cet effet, il est pertinent de rappeler ici l'exemple classique développé dans Laffont et Tirole [1987, 1988 et 2000]. Si le contrat initial de régulation est respecté sur les 4 ans, le régulateur doit procéder à une inspection pour déterminer la valeur du nouveau X qui va être introduit pour les 4 prochaines années. Si la firme régulée a réalisé des réductions de coûts très importantes sur la durée du premier contrat, le régulateur va être tenté de compenser ces « profits excessifs » en introduisant une pénalité sur le montant du X du nouveau contrat de régulation pour les 4 années suivantes. Ce nouveau X va alors nécessiter des efforts encore plus importants de la part de la firme régulée pour satisfaire les nouvelles demandes du régulateur. Cette compensation *ex post*, est désincitative si l'entreprise régulée anticipe cet effet de compensation. Ce mécanisme de compensation est connu dans la littérature sur les incitations sous l'appellation d'un « effet de cliquet »⁶⁹. Il faut noter également que les renégociations avant le terme du contrat⁷⁰ sont susceptibles d'accroître la présence de cet effet, et de limiter, en pratique, la force du mécanisme incitatif par *Price-Cap* qui suppose que les renégociations ne soient pas trop rapprochées. Dans ce cas, la flexibilité permise par le mécanisme incitatif du *Price-Cap* conduit à la perte des effets positifs sur les baisses des coûts et l'accroissement des profits des entreprises régulées et la stabilité des engagements.

La question des modes de fixation du X

A l'origine, la fixation du RPI-X avait vocation à produire des gains de productivité, qui était le principal problème incitatif à résoudre. Nous avons vu que dans le cas de la ROR, le principal problème était l'investissement dans les actifs de production. Néanmoins, la première fixation du X comprenait également des composantes stratégiques et politiques comme la question du succès des privatisations et la nécessité d'offrir aux nouveaux actionnaires des gains aux processus de réforme.⁷¹ Ainsi le gouvernement anglais voulait en plus des arguments classiques de recherche de

⁶⁹ : « *ratchet effect* »

⁷⁰ : Que ce soit à l'initiative du Régulateur sous la pression des parties prenantes, ou à l'initiative des firmes dont la structure des coûts a brutalement changé.

⁷¹ : Voir chapitre deux.

gains de productivité, accroître les revenus issus du processus de privatisation, assurer la participation active des dirigeants des firmes privatisables [Surrey, 1996 ; MacKerron, 1996 et 2001] et enfin, offrir aux futures entreprises privatisées des anticipations de profit par la réduction des coûts. Newbery [2000] souligne ainsi que le choix du prix plafond implique des effets de redistribution de rente entre les consommateurs, les actionnaires et les managers qui peuvent poser un problème politique.

Les règles de fixation du second X devinrent moins marquées par le processus de réforme et une nouvelle règle de fixation du X fut introduite. Pourtant, dans les cas anglais et espagnol, eu égard à la grande discrétion dont jouissent respectivement le régulateur électrique anglais et le Ministère de l'Energie espagnol, les règles précises de formation du X et le poids des différents facteurs restent délicats à déterminer. Malgré cela, il semble que des considérations concernant la valeur des actifs, le coût du capital, les estimations du taux de croissance de la productivité et de la demande et les progrès de la concurrence sont pris en compte dans les deux processus de régulation [Bennett et Waddams-Price, 2000 ; Percebois, 2001; MacKerron, 2001]. De ce constat généralement admis, il ressort que l'argument initial de Littlechild concernant le moindre coût des régulations par RPI-X est invalidé par les faits. Les régulateurs américains ou anglais sont confrontés aux mêmes types de difficultés d'évaluation de grandeurs économiques équivalentes.

Si l'on cherche, pour conclure, à comparer les deux formes de régulation en terme de crédibilité, on obtient que les Price-Cap et la RORR se ressemblent sur le risque de manipulation et d'opportunisme gouvernemental possible dans le cadre des revues. Les différences existent, cependant, au niveau de la fréquence des inspections qui sont moins rapprochées dans la régulation par Price-Cap. Les firmes régulées par Price-Cap ont une plus grande flexibilité dans le choix de leur structure de production pour faire face aux besoins de la demande ou aux aléas de l'environnement économique. De ce fait, les firmes régulées par un Price-Cap ont toutes intérêt à connaître les fluctuations de la demande pour minimiser leurs coûts de fonctionnement et accroître leurs profits [Laffont et Tirole, 2000 p 86].

Tableau N°1 : la crédibilité des mécanismes incitatifs		
	<i>Rate Of Return Regulation</i>	<i>Price-Cap</i>
<i>La condition de stabilité des engagements par la limitation de l'opportunisme gouvernemental</i>	Le mécanisme des revues de prix est source d'opportunisme	Le mécanisme des revues du X est source d'opportunisme, mais ces revues sont moins fréquentes.
<i>La condition de flexibilité et la modification de la priorité des efforts</i>	Ce mécanisme incitatif a permis un accroissement de l'investissement en cas de forte croissance de la demande, mais n'a pas réussi conserver son caractère incitatif face au changement des priorités économiques	Plus efficace pour produire des baisses de coûts en cas de faible croissance de la demande.

Pour conclure, nous avons rappelé que l'analyse de la crédibilité reposait selon Guasch, Levy et Spiller, sur l'identification et la résolution de trois problèmes d'opportunisme, l'opportunisme gouvernemental, l'exercice des pouvoirs de marché, et les demandes de protection des parties prenantes. Selon eux, ce risque d'opportunisme nécessite la création, en fonction de l'environnement institutionnel, de structures de gouvernance et de structures incitatives qui stabilisent ces engagements. Nous avons souligné les limites de cette première approche, dans l'étude de la crédibilité des réformes électriques, en identifiant un besoin de flexibilité. Les origines de ce besoin de flexibilité sont l'incomplétude contractuelle, les erreurs manifestes de choix de règles et de structures industrielles électriques et les modifications des ordres de priorité des structures incitatives.

Par la suite, nous avons réexaminé les interactions entre les environnements institutionnels et les modes de gouvernance, les composantes des régimes institutionnels et les mécanismes incitatifs pour évaluer leur capacité à produire à la fois une stabilité des engagements et d'autoriser une certaine flexibilité. Cette redéfinition de la crédibilité conduit à considérer qu'une structure de régulation est d'autant plus crédible, qu'elle est en mesure de garantir la stabilité des engagements tout en offrant la plus grande amplitude de flexibilité possible des modes de fonctionnement.

La partie suivante déterminera la crédibilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole, par l'interaction entre les environnements institutionnels et les modes de gouvernance, par la cohérence interne des composantes de la régulation, et enfin, par les différentes structures incitatives introduites qui seront évaluées en terme de stabilité des engagements et de flexibilité.

3. La crédibilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole

La première partie de ce chapitre a identifié les deux dimensions de la crédibilité dans une perspective néo-institutionnelle. La première dimension concerne la stabilité des engagements face aux problèmes contractuels d'opportunisme gouvernemental, d'exercice de pouvoir de marché et des demandes de protections des parties prenantes qui a été décrite par les travaux fondateurs de Levy et Spiller [1994 et 1996] complétés par les travaux de Guasch et Spiller [1999].

Cette première dimension a été complétée par une seconde, la flexibilité des règles, des structures industrielles et des méthodes d'incitation pour encadrer efficacement le secteur électrique. Les origines de ce besoin de flexibilité sont déterminées par l'absence de marchés électriques complets et par l'incertitude introduite par l'opportunisme des parties prenantes.

De ce fait, la présence de pouvoirs de marché, verticaux, horizontaux et locaux, la nature cyclique des investissements électriques, l'incomplétude contractuelle et le besoin d'adapter les structures de gouvernance et les structures incitatives ont fait émerger un besoin de flexibilité. La combinaison de la stabilité des engagements et de la flexibilité des modes de fonctionnement et d'incitations sont donc les deux déterminants de la crédibilité des réformes électriques.

Cette décomposition permet d'étudier les expériences nationales anglaise, allemande et espagnole, dans un cadre théorique unifié. Ici, les trois expériences de réforme représentatives de la diversité européenne seront réexaminées en terme de crédibilité. Pour ce faire, nous appliquerons le même mode de raisonnement.

Nous identifierons, d'abord la nature de l'interaction entre l'environnement institutionnel et les structures de gouvernance. Cette première étape permettra d'éclairer les choix pris par les autorités publiques pour créer des structures de gouvernance stables et flexibles, dans des environnements institutionnels différents.

La première partie de ce chapitre a montré que les capacités de transformation et de stabilité des environnements institutionnels étaient opposées. Dans les environnements institutionnels

parlementaires comme celui de l'Angleterre et de l'Espagne, le problème est de garantir la stabilité des engagements compte tenu de la grande flexibilité qu'ils permettent. A l'inverse, dans les environnements institutionnels déconcentrés et fédéraux comme en Allemagne, le problème est de produire de la flexibilité, car la stabilité des engagements est plus facilement atteignable compte tenu de la grande stabilité du processus législatif soutenue par le pouvoir judiciaire.

3.1. La crédibilité de la réforme anglaise

Il est intéressant ici de reconsidérer l'expérience anglaise de 1990 à 2001 à la lumière de la définition de la crédibilité construite dans la première partie de ce chapitre. Pour ce faire, il faut déterminer la crédibilité de la réforme par l'identification de ses capacités à garantir la stabilité des engagements tout en offrant des marges importantes de flexibilité. Le chapitre précédent a montré que la faisabilité de la réforme de 1990 avait été très importante, à la fois en termes institutionnel⁷² et industriel⁷³ et qu'elle avait été produite avec un minimum de négociation. Cette réforme est principalement caractérisée par des structures de gouvernance discrétionnaires et concentrées qui permettent de mettre en œuvre une grande flexibilité des structures de régulation et des structures incitatives. Il est utile de rappeler le caractère fondamentalement innovateur de l'expérience anglaise et l'absence de repère qui n'a pas facilité la tâche des designers de cette réforme. D'ailleurs ceux-ci étaient conscients du fait qu'ils n'avaient pas créé un système « parfait », et que des aménagements substantiels seraient nécessaires [Littlechild, 1998].

Pour déterminer la crédibilité de cette réforme, il conviendra d'analyser d'abord, l'interaction entre l'environnement institutionnel et les modes de gouvernance implantés. La cohérence des composantes de la régulation par rapport à l'objectif de limitation de l'opportunisme gouvernemental sera alors établie. Pourtant, cette structure de gouvernance a connu de grandes difficultés à restreindre l'exercice d'un pouvoir de marché des opérateurs [Newbery, 1999]. Ainsi malgré les différentes structures incitatives introduites et leur modification régulière, un processus de « réforme de la réforme »⁷⁴ a vu le jour entre 1998 et 2001. Bien que le manque de recul sur cette nouvelle réforme soit important⁷⁵, nous insisterons sur les premiers effets de redistribution qui semblent marquer le retour des demandes de protection des parties prenantes évincées lors de la réforme de 1990. Nous verrons qu'il est possible d'interpréter le passage de l'*Electricity Act* au NETA (*New Electricity Trading Arrangement*), comme une sortie de crise de système de régulation

⁷² : Concentration des pouvoirs exécutif et législatif – absence de supervision de judiciaire dans la régulation électrique- et système politique bipartite avec scrutin majoritaire.

⁷³ : Propriété publique de l'ensemble des actifs – réduction très forte des anciens arrangements institutionnels et système électrique relativement fermé

⁷⁴ : RETA (*Review of Electricity Trading Arrangement*)

⁷⁵ : NETA (*New Electricity Trading Arrangement*)

par une solution externe au schéma de régulation développé dans la première partie de ce chapitre.⁷⁶

3.1.1.L'interaction entre l'environnement institutionnel et les modes de gouvernance

Il convient tout d'abord de rappeler que les divers processus de réforme ont connu un certain nombre de points communs : ils ont débuté par une « législation spécifique » décrivant le contexte général du nouveau cadre de fonctionnement du secteur ; ce mode de gouvernance dans un environnement institutionnel parlementaire est insuffisant pour garantir la stabilité des engagements. Pour atteindre cet objectif, les contrats de licence ont été introduits dans chacun des sous-systèmes électriques.

Encadré N°2 : les licences anglaises

Newbery [2000, p 57] souligne qu'il existe différentes licences et clauses contractuelles qui couvrent les spécificités sectorielles des sous-systèmes électriques.

Dans le sous-système de production, les licences de production distinguent les opérateurs privatisés non nucléaires, l'opérateur nucléaire et les licences individuelles des producteurs indépendants.

Dans le sous-système du transport, la licence d'opérateur de système de NGC comprend une règle d'accès aux réseaux des centrales, en fonction croissante des enchères d'électricité, et inclut un système de fonctionnement explicite.

Dans le sous-système de la distribution, les *Public Electricity Licences* (PES) des compagnies régionales de distribution (REC's) possédant un monopole local doivent acheter leur électricité au moindre coût et ne doivent pas trop développer leurs propres capacités de production pour limiter les effets d'une reconcentration verticale. De même, des *Private Electricity Supply* existent pour les entreprises qui délivrent de l'électricité aux grands consommateurs industriels.

Toutes les licences intègrent des clauses qui contrôlent le niveau maximum des prix, érigent des conditions d'accès équivalent et interdisent les subventions croisées et, enfin, fournissent les conditions pour que la demande soit satisfaite en tenant compte des paramètres de sécurité.

Enfin, les opérateurs en production, NGC et le *Energy Pool Funds Administration Ltd* doivent s'entendre sur un contrat appelé *Pooling & Settlement Agreement* qui comprend les obligations contractuelles qui organisent les modalités des transferts physiques et financiers au sein du marché électrique.

De ce fait, les opérateurs devaient obtenir une licence pour avoir accès au secteur concerné⁷⁷. L'introduction de licences garanties, par le pouvoir judiciaire et par les autorités de défense de la concurrence doit normalement produire une stabilité des engagements. Enfin, la dernière composante de cette structure de régulation anglaise comprend la création d'un régulateur

⁷⁶ : Voir Figure 2.

⁷⁷ : Les licences sont alors devenues le point central du système de régulation anglais qui comprend alors toutes les conditions de fonctionnement du contrat en accord avec le ministère ou le directeur général de l'agence de régulation sectorielle.

sectoriel indépendant avec une capacité d'intervention discrétionnaire importante [Levy et Spiller 1994, Guasch et Spiller, 1999; Newbery, 2000]. L'autorité légale des différentes agences de régulation vient de leurs statuts légaux qui émanent directement de leurs lois de création. L'*Electricity Act* de 1989 prévoit ainsi que le statut du régulateur de l'activité électrique est un département gouvernemental non ministériel dirigé par un *Director General of Electricity Supply* (DGES). Ce Directeur Général a pour mission de surveiller et d'adapter le processus législatif en fonction des missions qui lui sont confiées par la loi. Il est choisi après un entretien avec la *Public Service Commission* et le *Secretary of State* qui fixe la durée de son contrat. Il n'est pas légalement tenu d'être un spécialiste du domaine électrique, mais il doit être en accord avec le gouvernement qui le nomme. Dans cette structure de délégation des pouvoirs, le pouvoir personnel du Directeur Général est très important, c'est toujours lui qui influence le style et les décisions prises par l'agence de régulation. En conséquence, l'agence de régulation anglaise accumule une dotation de compétences techniques, financières, économiques et juridiques qui lui permettent d'atteindre les nombreux objectifs fixés de défense de la concurrence en co-régulation avec le gouvernement⁷⁸ [Glachant, 1998c ; Cross, 1996 ; Davidovici 1995 et 1998; Moe et Howell, 1999].

Encadré N°3 : les obligations du régulateur issues de l'article 3 de l'*Electricity Act*:

- 1° garantir la satisfaction de toutes les demandes raisonnables d'électricité,
 - 2° garantir la capacité des opérateurs ayant reçu licence à financer la mise en oeuvre des activités sous licence,
 - 3° promouvoir la concurrence dans la production et le *supply*,
 - 4° empêcher toute discrimination tarifaire territoriale des *public suppliers* sur l'ensemble du territoire de l'Ecosse,
 - 5° protéger ces *public suppliers* de tout handicap concurrentiel dans l'exécution de cette tâche,
 - 6° protéger les intérêts des consommateurs d'électricité pour les prix et les autres termes d'offre, pour la continuité de l'approvisionnement, pour la qualité des services rendus,
 - 7° promouvoir l'efficacité et l'économie chez les transporteurs et les *suppliers*, et les usages économes de l'électricité,
 - 8° promouvoir la recherche et le développement des innovations,
 - 9° protéger la population des dangers inhérents à l'électricité,
 - 10° protéger la santé et la sécurité des employés du secteur électrique,
 - 11° prendre en compte les effets sur l'environnement,
 - 12° protéger les intérêts des consommateurs des zones rurales,
 - 13° prendre en compte les intérêts des retraités et des infirmes
- Les articles 32 à 38 développent également des thèmes de "protection de l'intérêt public", dans les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire, le stockage des combustibles, la construction des centrales, ou les pêcheries. Au total, le régulateur public se trouve chargé de tâches nombreuses, lourdes, et contradictoires, pouvant justifier des politiques différentes et des décisions opposées [Graham, 1991 et 1995; Cross, 1996 ; Glachant, 1996].

⁷⁸ : Le ministre reste encore présent : il nomme et peut démettre le directeur de l'OFFER ; il est consulté sur la nomination des présidents des comités de consommateurs de l'OFFER ; il attribue, comme il le juge utile, les autorisations de construire les lignes et les centrales ; il contrôle toute la procédure de saisine de la MMC (*Monopolies and Mergers Commission*) par le directeur de l'OFFER ; il est seul juge de l'intérêt de donner suite aux avis de la MMC sur les OPA au sein du secteur électrique ; etc. [Cross, 1996].

Fondamentalement, le régulateur britannique de l'électricité est indépendant et discrétionnaire car il peut prendre toutes les décisions de son ressort sans requérir l'approbation d'une autre autorité. Cette indépendance est renforcée par le fait que le régulateur décide en premier et dernier appel, et qu'aucun tribunal n'a la possibilité⁷⁹ de vérifier l'adéquation des décisions prises par le régulateur à la nature des missions définies par l'*Electricity Act* (sauf cas de "comportement déraisonnable"⁸⁰). Le contrecoup de cette indépendance et du pouvoir discrétionnaire du *Director General of Electricity Supply* est qu'ils rendent les procédures de décisions relativement opaques.

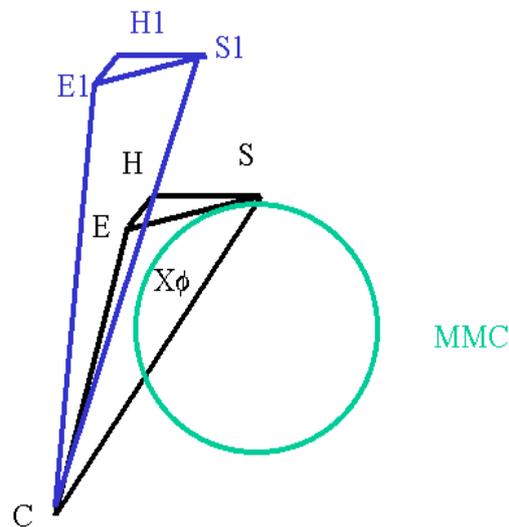
Spiller et Martorell [1996] et Newbery [2000] soulignent qu'il existe un recours aux décisions du régulateur par le recours à l'arbitrage de la MMC. Newbery [2000] précise que cet arbitrage des conflits entre les firmes et le régulateur est potentiellement coûteux pour les deux parties. Pour le régulateur, un désaveu serait pour lui synonyme d'une perte de réputation qui rendrait ses futures interventions plus délicates à mettre en place, et peut induire une crise du système de régulation et sa future démission. Pour la firme régulée, l'intervention de la MMC pourrait être également coûteuse en termes de baisse des prix et des profits ou par une modification des règles de fonctionnement du secteur si le couple régulateur-MMC la sanctionne. Pour rendre compte de la crédibilité de cette structure de gouvernance, nous allons utiliser les enseignements du modèle de Guasch et Spiller [1999]. Dans le système parlementaire anglais, les deux chambres et le pouvoir exécutif disposent de préférences très proches que représentent les points E, H, et S dans la figure suivante. Comme le mode de régulation par législation spécifique n'est pas très stable, les processus de réforme anglais y ont adjoint des contrats de licence que représente le point fixe C, et la supervision de la régulation par l'autorité de concurrence, la MMC. La situation initiale d'équilibre est également représentée par le point $X\phi$ qui est compris dans l'ensemble des solutions possibles $W(E,H,S \text{ et } C)$.

⁷⁹ De surcroît, les tribunaux britanniques ne souhaitent pas décider à la place des décideurs publics, estimant que les autorités publiques indépendantes -comme le régulateur- sont mieux qualifiées qu'un juge pour savoir ce qui est approprié ou inapproprié dans le domaine spécialisé dont la garde leur a été confiée.

⁸⁰ : Ce qui désigne plutôt la folie, ou la décision qui ne relèverait pas de son aire de compétence.

Figure 9

L'environnement institutionnel anglais, les licences et la MMC



Si on postule que les points préférentiels des acteurs H, S, E se déplacent vers une nouvelle forme W1 (H1,S1,E1, C), le contrat de licence stabilise l'ensemble des préférences initiales de la réforme, aidé en cela par la MMC. L'étude de la flexibilité des modes de gouvernance est plus délicate. En effet, si les licences et la MMC sont des garanties fortes contre l'opportunisme gouvernemental de court terme, elles ne constituent pas des garanties très efficaces contre l'exercice de pouvoir de marché, ou pour contrer les demandes des parties prenantes. On peut douter de leur capacité à long terme à restreindre un changement global de régulation causé par une modification de la composition des chambres et du pouvoir exécutif comme cela a été le cas pour le NETA.

3.1.2. La structure de gouvernance anglaise et les incitations

Le régulateur [*Director General of Electricity Supply*] a cherché à garantir les structures de gouvernance face aux trois problèmes d'opportunisme majeurs, l'opportunisme gouvernemental, l'exercice des pouvoirs de marché et les subventions croisées demandées par les parties prenantes grâce à un interventionnisme et une discrétion importants. Toutefois, l'absence de modèle de réforme électrique complet et les choix initiaux opérés par le gouvernement anglais en matière de structure de régulation et de structure incitative a justifié une succession de mesures et de décisions de la part du régulateur touchant les structures de marché et les mécanismes incitatifs.

Comme nous l'avons défini précédemment, la structure incitative de la régulation se rapporte essentiellement aux mécanismes définissant (1) les conditions et tarifs d'accès aux infrastructures en monopole, (2) les modes de fixation des prix sur les marchés électriques et (3) les questions portant sur l'évolution des structures industrielles. L'accès des tiers au réseau anglais est réglementé. Dans un régime d'ATR réglementé, les conditions d'accès sont définies *ex ante* et supervisées *ex post* par le régulateur. La réglementation vise à établir une tarification qui s'applique à tous selon des modalités transparentes et non discriminatoires. Dans l'optique de crédibilité des réformes électriques, il est clair que les formes réglementées d'ATR sont les plus en mesure de garantir à la fois une stabilité des engagements concernant l'accès des tiers aux réseaux, et une flexibilité face aux conditions de l'environnement économique⁸¹.

En ce qui concerne la fixation des prix, depuis la création du *Pool*, l'influence du régulateur s'est renforcée à mesure que les imperfections des règles de marché apparaissaient, et que les abus de pouvoir de marché, de nature verticale, horizontale ou locale, se manifestaient. Le régulateur a ainsi multiplié les avertissements et les prises de position publique, mais aussi les interventions directes, afin de corriger les imperfections et de prévenir l'exercice du pouvoir de marché des opérateurs électriques [Wolak et Patrick, 1997 ; Newbery, 2000]. Néanmoins, il convient ici de souligner que la structure de règles de marché qui encadrait les transactions sur le *Pool* anglais permettait l'exercice d'importants pouvoirs de marché horizontaux et locaux. Ainsi les deux producteurs dominants pouvaient influencer les prix sur le marché en créant volontairement des congestions⁸² [Borenstein, Bushnell, Stoft, 1998]. De plus des stratégies-prix ont également pu être identifiées sur le *Pool* anglo-gallois. Elles consistent, pour un producteur qui n'est pas en situation de monopole, à influencer de manière unilatérale⁸³ le niveau du prix de marché en utilisant le prix comme variable d'action [Wolfram 1999].

Comme le retrace le tableau N° 2, pour lutter contre l'exercice de ces pouvoirs de marché, les autorités publiques anglaises et le régulateur ont introduit à la fois des modifications de règles sur le marché électrique de gros, comme des obligations de déclaration des capacités de production disponibles ou l'introduction de différents *Price-Caps* sur les composantes du prix final du *Pool*. Il convient ici de souligner que toutes ces mesures n'ont pas connu un grand succès et que le

⁸¹ : En effet, comme tous les acteurs sont soumis au même dispositif d'ATR réglementé, le régulateur ne peut que très difficilement manipuler ces règles de manière discrétionnaire et localisée.

⁸² : Comme nous l'avons vu, trois comportements stratégiques qui utilisent les quantités offertes d'électricité comme une variable d'action ont été identifiés sur le *pool* anglais : (i) le retrait de capacité « simple » destiné à dégager une rente de rareté, (ii) le retrait de capacité destiné à manipuler le mécanisme d'incitation, (iii) l'arbitrage entre le marché *spot* et le marché d'ajustement.

⁸³ Plusieurs producteurs peuvent aussi s'entendre pour avoir une stratégie-prix concertée ; c'est alors de la collusion, et le résultat obtenu visé par cette entente est une augmentation du prix qui bénéficie à tous les participants.

processus "de réforme de la réforme" introduit par le NETA, s'est principalement appuyé sur cette carence.

<i>Tableau N° 2 : les changements imposés par le régulateur des règles du marché électrique anglais</i>		
Date	Règle	Action/ Objectifs poursuivis
Décembre 1991	<i>Déclaration de capacités disponibles</i>	Introduction dans la licence de <i>National Power</i> et <i>PowerGen</i> d'une obligation de publier les informations sur la disponibilité des unités de production. Toute fermeture définitive de centrale ne peut intervenir qu'après un processus transparent de recherche de repreneur
	<i>Participation de la demande</i>	Augmenter la sensibilité des gros consommateurs à la demande par l'introduction d'une faible dose d'enchère du côté de la demande (<i>demand side bidding</i>)
Avril 1993	<i>Price cap sur l'uplift</i>	Contrôle des prix sur l'activité de l'opérateur du système avec le « <i>Uplift management Incentive Scheme</i> » (UMIS). Passage du « X » de RPI-X de 0 à 3%
Avril 1994	<i>Price cap sur l'activité des RECs</i>	Contrôle des prix appliqués aux clients captifs Passage du « X » de RPI-X de 0 à 2%
1994-1996	<i>Price cap sur les prix du pool</i>	PPP ne devait pas excéder en moyenne annuelle pondérée 2,46p/kWh en 1994-95 et 2,535p/kWh en 1995-96
1995	<i>Renforcement des conditions de régulation de l'Uplift</i>	Chaque composante de l'activité de transport (puissance réactive, contraintes de réseau, pertes, services auxiliaires) a son propre Price-Cap
Avril 2000	<i>Licence de production des producteurs dominants</i>	Limiter l'abus de pouvoir de marché : introduction d'une « <i>market abuse licence condition</i> » Clause refusée par la <i>Competition Commission</i> saisie par deux producteurs (<i>British Energy et AES</i>)

Source : Staropoli [2001]

En parallèle de son action sur les règles de marché, le régulateur et le gouvernement ont mené des actions touchant directement les structures de marché du secteur électrique. Comme nous l'avons vu précédemment, il existe trois moyens pour limiter la concentration industrielle, l'introduction de nouveaux entrants, l'ouverture internationale et la création de nouveaux acteurs industriels nationaux par le démantèlement des opérateurs historiques. Le chapitre précédent a souligné que seule l'introduction de nouveaux concurrents et les restructurations industrielles étaient des moyens accessibles aux autorités publiques. Après la libéralisation de 1990 et jusqu'en 1998, le gouvernement a apporté un soutien actif aux nouveaux entrants en leur accordant une série d'aides⁸⁴ à l'implantation dans le secteur électrique. En 1998, le nouveau gouvernement travailliste introduisit un moratoire sur le gaz pour éviter le surinvestissement dans cette technologie et

⁸⁴ : des facilités au niveau du financement des projets, où encore l'autorisation de passer des contrats avec les RECs etc...

limiter les pertes de part de marché des filières charbonnières⁸⁵. La nécessité de recourir à des pressions fortes des autorités de régulation pour imposer des dé-intégrations horizontales au niveau de la production s'est progressivement imposée face aux abus de pouvoir de marché manifestes exercés par les opérateurs dominants et au poids toujours insuffisant des nouveaux entrants. Cette première action se double d'une action de restructuration des opérateurs déjà privatisés que les autorités publiques et le régulateur vont transformer par des démembrements verticaux⁸⁶ ou horizontaux. Ainsi, les deux principaux producteurs créés par le processus de réforme vont ainsi être découpés en plusieurs tranches une première fois en 1996 et une seconde fois en 1999, comme le montre le tableau N°3. En 1996, le régulateur a obtenu des opérateurs dominants, *National Power* et *PowerGen*, après les avoir menacés d'en référer aux autorités de la concurrence, la vente d'une part non négligeable de leur parc de production. Sous la crainte que la MMC ne valide les positions et les arguments du régulateur, les deux compagnies accusées d'exercice de pouvoir de marché, *National Power* et *PowerGen* se sont séparées respectivement de 4GW et de 2GW de puissance installée soit environ 13% et 10% de leur portefeuille électrique⁸⁷. En 1999, pour des raisons identiques de lutte contre l'exercice d'un pouvoir de marché des opérateurs dominants, une capacité de production de 3886 MW a été vendue à *Edison Mission Energy* par *PowerGen*. De même, la centrale Drax (3870MW) a été vendue à *AES* par *National Power*. *British Energy*, pour sa part, a racheté 1960MW de capacité à *National Power* en novembre 1999. Le tableau suivant établit également la liste des offres publiques d'achat

<i>Acheteur potentiel</i>	<i>Cible</i>	<i>Date de l'offre</i>	<i>Valeur de flotation Millions de £</i>	<i>Valeur globale de l'offre d'achat en Milliards de £</i>	<i>Résultat</i>
<i>Trafalgar House</i>	Northern	déc-94	295	1,2	Echec
<i>Southern Co*</i>	SWEB	juil-95	295	1,1	Succès
<i>Scottish Power</i>	Manweb	juil-95	285	1,1	Succès
<i>Hanson</i>	Eastern	juil-95	648	2,5	Succès
<i>Texas Energy*</i>	Norweb	sept-95	415		Echec
<i>NW Water</i>	Norweb	sept-95	415	1,8	Succès
<i>Powergen</i>	Midlands	sept-95	503	1,9	Bloquée
<i>National Power</i>	Southern	sept-95	648	2,8	Bloquée
<i>Central & SW*</i>	Seaboard	nov-95	306	1,6	Succès
<i>Welsh Water</i>	Swalec	nov-95	244	876	Succès
<i>Avon Energy*</i>	Midlands	mai-96	503	1,73	Succès
* <i>Compagnie électrique américaine</i>					
<i>Source : Newberry [2000] p 165</i>					

⁸⁵ : en octobre 1998.

⁸⁶ : La compagnie de transport électrique NGC a été contrainte de se séparer de ses réserves de production hydrauliques. Elle les a cédées à *Edison Mission Energy*.

⁸⁷ : Les centrales thermiques ont été vendues à *Eastern Group*, alors l'une des plus importantes RECs.

Les deux principaux opérateurs de la réforme de 1990 ont donc constamment été sous le feu de la critique du régulateur, et ces deux compagnies ont finalement reconsidéré leur place dans le système électrique anglais⁸⁸. Le désengagement des deux opérateurs dans l'activité de production, leur diversification et l'internationalisation de *National Power* ont participé au changement de physionomie du secteur de la production, qui est passé d'un duopole dominant à un oligopole restreint⁸⁹ aux structures de propriété de plus en plus internationalisées. Cette internationalisation de la propriété des actifs électriques commence à poser un problème politique comme le souligne Thomas [2002], car les principaux acteurs du secteur électrique anglais sont maintenant français et allemands [Codognet, Glachant, Lévêque et Plagnet, 2002]

Tableau N° 3 : Les changements imposés affectant les structures de marché

Date	Structure	Objectifs poursuivis
1995	Démembrement vertical	Vente des 2GW de réserves pompées détenues par NGC à <i>Edisson Mission Energy</i>
1996	Démembrement horizontal	Ventes de 4GW et 2GW par <i>National Power</i> et <i>PowerGen</i> à <i>Eastern</i> . En réalité, ces capacités sont mises en leasing. <i>Eastern</i> doit ainsi verser environ 6£/MWh produit à <i>National Power</i> ou <i>PowerGen</i> ce qui a été source d'inefficacité.
1997	Composition du parc de production	Moratoire sur la construction de CCGT
1999	Démembrement horizontal	Vente de 3886 MW à <i>Edisson Mission Energy</i> par <i>PowerGen</i> , et vente de la centrale <i>Drax</i> (3870MW) à AES par <i>National Power</i> , <i>British Energy</i> a racheté 1960MW de capacité à <i>National Power</i> en novembre 1999

Source : Staropoli [2001]

On ne peut douter de la volonté et des efforts entrepris par le régulateur anglais pour résoudre les problèmes d'opportunisme gouvernemental et de lutte contre les pouvoirs de marché des opérateurs. Toutefois, cette volonté s'est heurtée aux spécificités techniques des secteurs électriques caractérisés par la possibilité d'un exercice de nombreux pouvoirs de marché. De ce fait, l'incomplétude inhérente aux marchés électriques, les choix initiaux de règles et de structures ajoutés au changement de majorité politique de 1998, ont conduit à une remise en cause globale de cette structure de régulation et de fonctionnement des activités électriques anglaises. En 1998, le gouvernement travailliste, nouvellement élu, charge le ministère de l'industrie (*Department of Trade and Industry - DTI*) et le régulateur de l'électricité - l'Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*) - d'engager une consultation sur l'opportunité de réformer en profondeur le Pool. Le

⁸⁸ : La pression constante exercée par le régulateur sur l'ex-duopole les a conduits à revoir leur stratégie. Sur le marché de gros anglais, ces opérateurs ont été « incités » à ne plus abuser de leur pouvoir de marché directement par la perte de centrales et l'introduction de concurrents, puis indirectement par la crainte de pertes futures d'actifs de production.

⁸⁹ En octobre 2000, *National Power* s'est séparée en deux : *Innogy* gère ses activités en Grande-Bretagne et *International Power* les activités internationales. *Innogy* est donc un producteur d'électricité (8000 MW de capacités installées), un fournisseur d'électricité. *International Power* a un portefeuille de 10 864 MW (en activité ou en construction) aux Etats Unis, en Europe, en Australie et en Asie.

DTI publie un Livre Blanc qui annonce les principales orientations de la réforme qui devait être élaborée dans le cadre du RETA (*Review of Electricity Trading Arrangement*). Cette phase transitoire a duré près de 3 ans jusqu'au *Go Live Day*, le 27 mars 2001, date de la mise en place effective du NETA (*New Electricity Trading Arrangement*). Ainsi, si le bilan du Pool de 1990 dressé à l'occasion du RETA, souligne les motifs de satisfaction qui sont à la hauteur des doutes qui avaient précédé sa création, il adresse aussi des critiques qui conduisent à remettre en cause profondément les règles de fonctionnement du marché de gros électrique anglais de 1990⁹⁰. Avant de procéder à la discussion du processus de réforme introduit par le RETA, le tableau N°4 synthétise les principaux enseignements de la réforme de 1990 en terme de crédibilité.

Tableau N° 4 : L'évaluation de la crédibilité de la réforme électrique anglaise de 1990

<i>La limitation de l'opportunisme gouvernemental</i>	<i>La limitation des pouvoirs de marché des opérateurs</i>	<i>La gestion des demandes de protection</i>	<i>La flexibilité des structures incitatives</i>
Est efficace par l'action d'une agence indépendante aux pouvoirs de régulation discrétionnaires. Cependant le Ministère reste le corégulateur du secteur électrique.	Se réalise par une action de démembrement des opérateurs et l'introduction de nouveaux entrants. Toutefois ces opérations se révèlent sans succès et conduisent à la « réforme de la réforme »	Est efficace par l'élimination des subventions croisées au secteur charbonnier ⁹¹ .	Les règles de fixation des prix ont été modifiées à plusieurs reprises sans succès particulier.

3.1.3. L'évaluation du processus de réforme de la réforme

Malgré l'interventionnisme croissant du régulateur, les modifications des règles de marché qu'il a pu imposer n'ont jamais remis en cause les principes généraux de fonctionnement du Pool, pas plus qu'elles n'ont totalement découragé les producteurs de manipuler les règles et d'exercer leurs pouvoirs de marché verticaux, horizontaux et locaux. Les principales critiques reprises dans le tableau N°5, tiennent à l'absence de baisse des prix de gros du Pool, à l'absence de réelle concurrence dans la fixation du prix de marché, et à la distorsion entre l'évolution des prix et l'évolution des coûts de production, qui ont été réduits d'environ 50% au cours de la période... Le tableau suivant reprend une liste de critiques et de solutions proposées pour les résoudre dans le nouveau cadre de fonctionnement des activités électriques anglaises.

⁹⁰ : Nous ne traiterons pas des enjeux liés à la gouvernance du Pool en lui-même, mais il faut retenir qu'ils jouent un rôle déterminant dans l'explication des choix qui ont été faits. Ceux-ci ont été traités notamment par Barker, Tenenbaum et Woolf [1997] et Green [1998].

⁹¹ Voir chapitres deux et trois.

Tableau N° 5 : le NETA comme réponse aux critiques adressées au Pool	
Critiques du Pool	Réponse du NETA
Complexité du processus de détermination du prix et notamment du format des propositions	Proposition d'enchère simple (prix, quantité, date d'échéance pour les contrats à termes).
Inefficacité du terme de <i>Capacity Payment</i>	Suppression du <i>Capacity Payment</i>
Stratégie « <i>zero-zero bids</i> » qui consiste à proposer un prix nul pour être sûr d'être appelé	Enchère « <i>pay as bid</i> » qui devrait de facto éliminer cette stratégie.
Le fait que les enchères soient non fermes transfère les coûts et les risques de déséquilibre sur les consommateurs qui doivent payer l' <i>Uplift</i> chargé de recouvrir ces coûts	Les propositions sont fermes. <i>Dual cash out price</i> sur le <i>balancing mechanism</i> qui oblige les participants au dispositif de règlement des écarts à supporter le coût et les risques de leur propre déséquilibre
Peu de participation de la demande	Enchères bilatérales sur les marchés spot Participation de la demande au <i>balancing mechanism</i> et au dispositif de règlement des écarts
Inflexibilité dans la gouvernance du Pool hostile aux changements	Le <i>Balancing and Settlement Code</i> est susceptible d'être modifié sur proposition des participants (<i>Modification Proposals</i>) avec l'accord motivé (selon des critères stricts) du régulateur Trois mois après la mise en œuvre du NETA (mars 2001), 28 propositions de modification avaient déjà été adressées au régulateur. 7 de ces propositions ont été acceptées et les changements incorporés dans les BSC [Ofgem, 2001]
Source : Staropoli [2001]	

Il est encore délicat de dresser un bilan complet des avantages et des inconvénients du fonctionnement concret du NETA. La décentralisation des transactions et le manque relatif de littérature sur cette nouvelle forme de coordination des activités électriques ne facilitant pas la synthèse de la nouvelle expérience anglaise de réforme. Le RETA a donné lieu à des débats entre les partisans d'une réforme radicale (notamment l'industrie charbonnière et les gros consommateurs), et ceux qui préconisaient une réforme ciblée sur quelques aspects du fonctionnement du Pool. Ces solutions modérées consistaient essentiellement à corriger les dernières imperfections du Pool, en modifiant à la marge certaines règles de marché⁹² et en divisant encore les structures de marché.⁹³ Ces solutions reposent sur l'idée que seul un

⁹² : introduction du *demand-side bidding*, autorisation de passer des contrats bilatéraux, suppression de la prime de capacité (*capacity payment*) et de la prime de disponibilité (*availability payment*) trop facilement manipulable.

⁹³ : poursuite des démembrements, diminution des asymétries dans la composition des portefeuilles de production

changement radical dans les structures de marché permettrait d'améliorer l'efficacité du Pool. [Newbery, 1998 ; Green, 1998]. Néanmoins, le NETA introduit une réforme radicale et ce malgré un interventionnisme très intense du régulateur et du DTI pour garantir une flexibilité des règles de marché et une transformation des structures industrielles. Ainsi, malgré le contrôle de l'opportunisme gouvernemental, l'exercice constant de pouvoir de marché par les opérateurs électriques a conduit à la déstabilisation de la réforme anglaise de 1990, et à la création d'une nouvelle forme de réforme. Pour être en mesure de déterminer la crédibilité de cette nouvelle réforme, il faudrait utiliser à nouveau l'ensemble du cadre d'analyse développé ici, allant de l'attractivité de la réforme pour les différentes parties prenantes à l'évaluation de la faisabilité institutionnelle et industrielle entre 1998 et 2001. Une fois ces deux étapes réexaminées, nous pourrions alors déterminer la stabilité des engagements face aux trois problèmes d'opportunisme⁹⁴. Toutes les informations concernant l'ensemble de ces dimensions ne sont pas encore disponibles, cependant, certains points devraient poser problème. En effet, les mesures prises par le gouvernement depuis 1998 sont étonnantes : d'abord cela concerne le moratoire gazier qui limite le nombre de nouveaux entrants dans cette technologie, ce point semble être assez favorable au secteur charbonnier anglais. Cette situation ressemble à une demande de protection d'un ancien perdant à la réforme. Ensuite, dans l'environnement institutionnel britannique, il nous semble que la question de la co-régulation du secteur électrique et gazier par le gouvernement et l'OFGEM devrait être réévaluée pour déterminer si l'opportunisme gouvernemental ne s'exerce toujours pas dans le cadre du NETA. Enfin, il conviendra de suivre les performances du NETA en terme d'exercice de pouvoir de marché dans les prochaines années car les résultats obtenus cette année s'expliquent en partie par un hiver clément outre Manche [Macatangay, 2001 ; OFGEM, 2002].

Ainsi après avoir discuté de la crédibilité du régulateur discrétionnaire anglais et de son incapacité à réduire l'exercice de pouvoir de marché des opérateurs, nous allons maintenant évaluer et définir la crédibilité de la réforme allemande.

⁹⁴ : Pour finir, nous devrions évaluer la flexibilité du nouveau mode de gouvernance pour en déterminer la crédibilité comme une combinaison de la stabilité des engagements et des moyens d'adapter le cadre de régulation et d'incitation aux caractéristiques techniques et institutionnelles des secteurs électriques.

3.2. La crédibilité de la réforme allemande

Ici il est intéressant de reconsidérer l'expérience allemande à la lumière de la définition de la crédibilité précédemment construite. Celle-ci repose sur l'identification de capacités à garantir la stabilité des engagements, tout en offrant des marges importantes de flexibilité. Du chapitre précédent, il ressort que la faisabilité de la réforme allemande était limitée en terme institutionnel⁹⁵, et importante en terme industriel.⁹⁶ La réforme allemande est très originale comparée à la réforme anglaise de 1990. Cette dernière, par l'immense traitement analytique qu'elle a généré, les atouts en terme de lutte contre l'opportunisme gouvernemental et l'attrait intellectuel occasionné par la création d'un marché électrique, a longtemps exercé une très forte attirance analytique sur les réformateurs. Son effet pervers a conduit à considérer trop rapidement que le processus de réforme anglais devait devenir le modèle pour les réformes électriques européennes. De plus, la première partie de ce chapitre a montré que les capacités de transformation et de stabilité des environnements institutionnels étaient opposées. Dans les environnements institutionnels déconcentrés et fédéraux, le problème est de produire de la flexibilité, car la stabilité des engagements est plus facilement atteignable compte tenu de la grande stabilité du processus législatif soutenue par le pouvoir judiciaire.

A ce titre, l'originalité du processus allemand introduit un nouveau terrain de questionnement. Cette autorégulation des principales conditions économiques et techniques de la fourniture électrique conduit à la négociation des opérateurs dans un cadre très flexible. Comme pour la réforme anglaise, nous traiterons de la crédibilité de la réforme allemande comme la réponse apportée par les structures de gouvernance aux problèmes d'opportunisme gouvernemental, d'exercice de pouvoirs de marché, et de demande de protection des différentes parties prenantes. L'intérêt de notre cadre d'analyse de la crédibilité distinguant l'interaction entre l'environnement institutionnel et les structures de gouvernance, et la flexibilité de ces structures et des mécanismes incitatifs, est qu'il reste opérationnel pour traiter de la réforme allemande.

⁹⁵ : Une structure fédérale avec déconcentration des pouvoirs exécutif et législatif –une supervision de pouvoir judiciaire dans la régulation électrique- et un système politique fédéral.

⁹⁶ : Eclatement de la propriété de l'ensemble des actifs – une réduction des anciens arrangements institutionnels et système électrique ouvert

3.2.1. L'interaction entre environnement institutionnel et structures de gouvernance

En Allemagne, la faisabilité de la réforme électrique a été contrainte en terme institutionnel. La répartition des pouvoirs et les divergences d'opinions au sein de l'exécutif ont empêché une partie de l'exécutif d'imposer rapidement et sans contre-pouvoir un changement de réglementation électrique. L'existence plus générale de « *checks and balances* » pour le vote de la nouvelle loi sur l'énergie⁹⁷ de 1998 a été démontrée par Eising [1999]. Celui-ci souligne que la réforme électrique allemande s'est heurtée à d'intenses intérêts contradictoires que seules la forte tradition d'implication des acteurs économiques dans les décisions les concernant, et des solutions négociées par les acteurs eux-mêmes pouvaient démêler dans la division allemande des pouvoirs territoriaux et fonctionnels. La structure de gouvernance de la régulation électrique est composée des caractéristiques suivantes : une « législation spécifique » très évasive sur les points cruciaux de la réforme⁹⁸; des accords de branche entre associations de producteurs, de transporteurs et de distributeurs d'électricité et les associations de consommateurs; et une structure de surveillance de ces accords par le ministère et les autorités de la concurrence. Ces trois points permettront de souligner l'originalité et les performances de la structure de régulation allemande en terme de crédibilité. En ce qui concerne la loi sur l'énergie de 1998, les règles publiques sont extrêmement floues. La loi sur l'énergie entérine le choix en faveur de l'ATR négocié et énonce les obligations des propriétaires de réseaux électriques. Ils doivent autoriser l'accès à des tiers, à des conditions qui ne doivent pas être plus désavantageuses que celles qu'ils s'accordent à eux-mêmes, ou à des entreprises liées⁹⁹. Par ailleurs, les exploitants de réseaux peuvent, sous certaines conditions, interdire l'accès. Cette loi est imprécise sur plusieurs aspects. D'une part, elle ne spécifie pas quels peuvent être les motifs de refus de l'accès aux réseaux ; d'autre part, elle n'indique pas comment calculer les tarifs d'accès aux réseaux. En l'état, cette loi ne permet pas que le système électrique fonctionne, car elle ne précise aucun des éléments essentiels du fonctionnement industriel et institutionnel nécessaire au fonctionnement des activités électriques.

Les accords de branche comme solution aux problèmes d'opportunisme gouvernemental et d'exercice de pouvoir de marché

⁹⁷ : Au sein du ministère de l'économie, la réforme électrique était soumise d'une part à la division de la politique énergétique, qui est en étroite relation avec les acteurs du secteur, et d'autre part, à la division des politiques de base (*Grundsatzabteilung*), très libérale.

⁹⁸ : Les modalités de l'ATR négocié ne sont pas précisées, pas plus que les Prix de l'électricité.

⁹⁹ : § 6 de la loi de 1998

Pour lever ces indécisions, des contrats privés, sous forme d'accords de branche¹⁰⁰, permettent de concrétiser l'accès aux réseaux. Il est important de noter que malgré ces accords de branche généraux, les tarifs d'utilisation des réseaux continuent d'être négociés directement entre clients et exploitants, sur la base de contrats bilatéraux. La nature contractuelle des tarifs fixés conformément à l'accord de branche est très particulière. D'une part, il s'agit d'un accord indicatif, ce qui signifie qu'aucun propriétaire de réseau n'est tenu formellement de se conformer aux règles énoncées par l'accord de branche. D'autre part, il s'agit d'un accord privé et non d'une régulation, ce qui interdit de porter plainte devant les tribunaux en cas de non respect de l'accord de branche par une entreprise. Deux dispositifs doivent garantir la bonne exécution de ce contrat et limiter l'exercice d'un pouvoir de marché. D'abord (1) la menace de sanction des comportements abusifs par les autorités de concurrence.¹⁰¹ Les interventions des autorités de concurrence¹⁰² concernent le contrôle des fusions¹⁰³ et le contrôle des abus de position dominante¹⁰⁴. Ainsi, sur environ 900 sociétés d'électricité, seules 40 ont des réseaux qui dépassent les frontières d'un Land, et entrent donc dans le champ de compétence de l'office fédéral des cartels. Il reste donc près de 860 entreprises électriques qui relèvent de la compétence des *Landeskartellbehörden*. Et ensuite (2) la menace d'une réglementation publique des tarifs d'accès aux réseaux par le ministère fédéral de l'économie.¹⁰⁵ : ainsi le processus de renégociation des accords de branche peut être expliqué par la menace d'intervention des pouvoirs publics.¹⁰⁶ S'il juge nécessaire d'intervenir pour assurer une concurrence efficace, le ministère fédéral de l'économie peut édicter un décret¹⁰⁷, dans lequel il règle lui-même les contrats d'accès aux réseaux et les critères de tarification¹⁰⁸. Sous cette double menace, les associations d'entreprises concernées ont

¹⁰⁰ : Il convient de noter que les accords de branche visant à mettre en œuvre l'accès aux réseaux ne constituent pas une innovation : dès la fin des années 1970, les principales associations représentant les électriciens et les gros consommateurs négocient des accords concernant le rachat d'énergie produite par les industriels par les entreprises du réseau d'approvisionnement public.

¹⁰¹ : § 19 IV n°4 de la loi sur la concurrence

¹⁰² : L'organisation des autorités de concurrence est fédérale : on trouve, au niveau supérieur, le *Bundeskartellamt*, et au niveau de chaque Land, les administrations fédérales des cartels (*Landeskartellbehörden*), dépendant des ministères de l'économie de chaque Land.

¹⁰³ : Il fut instauré en 1973 et est du ressort de l'office fédéral des cartels (*Bundeskartellamt*). Sont concernées, les entreprises qui, ensemble, ont réalisé un chiffre d'affaires de plus de 500 millions d'Euros au niveau mondial l'année précédant la fusion et dont une entreprise au moins a réalisé en Allemagne un chiffre d'affaires de plus de 25 millions d'Euros.

¹⁰⁴ : Il y a abus de position dominante lorsqu'une entreprise refuse d'accorder à une autre entreprise l'accès à ses réseaux ou à d'autres infrastructures, moyennant un paiement approprié § 19, IV, n° 4 du GWB.

¹⁰⁵ : § 6, n°2, la loi de 1998 prévoit une possibilité de réglementer les tarifs d'accès si aucun accord n'est trouvé entre propriétaires de réseaux et les demandeurs d'accès. En outre, la loi prévoit que les entreprises devront publier, à partir de 2000, des valeurs indicatives concernant leurs tarifs d'accès aux réseaux pour faciliter la mise en œuvre des sanctions et des plaintes des consommateurs.

¹⁰⁶ : Cette possibilité est contenue dans le § 6 de la loi sur l'énergie de 1998.

¹⁰⁷ : Nécessitant cependant l'approbation du Bundesrat

¹⁰⁸ : Sur le plan pratique, la préparation des accords de branche prend la forme de rencontres régulières (environ une fois par mois) entre les associations représentant les électriciens et les associations représentant les consommateurs.

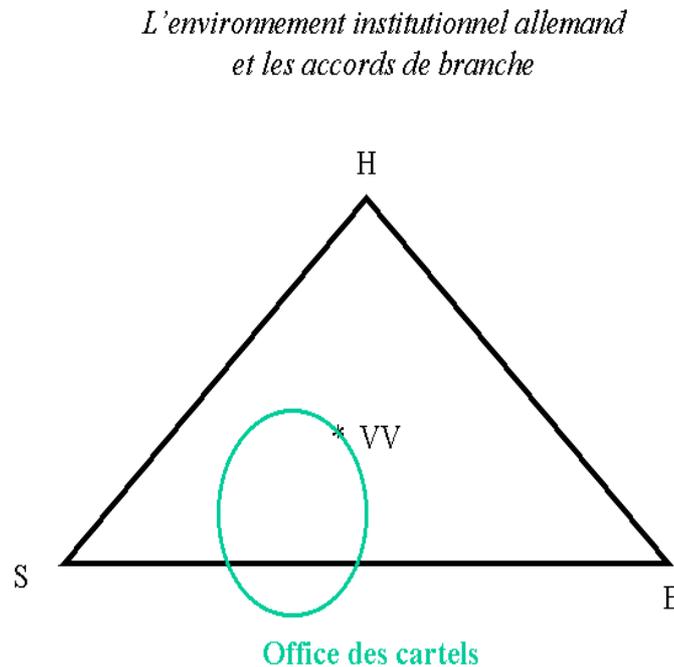
engagé des négociations qui ont abouti à la signature d'accords¹⁰⁹ à partir de mai 1998. Il convient ici de noter que lors de la signature des accords, un service du ministère, le groupe de travail « accès aux réseaux » représente les intérêts du ministère dans les négociations des associations. Depuis cette date, deux nouveaux accords de branche ont vu le jour, chacun limité à une durée initiale de deux ans. Durant cette période, en cas de conflit, l'accord de branche instaure une entité chargée d'examiner les conflits, la *Schlichtungsstelle*, qui a pour objet d'aider à la négociation d'accords entre propriétaires de réseaux et entreprises désireuses d'obtenir un accès au réseau. En dehors de ce dispositif, la voie de recours possible en cas de conflit consiste à saisir les autorités de concurrence dont les décisions sont également sujettes à des procédures d'appel.

Les accords de branche et l'environnement institutionnel allemand

Dans le cadre des études de Levy et Spiller [1994] et Guasch et Spiller [1999], cette option de *self-regulation* n'est pas étudiée, et nous allons proposer une adaptation de leur modèle d'analyse de l'interaction entre les environnements institutionnels et les modes de gouvernance de la régulation, pour rendre compte de cette innovation institutionnelle. Ainsi, l'environnement institutionnel allemand est caractérisé par une séparation stricte des pouvoirs exécutif, législatif et judiciaire. Pour rendre compte de cette structure de gouvernance par accord de branche auto-régulateur, nous allons caractériser l'environnement institutionnel décentralisé allemand par la présence des points suivants : les deux chambres législatives et le pouvoir exécutif disposent de point de veto et de préférences différentes que représentent les points E, H, et S dans la figure suivante. Les accords de branches auto-régulateurs entre les acteurs de la filière électrique et les consommateurs sont notés VV, et doivent se situer à l'intérieur du triangle des préférences W(E,H,S), avec l'accord et la supervision des autorités de concurrence.

¹⁰⁹ VV1 fut signé le 22 mai 1998, par BDI, VIK et VDEW ; VV2 le 13 décembre 1999, par BDI, VIK et VDEW ; VV2+ le 13 décembre 2001, par BDI, VIK, VDEW, VDN (la nouvelle association regroupant les exploitants de réseaux), ARE et Vku. Bien qu'il présente un certain nombre d'imperfections, le premier fut explicitement approuvé par l'office fédéral des cartels, qui considérait que sans un tel accord, la concurrence prendrait un retard considérable.

Figure N°10



Pour conclure, la structure de gouvernance de la régulation allemande s'appuie sur deux mécanismes principaux : d'une part, un ensemble de règles privées, définies par les entreprises du secteur et leurs clients au sein des accords de branche ; d'autre part, la menace d'intervention publique, sous la forme d'une intervention des autorités de concurrence, ou sous forme d'une réglementation des conditions et tarifs d'accès. On peut énoncer deux propositions concernant la capacité d'adaptation des règles dans ces environnements : (1) les règles publiques sont d'autant plus inflexibles qu'elles sont énoncées dans des lois, compte tenu des caractéristiques des environnements institutionnels décentralisés et des nombreux points de veto ; (2) les règles privées sont d'autant plus flexibles qu'il existe une menace que des règles publiques inflexibles se substituent aux règles privées souples. Les accords de branche constituent alors un cadre flexible d'incitation, comportant peu de contraintes formelles pour les entreprises et les différentes parties prenantes.

3.2.2. La gouvernance auto-régulatrice et les mécanismes incitatifs

Il est délicat de caractériser les structures incitatives de la régulation allemande. A partir de la distinction établie par Laffont et Tirole [2000] entre les « *high Powered Incentive Schemes* » et les « *Low-powered Incentive Schemes* », les mécanismes introduits par la régulation allemande sont plutôt à

classer dans les mécanismes incitatifs faibles. Toutefois, dans la supervision du secteur électrique, trois dimensions sont pertinentes : d'abord les mécanismes définissant, (1) les prix de vente finaux, (2) les conditions et tarifs d'accès aux infrastructures en monopole et, (3) les processus de concentration industrielle qui voient le jour depuis 1996. Sur ces trois dimensions les remèdes incitatifs allemands ne semblent pas des plus performants théoriquement.

Les règles définissant les prix de vente d'électricité

Les prix de vente d'électricité sont soumis à un contrôle public très partiel. En effet, seuls les tarifs de distribution publique doivent faire l'objet d'une autorisation préalable par la *Tarifaufsicht* des ministères de l'économie des Länder. Les autres prix de vente d'électricité sont fixés librement entre les acheteurs et vendeurs d'électricité. Seuls les clients dits « tarifaires » font l'objet d'une surveillance des prix. Pour ces petits consommateurs (consommateurs domestiques et petites entreprises), l'entreprise propriétaire du réseau sur un territoire donné est soumise à une obligation de raccordement et de fourniture à des conditions générales réglementées et à des tarifs qui doivent faire l'objet d'une autorisation préalable. Les conditions générales de fourniture sont définies dans un règlement fédéral de 1979¹¹⁰. En ce qui concerne les prix de vente, un règlement fédéral de 1989¹¹¹ définit quels sont les types de tarifs autorisés. Ce règlement stipule également que les tarifs doivent être établis sur la base des coûts des entreprises. Dans la pratique, le mécanisme de régulation des tarifs de l'électricité n'a qu'une faible importance pratique : les entreprises étant autorisées à proposer à leurs clients une grande variété de tarifs, les tarifs de « distribution publique » sont de moins en moins employés. Au lendemain de l'ouverture concurrentielle du marché électrique allemand, les opérateurs ont adapté leur offre en créant de nouvelles formules tarifaires. Ainsi, les consommateurs désireux de changer de fournisseur se voient proposer un tarif plus avantageux par leur opérateur historique – mais ce tarif n'est plus le tarif « public ». Les électriciens ont donc la possibilité d'augmenter leurs tarifs à l'avenir en augmentant ces tarifs optionnels, sans que cela se traduise par l'obligation pour eux de faire approuver ces hausses par la *Tarifaufsicht* de leur Land. Les ventes d'électricité autres qu'à des clients « tarifaires » ne font l'objet d'aucune surveillance publique. Parmi ces ventes, on trouve : des ventes à des consommateurs moyens et gros, qui sont des « clients à contrat spécial »¹¹², ainsi que les transactions de gré à gré sur la bourse électrique allemande. Une faible proportion est

¹¹⁰ Règlement fédéral sur les conditions générales de fourniture : *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBElt)* vom 21.6.1979 (BGBl. I S. 684).

¹¹¹ *Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)* vom 18. Dezember 1989 (BGBl. I S. 2255)

négociée sur les bourses d'électricité. Parce que ces transactions ne font l'objet d'aucune publicité, on ne peut qu'estimer les niveaux de prix allemands de l'électricité et leurs modes de fixation. Plusieurs associations de consommateurs d'électricité¹¹³ collectent des données sur les prix de vente pour différents types de fourniture, ce qui permet aux consommateurs d'évaluer si leurs tarifs d'achat sont surestimés.

Le contrôle des abus de position dominante et l'ATR négocié

Dans le cas d'entreprises verticalement intégrées, Brunekreeft et Keller [2001] ont montré que les entreprises n'étaient pas en premier lieu incitées à empêcher des tiers d'utiliser leurs réseaux, mais qu'elles étaient en revanche fortement incitées à pratiquer des prix d'utilisation des réseaux élevés. Une telle stratégie leur permet de réaliser des profits élevés sur le segment de la transmission, et de limiter les marges à leur strict minimum sur les segments d'activité concurrentiels que sont la production et la vente (ce qui limite l'attrait de ces marchés pour les entrants potentiels). Le problème à résoudre est de taille dans le cas allemand, où la structure de supervision est assurée par une autorité de concurrence qui intervient *ex post* uniquement. Dans le secteur électrique allemand, les autorités de concurrence concernant le secteur électrique bénéficient depuis juillet 2001 d'une division¹¹⁴ spéciale dédiée aux questions de la résolution des conflits concernant l'accès aux réseaux car le droit de juger des questions d'ATR découlent juridiquement du traitement d'un cas d'abus de position dominante. Dans ce cas, l'intervention des offices des cartels fait généralement suite à une plainte de l'entreprise qui s'estime victime¹¹⁵. L'une des principales difficultés de la régulation *ex post* consiste à prouver qu'il y a un comportement abusif en matière de tarification des réseaux.¹¹⁶ A l'heure actuelle, on ne connaît donc qu'un seul cas de décision formelle de l'office fédéral des cartels en matière d'accès aux réseaux, le cas BEWAG est exceptionnel, car il s'agissait de régler le problème transitoire de la faiblesse des interconnexions entre la ville de Berlin et le reste de l'Allemagne.

Le contrôle des fusions et la concentration des structures industrielles

¹¹² Les électriciens concluent avec eux des contrats de vente dont les prix sont secrets. L'unique forme de contrôle public des prix de vente aux gros clients, avant la réforme électrique de 1998, était le contrôle par le droit de la concurrence, qui permettait à une entreprise de saisir les offices des cartels si elle jugeait le prix de son fournisseur (en monopole) abusif.

¹¹³ Il s'agit de VIK, l'association des autoproducteurs et gros consommateurs d'électricité, et VEA, l'association des consommateurs moyens.

¹¹⁴ : L'effectif d'une division est de 8 personnes en moyenne. Les effectifs des offices des cartels régionaux sont très limités : dans chaque Land, moins de dix personnes sont chargées de veiller au respect de la concurrence, tous secteurs confondus.

¹¹⁵ : L'autosaisine est également possible, mais son importance pratique est plus limitée (en matière d'accès aux réseaux électriques, la faiblesse de l'autosaisine est imputable au fait que les offices des cartels ne sont pas informés des contrats d'accès aux réseaux).

¹¹⁶ : La forte diversité des tarifs d'utilisation des réseaux laisse penser que les entreprises exploitant des réseaux peuvent se livrer à des comportements opportunistes comme la sur-tarification de l'usage du réseau.

Le contrôle des fusions dans le secteur électrique reste sous la responsabilité de l'ancienne division chargée de l'énergie, et, dans ce cas, l'intervention des offices des cartels se fait *ex ante*. Une fois que les entreprises ont communiqué au *Bundeskartellamt* leur projet de fusion, celui-ci dispose d'un délai d'un mois pour informer les entreprises que le projet de fusion entre dans une procédure d'examen. L'examen de la fusion est limité à quatre mois, au terme desquels l'office des cartels peut interdire la fusion ou l'autoriser sous conditions. Il existe dans le cas des fusions une possibilité pour les opérateurs de demander une autorisation ministérielle.¹¹⁷ Cette autorisation exceptionnelle peut être accordée pour des raisons d'intérêt général, et si la structure du secteur est très dispersée en apparence, le secteur est largement contrôlé par les « majors »¹¹⁸. Ces quatre groupes détiennent des participations au capital de la quasi-totalité des entreprises régionales et de la moitié des entreprises communales, comme le tableau N°6 le rappelle.

Tableau N°6 : L'évolution de l'organisation du système électrique allemand

	Sociétés supra-régionales	Sociétés régionales	Sociétés communales (Stadtwerke)
<i>Activité principale</i>	Exploitation du réseau d'interconnexion (réseau très haute tension ¹¹⁹), production, vente à des distributeurs et à des clients finaux.	Exploitation du réseau de transport régional, distribution et vente (surtout en zone rurale)	Distribution et vente à des clients finaux sur le territoire d'une commune
<i>Nombre d'entreprises</i>			
- en 1997	9	52	536 (1996)
- en 2001	4	44 (1999)	582*
<i>Part dans la production d'électricité du secteur en 1999</i>	80 %**	9 %	11 %
<i>Part (directe) dans les ventes finales d'électricité en 1999</i>	33 %	31 %	36 %
<i>Intégration verticale</i>	Forte (production – transport – distribution), directe et indirecte	Faible (transport régional – distribution – vente)	Faible
<i>Structure de l'Actionnariat des firmes</i>	Privé à mixte	Mixte (sociétés supra-régionales et collectivités locales)	Public communal, avec une tendance croissante à la mixité
* membres de l'association d'entreprises communales VKU uniquement ; ** entreprises supra régionales et gros producteurs			
Sources : Dubois [2002]			

L'évolution de la concentration industrielle ne va pas sans poser des problèmes en terme d'exercice de pouvoir de marché des opérateurs électriques. Comme le retrace le tableau précédent, les structures industrielles se sont concentrées horizontalement et verticalement depuis

¹¹⁷ : Une telle demande a été faite récemment (en février 2002), après la décision de l'office fédéral des cartels d'interdire à *Eon* de prendre le contrôle de la société gazière *Ruhrgas*.

¹¹⁸ : RWE, EnBw, VEBA et VIAG.

¹¹⁹ : on distingue entre 4 niveaux de réseaux : Très haute tension (380 kV et 220 kV) servent au transport d'électricité de masse. Les grandes centrales, de puissance supérieure à 300 MW y sont raccordées ; haute tension (110 kV) servent au transport d'électricité régional ; moyenne tension (20 kV et 10 kV) sont utilisés pour la distribution d'électricité ; basse tension servent à alimenter les petits consommateurs (domestiques et entreprises).

1997 et l'ouverture à la concurrence de la fourniture électrique allemande¹²⁰. Il conviendra à l'avenir de déterminer la nature de cette concentration industrielle. Deux interprétations sont possibles : dans le cadre de la première interprétation, les fusions ne sont que la mise à jour et la simplification d'une configuration industrielle préexistante difficilement décelable.¹²¹ Si l'on s'accorde sur ce point, le processus de fusion ne permet que de révéler un état de fait autour de quatre pôles industriels. Néanmoins, cette première interprétation reviendrait à exclure le risque de constitution de champions nationaux observé en Espagne et que les travaux de Codognet et alii [2002] indiquent. Des études plus approfondies de cette question devraient permettre de déterminer la nature exacte du processus de concentration industriel et de son influence sur l'exercice de pouvoir de marché par les groupes allemands.

3.2.3. Quand la faiblesse des incitations contraste avec la portée de la réforme

Le tableau suivant synthétise les principaux enseignements en terme de crédibilité de la réforme allemande. Les obstacles à l'utilisation abusive des pouvoirs discrétionnaires de la puissance publique sont nombreux. La première condition de la stabilité des engagements face à l'opportunisme gouvernemental par l'existence d'obstacles aux pouvoirs discrétionnaires d'interprétation des règles, est vérifiée en Allemagne. D'une part, en confiant l'implémentation de sa réforme aux autorités de concurrence, elle a d'emblée opté pour un système qui donne très peu de pouvoirs discrétionnaires à la structure de supervision du secteur électrique. D'autre part, le fait de laisser aux entreprises et aux consommateurs le soin de définir les règles de tarification des réseaux qui seront appliquées interdit toute interprétation des règles par les pouvoirs publics. Cette solution négociée permet également de prendre en compte le deuxième problème contractuel concernant l'exercice de pouvoir de marché. Jusqu'à présent, cet exercice de pouvoir de marché est résolu par le système des accords de branche. Toutefois, le processus de concentration industrielle engagé depuis 1997, peut, à moyen terme, constituer une limite à l'efficacité de cette structure de régulation.

Dans les chapitres précédents, les demandes des parties prenantes ont été transformées, et les subventions croisées ont laissé place aux subventions directes. Enfin, en terme de flexibilité, les accords de branche offrent une flexibilité institutionnelle et juridique importante. Cette flexibilité est intéressante compte tenu des caractéristiques de l'environnement déconcentré où la

¹²⁰ : Une nouvelle catégorie d'acteurs est apparue : les traders. Mi-2000, on trouvait 60 traders indépendants, 20 offreurs d'électricité « écologique » et 70 filiales de sociétés d'électricité étrangères [Haupt et Pfaffenberger, 2001].

¹²¹ : Même pour les spécialistes du secteur électrique allemand comme Tait [1999] ou Knight [1997].

modification des lois est rendue délicate par la multiplication des points de veto. Nous allons souligner dans le tableau N°7 la manière dont les structures de régulation gèrent les problèmes de stabilité des engagements et la flexibilité nécessaire à la crédibilité des réformes électriques.

Tableau N°7 : L'évaluation de la crédibilité de la réforme allemande

<i>Limitation de l'opportunisme gouvernemental</i>	<i>Limitation des pouvoirs de marché des opérateurs</i>	<i>L'absence de subventions croisées</i>	<i>La flexibilité des structures incitatives</i>
Structure fédérale et accords de branche auto régulateur.	Par l'accord entre les associations de consommateurs et de producteurs qui fixent les conditions tarifaires et la supervision ex post des autorités de concurrence.	Le système de subventions croisées vers le charbon est modifié, pour devenir des subventions directes.	Les accords de branche fournissent un cadre flexible de négociations bi-annuelles. En cas de désaccord, le gouvernement fédéral a le droit de légiférer.

3.3. La crédibilité de la réforme espagnole

Dans cette section, nous reconsidérons l'expérience espagnole à la lumière de la définition de la crédibilité construite dans ce chapitre. Pour ce faire, la crédibilité de cette réforme sera étudiée par l'identification de ses capacités à garantir la stabilité des engagements tout en offrant des marges de flexibilité. La première partie de ce chapitre a montré que les capacités de transformation et de stabilité des environnements institutionnels étaient différentes. Dans les environnements institutionnels parlementaires comme celui de l'Angleterre et de l'Espagne, le problème est de garantir la stabilité des engagements compte tenu de la grande flexibilité qu'ils permettent. Du chapitre précédent, il ressort que la faisabilité institutionnelle de la réforme était importante¹²² et qu'elle était plus limitée et discutable en terme industriel.¹²³ De plus nous avons montré que cette réforme a été produite par la négociation avec les parties prenantes dans le cadre des Coûts de Transition à la Concurrence. Le problème spécifique de cette réforme espagnole est qu'elle se dote des apparences d'une réforme concurrentielle « à l'anglaise », sans pour autant développer un activisme comparable en terme de transformation de règles et des structures industrielles. L'ouverture à la concurrence s'est réalisée par une législation spécifique qui décrivait le contexte général du nouveau cadre de fonctionnement du secteur ; les opérateurs devaient obtenir une licence¹²⁴, et enfin, la création d'une agence sectorielle indépendante devait superviser l'ensemble de la structure de gouvernance pour lui offrir stabilité des engagements et la flexibilité nécessaires. De plus, la présence d'un marché électrique ouvert à la fois aux producteurs et aux demandeurs offre une vision positive de la réforme en comparaison des critiques qui s'abattaient sur le *Pool*.

Néanmoins, cette réforme est fondamentalement ambiguë, car la forme que revêt l'opportunisme gouvernemental n'est pas limitée par la nouvelle structure de gouvernance de la régulation. Cet opportunisme gouvernemental est orienté de telle sorte qu'il cherche à constituer deux

¹²² : Concentration des pouvoirs exécutif et législatif – un transfert de la supervision de judiciaire dans la régulation électrique au gouvernement - et système politique bipartite national avec un scrutin mixte.

¹²³ : Propriété publique de l'ensemble des actifs – réduction très forte des anciens arrangements institutionnels et système électrique relativement fermé.

¹²⁴ : Le recours systématique au contrat de licence pour garantir la stabilité des engagements pour les parties prenantes découle logiquement des résultats de notre analyse des structures de gouvernance dans un cadre parlementaire. Les parties prenantes ne peuvent avoir de garanties à long terme dans un système parlementaire sans le recours au pouvoir législatif indépendant et aux autorités de la concurrence.

champions nationaux et que les choix réalisés dans les structures et les règles permettent d'atteindre cet objectif sous couvert de politique concurrentielle.

3.3.1. L'interaction entre environnement institutionnel et structures de gouvernance

La question importante est dans quelle mesure l'interaction entre l'environnement institutionnel espagnol et les structures de gouvernance de la régulation permettent-elles de garantir les risques de comportement opportuniste du gouvernement? Le chapitre précédent a montré que l'Espagne est dotée d'une structure institutionnelle originale avec un Etat central et des Communautés Autonomes qui coexistent et se concurrencent sur bien des domaines¹²⁵. Néanmoins, en terme électrique, le gouvernement dispose des principales prérogatives de réforme, appuyé en cela par les décisions du tribunal constitutionnel. De plus, si les responsabilités de la régulation semblent partagées entre différentes institutions, *in fine*, l'Etat et son ministère de l'Energie agissent comme le référent principal de la régulation électrique. Pour appuyer cette assertion, il nous faudra rappeler le rôle du ministère de l'Energie, puis souligner le rôle des communautés autonomes et enfin, décrire la supervision opérée par le *Tribunal de Defensa de la Competencia*.

La régulation opérée par le ministère de l'Energie

Le ministère en charge de l'Energie dispose du droit d'accorder toutes les licences qui concernent tous les sous-systèmes électriques¹²⁶. Ces licences sont dotées de *Price-Cap*. De plus, le gouvernement central fixe les rémunérations des institutions chargées d'encadrer la gestion technique (Opérateur de Système) et transactionnelle (Opérateur de Marché) ainsi que la rémunération de l'agence de supervision, la *Comission National de Energia*. Enfin, le gouvernement alloue les revenus complémentaires des régimes spéciaux et a validé les Coûts de Transitions à la Concurrence et possède le dernier avis en terme de fusion d'opérateurs. De plus le gouvernement fixe le tarif de la fourniture électrique pour les consommateurs non éligibles au début de chaque année¹²⁷ Pour atteindre cet objectif, il procède à l'élaboration d'un prix moyen de la fourniture électrique servant de référence à tous les autres tarifs. Le gouvernement estime le niveau des

¹²⁵ : Voir Garcia-Delgado [1999] pour une analyse économique de la communauté autonome madrilène.

¹²⁶ : Les Licences d'entrée en production, d'accès aux marchés électriques, d'accès des tiers aux réseaux, et enfin les licences applicables aux entreprises de distribution. Il accorde aussi les autorisations de construction de nouvelles centrales en accord avec les législations locales (communautés autonomes).

¹²⁷ : Le dernier vendredi de l'année civile en général.

coûts annuels que va connaître le système électrique et le divise par le montant anticipé de la consommation électrique escomptée. Il obtient alors un tarif moyen de la fourniture. Nous avons reproduit dans le tableau N°8 le calcul des coûts globaux du système électrique pour l'année 2002. Le gouvernement a ainsi autorisé la fusion des filiales d'Endesa et fixé les conditions de la fusion des groupes Endesa et Iberdrola en 2001 [Codognet et alii, 2002].

Tableau N° 8 : le calcul du tarif espagnol de l'Electricité pour 2002		
<i>Coûts</i>	<i>Méthodologie d'estimation</i>	<i>Millions €</i>
<i>Distribution</i>	Gouvernement fixe un prix sur la base d'un Price-Cap	2701
<i>Commercialisation</i>	Gouvernement fixe un prix sur la base d'un Price-Cap	256
<i>Transport</i>	Gouvernement fixe un prix sur la base d'un Price-Cap	635
Coûts permanents		231
<i>Compensation extra-péninsulaire</i>	En fonction du coût de fourniture des îles	201
<i>Système opérateur</i>	Rémunération	10
<i>Opérateur de Marché</i>	Rémunération	10
<i>CNE</i>	Rémunération	9
Diversification et coûts de sécurité		602
<i>Moratoire Nucléaire</i>	Revenus détenus par institutions financières	476
<i>2% de taxe sur le nucléaire</i>	Coût de l'arrêt du nucléaire	109
<i>Autres</i>		17
Génération		8553
<i>Pool + primes de capacités + Services auxiliaires</i>	Estimation du prix du Pool * production estimée	6276
<i>Centimes €/ kWh</i>	Estimation du prix du Pool	3,55
<i>Régime spécial et IPP's</i>	Estimation du prix * production estimée	2129
<i>Centimes €/ kWh</i>	Estimation du prix du régime spécial	6,27
<i>Echanges internationaux</i>	Contrats de long terme avec EDF	148
Subventions au charbon par CTC		231
Autres CTC		254
Total du coût du système électrique		13463
Demande anticipée en TWh		197,4
Prix global de la fourniture (centimes € / kWh)		6,82
<i>Source : Ministère espagnol de l'Economie [2001]</i>		

L'intervention du gouvernement est très importante, et il le processus de réforme n'a pas modifié l'ancienne régulation.

Une dimension régionale limitée

L'article 149 de la constitution espagnole de 1978, établit un cadre rigide de 32 compétences exclusives du gouvernement central. Ce cadre est très favorable et ne laisse que peu de place aux Communautés Autonomes dans la gestion de l'électricité espagnole [Bon et Moderne, 1981,

Lavroff, 1991] : la gestion des plaintes des consommateurs au niveau local, l'introduction de taxes locales supplémentaires concernant des dispositions de protection de l'environnement, et enfin, le droit de mener une politique régionale de promotion énergétique en accord avec le plan énergétique national [(PEN) [Couffignal, 1993 ; Perez-diaz, 1996 ; Lauvaux 1998]. De ce fait, il n'est pas possible, en terme électrique, de considérer l'Espagne comme une structure fédérale aux pouvoirs régionaux décisifs sur la structure des marchés locaux et de leur préservation¹²⁸. Toutefois, il semble que les communautés autonomes soient une dimension importante dans le développement des nouvelles centrales en cycle combiné dont les caractéristiques techniques correspondent bien à une utilisation régionale de la production et de la consommation comme le montre le tableau¹²⁹ N° 9.

<i>Tableau N° 9 : les prévisions d'ouvertures de centrales en cycle combiné en MW</i>						
Par communauté autonome	2002	2003	2004	2005	Total	En % du total général 2005
Andalousia	800	0	3117	1970	5887	27%
Aragon	0	0	1168	400	1568	7%
Cantabria	0	0	0	828	828	4%
Castilla-la Mancha	0	0	778	0	778	4%
Cataluna	800	815	1200	0	2815	13%
Galicía	0	0	400	0	400	2%
La rioja	0	0	400	0	400	2%
Madrid	0	0	0	1151	1151	5%
Murcia	0	0	3173	0	3173	14%
Navarra	392	381	0	0	773	4%
Pais Vasco	790	394	0	800	1984	9%
Comunidad Valenciana	795	0	0	1500	2295	10%
TOTAL	3577	1590	10236	6649	22052	100%
REE [2002] <i>El sistema eléctrico español 2001</i> , REE						

Les limites de l'action du tribunal de la Competencia

Il existe un débat sur les frontières d'efficacité entre les différentes composantes des structures de gouvernance. Les travaux de Perrot [2002], Laffont et Tirole [2000] soulignent qu'il existe des possibilités de complémentarité entre les institutions de défense de la concurrence et les agences de régulation indépendantes dans la supervision du secteur électrique. Dans le cas de la supervision du secteur électrique, deux remarques doivent être apportées. La première porte sur

¹²⁸ : Les travaux de Weingast [1995] ont souligné de manière générale que le fédéralisme, par les problèmes de coordination des activités politiques qu'il impliquait, était une structure favorable au mode de coordination par le marché, et permet la préservation de ce type de règle.

¹²⁹ : Voir également en annexe leur implantation géographique.

la nature de l'agence, la seconde sur les dotations du *Tribunal de Defensa de la Competencia*¹³⁰. L'agence n'était pas une agence de régulation, mais une agence de consultation sans réelle délégation de pouvoirs de régulation du Ministère de l'Énergie. Il n'existe pas encore à notre connaissance de littérature théorique portant sur l'efficacité de ce type d'agence combiné à une autorité de concurrence. La seconde remarque porte sur les capacités d'intervention des autorités de concurrence. Celles-ci sont très faiblement dotées de capacités d'intervention spécifiques dans le secteur électrique. Le tribunal de défense de la concurrence¹³¹ a été créé par la loi de la concurrence de 1989 et depuis, il connaît une régulière extension de ses compétences. En 1995, le tribunal de la concurrence s'est vu accordé le droit de porter un jugement sur les pratiques anticoncurrentielles du secteur public¹³² [CRI, 1997]. En 1999, de nouvelles compétences lui ont été accordées en terme d'autorisation et de sanction des nouvelles fusions. Depuis avril 1999, la notification de tous les projets de fusion doivent être déposés pour accord au tribunal de la concurrence si la nouvelle entreprise doit contrôler 25% ou plus d'un marché donné, ou si son chiffre d'affaires est supérieur à 40 milliards de pesetas. De plus, les autorités de concurrence doivent tenir compte des fusions qui existent du côté des banques espagnoles et qui peuvent instaurer un phénomène de subventions croisées. En juin 1999, le gouvernement a proposé une réforme de la loi sur la concurrence visant à élargir les pouvoirs des organes compétents et à les doter de ressources plus importantes¹³³. Cependant, le contrôle sur le secteur électrique que le tribunal de la concurrence a pu réaliser reste très limité et, sur ce point, nous sommes en opposition avec les arguments optimistes de l'International Energy Agency [1999]. En effet, depuis sa création, le tribunal de la concurrence a vu sa charge de travail croître et ses moyens d'action ne pas suivre cette croissance de l'activité de supervision. De 1992 à 1996, le tribunal a adressé 150 recommandations dont les deux tiers ont été appliquées en partie ou en totalité par le gouvernement. Mais le rythme de création se voit ralenti depuis 1996, et le tribunal de la concurrence espagnol ne publie plus qu'une dizaine de rapports par an.

Plusieurs raisons ont été évoquées pour expliquer cette situation [CRI, 1997 ; OCDE 2000b] : la première est l'engorgement du tribunal par un nombre croissant de dossiers ; la seconde est le changement de direction des enquêtes qui deviennent de plus en plus complexes, et nécessitent des délais d'intervention de plus en plus longs. Curien et Matheu [2001] offrent une explication

¹³⁰ : C'est un organe juridique indépendant qui se prononce sur la base des informations qui lui sont communiquées par le *Servicio* ou par ses propres enquêtes.

¹³¹ : Il est composé d'un président et de 7 membres choisis pour leurs compétences économiques et juridiques. Les membres sont rémunérés par le parlement à un montant fixe et ne peuvent pas être démis de leurs fonctions.

¹³²: Ce tribunal reconnaît cependant les notions d'obligation de service universel.

alternative de ce ralentissement de l'activité du tribunal de concurrence espagnol dans le domaine électrique. Ces auteurs, par l'analyse des ressources dont dispose le tribunal, précisent que sur les 15 membres composant le *Tribunal de la Competencia* espagnol en 2000, seule une personne possède des qualifications en termes électriques. Ils précisent qu'a fortiori, son agenda n'est pas exclusivement consacré à la surveillance de ce secteur. Plus précisément, des éléments laissent à penser que le tribunal de la concurrence apparaît comme une institution aux compétences limitées dans la régulation du secteur électrique : le tribunal de la concurrence n'a pas sanctionné le processus de fusion d'Endesa¹³⁴ servant les intérêts du gouvernement ; de plus, les pouvoirs du tribunal sont depuis 1999, tournés vers les nouvelles fusions. Or le processus de fusion a, pour une grande part, déjà eu lieu¹³⁵. Enfin le projet de fusion des deux opérateurs principaux, Iberdrola et Endesa, a été refusé par les opérateurs suite aux exigences de revente de centrales de production demandées par le gouvernement, et non par le *Tribunal de la Competencia* dont cela est théoriquement l'objet premier [OCDE, 2001 ; Codognet et alii, 2002].

3.3.2. La structure de gouvernance et les incitations

Tandis que le régulateur anglais a introduit de nombreuses modifications de règles de marché et des structures industrielles, la « *sunshine regulation* » n'a pas réussi à produire de tels résultats. L'histoire récente de cette commission de régulation espagnole est révélatrice des problèmes et des tensions qui existent entre l'objectif affiché d'une régulation concurrentielle et les contraintes politiques suivies par les autorités publiques. La *Comission National de Energia* connaît à l'heure actuelle son troisième statut juridique comme le retrace l'encadré N°4.

¹³³ : Augmentation des ressources financières et humaines du tribunal via une taxe sur l'étude des projets de fusion qui lui sont soumis, et augmentation du volume des sanctions et accélération du processus de décision du tribunal de 18 à 12 mois.

¹³⁴ : Cette situation est problématique car le régulateur du secteur électrique lui avait confié cette mission de surveillance.

¹³⁵ : La loi 16/1989 permettait déjà au gouvernement d'interdire les fusions et les mouvements de concentration, mais il ne s'est jamais servi de ce droit en 10 ans et en avril 1999, il l'a transféré au tribunal de défense de la concurrence.

Encadré N°4 : Les agences de consultations espagnoles

Le premier régulateur électrique espagnol est apparu sous la *Ley de Ordenacion del Sistema Electrico Nacional* (LOSEN 40/1994). Il s'agissait à la fois d'une rupture formelle et relationnelle dans les rapports entretenus par le gouvernement et le secteur électrique espagnol. L'originalité de cette première institution fut d'introduire une agence de régulation de droit public, indépendante du gouvernement et des entreprises du secteur électrique. Le régulateur était alors composé d'un Conseil d'Administration doté d'un président, représentant légal de la commission, et de six membres spécialistes et indépendants, tous nommés pour 5 ans (renouvelables une fois). Le conseil d'administration prenait les décisions de manière collégiale et ne pouvait être renvoyé. A partir du 1^{er} mars 1996, le régulateur espagnol fut doté d'un Conseil Consultatif. Ce conseil, composé de 30 membres, regroupait : les représentants des 17 communautés autonomes ; l'administration générale de l'Etat ; les représentants des consommateurs, les représentants des firmes productrices et distributrices d'électricité ; et les agents sociaux. Suite à la fois aux problèmes de cohérence interne du LOSEN (Cross [1996], Kahn [1997] Bogles [1997], Arocena [1998] et Unda [1998]) et au changement de gouvernement de juin 1996, les anciennes habitudes de coopération entre pouvoirs publics et compagnies électriques se renouèrent sous la forme d'un protocole d'accord entre le nouveau Ministère de l'énergie et de l'Industrie et l'UNESA¹³⁶, [MINER et UNESA 1996].

Ce protocole se transforma par la suite en loi [*Ley del Sector Electrico* (LES 54/1997)] et introduisit une forme de libéralisation du secteur électrique au travers d'un marché de gros de l'électricité. Par cette nouvelle loi, le statut du régulateur espagnol va être modifié : le nom de la commission change, et devient la *Comision Nacional del Sistema Electrico* (CNSE). Son Président est secondé par 8 membres au lieu de 6, et leurs mandats sont allongés pour une durée de 6 ans au lieu de 5. Cela a aussi entraîné une modification de la composition du Conseil Consultatif de la CNSE qui passe de trente à trente-quatre membres¹³⁷. De plus, on constate la création d'une Commission Permanente composée de 12 membres. Cette Commission a pour objet de tenir informé la CNSE du développement et de l'exécution du cadre législatif électrique. Le dernier épisode réglementaire concernant le statut du régulateur de l'électricité espagnol est la *Ley del Sector de Hidrocarburos* (LSH 34/1998).

Cette loi crée la *Comision Nacional de Energia* en lieu et place de la CNSE. La nouvelle CNE a des compétences élargies à l'ensemble des secteurs énergétiques, gaz, pétrole et électricité. Le passage de la CNSE à la CNE est particulièrement intéressant en terme de crédibilité des réformes. La création de la CNE s'est réalisée au terme d'un long combat médiatique où le gouvernement espagnol démantèle l'ancien régulateur pour mettre fin au conflit qui l'oppose à son agence de consultation indépendante.

¹³⁶ : L'UNESA est une association créée en 1944 qui regroupait depuis la période franquiste la plus grande partie des producteurs et des distributeurs espagnols. De nos jours, elle sert principalement d'organe de représentation et de lobbying des compagnies électriques espagnoles.

¹³⁷ Les quatre nouveaux membres sont issus de l'opérateur du système et du Conseil de Sécurité Nucléaire.

Une agence de surveillance aux pouvoirs limités

Les trois commissions ont comme principal point commun d'être des agences d'information et de consultation des principaux acteurs concernés par les décisions en matière de gestion du domaine électrique. Ces agences ne possèdent pas les caractéristiques économiques et juridiques du régulateur anglais. Le rôle de ces agences est principalement d'offrir un lieu de discussion entre les parties prenantes aux réformes qui sont toutes représentées dans les différents conseils qui composent la CNE. Les capacités d'intervention de ces commissions sont les suivantes : une capacité de proposition réglementaire, une capacité de contrôle et d'inspection des entreprises qu'elles régulent, une fonction d'arbitrage des conflits entre les différents opérateurs électriques et enfin, de larges possibilités de diffusion d'information concernant leurs propositions. L'agence n'a pas le droit de faire payer des pénalités aux opérateurs ne respectant pas les conditions de la concurrence. Le régulateur a le droit de faire des suggestions d'adaptation des règles, et des prévisions concernant le besoin de développement des infrastructures de transport. Le seul réel degré d'autonomie du régulateur concerne la résolution des conflits apparaissant au niveau de l'accès des tiers aux réseaux. En termes financiers et organisationnels, le budget de l'agence est alors de l'ordre de 9 millions d'Euros pour environ 70 personnes employées. Le problème essentiel de cette agence semble être l'important *turn over*¹³⁸ qui frappe ses ressources humaines, qui, après un passage dans la commission, sont employées par les opérateurs électriques à des conditions plus avantageuses [Curien et Matheu, 2001]. Il existe des dispositifs plus efficaces pour gérer ces dimensions, et les choix de constitution de l'agence de consultation ne sont pas parmi les plus protecteurs. Cette agence constitue un exemple d'application d'une régulation par la transparence dans le secteur électrique¹³⁹. Henry [1997a et b, 2001] montre que dans les secteurs des télécommunications, la diffusion d'informations vers l'opinion publique a été un facteur important de la baisse des tarifs. Pourtant, ce type de régulation ne constitue pas une garantie suffisante contre l'opportunisme gouvernemental dans le cas du secteur électrique espagnol.

Les échecs de la mobilisation de l'Opinion publique dans la supervision du secteur électrique.

¹³⁸ : Il semble que les différences de rémunération à qualification égale expliquent un *turn-over* de la main-d'œuvre de l'ordre de 60%.

¹³⁹ : La paternité de ce type de régulation revient au journaliste américain Addam [1887] qui publia une série d'articles sur le prix excessif des transports ferroviaires compte tenu de la baisse des prix des locomotives à la fin du 19^e siècle. Par la diffusion de cette information, et sous la pression de l'opinion publique, il permit la baisse des tarifs du transport par rail.

Le premier échec de cette commission pour mobiliser l'Opinion publique concerna la rémunération des Coûts de Transition à la Concurrence.¹⁴⁰ Il convient ici de souligner que la CNSE reconnaissait la validité et les motifs des demandes de CTC, mais elle s'opposait au mode de calcul et aux montants demandés. En effet, l'UNESA demandait environs 1 300 milliards de pesetas¹⁴¹, tandis que la CNSE¹⁴² ne lui en reconnaissait que 480 milliards [CNSE 1998c]. Malgré une très intense polémique et une légère baisse du montant finalement accordée à l'UNESA (1050 Milliards), la loi d'octobre 1998 valide la position de l'UNESA et transforme la CNSE. En contrepartie de ces deux décisions très favorables, l'UNESA accepte d'accélérer le rythme d'accession à l'éligibilité comme le montre le tableau N° 10 [Lasheras, 1998 ; CNSE, 1998c ; UNESA, 1999].

Tableau 10 : Les modifications du rythme d'accession à l'éligibilité	
<i>Calendrier initial de libéralisation décembre 1997</i>	<i>Nouveau calendrier Ley de hidrocarburos Décembre 1998</i>
15 Millions de kWh /an. Au 1 janvier 1998	Libéralisé en janvier 1999
9 Millions de kWh/an. Au 1 janvier 2000	
5 Millions de kWh/an Au 1 janvier 2002	
3 GWh/an	Au 01 janvier 1999
2 GWh /an	au 01 avril 1999
1 GWh / an	au 01 juillet 1999
	01-oct-99
Le reste en janvier 2007	Le reste en janvier 2007 ¹⁴³

Le deuxième échec de cette commission pour mobiliser l'Opinion publique concerne le processus de fusion du groupe public *Endesa* entre les années 1996 et 1999. La concentration du secteur électrique public en production et en distribution s'est réalisée via le Groupe *Endesa*, qui accentue, au début des années quatre-vingt-dix, sa présence dans le système électrique. Dès 1991 - 1992 le Groupe *Endesa* a acheté : 40% de *Fuerzas Electricas de Cataluna*, 33.5% *Compania Sevillana*, et 9.9% d'*Union Fenosa*. Ce mouvement va s'accélérer et, en 1996, le Groupe *Endesa* va acquérir 75% de *Fuerzas Electricas de Cataluna* et 75% de *Compania Sevillana*. La stratégie du groupe public visait à renforcer sa position concurrentielle avant sa privatisation en 1998, ce renforcement permettant de réaliser une vente d'actif financièrement attractive dans une période de forts déficits budgétaires sur les recettes issues de la privatisation du groupe *Endesa* [Stalinas, 1998]. En 1999 *Endesa*, pourtant privatisé entre 1997 et 1998, fusionnera l'ensemble de ses participations et

¹⁴⁰ : Dans le vocable " coûts échoués " on intègre l'ensemble des coûts de passage d'un régime de régulation administré à un régime concurrentiel que les entreprises de " service public " ne doivent pas supporter.

¹⁴¹ : Sur cette somme 1 050 milliards seront versés en 1999 par des groupes bancaires qui recevront, en échange, 4,5% du tarif électrique sur les 15 prochaines années.

¹⁴² : Le CNSE demande que la baisse des prix pour les clients non éligibles s'accélère. Les tarifs électriques en 1998 auraient dû baisser de 8,3% en raison de 3 phénomènes : la baisse des taux d'intérêt, la hausse de la demande et une croissance de la production hydroélectrique.

¹⁴³ : Cette dernière a été avancée en 2003 en janvier 2000.

constituera une seule entreprise : le *Grupo Endesa*. Ce processus de concentration s'est réalisé d'une part en contradiction avec les accords pris par Endesa en 1996, et d'autre part, sans opposition efficace, ni de la part de la CNSE, ni de la part du tribunal de la concurrence. Ces deux institutions sont restées impuissantes face à la concentration industrielle du secteur électrique qu'elles ne souhaitaient pas [CNSE, 1998 ; *Tribunal de la Competencia*, 1995 et 1997].

Le dernier échec de cette commission pour mobiliser l'Opinion publique concerne la fixation des prix pour les clients non éligibles pour l'année 1999. La CNSE voulait que la fixation du prix moyen représente une baisse de 5,8% pour l'année 1999 contre les 2,1% qui avaient été envisagés à la signature du Protocole [1996]. Malgré une argumentation quantitative de son point de vue, et une diffusion très large des informations sur les coûts à sa disposition, la commission ne parvient pas à faire accepter son point de vue sur les tarifs de l'électricité.

Pour conclure, la version espagnole de la « *sunshine regulation* » n'est pas très efficace en terme d'actions marquantes de régulation. Elle ne peut intervenir indirectement ni sur les prix, ni sur les structures de production, ni sur les coûts de transition à la concurrence. C'est le ministère de l'Energie qui, en dernier ressort, conserve les pouvoirs de régulation essentiels et qui les utilise pour favoriser les opérateurs historiques et les producteurs de charbon [Arocena et alii, 2002]. De ce fait, la condition de limitation de l'opportunisme gouvernemental n'est pas satisfaite dans la structure de régulation, de même que la condition d'exercice de pouvoir de marché des opérateurs.

La présence de pouvoir de marché sur le Mercado Electrico espagnol.

En ce qui concerne la fixation des prix, depuis la création du *Mercado Electrico*, l'exercice du pouvoir de marché des opérateurs électriques est important comme le démontre la comparaison avec les structures de marché anglais. Les règles de marché encadrant les transactions sur le Pool anglais permettaient l'exercice d'importants pouvoirs de marché horizontaux et locaux et que les deux producteurs dominants pouvaient influencer les prix sur le marché en créant volontairement des congestions [Borenstein, Bushnell, Stoft 1998 ; Wolfram 1999]. Alors que la possibilité de contractualisation est limitée aux seuls producteurs en Angleterre, elle est offerte aux producteurs et aux demandeurs sur le marché de gros de l'électricité espagnol. Cette plus grande possibilité de contractualisation est théoriquement porteuse d'une plus grande pression concurrentielle comme l'estiment Arocena, Kühn et Regibeau [1999] et devrait se traduire par une pression à la baisse sur les prix pratiqués sur le *Mercado*. Toutefois, ces attentes sont à mettre en suspens, car il existe un

ensemble de règles et de structures de marché autorisant un très fort pouvoir de marché des opérateurs électriques dominants.

Comme dans le *Pool* anglais, on note que la règle de fixation des prix sur le « *Mercado Electrico* » intègre un *Capacity Payment*.¹⁴⁴ Ce mécanisme permet de maintenir artificiellement un prix élevé, par la rémunération d'une « *garantie de puissance* ». Cette garantie introduit un effet de seuil sur les prix marginaux représentant plus de 22% du prix final de l'électricité en 1998. Ce montant est en termes comparatifs légèrement supérieur au versement anglais, de l'ordre de 20% du prix final de l'électricité sur le *Pool*. Le second indicateur qui permet de souligner ce contrôle sur le marché électrique est illustré par le tableau N° 11, établissant qu'entre 74 et 86 % des prix marginaux sur le *Mercado Electrico* sont fixés par les deux opérateurs dominants en 1999.

Tableau N° 11 : la fixation des prix marginaux sur le Mercado Electrico en 1999

Périodes ¹⁴⁵	Endesa	Iberdrola	UEF	HC	Endesa et Iberdrola	UEF et HC
1	40	39	13	4	79	17
2	40	39	12	4	79	16
3	55	29	12	2	84	14
4	58	27	13	1	85	14
5	54	32	12	1	86	13
6	49	25	9	2	74	11

Sources : OMEL et CNE [2000]

L'exercice d'un pouvoir de marché en Espagne est en question, et les plaintes des grands consommateurs industriels espagnols vont dans le sens d'une plus grande ouverture du réseau espagnol vers le reste de l'Europe pour les réduire.

3.3.3. Les ambiguïtés de la réforme espagnole

L'évaluation de la crédibilité de la réforme espagnole est rendue délicate par l'apparente volonté publique de se conformer à une image de bonne élève de l'Union européenne. L'ouverture du marché électrique à la concurrence, l'introduction d'un *Mercado Electrico* obligatoire en offre et en demande, la présence d'un régulateur de l'énergie constituent autant de signaux d'une volonté réformatrice. Pourtant, la structure de gouvernance du secteur électrique reste pratiquement inchangée, le ministère restant le référent essentiel de la politique énergétique nationale. De plus,

¹⁴⁴ : La rémunération de la garantie de puissance permet aux entreprises productrices d'électricité de demander une rémunération contre l'obligation qui leur est faite d'offrir une réserve de puissance à l'ensemble du secteur, si cette obligation dépasse les 100 heures annuelles OMEL [1999a].

¹⁴⁵ : Il n'est pas précisé dans ces études les caractéristiques précises de ces périodes qui selon le nouveau régulateur illustre « différentes situations temporelles représentatives ».

malgré l'introduction de licence pour les opérateurs historiques, les structures de gouvernance ne permettent pas un contrôle de l'opportunisme gouvernemental. En effet, le gouvernement reste l'entité qui élabore la politique industrielle et fixe les prix pour les clients non éligibles. L'opportunisme gouvernemental prenait la forme d'un projet de constitution de champions nationaux. Enfin, les règles et les structures de marchés sont marquées par des choix politiques, techniques et institutionnels offrant de forts pouvoirs de marché aux opérateurs historiques dominants. Tous ces éléments concourent à la fois à limiter la crédibilité de la réforme et à rendre son appréhension délicate, car sous couvert de réforme concurrentielle, les pouvoirs publics ont conduit une politique industrielle efficace.

4. Conclusion du dernier chapitre

Nous avons rappelé que l'analyse de la crédibilité reposait selon Guasch, Levy et Spiller, sur l'identification et la résolution de trois problèmes d'opportunisme, l'opportunisme gouvernemental, l'exercice des pouvoirs de marché, et les demandes de protection des parties prenantes. Selon eux, ce risque d'opportunisme nécessite la création, en fonction de l'environnement institutionnel, de structures de gouvernance et de structures incitatives qui stabilisent ces engagements. Nous avons souligné les limites de cette première approche, dans l'étude de la crédibilité des réformes électriques, en identifiant un besoin de flexibilité. Les origines de ce besoin de flexibilité sont l'incomplétude contractuelle, les erreurs manifestes de choix de règles et de structures industrielles électriques et les modifications des ordres de priorité des structures incitatives. Par la suite, nous avons réexaminé les interactions entre les environnements institutionnels et les modes de gouvernance, les composantes des régimes institutionnels et les mécanismes incitatifs pour évaluer leur capacité à produire à la fois une stabilité des engagements et à autoriser une certaine flexibilité. Cette redéfinition de la crédibilité conduit à considérer qu'une structure de régulation est d'autant plus crédible qu'elle est en mesure de garantir la stabilité des engagements tout en offrant la plus grande amplitude de flexibilité possible des modes de fonctionnement.

La première partie de ce chapitre a montré que les capacités de transformation et de stabilité des environnements institutionnels étaient opposées. Dans les environnements institutionnels parlementaires comme celui de l'Angleterre et de l'Espagne, le problème est de garantir la stabilité des engagements compte tenu de la grande flexibilité qu'ils permettent. A l'inverse, dans les environnements institutionnels déconcentrés et fédéraux comme en Allemagne, le problème est de produire de la flexibilité, car la stabilité des engagements est plus facilement atteignable compte tenu de la grande stabilité du processus législatif soutenu par le pouvoir judiciaire.

Les réformes anglaise de 1990 et allemande ont réussi à résoudre le problème de l'opportunisme gouvernemental, ce que ne parvient pas à faire la réforme espagnole et ce que des études ultérieures devront montrer dans « la réforme de la réforme » produite par le NETA de 2001. L'Allemagne se distingue par sa capacité à contrôler l'exercice des pouvoirs de marché des opérateurs dans le cadre des accords de branche, les deux autres réformes ne parvenant pas

(Angleterre), ou ne souhaitant pas (Espagne), résoudre ce problème. Nous avons montré dans les chapitres précédents que la lutte contre les demandes des parties prenantes avait été organisée pacifiquement en Espagne et en Allemagne, et plus violemment en Angleterre. Enfin, en terme de flexibilité des modes d'organisation de la filière électrique, nous avons montré que l'Angleterre et l'Allemagne, malgré des environnements institutionnels diamétralement opposés étaient parvenues à créer des structures de régulation adaptables, tandis que l'Espagne semble se contenter d'une réforme cosmétique ne bloquant pas sa politique industrielle.

Conclusion générale

L'objectif de cette recherche était de montrer qu'il est possible de construire un cadre d'analyse des réformes électriques européennes à partir de la combinaison et de la complémentarité des deux branches de la Nouvelle Economie Institutionnelle. Nous avons choisi de nous appuyer sur trois expériences de réformes pour mettre ce cadre théorique à l'épreuve des faits. L'application de la Théorie des Coûts de Transaction et de l'analyse des dotations institutionnelles est apparue pertinente dans l'analyse de la complexité des réformes électriques.

La mise en place de notre cadre d'analyse nécessitait de combiner les deux branches de l'analyse institutionnelle dans le cadre des réformes électriques. L'analyse de la Théorie des Coûts de Transaction a permis de démontrer que le secteur électrique concentre un grand nombre de difficultés transactionnelles qui ne permettent pas de concevoir un marché électrique complet et parfait. Pour compenser cette imperfection, nous avons souligné le besoin d'introduire des structures de gouvernance pour encadrer *ex post* l'opportunisme et l'incertitude. Sur cette base, nous avons montré que l'analyse de l'environnement institutionnel était nécessaire pour comprendre les possibilités de transformation des cadres réglementaires, de la spécificité des actifs et de l'activisme des groupes de pression.

Nous avons ensuite distingué plusieurs familles de réforme par ordre croissant d'intensité de réforme et identifié les problèmes de coordination des investissements en transport et en production et du degré optimal de restructuration horizontale et des pouvoirs de marché en découlant.

Le deuxième chapitre a présenté et analysé le rôle et les demandes passés des principales parties prenantes. La première partie du chapitre a distingué la Commission européenne et les gouvernements nationaux en tant qu'instigateurs des réformes. Ce chapitre a montré empiriquement que les gouvernements et la Commission étaient systématiquement sur les plans économique (l'attractivité) et politique (la désirabilité) des gagnants aux réformes concurrentielles de l'électricité. La seconde partie du chapitre a évalué les intensités de gains et de pertes connus par les autres parties prenantes. Cette partie a montré que celles-ci étaient fonction de leur situation avant les réformes et de la stratégie de réforme employée par les pouvoirs publics.

Dans le cas anglais, nous avons montré que la réforme a produit des résultats tranchés : les gagnants, les actionnaires, les consommateurs éligibles et les nouveaux entrants basés sur la technologie gaz sont les principaux gagnants des réformes. A l'inverse, les perdants, les salariés des entreprises publiques électriques et charbonnières ont connu des pertes sans compensation. Dans le cas allemand et espagnol, si les mêmes tendances se retrouvent dans la distinction générale entre les parties prenantes gagnantes et perdantes, les écarts et l'intensité des redistributions sont bien moins tranchés et ils constituent un autre profil de réforme électrique.

Dans le troisième chapitre, la construction d'un cadre d'analyse de la faisabilité des réformes électriques s'articulant sur l'identification d'une faisabilité institutionnelle déterminée par la concentration des pouvoirs exécutif et législatif, la nature de la supervision des pouvoirs judiciaires et l'organisation des partis politiques, et d'une faisabilité industrielle conditionnée par la nature des droits de propriété, la nature des anciens arrangements institutionnels et l'ouverture technique des réseaux a permis de définir deux formes polaires de faisabilité et d'ouvrir l'analyse des situations intermédiaires.

Dans ce cadre, nous avons rendu compte des trois réformes électriques représentatives de la diversité institutionnelle et industrielle européenne et dans la seconde partie du chapitre, nous l'avons appliqué pour juger de la remédiabilité des réformes électriques. Nous avons alors déterminé que la réforme anglaise n'était pas remédiable au sens de Williamson, malgré la grande faisabilité institutionnelle qui la caractérise. Nous avons souligné que la faute en revenait à des choix de restructuration industrielle duopolistique offrant des pouvoirs de marché aux opérateurs, qui les ont utilisés avec opportunisme. L'étude de la faisabilité allemande a montré que malgré l'originalité de cette réforme, elle pouvait répondre au test de la remédiabilité avec succès. Enfin, nous avons démontré que la réforme espagnole n'est pas remédiable, car les marges de faisabilité institutionnelle et industrielle n'ont pas été utilisées et que cette réforme concurrentielle cosmétique cache une politique industrielle de constitution de champions nationaux en accord avec les pouvoirs publics.

L'intérêt analytique de ce chapitre est qu'il propose une solution au problème de dépendance au statu quo identifié par Noll [2000] et Williamson [2002b] dans le cas de la réforme électrique.

Le dernier chapitre a reconsidéré le critère de crédibilité des réformes proposé par Levy et Spiller [1994] et Guasch et Spiller [1999] en proposant d'ajouter à la seule recherche de stabilité des engagements, une évaluation conjointe des possibilités de flexibilité. Par cette redéfinition de la crédibilité à l'aulne des préceptes de la Théories des Coûts de Transaction, nous avons reconstruit

l'analyse initiale et distingué, en fonction de la nature des environnements institutionnels, les problèmes spécifiques de stabilité ou de flexibilité qu'ils connaissent.

La seconde partie du chapitre a déterminé la crédibilité des réformes sous ce nouvel axe de jugement. Par les deux niveaux d'analyse distingués par Levy et Spiller entre l'environnement institutionnel et les structures de gouvernance d'une part, et d'autre part l'articulation entre structures de gouvernance et structures incitatives, nous avons défini la crédibilité des trois réformes, mesurée par leur capacité à limiter l'opportunisme du gouvernement, des firmes et des autres parties prenantes. L'utilisation de ce cadre d'analyse a montré que la réforme anglaise, malgré son interventionnisme n'a jamais été en mesure de restreindre l'opportunisme des firmes électriques qui ont continuellement exercé leur pouvoir de marché sur les consommateurs. Nous avons également montré que le NETA, introduit en 2001, ne semblait pas présenter toutes les garanties souhaitables de stabilité des engagements entre les parties prenantes et le gouvernement, et que cette forme d'opportunisme mériterait une étude complémentaire.

L'étude de l'Allemagne nous a conduit à confirmer l'analyse de la faisabilité et à montrer que cette réforme réussit à contenir l'opportunisme des principaux acteurs tout en assurant des marges de flexibilité importantes par la signature régulière d'accords de branche auto-régulateurs négociés par les parties prenantes sous la menace d'intervention des autorités publiques fédérales. Nous avons montré que cette intervention est ensuite délicate à modifier compte tenu de la nature de l'environnement institutionnel.

Enfin, par l'application du même schéma d'analyse, la réforme espagnole est apparue comme très peu crédible, l'opportunisme du gouvernement ajouté à l'exercice des pouvoirs de marché des opérateurs et des demandes de protection des parties prenantes ne permettant pas de considérer que cette réforme concurrentielle est crédible.

Ces résultats nous mènent à plusieurs réflexions.

La Nouvelle Economie Institutionnelle éclaire l'analyse des réformes électriques de façon pertinente. Elle permet de rendre compte des formes d'organisation, des attributs des transactions et des difficultés de produire des réformes dans cette industrie spécifique. Cependant, l'utilisation des concepts issus de la NEI a nécessité des simplifications, des aménagements et la précision des concepts utilisés, en insistant sur les conséquences de l'opportunisme, de l'incomplétude et de l'impact des anciens arrangements institutionnels.

Les résultats obtenus ne doivent pas masquer que ce travail constitue une première tentative globale d'application des concepts issus de la NEI aux réformes électriques. De nombreuses questions et thèmes de recherche apparaissent, qui doivent compléter le travail effectué.

L'étude des dispositifs institutionnels est restée limitée au niveau des institutions formelles, et n'a pas intégré le rôle des administrations. L'étude plus approfondie des conditions de l'attractivité des réformes et des environnements institutionnels nationaux permettraient de généraliser la solution obtenue pour résoudre le problème de la remédiabilité et de sa trop grande dépendance au statu quo. Cette première étude dans le domaine électrique appelle donc à une généralisation vers d'autres analyses sectorielles.

Enfin, cette étude a sélectionné trois expériences européennes comme support d'analyse, il conviendrait d'intégrer d'autres expériences européennes pour tester et affiner les résultats obtenus sur ce nombre restreint de cas. La généralisation serait ici orientée vers la compréhension et l'analyse de l'ensemble des réformes électriques européennes.

Il demeure néanmoins que les théories issues de la Nouvelle Economie Institutionnelle ont permis de construire un cadre d'analyse performant des réformes électriques européennes. Elles constituent ainsi une théorie des choix des structures de gouvernance et des organisations internes, en fonction des environnements institutionnels.

Conclusion générale

L'objectif de cette recherche était de montrer qu'il est possible de construire un cadre d'analyse des réformes électriques européennes à partir de la combinaison et de la complémentarité des deux branches de la Nouvelle Economie Institutionnelle. Nous avons choisi de nous appuyer sur trois expériences de réformes pour mettre ce cadre théorique à l'épreuve des faits. L'application de la Théorie des Coûts de Transaction et de l'analyse des dotations institutionnelles est apparue pertinente dans l'analyse de la complexité des réformes électriques.

La mise en place de notre cadre d'analyse nécessitait de combiner les deux branches de l'analyse institutionnelle dans le cadre des réformes électriques. L'analyse de la Théorie des Coûts de Transaction a permis de démontrer que le secteur électrique concentre un grand nombre de difficultés transactionnelles qui ne permettent pas de concevoir un marché électrique complet et parfait. Pour compenser cette imperfection, nous avons souligné le besoin d'introduire des structures de gouvernance pour encadrer *ex post* l'opportunisme et l'incertitude. Sur cette base, nous avons montré que l'analyse de l'environnement institutionnel était nécessaire pour comprendre les possibilités de transformation des cadres réglementaires, de la spécificité des actifs et de l'activisme des groupes de pression.

Nous avons ensuite distingué plusieurs familles de réforme par ordre croissant d'intensité de réforme et identifié les problèmes de coordination des investissements en transport et en production et du degré optimal de restructuration horizontale et des pouvoirs de marché en découlant.

Le deuxième chapitre a présenté et analysé le rôle et les demandes passés des principales parties prenantes. La première partie du chapitre a distingué la Commission européenne et les gouvernements nationaux en tant qu'instigateurs des réformes. Ce chapitre a montré empiriquement que les gouvernements et la Commission étaient systématiquement sur les plans économique (l'attractivité) et politique (la désirabilité) des gagnants aux réformes concurrentielles de l'électricité. La seconde partie du chapitre a évalué les intensités de gains et de pertes connus par les autres parties prenantes. Cette partie a montré que celles-ci étaient fonction de leur situation avant les réformes et de la stratégie de réforme employée par les pouvoirs publics.

Dans le cas anglais, nous avons montré que la réforme a produit des résultats tranchés : les gagnants, les actionnaires, les consommateurs éligibles et les nouveaux entrants basés sur la technologie gaz sont les principaux gagnants des réformes. A l'inverse, les perdants, les salariés des entreprises publiques électriques et charbonnières ont connu des pertes sans compensation. Dans le cas allemand et espagnol, si les mêmes tendances se retrouvent dans la distinction générale entre les parties prenantes gagnantes et perdantes, les écarts et l'intensité des redistributions sont bien moins tranchés et ils constituent un autre profil de réforme électrique.

Dans le troisième chapitre, la construction d'un cadre d'analyse de la faisabilité des réformes électriques s'articulant sur l'identification d'une faisabilité institutionnelle déterminée par la concentration des pouvoirs exécutif et législatif, la nature de la supervision des pouvoirs judiciaires et l'organisation des partis politiques, et d'une faisabilité industrielle conditionnée par la nature des droits de propriété, la nature des anciens arrangements institutionnels et l'ouverture technique des réseaux a permis de définir deux formes polaires de faisabilité et d'ouvrir l'analyse des situations intermédiaires.

Dans ce cadre, nous avons rendu compte des trois réformes électriques représentatives de la diversité institutionnelle et industrielle européenne et dans la seconde partie du chapitre, nous l'avons appliqué pour juger de la remédiabilité des réformes électriques. Nous avons alors déterminé que la réforme anglaise n'était pas remédiable au sens de Williamson, malgré la grande faisabilité institutionnelle qui la caractérise. Nous avons souligné que la faute en revenait à des choix de restructuration industrielle duopolistique offrant des pouvoirs de marché aux opérateurs, qui les ont utilisés avec opportunisme. L'étude de la faisabilité allemande a montré que malgré l'originalité de cette réforme, elle pouvait répondre au test de la remédiabilité avec succès. Enfin, nous avons démontré que la réforme espagnole n'est pas remédiable, car les marges de faisabilité institutionnelle et industrielle n'ont pas été utilisées et que cette réforme concurrentielle cosmétique cache une politique industrielle de constitution de champions nationaux en accord avec les pouvoirs publics.

L'intérêt analytique de ce chapitre est qu'il propose une solution au problème de dépendance au statu quo identifié par Noll [2000] et Williamson [2002b] dans le cas de la réforme électrique.

Le dernier chapitre a reconsidéré le critère de crédibilité des réformes proposé par Levy et Spiller [1994] et Guasch et Spiller [1999] en proposant d'ajouter à la seule recherche de stabilité des engagements, une évaluation conjointe des possibilités de flexibilité. Par cette redéfinition de la crédibilité à l'aulne des préceptes de la Théories des Coûts de Transaction, nous avons reconstruit

l'analyse initiale et distingué, en fonction de la nature des environnements institutionnels, les problèmes spécifiques de stabilité ou de flexibilité qu'ils connaissent.

La seconde partie du chapitre a déterminé la crédibilité des réformes sous ce nouvel axe de jugement. Par les deux niveaux d'analyse distingués par Levy et Spiller entre l'environnement institutionnel et les structures de gouvernance d'une part, et d'autre part l'articulation entre structures de gouvernance et structures incitatives, nous avons défini la crédibilité des trois réformes, mesurée par leur capacité à limiter l'opportunisme du gouvernement, des firmes et des autres parties prenantes. L'utilisation de ce cadre d'analyse a montré que la réforme anglaise, malgré son interventionnisme n'a jamais été en mesure de restreindre l'opportunisme des firmes électriques qui ont continuellement exercé leur pouvoir de marché sur les consommateurs. Nous avons également montré que le NETA, introduit en 2001, ne semblait pas présenter toutes les garanties souhaitables de stabilité des engagements entre les parties prenantes et le gouvernement, et que cette forme d'opportunisme mériterait une étude complémentaire.

L'étude de l'Allemagne nous a conduit à confirmer l'analyse de la faisabilité et à montrer que cette réforme réussit à contenir l'opportunisme des principaux acteurs tout en assurant des marges de flexibilité importantes par la signature régulière d'accords de branche auto-régulateurs négociés par les parties prenantes sous la menace d'intervention des autorités publiques fédérales. Nous avons montré que cette intervention est ensuite délicate à modifier compte tenu de la nature de l'environnement institutionnel.

Enfin, par l'application du même schéma d'analyse, la réforme espagnole est apparue comme très peu crédible, l'opportunisme du gouvernement ajouté à l'exercice des pouvoirs de marché des opérateurs et des demandes de protection des parties prenantes ne permettant pas de considérer que cette réforme concurrentielle est crédible.

Ces résultats nous mènent à plusieurs réflexions.

La Nouvelle Economie Institutionnelle éclaire l'analyse des réformes électriques de façon pertinente. Elle permet de rendre compte des formes d'organisation, des attributs des transactions et des difficultés de produire des réformes dans cette industrie spécifique. Cependant, l'utilisation des concepts issus de la NEI a nécessité des simplifications, des aménagements et la précision des concepts utilisés, en insistant sur les conséquences de l'opportunisme, de l'incomplétude et de l'impact des anciens arrangements institutionnels.

Les résultats obtenus ne doivent pas masquer que ce travail constitue une première tentative globale d'application des concepts issus de la NEI aux réformes électriques. De nombreuses questions et thèmes de recherche apparaissent, qui doivent compléter le travail effectué.

L'étude des dispositifs institutionnels est restée limitée au niveau des institutions formelles, et n'a pas intégré le rôle des administrations. L'étude plus approfondie des conditions de l'attractivité des réformes et des environnements institutionnels nationaux permettraient de généraliser la solution obtenue pour résoudre le problème de la remédiabilité et de sa trop grande dépendance au statu quo. Cette première étude dans le domaine électrique appelle donc à une généralisation vers d'autres analyses sectorielles.

Enfin, cette étude a sélectionné trois expériences européennes comme support d'analyse, il conviendrait d'intégrer d'autres expériences européennes pour tester et affiner les résultats obtenus sur ce nombre restreint de cas. La généralisation serait ici orientée vers la compréhension et l'analyse de l'ensemble des réformes électriques européennes.

Il demeure néanmoins que les théories issues de la Nouvelle Economie Institutionnelle ont permis de construire un cadre d'analyse performant des réformes électriques européennes. Elles constituent ainsi une théorie des choix des structures de gouvernance et des organisations internes, en fonction des environnements institutionnels.

ANNEXES

Annexe la composition de la Directive européenne de l'Electricité

En raison des désaccords entre Etats membres sur un modèle concurrentiel identique jusqu'en 1996, les autorités européennes n'ont pas été en mesure de faire valoir des règles uniques, ni des réformes de structures destinées à favoriser l'exercice de la concurrence effective. Les oppositions entre la France et l'Allemagne étaient bloquantes dans la première version de la Directive européenne de l'électricité, et celle-ci n'a été acceptable qu'avec l'introduction d'un menu de réforme où chaque nation a pu choisir sa forme de réforme électrique. Grâce à l'introduction pragmatique de ce menu d'option de réforme, chaque nation peut alors choisir son programme d'intervention pour converger vers un Marché unique européen de l'électricité dont l'existence reste encore à l'heure actuelle à préciser Glachant [2001]. Nous verrons cependant que cette convergence vers un modèle unique est encouragée par l'action de la Commission qui dispose de moyens d'harmonisation des règles.

Les principales options du menu de la Directive

Comme le rappelle les travaux de Finon [2001] les éléments essentiels de la directive conditionnant directement le développement des échanges d'électricité ont été les suivants: une règle d'ouverture minimale de l'accès au réseau de clients éligibles (30% de la consommation nationale en 2003), la suppression des monopoles d'importation et d'exportation, des règles d'accès au réseau qui laissent aux Etats membres le choix entre l'accès réglementé et l'accès négocié, et a fortiori un large choix dans les principes tarifaires. la règle de séparation comptable des activités de production, de transport et de distribution, dans le cas des entreprises intégrées pour éviter a minima les subventions croisées entre niveaux, la mise en place de gestionnaires de réseaux autonomes, chargés d'assurer en toute indépendance l'équilibre technique du système, les échanges techniques internes et les coordinations avec les autres systèmes. D'autre part les marges de manœuvre laissées aux Etats par la Directive européenne de l'électricité concerne : La séparation juridique ou actionnariale des gestionnaires de réseau de transport (GRT) des entreprises intégrées pour limiter tout pouvoir de marché des entreprises historiques à ce niveau, Ces marges de manœuvre concernent également l'organisation des activités de vente et les réseaux de distribution. Elle n'édicte rien en matière de degré de concentration en production et dans la vente, ni sur les possibilités d'entrée des intermédiaires, négociants ou autres sur le marché national. Elle n'impose pas non plus la création de marchés spot d'électricité, d'infrastructures transactionnelles destinées à faciliter les échanges par la révélation de prix de court de terme, et pouvant servir de référence aux différents contrats en procurant des moyens de gestion du risque (marché à terme).

Les règles d'accès au réseau au départ sont différentes et pour certaines dissuasives aux échanges internes et externes, comme l'ATR négocié et la tarification à la distance en Allemagne (avec depuis 1998 un certain alignement). Les marchés organisés par les bourses ou les pools ne sont pas homogènes, quand ils

existent. Les structures industrielles en production et dans la vente présentent aussi des profils différents qui conditionnent les possibilités d'entrée.

Les facteurs d'harmonisation institutionnelle

Des facteurs d'harmonisation inhérents aux dissymétries de structures industrielles et de règles sont à l'œuvre. Les demandes des industriels implantés dans plusieurs pays, la pression des entreprises électriques et des gouvernements des pays les plus libéraux, celle des entrants faisant métier de négoce à l'échelle européenne jouent clairement en ce sens depuis 1998. De même, dans une logique d'interaction stratégique, les opérateurs qui étaient les plus réticents à la libéralisation s'avèrent soucieux, une fois la réforme adoptée, de ne pas rester en dehors du mouvement de concurrence à l'extérieur en souhaitant l'adoption de règles plus ouvertes dans leur pays, comme c'est le cas en Allemagne et en France. Ainsi les rapports de suivi de la mise en œuvre de la Directive publiés annuellement par la Commission Européenne¹ font apparaître que beaucoup de pays se situent bien au-delà des règles minimales imposées par la Directive de 1996 sur la séparation de la gestion du réseau, l'accès des tiers réglementé et le degré d'éligibilité des clients. Depuis 1998, des bourses ont été également créées ou sont en projet dans la plupart des pays.

Mais la principale force d'harmonisation reste l'action de la Commission Européenne assise sur les fonctions de surveillance et d'harmonisation prévue par la directive (art. 25) et crédibilisées par la menace de passage d'une directive d'ajustement d'ici 2005. Cette action s'est focalisée depuis 1998 sur l'harmonisation des règles d'accès au réseau, condition nécessaire à l'intégration des marchés, dans le cadre d'un processus de concertation entre les autorités de réglementation sectorielle, les gestionnaires de réseau et les utilisateurs, processus connu sous le nom de processus de Florence². Mais le recours à une directive sera sans doute nécessaire pour parvenir à la séparation organique des réseaux et des gestionnaires de réseau des entreprises restées intégrées.

¹ Trois rapports annuels ont ainsi été publiés sur l'état de la libéralisation des marchés électriques depuis 1997 (voir, par exemple, European Commission, 1999).

² La Commission Européenne a pu bénéficier de la volonté d'affirmation de ces deux nouveaux groupes d'acteurs dont les fonctions respectives incitent à rechercher les meilleures conditions de transport pour les échanges internes et externes d'électricité. Mais le processus d'harmonisation reste conflictuel et est gêné par l'absence d'autorité spécialisée de réglementation en Allemagne.

ANNEXE N°1. Les caractéristiques techniques et institutionnelles du bien électricité

Bien qu'à l'origine l'électricité se développe sous le signe de la concurrence, comme une source d'énergie décentralisée, où les unités de production étaient une par une reliées aux centres de consommation. Cette étape n'a duré que quelques années. Le progrès technologique portant sur l'accroissement des tailles unitaires des moyens de production et la mise au point de techniques performantes de transport à moyenne et longue distance, a rapidement favorisé l'adoption d'une structure organisationnelle verticalement intégrée avec la concentration des décisions comme caractéristique principale. Ce processus d'intégration a été accompagné d'une réglementation grandissante de la part des pouvoirs publics et, dans certain cas, par la gestion étatique directe de la fourniture électrique par des entreprises publiques.

Pour expliquer dans ce chapitre ce processus d'intégration et de réglementation, puis sa remise en cause, nous procéderons de la manière suivante. Dans un premier temps, nous rappellerons à la lumière de la Théorie des Coûts de Transaction les avantages de la coordination centralisée des opérations au sein d'une entreprise verticalement intégrée. Nous verrons également les fondements de l'intervention publique dans l'industrie électrique face aux demandes variées des parties prenantes au secteur électriques, les opérateurs électriques, les consommateurs et les divers bénéficiaires des activités électriques. Dans une seconde étape nous verrons que ces besoins de coordination économique restent essentiels dans la remise en cause des solutions organisationnelles verticalement intégrées. Nous verrons alors que les économies de coordination liée à l'intégration verticale demeurent, et il est nécessaire de les préserver dans la conception des nouvelles formes d'organisation industrielle et de leurs cadres réglementaires. Finon [1996] souligne ainsi que la complexification des cadres réglementaires semble être, à bien des égards, un résultat de la gestion concurrentielle administrée explicitement. Nous montrerons ainsi qu'au delà des justifications des réformes électriques qui insistent sur les avantages dérivant de l'introduction de la concurrence, il convient d'analyser l'ensemble des effets des différents types de réforme. La dé-intégration verticale des maillons de la production et du transport ainsi que l'introduction contemporaine de formes concurrentielle, loin de faire disparaître les difficultés transactionnelles de cette industrie, provoquent une complexification importante des procédures d'exploitation. Elle nécessite alors l'adoption de nouvelles structures de gouvernance qui représente un défi institutionnel très important. Il paraît désormais possible de restructurer les relations verticales et horizontales dans les industries électriques pour permettre l'exercice de la concurrence dans les activités potentiellement concurrentielles. Il n'y a plus d'obstacle fondamental à établir des coordinations entre unités décentralisées pour préserver les externalités de réseau et gérer les contraintes du système par des relations techniques verticales régies auparavant par des mécanismes internes au monopole intégré. Mais la définition de bons arrangements est loin d'être simple. Les développements précédents ont ainsi montré en premier lieu que la présence d'une rente organisationnelle élevée et d'externalités dans les structures intégrées en production-transport limite la portée d'un simple affaiblissement des droits de propriété en transport par la libéralisation de l'accès au réseau des entreprises intégrées. En second lieu les arrangements de type concurrentiel mis en oeuvre engendrent une complexité transactionnelle et réglementaire élevée qui nécessitent de longs ajustements. Ces apprentissages sont

d'autant plus longs et les résultats immédiats d'autant moins probants que les règles transitoires et les structures originelles limitent l'intensité concurrentielle. De plus, en se référant à une structure stabilisée, il est clair qu'aucun arrangement ne pourra répliquer exactement la coordination technique étroite et le système de commandement interne au monopole intégré (ou organisé entre monopoles intégrés) autour de l'exploitation en ordre de mérite. De même aucun ne pourra offrir un cadre incitatif à l'investissement lourd comparable à celui offert par le monopole intégré. Mais l'enjeu principal des incitations ne se situe plus là dans un marché mature. Les promesses des incitations à l'efficacité productive et à l'innovation créées par la concurrence en production et en fourniture sont réelles. Elles doivent se concrétiser par des réductions substantielles de coût compensant largement les imperfections de la coordination technique et économique de court terme. De même la séparation verticale en segmentant clairement la filière, permet au régulateur de localiser la répartition du surplus, et de travailler à la limitation des rentes dans les maillons en monopole naturel. De ce fait, nous montrerons que si l'évolution des attributs des transactions face au progrès technique permet l'apparition de nouvelles opportunités de constitutions d'arrangements institutionnels innovateurs, nous verrons que le rôle et les fonctions de l'état sont à reconsidérer dans un cadre néo-institutionnel.

La minimisation des coûts au niveau du système passe par une exploitation optimale des équipements de production et de transport qui repose sur l'existence d'un parc diversifié. Pour comprendre comment les coûts de production sont minimisés au niveau du système, il faut connaître les principales caractéristiques de la structure des coûts d'une unité de production. La structure des coûts au niveau d'une unité de production permet de mettre en évidence l'absence de technologie de production dominante toute chose égale par ailleurs.

Une turbine peut être actionnée par différentes sources d'énergies primaires. Pour simplifier, on assimile la combinaison d'un type de turbine et d'une source d'énergie primaire à une « technologie de production ». Indépendamment du fait que les données sur les coûts de production sont considérées comme un secret commercial par les producteurs, la comparaison des coûts de production des différentes technologies est un exercice très délicat. Il est en effet nécessaire de prendre en compte plusieurs paramètres pour être en mesure de donner une évaluation du coût complet de production qui puisse être comparé entre les différentes technologies :

1. la décomposition par postes : charges de capital, combustible, charges directes d'exploitation, provision pour démantèlement, provision pour retraitement et stockage des déchets, impôts et redevances ;
2. les rendements énergétiques ou le taux de disponibilité des turbines ;
3. les coûts sociaux et environnementaux des différentes filières (impact sur l'environnement, sécurité d'approvisionnement, indépendance énergétique, balance commerciale ...) ;
4. les coûts des contraintes de capacité liée au stockage de l'eau, du gaz, du transport de fuel ... ;

5. le taux d'actualisation et le scénario d'évolution des fondamentaux ;
6. le mode de production (base, semi-base et pointe), qui détermine le nombre d'heures pendant lesquelles le centre de production produit.

Sans considérer explicitement l'ensemble des paramètres qui entrent en ligne de compte dans la comparaison des coûts des différentes technologies, on peut donner les intuitions de cette conclusion en se basant à titre d'illustration, sur les données qui figurent dans le dernier rapport publié par la DIGEC [1997] sur les « Coûts de référence de la production électrique » en France.

Tableau 1 : le Fonctionnement en base1 scénario de coût de l'énergie « réaliste »			
	Coût complet (c/kWh)	% des coûts fixes	% des coûts variables
<i>Nucléaire</i>	20.7	64	36
<i>Gaz naturel Cycle combiné</i>	23.1	26	74
<i>Charbon</i>	22.2	46	54
<i>Source : d'après DIGEC [1997]</i>			

Si, en France, le nucléaire reste la filière la plus compétitive pour la production en base, le cycle combiné au gaz domine la semi-base et le fuel domestique reste indispensable pour la production en pointe. Si la demande était constante, toutes les unités de production d'un parc seraient de même type, celui qui permet de minimiser le coût moyen pour un niveau de demande donné. Mais, comme nous l'avons souligné la demande d'électricité est très fluctuante. En l'absence de possibilité de stockage massif de l'électricité, la production doit suivre la courbe de charge en temps réel. En période de pointe, un certain nombre d'unités de production sont utilisées. A mesure que la demande diminue, le nombre d'unités de production utilisées diminue. Cela implique de pouvoir arrêter et redémarrer les unités en fonction du niveau de la demande. Les caractéristiques opérationnelles des unités de production (notamment les temps de démarrage², les niveaux de production maximum et minimum, rendement énergétique) prédestinent les centrales à un mode de production (continu ou discontinu). Cette caractéristique justifie la présence d'unités de production de différents types dans un même parc de production. Logiquement, on peut dire que pendant les périodes de pointe, il est préférable de mobiliser les unités qui ont de faibles coûts fixes et des coûts variables élevés. Comme elles ne sont pas utilisées en continue, les coûts variables élevés contribuent moins au coût complet du kWh. A l'inverse, pendant les périodes de base, il est préférable d'utiliser des unités qui ont de faibles coûts variables et des coûts fixes élevés qui seront réparti sur une

¹ : (actualisation à 8%).

² : Ménager [2000] donne les ordres de grandeur suivants : depuis l'arrêt à froid, il faut environ 40 heures pour disposer d'une centrale nucléaire, et 11 heures pour une centrale thermique. Si les centrales sont en arrêt à chaud les temps ne sont plus que de 12 à 18 heures et 3 à 4 heures respectivement. Pour diminuer encore le temps nécessaire pour disposer d'une centrale, il faut les maintenir en réserve tournante, ce qui implique qu'elles produisent une puissance minimale.

utilisation plus longue. Comme la durée de mise en service d'une unité de production pouvant prendre de 5 à 7 ans³, les opérateurs doivent faire face à une incertitude radicale.

Tableau 2 : le mode production des centrales		
Type de moyen de production	Technologie	Caractéristiques
<i>Base (5000 à 6000 heures par an)</i>	Centrales hydrauliques au fil de l'eau Centrale de co-génération	Centrales dont la production fatale est perdue si elle n'est pas consommée
	Centrales nucléaires Centrales à cycle combiné au gaz naturel	Centrales dont le coût du combustible est faible ce qui se traduit par des coûts de incréments faibles
<i>Semi-base (jusqu'à 3500heures par an)</i>	Centrales au charbon Centrale au fioul	Les centrales à fioul ont un coût de fonctionnement plus élevé
<i>Pointe (quelques centaines d'heures par an)</i>	Centrales hydrauliques à réservoir Turbines à combustion Centrales au charbon ou au fioul maintenues en réserve ⁴ Moteur diesel couplé à des alternateurs	Centrales qui peuvent démarrer très rapidement (moins de 15 minutes pour les centrales hydrauliques et les turbines à combustion) et en quelques heures pour celles maintenues en réserve Dispositif de secours pour les moteurs diesel car très coûteux

La minimisation des coûts de production au niveau du système pour faire face aux caractéristiques de la demande

L'exploitation optimale du système vise à déterminer le plan de production des unités qui permet de minimiser le coût de production global tout en assurant la sûreté du réseau. Dans la minimisation du coût de production global, les principaux éléments qui entrent en ligne de compte sont les composantes des coûts variables. Le plan de production non contraint (c'est à dire avant que ne soient prises en compte les contraintes techniques et les contraintes de réseau) s'établit à partir du classement des unités de production par ordre croissant de coûts marginaux. Ce classement est appelé le *merit order*.⁵ [Staropoli 2001].

³ : selon les technologies.

⁴ La mise en réserve d'unités de production signifie qu'elles sont démarrées préventivement pour faire face à un besoin éventuel de puissance supplémentaire. Cette précaution est nécessaire pour les centrales qui ont une phase de démarrage qui peut durer plusieurs heures ; elle a un coût. Toutes les unités ainsi mobilisées doivent, pour des raisons techniques, produire une puissance minimale qui est forcément plus coûteuse que la puissance produite par les unités déjà démarrées.

⁵ Les unités ayant les coûts marginaux les moins élevés sont retenues en priorité dans le plan de production. Elles produisent donc, sinon en continu, du moins pendant des périodes de temps beaucoup plus longues que les unités de production ayant des coûts marginaux plus élevés. Le nucléaire, qui a proportionnellement les coûts les moins élevés est utilisé pendant un nombre d'heure plus important que le charbon. Le charbon qui a proportionnellement les coûts moins élevés que le fuel est utilisé pendant un nombre d'heures plus important que le fuel. S'ajoute une dernière composante du coût : le coût de défaillance qui correspond au « préjudice » pour la collectivité d'une non-fourniture d'électricité. Dans la pratique, le coût de défaillance est alors plus une norme administrative de degré de satisfaction de la demande.

Non-stockabilité et gestion en temps réel de la fourniture électrique

Le fait de ne pouvoir stocker de l'électricité à un coût raisonnable pour de grandes quantités à deux conséquences, la première sur la gestion des réserves pour maintenir un niveau de qualité constant, la seconde sur la nature des contraintes de production qui doivent y faire face.

La question de la qualité

Pour que l'électricité qui est livrée aux consommateurs soit « de qualité » il est nécessaire que les caractéristiques du produit « électricité » soient dans les limites précises du cahier des charges (essentiellement les niveaux de tension et de fréquence⁶) et que la continuité du service soit assurée. Cependant un système électrique est susceptible de subir de nombreux aléas tant au niveau des équipements de production et de transport (pannes, incidents de lignes ou de transformateurs) qu'au niveau de la demande (changements soudains de température, baisse de l'activité économique ...). Ces aléas peuvent venir détériorer la qualité de l'électricité.

Pour faire face aux aléas et assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, il est nécessaire de prévoir une « marge de sécurité » du côté de l'offre. Dans la plupart des industries, cette marge de sécurité se matérialise par le stockage du bien (en cas de surplus) et par le déstockage du bien (en cas de pénurie). La non-stockabilité implique alors que la production et la consommation soient simultanées et qu'il existe une contrainte technique d'équilibre instantané et permanent entre la production et la consommation.

Pour mobiliser en quelques minutes, voire en temps réel, des unités de productions supplémentaires, celles-ci doivent être installées, disponibles⁷ et adaptées à une réponse instantanée. Le recours à ces différents moyens de substitution ne s'improvise pas et implique (i) que des investissements adaptés aient été réalisés ; (ii) que des accords de coopération aient été signés avec les pays voisins interconnectés et éventuellement ; (iii) que des contrats commerciaux aient été proposés aux clients de façon à rendre « volontaire » le rationnement⁸. Il faut donc veiller à ce que les installations de production et les infrastructures soient suffisantes pour satisfaire la demande maximale, ce qui impose une centralisation à la fois sur le long terme et sur le court terme⁹.

L'obligation faite à l'offre de s'adapter à la demande

⁶ : Dès que la valeur efficace de la tension s'écarte de sa valeur idéale (230V en basse tension) ou que la fréquence varie plus que la fourchette prévue autour de 50Hz, cela peut être considéré comme une dégradation de la qualité de l'électricité.

⁷ : La disponibilité du parc de production se calcule par rapport à la demande maximale. NGC [2001] estime qu'en moyenne seul 85% du parc de production peut être considéré comme disponible compte tenu des pannes, des incidents, des travaux de maintenance...

⁸ : L'indicateur couramment utilisé pour mesurer l'état de ces marges de sécurité est appelée la « *marge de capacité* ». Celle-ci indique le pourcentage de capacités disponibles par rapport au niveau maximum de la demande qui peut s'adresser au système. En Angleterre et au Pays de Galle, la marge de capacité était de 24% à l'époque du CEGB [NGC, 2001].

⁹ : Dans le secteur électrique, la qualité du produit est étroitement dépendante de la coordination technique de toutes les transactions en cours ce qui induit l'impossibilité de comportement de Free Riding dans le secteur électrique Finon [2000].

Cette non stockabilité de l'électricité contraint les possibilités d'ajustement du côté de l'offre. Elle impose en contrepartie une gestion du système centralisée, seul moyen de pouvoir mettre en œuvre les différentes solutions de substitution utilisables pour équilibrer en temps réel l'offre et la demande. L'opérateur du système est le seul à pouvoir assumer cette responsabilité.

Par définition, la consommation d'énergie électrique appelée sur un réseau est la somme des consommations des appareils électriques branchés à chaque instant. Elle varie donc en permanence en fonction des connexions et des déconnexions qui interviennent « sans préavis » sur l'ensemble du système. Si on peut considérer que les fluctuations de la demande sont globalement connues de tous les participants de l'industrie, leur ampleur est en partie aléatoire, notamment sur le très court terme et pendant les périodes de pointe. Cette incertitude sur des périodes déterminées pose des problèmes de coordination important car l'opérateur du système¹⁰ doit être en mesure de mobiliser rapidement des unités de production¹¹ supplémentaires pour satisfaire le niveau de la demande qui s'exprime pendant des durées très courtes, mais à des niveaux qui peuvent être jusqu'à trois ou quatre fois supérieurs au niveau de la demande de base. De plus la demande électrique n'est pas traditionnellement sensible aux variations de prix. Rassenti et Smith [1998] considèrent que cette la quasi inélasticité prix de la demande s'explique en grande partie par le fait que, par le passé, les compagnies électriques verticalement intégrée n'ont pas assez encouragé leurs clients à s'effacer pendant les périodes de pointe par des contrats du type « Effacement Jour de Pointe » (EJP)¹². Ces deux caractéristiques de la demande – la faible élasticité–prix et les fortes fluctuations notamment au cours d'une journée– permettent d'expliquer la faible marge de manœuvre dont dispose un consommateur pour gérer sa courbe de demande. Cette rigidité implique que l'ajustement de la production en temps réel soit possible.

¹⁰ : Il est le « planificateur » centralisé, responsable de la sûreté du système, c'est à dire de l'équilibre instantané et continu des flux physiques entre l'offre et la demande

¹¹ : En général, une unité de production correspond à une turbine dans une centrale. La taille d'une unité varie entre 20 et 600MW et il y a entre 2 et 11 unités de production par centrale

¹² : Les clients qui disposent d'une marge de manœuvre pour déplacer dans le temps leur consommation choisissent d'arrêter leur consommation pendant les heures ou les jours de l'année où le système risque d'atteindre ses capacités limites. La contrepartie de cet effort qui permet d'éviter un surdimensionnement du système ou des pannes ou des délestages se retrouve dans une baisse des tarifs le reste de l'année.

Encadré : les courbes de charge et les caractéristiques opérationnelles des centrales

La succession des cycles de consommation d'électricité permet de repérer (1) des périodes de pointe¹³ (quelques centaines d'heures par an), (2) de semi-pointe (ou de semi-base¹⁴) et (3) de base¹⁵. On représente la part de chacune de ces périodes sur une « courbe de charge » ou « monotone des puissances appelées » annuelle, mensuelle ou quotidienne. Cette courbe de charge permet une perception des durées d'appel aux différents paliers de consommation et permet de faire le lien avec les caractéristiques opérationnelles des centrales de production

Figure 2 : la représentation de la « Courbe de charge »

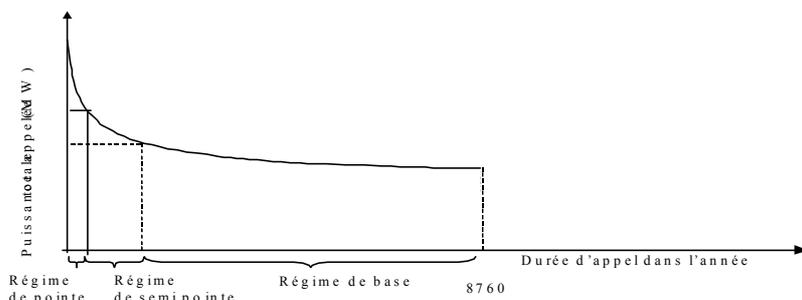
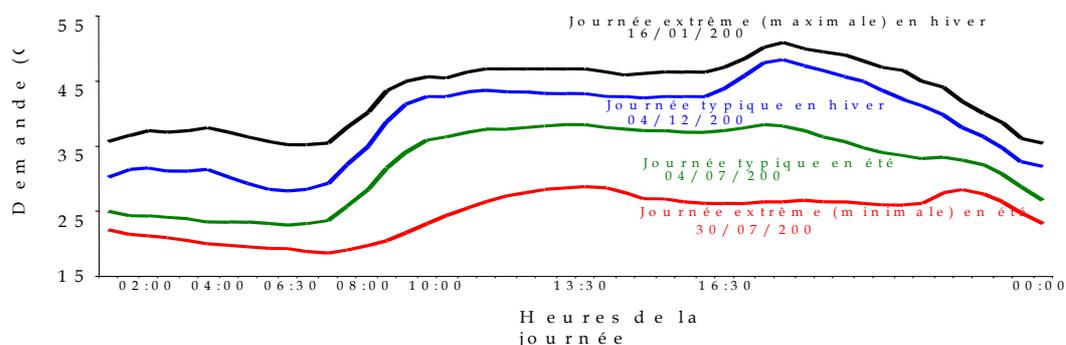


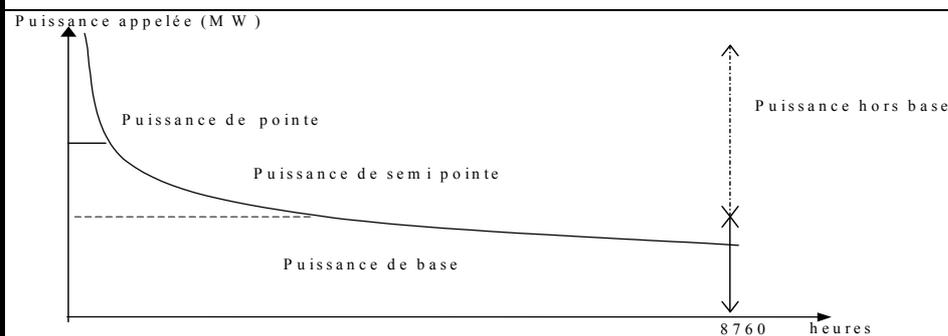
Figure 3 : les courbes de charge de la demande en Angleterre et au Pays de Galles



Source : NGC [2001] Seven Year Statement

Cette courbe de charge déterminera également le mode d'exploitation et la répartition de l'utilisation des différents types de centrales de production électrique en fonction de leurs caractéristiques opérationnelles.

Figure 4 : la répartition des moyens de production le long de la courbe de charge



Source : Staropoli [2001]

¹³ : La période de pointe quelques centaines d'heures par an sur un total de 8760h/an

¹⁴ : La période de semi-base environ 1500h/an sur un total de 8760h/an.

¹⁵ : La période de base concerne au moins 6000h/an sur un total de 8760h/an.

Une contrainte d'optimisation technique et transactionnelle

La coordination de la production électrique nécessaire pour obtenir le dispatche peut se diviser en deux composantes: une composante technique et une composante économique. Nous dirons que la coordination économique vise à déterminer un « *dispatch économique* » alors que la coordination technique vise à déterminer « le *dispatch technique* ».

La coordination économique vise à obtenir l'équilibre à moindre coût pour le système sans se préoccuper de la faisabilité technique qui sera prise en compte en dernier ressort. L'équilibre « économique » est obtenu sans tenir compte des contraintes techniques et des contraintes de transport qui peuvent venir modifier complètement le plan de production obtenu avec le *dispatch* des unités. La coordination économique poursuit des objectifs d'efficacité allocative et productive. Cette étape doit être centralisée au niveau de l'ensemble du système au sens où il paraît difficilement envisageable que les coûts du système soit globalement minimisés sur la base d'échanges bilatéraux. La minimisation des coûts de production du système s'obtient à partir de l'ordonnement des unités de production engagées par coûts variables croissants –le *merit order*. En l'absence de congestion l'efficacité économique de l'industrie électrique veut que les centrales les plus performances (dont le coût marginal de production est le plus faible) soient appelées en premier.

La coordination technique concerne l'équilibre entre les flux physiques d'électricité produits et consommés. Elle poursuit des objectifs d'efficacité technique ou opérationnelle c'est à dire le maintien de la qualité de l'électricité et plus généralement la stabilité et la sûreté du réseau. Elle concerne essentiellement le pilotage du réseau qui implique aussi un certain nombre de décisions au niveau des unités de production. Elle doit être centralisée entre les mains de l'opérateur du système seul détenteur d'une information exhaustive en continu sur l'état du réseau.

La seconde caractéristique déterminante dépend des modes de gestion technico-économiques nécessaires à son acheminement en tenant compte des externalités que représentent les effets de foisonnement et les congestions. Cette contrainte forte impose de mettre en place une gestion centralisée (dans l'espace et dans le temps) des moyens de production et des infrastructures de réseau afin de satisfaire, à chaque instant, et en tout point du réseau, la demande qui s'adresse au système. Pour permettre l'ajustement instantanément entre l'offre et la demande, l'opérateur du système qui est en charge de l'équilibre technique sur le réseau, dispose de plusieurs moyens que l'on pourrait qualifier de « moyen de substitution » au stockage massif d'électricité : augmenter la production des centrales¹⁶; faire des échanges avec l'étranger¹⁷; rationner les consommateurs de manière volontaire ou non.

¹⁶ : soit en mettant en route des centrales qui n'étaient pas en marche ou au contraire en éteignant des centrales qui étaient en marche, soit en augmentant ou en diminuant la puissance produite par des centrales déjà en marche. Selon l'ampleur et la nature des besoins en production supplémentaire l'opérateur du système utilisera la régulation automatique ou bien des centrales mises en réserves, capable de produire des gros volumes d'électricité.

¹⁷ : : importer ou exporter de l'électricité

***Annexe N°2. Les structures de propriété
anglaises de 1990 à 2002.***

1990	2002	
Generation (Capacity GW)		
National Power 30	British Energy (heavy losses)	11.6
Powergen 20	*Innogy (RWE)	8.0
Nuclear Electric8	*Powergen (E.ON)	7.4
	*Scottish Power (merger with Scot &S?)	5.0
	*EDF	5.0
	AES (kept solvent by junk bonds)	4.8
	AEP (2GW for sale)	4.0
	*Scottish & Southern	3.8
	*TXU (1.2GW mothballed)	3.0
	BNFL (huge losses)	2.7
	Edison Mission	2.4
	*British Gas	1.5
	International Power (.5GW mothballed)	1.5
Distribution		
1. London		
2. Eastern		
3. Seeboard	*1. EDF	
4. SWEB		
5. SWALEC	2. The Southern Co (USA)	
6. South Scotland (Scottish Power)		
7. Manweb	*3. Scottish Power	
8. North Scotland		
9. Southern Electric	*4. Scottish and Southern	
10. Norweb	5. North West Water	
11. Yorkshire		
12. Northern	6. Mid-American Energy Holdings	
13. East Midlands	*7. Powergen (E.ON)	
14. Midlands	8. Aquila (USA)	
Retail supply		
1. London		
2. SWEB		
3. Seeboard	*1. EDF	
3. Eastern		
4. Norweb	*2. TXU	
5. South Scotland (Scottish Power)		
6. Manweb	*3. Scottish Power	
7. North Scotland		
8. SWALEC		
9. Southern Electric	*4 Scottish & Southern	
10. Yorkshire		
11. Midlands		
12. Northern	*5. Innogy (RWE)	
14. East Midlands	*6. PowerGen (E.ON)	
Transmission		
NGC (owned by RECs)	NGC (independent)	

* Companies with generation and retail supply

***Annexe N°3. Les gestions comparées de
la main d'œuvre.***

En reprenant l'évolution du nombre de salariés en fin d'année des deux principaux opérateurs anglais, on constate des évolutions de gestion de main d'œuvre très semblables. Les opérateurs ont tendance à se détourner du marché intérieur jusqu'en 1998. A partir de 1998, une rupture de tendance s'opère pour les deux principaux opérateurs qui commencent à embaucher à la fois pour le marché intérieur et pour les opérations internationales qui deviennent de plus en plus importantes.

	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99
<i>National Power</i>	16977	15713	13277	9934	6955	5447	4848	4474	4348	4445
<i>PowerGen</i>	9430	8840	7771	5715	4782	4171	4148	2833	2865	5560

Source : Rapports annuels et CGP [1999]

Le cas de PowerGen est le plus significatif dans ce sens. En effet, le groupe connaît depuis 1998 une vaste politique d'acquisitions internationales qui le conduit à investir dans des activités électriques au niveau mondial. Plus particulièrement, PowerGen investit aux Etats-Unis¹, en Hongrie² et en Inde³. De plus PowerGen développe une stratégie de positionnement en terme de prises de participation et de joint venture dans les marchés électriques allemand⁴, hollandais⁵, portugais⁶, indonésien⁷, australien⁸ et argentin⁹. Le cas de National Power relève de la même nature d'Iberdrola en Espagne. Leur stratégie internationale est opaque, et il ne semble pas qu'ils choisissent la transparence dans l'affectation de leur effectif international spécifiquement dédié à ces tâches.

	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01
<i>PowerGen UK</i>	2865	5560	7130	5903
<i>PowerGen International</i>	591	656	746	830
PowerGen US				301
Total	3456	6216	7876	7034

1 : Louisville Gas and Electric Company et Kentucky Utilities Company.

2 : Csepel Aramtermelo et Csepel Power Company deux producteurs et distributeurs électriques hongrois.

3 : Gujarat PowerGen Energy Corporation Limited. Producteur et distributeur d'électricité.

4 : Saale Energie GmbH et MIBRAG GmbH.

5 MIBRAG BV

6 Turbogás Productora Energetica SA.

7 : PT Jawa Power

8 Yallourn Energy Pty Limited.

9 Gas Natural BAN SA et Distribuidora de Gas Cuyana.

Les principales entreprises espagnoles et les réductions d'effectifs

Dans le cas espagnol, malgré les difficultés rencontrées par chacune des expériences de transformation de l'organisation du SEE, il nous semble que la rationalisation des effectifs soit une constante depuis 1990 pour l'ensemble des grandes compagnies électriques espagnoles.

Il faut noter que ce processus de rationalisation des effectifs opère aussi bien sur les entreprises publiques (Endesa jusqu'en 1998) que les anciens opérateurs privés comme Iberdrola et Union-Fenosa. Cet élément nous semble démontrer le caractère traditionnellement coopératif du Système Electrique Espagnol, ou la nature de la propriété n'était pas suffisante pour rationaliser cette surcapacité en employés.

Dans le cas d'Endesa, cette rationalisation des effectifs s'accompagne de choix stratégiques d'acquisitions internationales liés au développement de la main-d'œuvre en Amérique du Sud d'abord¹⁰, puis en Europe¹¹. Il faut noter, dès 2000, une rationalisation de la main d'œuvre internationale qui semble marquer une volonté d'appliquer les préceptes d'efficacité dans les pays en voie de développement à l'instar de l'expérience déjà vécue en Espagne.

Dans le cas de Union-Fenosa, la stratégie de suppressions d'emplois s'accompagne d'une diversification internationale moins intense, mais dont le désengagement des activités électriques est sensible au profit des activités de distribution de services (téléphone, eau, gaz, Internet) à ces clients.

En ce qui concerne Iberdrola, la stratégie internationale du groupe est plus opaque, il est en effet impossible de déterminer l'évolution des salariés affectés à des missions internationales au sein de cette compagnie. Cependant son activité internationale est intense et ses prises de participations en Amérique Latine sont nombreuses et diversifiées dans le gaz, l'eau et les télécoms¹². Cependant il n'existe pas encore de stratégie d'actifs vers l'Europe alors que cela est le cas pour Endesa.

10 : **Colombie** 29.2% d'ENERSIS (510 MW et 2070GWh) EMGESA (2458 MW et 7106 GWh) CODENSA (1.6 Millions clients et 8000 GWh) ; **Pérou** 43.5% d'ETEVENSA (540 MW et 750GWh) EDEGEL (700 MW et 2808 GWh) 29.4% de PUIRA (150 MW et 102 GWh) 18% d'EDELNOR (800 000 clients et 3257 GWh) ; **Chili** : CHILI (3200MW et 13 254 GWh) : 73.9% de CHILECTRA (1.2Millions de clients et 7 000 GWh) : 81.4% de RIO MAIPO (250 000 clients et 1000 GWh) TRANSELEC (7 400 Km 66-500 KV) ; **Argentine** : CDS (70 + 775 MW et 80 GWh) : Costanera/CBA (1460+832 MW et 5341 GWh) El Chocron (1320 MW et 2935 GWh) : 38.05 % d'Edenor (2.2 Millions clients et 11515 GWh) : EDESUR (2.1 Millions clients et 11174 GWh) 22.2% de Yacylec (282 Km 507 KV) : 55% de CIEN (500 KM de 500 KV) ; **Brésil** : 7.03% de CERJ (64 MW et 6424 GWh et 1.4 millions clients) : 29.87% de COELCE (4778 GWh et 1.4 Million clients) : Cauchoeira Dourada (658 MW et 3820 GWh) ; **Venezuela** : 7.9% d'Elecar (2369MW 1.1 Million de clients et 9613GWh) ; **République Dominicaine** : 40% de CEPM (35 MW et 121 GWh).

11 **France** : Soprolif (250Mw et 960 GWh) ; **Portugal** : Tejo Energia (600MW et 3605 GWh)

12 : 1.35% Telesudeste Brésil : 39985 MP : 11.94% de Teleste : Brésil : 11 372 MP : 7% de Telebrasil : 324 501 MP : Gaz au Brésil : Holding Iberdrola IBV : 44200 MP : La banque IBV est très influente au pays basque : Immobilier : 100% APEX 2000 9 272 MP : Ciments : 8.06 % CEMENTOS PORTLANDS SA 6959 MP

Tableau 3 : le nombre de salariés moyens dans les principales compagnies espagnoles											
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Endesa	15661	16565	16374	15757	16724	16338	24491**	23377	19479	18 199	17 274
Iberdrola	7972*	12082	16071	15861	14658	14366	13999	14023	13042	11063	10879
Union-Fenosa	5682	5490	5355	5149	5156	4914	4836	4602	4461	3933	3321
HC	1 427	1 375	1 336	1 316	1 312	1 300	1 269	1 222	1250	1274	1 206
Total des premiers	30742	35512	39136	38083	37850	36918	44595	43224	38232	34469	32 680
<i>Source : rapports annuels</i>											
<i>* La fusion d'Iberduero et d'Hidroeléctrica Espanola en 1991 fonde Iberdrola¹³.</i>											
<i>**Fusion des compagnies régionales de distribution Fecsa et Sevillana au sein d'Endesa Grupo.</i>											

13 : Iberdrola devient alors la première entreprise électrique espagnole en terme de distribution et la seconde en terme de production derrière le Groupe Endesa.

Annexe N°4 Le groupe Enron

Le groupe Enron est né en 1985 de la fusion de deux exploitants de pipelines de gaz. Peu à peu il se spécialise dans le trading (achat pour revente en gros) de matières premières (gaz, pétrole, charbon, électricité), tout en disposant d'actifs de production d'énergie. L'expansion du groupe est à la fois géographique et sectorielle. Enron sait profiter rapidement des opportunités qu'offre la libéralisation des marchés de l'énergie aux Etats-Unis et en Europe. Du fait de sa réussite dans le trading d'énergie, il étend son champs d'activité, assurant également des transactions sur des produits climatiques, sur les bandes de fréquence dans les télécommunications... Sa plate-forme de trading on-line a un franc succès.

La croissance du groupe est très forte: entre 1996 et 2000, son chiffre d'affaires passe de 13,3 milliards de dollars à un peu plus de 100 milliards de dollars, soit une croissance de 650 % sur quatre ans. En janvier 2001, la capitalisation boursière d'Enron est à son sommet, à 80 milliards de dollars. Au début du mois de décembre 2001, elle n'est plus que de 450 millions de dollars.

La faillite

La crise de liquidité

La révélation au cours du mois de novembre de l'existence de montages hors-bilan douteux portant des pertes latentes pour le groupe (appauvrissement du capital d'Enron de 1,2 milliards de dollars) entraîne simultanément une méfiance des contreparties et créateurs d'Enron, la dégradation de la notation de la dette du groupe et une obligation d'effectuer des remboursements à laquelle Enron ne peut satisfaire par manque de liquidités. Début décembre, le groupe, acculé par ses créanciers, se place sous la protection du chapitre 11 de la loi américaine des faillites.

Impact de la faillite sur les acteurs du secteur de l'énergie.

La faillite d'Enron n'a pas entraîné de crise systémique dans le secteur de l'énergie. Les positions sur Enron étaient réparties sur un nombre suffisamment grand d'acteurs pour qu'il n'y ait pas propagation de la crise de liquidité. Elle a cependant été un choc important. Les opérateurs américains ont notamment dû supporter une méfiance exacerbée des différents agents financiers (banques, investisseurs, agences de rating) s'interrogeant sur leur santé.

Les acteurs les plus touchés financièrement sont les banques prêteuses du groupe dont les deux plus exposées sont JP Morgan Chase et Citigroup, sans parler des employés actionnaires qui ont vu disparaître leurs retraites dans la faillite.

L'analyse

La faillite d'Enron est certes d'abord le produit d'un scandale financier dû à la révélation de pertes latentes masquées dans des montages hors-bilan. Elle ne peut cependant être résumée à des malversations qui auraient fait écrouler un empire par ailleurs sain. La crise de liquidités révèle par exemple la faiblesse des marges de manœuvre d'Enron dans la levée de fonds, ce qui suggère l'existence de problèmes plus profonds au sein du groupe.

L'analyse de l'évolution du groupe Enron depuis ses débuts permettrait d'apporter des éléments à l'explication de sa faillite.

Une croissance effrénée pour maintenir sa rentabilité:

Enron a misé sur le développement des activités de trading dont il a su tirer d'importants profits au début de la libéralisation des marchés de l'énergie. La diminution logique des rentes sur des marchés libéralisés de plus en plus matures a affecté sa rentabilité et l'a poussé à croître géographiquement ainsi qu'à se diversifier et à opérer sur des matières premières n'ayant plus de rapport avec l'énergie. La recherche de gains à court terme n'a pas permis une stabilisation du processus de croissance qui de toute évidence n'aurait pu durer éternellement.

Une activité de trading ne s'appuyant pas sur des actifs de production:

La proportion de ses activités basées sur des actifs de production par rapport à l'activité de trading a diminué continûment, le modèle économique d'Enron passant d'un modèle «Asset Heavy» dans les années 80 à un modèle «Asset light». Ceci est dû à une politique favorisant les activités les plus rentables (un retour sur capitaux investis plus important pour le trading) sans chercher à les appuyer suffisamment sur des activités moins risquées générant certes des cash flow moins importants mais réguliers.

Faiblesse des fonds propres:

Les fonds propres du groupe étaient faibles par rapport au montant de l'activité de trading. Des montages financiers hors-bilan étaient utilisés pour masquer l'importance de la dette du groupe.

Dans cette logique de financement hors-bilan, certains montages permettaient notamment de dégager des volumes de cash importants à partir d'actifs, le risque supporté par la structure ad-hoc créée à cet effet étant garanti par Enron.

Lors de la crise de confiance qui frappe Enron, ce dernier ne peut donc s'appuyer ni sur ses fonds propres, ni sur ses actifs.

Les leçons?

Enron était le spécialiste le plus reconnu du trading d'énergie et en avait fait une activité très rentable. Sa faillite met en évidence les limites d'une croissance insuffisamment contrôlée. En effet, le trading est une activité qui atteint rapidement sa maturité sur les marchés où elle est opérée, et dont les revenus sont volatiles et donc risqués. Ce risque doit pouvoir être équilibré par des fonds propres ou des actifs en quantité suffisante.

Annexe N° 5. L'évolution des accords de branche

Il ressort de ce premier accord de « self regulation » que, pour chaque transaction individuelle, le tarif applicable au transit comprend différentes composantes¹. Ce premier accord de branche a débouché sur un système de tarification très complexe et multiple. On a recensé environ 500 accès au réseau / transits sur cette base et aucun cas de contentieux sur le transport (seulement une demi-douzaine en distribution). Les limites de ce premier système d'autorégulation ont été soulignées par les traders en énergie. Ces intervenants souhaitent connaître à l'avance les conditions tarifaires de transit pour pouvoir réaliser des arbitrages précis entre les différentes sources possibles d'approvisionnement en énergie pour leurs clients, et pour ce faire, ils devaient connaître précisément et ex ante, le coût d'accès et d'utilisation de l'acheminement de la fourniture au travers des réseaux de transport puis de distribution. Le premier système mis en œuvre était donc trop technique et pas assez simplifié pour être facilement applicable par les nouveaux entrants. Conscients de ces problèmes de fond, les mêmes intervenants se sont entendus pour mettre fin à ce système le 30 septembre 1999 et lui substituer un deuxième accord de branche qui a pris effet au 1^{er} janvier 2000.

Les industriels ont présenté au Ministère fédéral de l'économie le *Verbändevereinbarung 2* relatif aux conditions tarifaires d'accès des tiers au réseau. Ces nouvelles conditions se basent essentiellement sur deux changements : 1- L'abolition du système de tarification pour chaque transaction² dont tous les acteurs soulignent l'effet simplificateur et 2- La suppression de la composante attachée à la distance mais à la différenciation selon deux zones d'échange ; l'une au nord et à l'est couvrant les zones d'activité de VEAG, PreussenElektra, VEW Energie, HEW et Bewag et l'autre au sud et à l'ouest, pour EnBW, RWE Energie et Bayernwerk³.

Certains commentateurs, dont Gassner [2001], voient dans la création de cette bi-zone [Bogue 2001] un reste de cette logique de tarification à la distance simplifiée pour préserver les objectifs de solidarité nationale avec les anciennes régions de l'Est. Les limites de cette deuxième

¹ : les coûts d'infrastructure ; les coûts de transformation ; la rémunération de l'énergie de compensation (toujours sur la base d'une transaction individuelle) ; les services auxiliaires ; pour une distance supérieure à 100 km (à vol d'oiseau) une composante de distance au niveau du transport, proportionnelle à cette distance est incorporée.

² : Désormais, c'est un montant annuel qui est facturé à tout utilisateur du réseau. Ce système, de type *Point of Connection Tariff*, est présenté comme un ticket d'entrée permettant l'accès au réseau une fois pour toutes. Le prix est différencié selon le niveau de tension.

³ : Quand l'électricité est échangée entre ces deux zones (et aussi lors d'échanges internationaux), une charge supplémentaire de 0,25 Pf/kWh (0,128 Euro/kWh) est attachée à cette transaction.

transformation de l'accord de « self regulation » ont également été soulignées par Eberlein [2001] qui souligne que malgré l'introduction de cette nouvelle formule de tarification, il semble que toutes les compagnies de distribution ne jouent pas encore le jeu de la publicité des tarifs d'accès.

Pour résoudre ce problème, la dernière version de l'accord de branche utilisera le concept de "marché comparable" (servant de critère de comparaison dans le § 19 de la loi sur la concurrence). Parce que l'évaluation des tarifs d'accès est plus pertinente si l'on scinde les exploitants de réseaux en groupes d'entreprises comparables (technique de Benchmarking), plusieurs critères de comparaison sont énoncés comme pouvant déterminer des grilles de comparaison⁴ En tout, l'accord scinde les électriciens suivant 18 catégories⁵, et pour les exploitants de réseaux dont les tarifs se situent dans le tiers supérieur, les utilisateurs de réseaux peuvent saisir un arbitre⁶.

Les caractéristiques structurelles prises en compte pour la comparaison des tarifs d'utilisation des réseaux dans l'accord de branche de décembre 2001			
Caractéristique structurelle	1 ^{ère}	2 ^{ème}	3 ^{ème}
Basse tension	Densité de population (habitants / km ²)	Taux de lignes enterrées (%)	Est / Ouest
Moyenne tension	Densité de consommation		
Haute Tension	(kWh / km ²)		
Source : VV2 Plus, Anlage 3.			

Pour les deux premières caractéristiques structurelles, des seuils sont fixés qui permettent de classer les entreprises suivant qu'elles se situent dans la catégorie basse, moyenne ou haute. Cette classification des entreprises de réseau en 18 catégories, pour permettre leur comparaison, permettra peut-être de remédier à certains problèmes informationnels qui se posent dans le cas de la régulation ex-post.

⁴ : Densité de population pour la basse tension (habitants / km²), densité de consommation pour la moyenne et la haute tension (kWh / km²), taux de réseaux souterrains (%), localisation (est/ouest).

⁵ : L'association VDN publiera ces caractéristiques ainsi que les tarifs d'utilisation des réseaux.

⁶ : Dans le cadre de cette procédure d'examen des tarifs, il incombe à l'exploitant de réseau de prouver que ses tarifs sont justifiés

Ainsi, la négociation de l'accord "*VV2 Plus*", conclu le 13 décembre, a débuté début mai 2001. Dans VV2, VIK était opposé à la définition de tarifs décentralisés (concrètement, cela revenait à faire payer un prix supplémentaire dès que les échanges d'électricité dépassaient les frontières d'une entreprise suprarégionale). Le compromis proposé par les électriciens a consisté à faire passer le nombre de zones de 8 à 2. Au 1^{er} juillet 2002, la "composante T" fut abandonnée, comme conséquence des deux grandes fusions (RWE – VEW et Preussen Elektra – Bayernwerk).

Les trois accords de branche réglant l'accès aux réseaux

VV I du 22.5.1998

Les tarifs de transmission sont établis en fonction des coûts occasionnés par la transmission. Ils se décomposent en :

- un prix pour l'utilisation du réseau très haute tension (ce prix a une composante fonction de la distance, dès lors que plus de 100 km séparent le point d'injection du point de soutirage),
- un prix pour l'utilisation des réseaux de distribution (dépend des niveaux de tension utilisés + une composante fixe pour la transformation),
- un prix pour les services auxiliaires (y compris les pertes).

Son principal défaut : les tarifs de transmission sur le réseau haute tension dépendants de la distance séparant le point d'injection du point de soutirage. Les tarifs qui en découlent sont élevés en comparaison internationale. Par ailleurs, cet accord a été jugé difficile à mettre en œuvre en raison de la complexité des formules tarifaires.

VV II du 13.12.1999

Le principal changement consiste à abandonner la tarification fonction de la distance et à introduire une tarification au point de connexion.

- Un contrat d'utilisation du réseau (distinct du contrat de fourniture d'électricité) est signé avec l'exploitant du réseau. Ce contrat permet l'utilisation de tous les niveaux de tension du réseau.
- Le tarif comporte un prix de mise à disposition d'une certaine puissance, éventuellement corrigé par un facteur g (désignant le "degré de simultanéité"). Il inclut les pertes et services auxiliaires.
- L'Allemagne est séparée en deux zones. Un paiement supplémentaire est dû en cas de franchissement de la frontière séparant les deux zones (cette disposition a été abandonnée en juillet 2000).
- Chaque utilisateur de réseau est affecté à une zone d'échanges et une zone de réglage (celles-ci correspondent aux territoires des 8 sociétés supra-régionales). A l'intérieur d'une zone de réglage, les utilisateurs de réseau peuvent créer des "cercles de bilan", permettant l'ajustement des écarts entre différents clients.
- Les prix sont déterminés sur la base de coûts calculés suivant les mêmes critères que ceux employés par l'Etat pour surveiller la formation des prix. Le critère de comparaison avec une situation concurrentielle est aussi appliqué (comparaison avec d'autres exploitants de réseaux).
- Pour la fourniture de clients privés (clientèle de masse), des profils de consommation doivent être appliqués.

VV II+ du 13.12.2001

Le nouvel accord de branche apporte des modifications moins importantes que le précédent.

- Désormais le contrat d'utilisation du réseau du client peut être géré par son fournisseur d'énergie (permet d'éviter que le consommateur signe deux contrats).
- Les exploitants de réseau doivent faire une proposition de contrat d'accès dans un délai de deux semaines à compter de la demande.
- Les contrats d'utilisation du réseau peuvent être conclus sur une base mensuelle au lieu d'une base annuelle (avantage pour les clients dont la demande est fluctuante).
- La flexibilité des échanges d'électricité entre "cercles de bilan" est améliorée. Jusqu'à présent, chaque "cercle de bilan" était soumis à l'obligation de payer pour les écarts (même si les écarts d'un autre "cercle de bilan" permettaient de compenser les écarts en question). Désormais, la compensation des écarts entre cercles de bilan d'une zone de réglage est permise.
- Les nouvelles règles de tarification permettent de différencier les tarifs suivant la durée d'utilisation annuelle des clients.
- Le concept de "marché comparable" (servant de critère de comparaison dans le § 19 de la loi sur la concurrence) est précisé. Parce que l'évaluation des tarifs d'accès est plus pertinente si l'on scinde les exploitants de réseaux en groupes d'entreprises comparables, plusieurs critères de comparaison sont énoncés : densité de population pour la basse tension (habitants / km²), densité de consommation pour la moyenne et la haute tension (kWh / km²), taux de réseaux souterrains (%), localisation (est/ouest). En tout, l'accord scinde les électriciens suivant 18 catégories. L'association VDN publiera ces caractéristiques ainsi que les tarifs d'utilisation des réseaux. Pour les exploitants de réseaux dont les tarifs se situent dans le tiers supérieur, les utilisateurs de réseaux peuvent saisir un arbitre. Dans le cadre de cette procédure d'examen des tarifs, il incombe à l'exploitant de réseau de prouver que ses tarifs sont justifiés

Sources : Müller [2001], VIK [2002], Verbändevereinbarung [2001] et Dubois [2002].

Annexe 6 : l'évolution des schémas de régulation espagnols depuis 1977.

	1977	Avant 1988	1987-1997	1994-1996	1997/1998	1998/1999
			MLE	LOSEN*	Ley 97/54	Ley Hydrocarbures
Tarification	Coûts de services globaux du secteur électrique	Coûts de services globaux du secteur électrique	Coûts standards proches du RPI +-X	Acheteur unique et double système de tarification	Pool qui va progressivement s'appliquer à tous les consommateurs. Système de double enchères centralisées avec des opérateurs de système et de marché	Changement de calendrier d'éligibilité.
Unbundling	Non	Non	Non	Oui	Oui de manière comptable avant 2000	Oui de manière comptable avant 2000
Agence de régulation	Non	Non	Non	CNSE agence de consultation	CNSE agence de consultation	CNSE disparaît en 2000 pour laisser la place à une Commission de l'Energie
Nombre d'entreprises en production	Iberduero 19.9 %, Hidrola 13.4%, C Sevillana 8.7, Endesa 8.7%, Henher 4.1%, FECSA 7.3%, Union electrica 5.8% Fenosa 5.8%, Autres 26.5% Cross 1996	En 1984 : 11 entreprises verticalement intégrées Production distribution transport	1997 : 4 entreprise en production et distribution		4 entreprises en production réalisent 89% de la production. Les 11% restant étant le fait de l'autoproduction.	
Nombre d'entreprises en transport	En 1979, ASELECTRICA l'Asociacion de Empressas Electricas para le Explotacion del Sistema Electrico. Elle a crée les moyens techniques du contrôle informatiques des flux électriques nationaux.	En 1985, la REE est la seule entreprise, elles est responsable du dispatch national	la REE est la seule entreprise est responsable du dispatch		la REE est l'opérateur de système	la REE est l'opérateur de système
Nombre d'entreprises en distribution	*	En 1984 : 11 entreprises verticalement intégrées Production distribution transport	4 entreprises contrôlent 97% de la distribution en 1997		4 entreprises contrôlent 97% de la distribution	
Relations avec fournisseurs de combustibles	Endesa est intégrée vers l'amont avec le charbon.	Endesa est intégrée vers l'amont avec le charbon.	Idem		Iberdrola Contrat avec Repsol et Engas (gas natural) Endesa Contrat avec Cpsa & Gas natural	
* Données indisponibles.						
** Projet jamais appliqué concrètement						

Annexe N° 7 le programme de privatisations anglaises

Année	Entreprise	% de ventes	Revenus en millions de £
1982	Amersham International	100	63
1983	Associated British Ports	51	22
1984	Associated British Ports	49	270
1981	British Aerospace		149
1985	British Aerospace		550
1987	British Airports	100	919
1987	British Airways	100	900
1994	British Coal Corp	100	700
1979	British Petroleum		290
1983	British Petroleum		565
	British Rail		
	British Shipbuilders		
1988	British Steel	100	2500
1982	Britoil	51	548
1985	Britoil	49	450
1981	Cable and Wireless	50	224
1985	Cable and Wireless	50	602
1984	Entreprise Oil	100	393
1984	Jaguar	100	294
	Leyland Bus, Leyland Trucks		
	National Bus Corp		
1982	National Freight Corp		
	National Transcommunications Ltd		
1987	Roll-Royce	100	1363
1988	Rover Group		
1987	Royal Ordnance		
1986	Trustee Saving Bank	100	1360
1984	Wyth Farm Oilfield		
	Utilities		
1984	British Telecom	52	3916
19 911 993	British Telecom	26-21	5241-5202
1986	British Gas	100	5434
	Electricity		
1991	Generators NP + PG	60	2100
1995	Generators NP + PG	40	3590
	12 RECs et NGC	100	5100
1991	Scottish Cos	100	2900
1992	Northern Ireland Electricity	100	362
1989	10 Water Cos	100	5200
Source : Newberry [2000]			

Annexe 8. Les réseaux de distribution avant la réforme de 1996 en Espagne



Annexe N°9 sur les opérations de consolidation en 1983 en Espagne

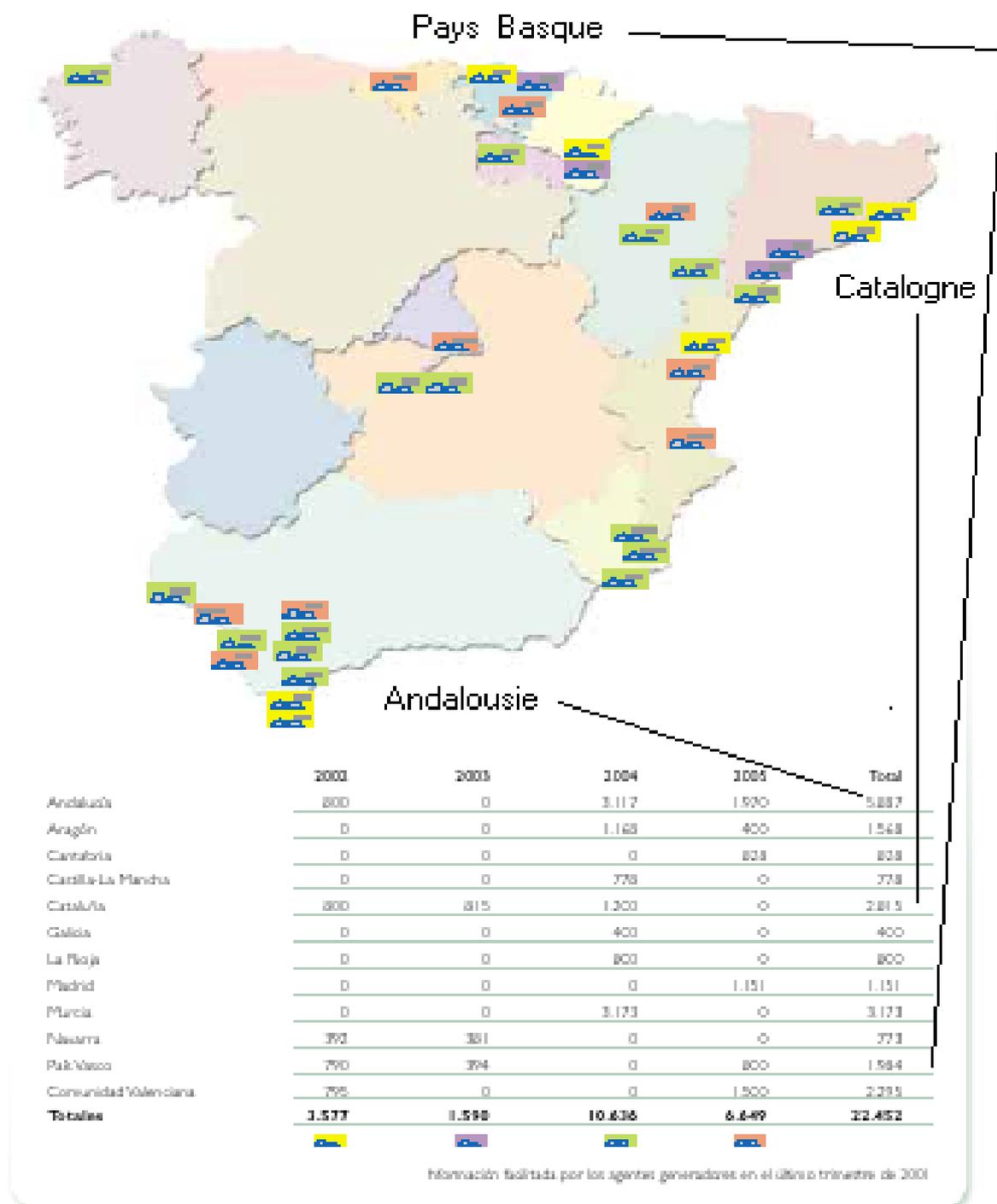
	% de vente	vendeurs	Acheteurs
Centrales nucléaires			
Amaraz I et II	21,60%	Union Fenosa	16,66% à Iberduero + 2,68 Hidrola + 2,68 C Sevillana
Trillo I	33,50%	Union Fenosa	Iberduero
	13,00%	Endesa	Iberduero
	7,00%	Endesa	Hidro Cantabrico
Asco I	40%	FESCA	Endesa
Asco II	40%	Enher	Endesa
Vandellos II	54%	Enher	Endesa
	8%	FESCA	Endesa
	10%	Hidroeletrica de Segre	Endesa
Centrales "classiques"			
Anllares	33,33%	Union Fenosa	Endesa
Litoral de Almeria	33,33	Endesa	C. Sevillana
Centrales Hydroliques			
Prada	100%	Union Fenosa	Endesa
Porto	100%	Union Fenosa	Endesa
San augustin	100%	Union Fenosa	Endesa
San Sebastian	100%	Union Fenosa	Endesa
Eume	100%	Union Fenosa	Endesa
Distribution			
En Avila et Madrid		Union Fenosa	Iberduero
En Leon y Palencia		Union Fenosa	Iberduero
En Asturias		Union Fenosa	Hidro Cantabrico
En Lugo		Iberduero	Union Fenosa
En Aragon y Cataluna		FECSA	Enher
Terrains			
En Almaraz		Hidro Espagnola	Union Fenosa
En Almaraz		Hidro Espagnola	C. Sevillana
En Vandellos		Enher	FECSA
En Vandellos		Enher	Hidroeletrica de Segre
En Asco		FESCA	Enher
En Asco		FESCA	Hidroeletrica de Segre
En Asco		FESCA	Hidro Cataluna
Actions			
475 000 de Guadisa		Union Fenosa	C. Sevillana
3 350 415 de ERZ		Iberduero	Endesa
3 091 985 de ERZ		FESCA	Endesa
335 800 de Pucarsa		Endesa	C. Sevillana

Annexe N°9 sur les opérations de consolidation en 1983 en Espagne

	% de vente	vendeurs	Acheteurs
Centrales nucléaires			
Amaraz I et II	21,60%	Union Fenosa	16,66% à Iberduero + 2,68 Hidrola + 2,68 C Sevillana
Trillo I	33,50%	Union Fenosa	Iberduero
	13,00%	Endesa	Iberduero
	7,00%	Endesa	Hidro Cantabrico
Asco I	40%	FESCA	Endesa
Asco II	40%	Enher	Endesa
Vandellos II	54%	Enher	Endesa
	8%	FESCA	Endesa
	10%	Hidroeletrica de Segre	Endesa
Centrales "classiques"			
Anllares	33,33%	Union Fenosa	Endesa
Litoral de Almeria	33,33	Endesa	C. Sevillana
Centrales Hydroliques			
Prada	100%	Union Fenosa	Endesa
Porto	100%	Union Fenosa	Endesa
San augustin	100%	Union Fenosa	Endesa
San Sebastian	100%	Union Fenosa	Endesa
Eume	100%	Union Fenosa	Endesa
Distribution			
En Avila et Madrid		Union Fenosa	Iberduero
En Leon y Palencia		Union Fenosa	Iberduero
En Asturias		Union Fenosa	Hidro Cantabrico
En Lugo		Iberduero	Union Fenosa
En Aragon y Cataluna		FECSA	Enher
Terrains			
En Almaraz		Hidro Espagnola	Union Fenosa
En Almaraz		Hidro Espagnola	C. Sevillana
En Vandellos		Enher	FECSA
En Vandellos		Enher	Hidroeletrica de Segre
En Asco		FESCA	Enher
En Asco		FESCA	Hidroeletrica de Segre
En Asco		FESCA	Hidro Cataluna
Actions			
475 000 de Guadisa		Union Fenosa	C. Sevillana
3 350 415 de ERZ		Iberduero	Endesa
3 091 985 de ERZ		FESCA	Endesa
335 800 de Pucarsa		Endesa	C. Sevillana

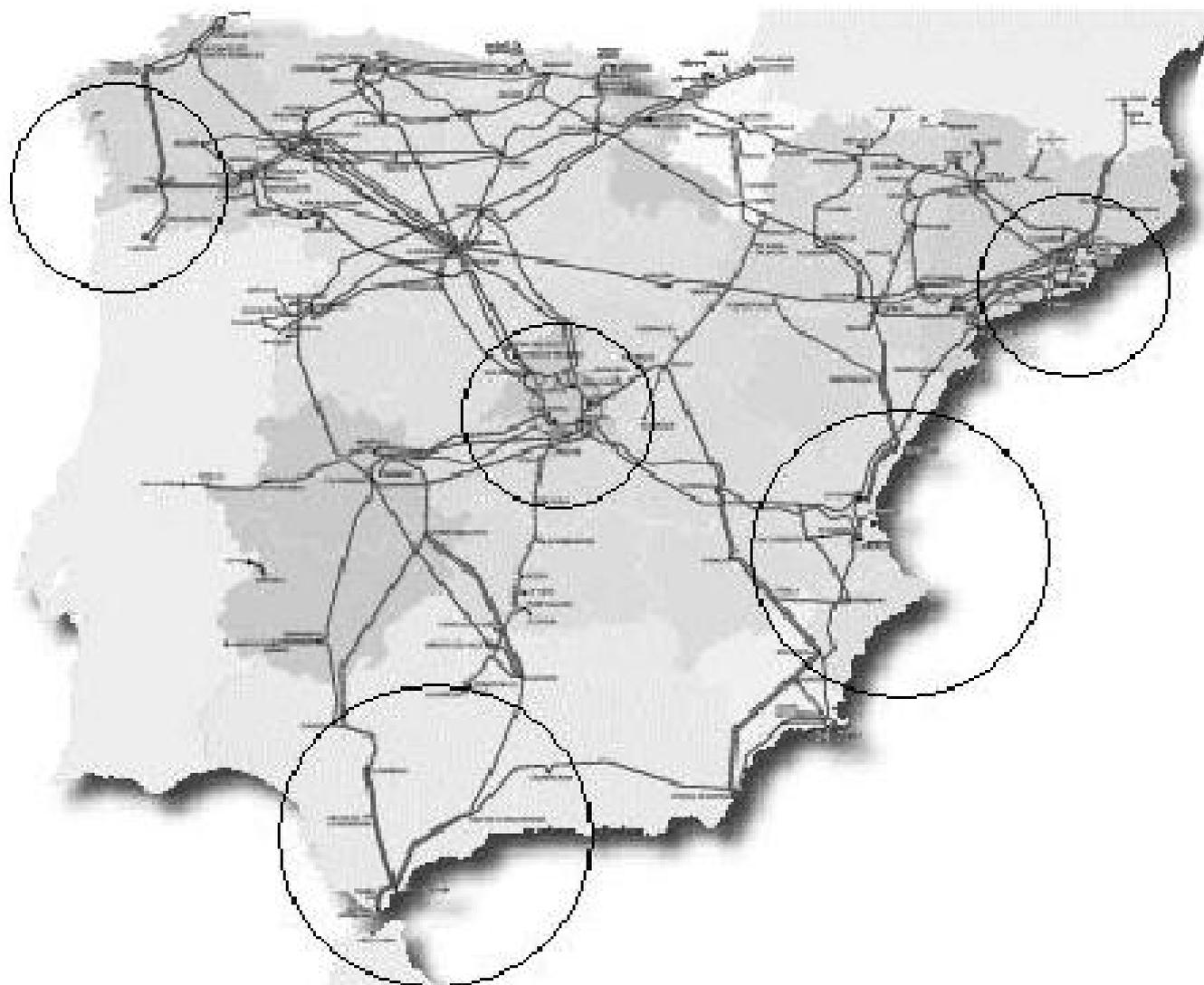
Annexe 10 : Les dimensions géographiques

LES PROJETS DE CENTRALES EN CYCLE COMBINES



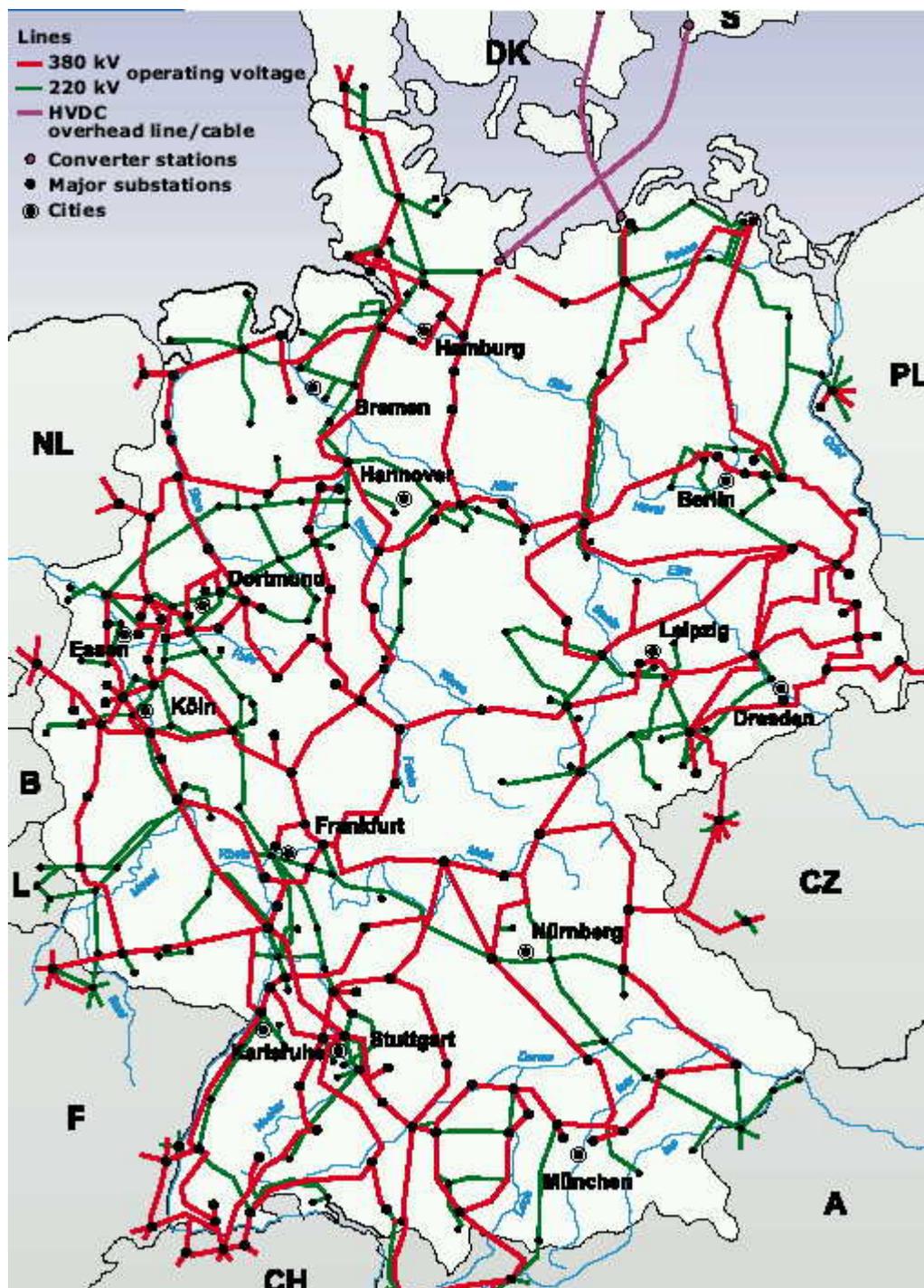
REE [2002]

LOCALISATION DES PROBLEMES DE RESTRICTIONS TECHNIQUES SUR LE RESEAU
ESPAGNOL



L'Allemagne

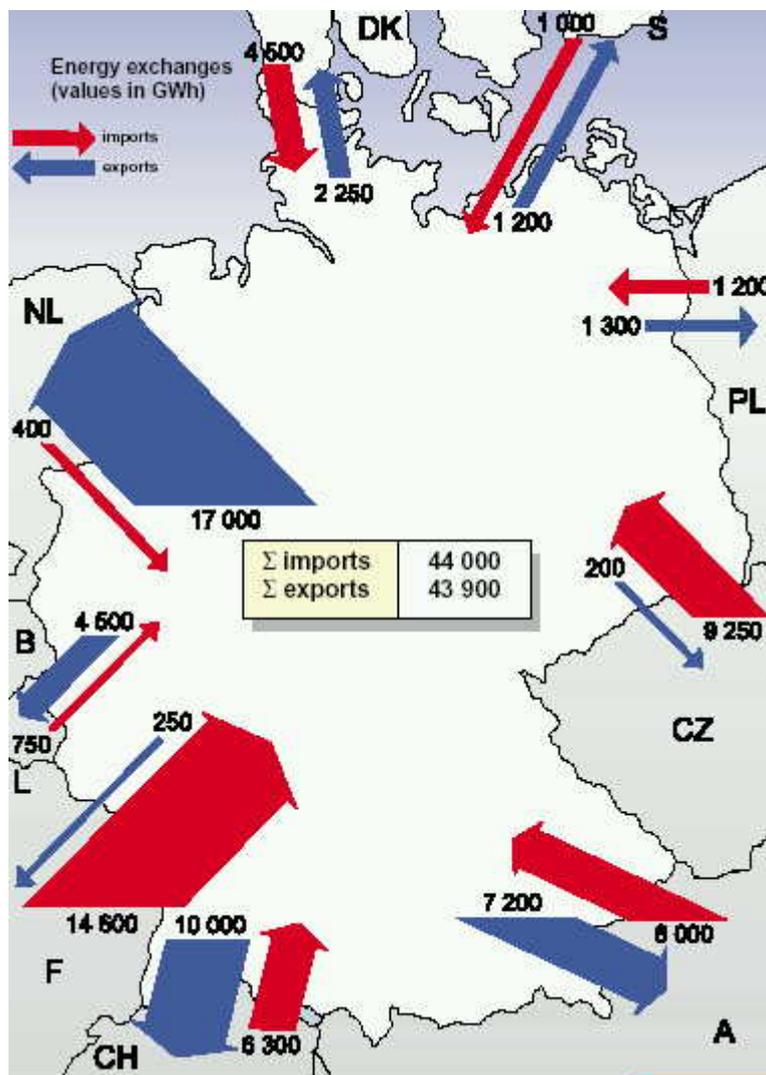
Les réseaux



Zones de Distribution



Interconnexions



ANNEXE N°1. Les caractéristiques techniques et institutionnelles du bien électricité

Bien qu'à l'origine l'électricité se développe sous le signe de la concurrence, comme une source d'énergie décentralisée, où les unités de production étaient une par une reliées aux centres de consommation. Cette étape n'a duré que quelques années. Le progrès technologique portant sur l'accroissement des tailles unitaires des moyens de production et la mise au point de techniques performantes de transport à moyenne et longue distance, a rapidement favorisé l'adoption d'une structure organisationnelle verticalement intégrée avec la concentration des décisions comme caractéristique principale. Ce processus d'intégration a été accompagné d'une réglementation grandissante de la part des pouvoirs publics et, dans certain cas, par la gestion étatique directe de la fourniture électrique par des entreprises publiques.

Pour expliquer dans ce chapitre ce processus d'intégration et de réglementation, puis sa remise en cause, nous procéderons de la manière suivante. Dans un premier temps, nous rappellerons à la lumière de la Théorie des Coûts de Transaction les avantages de la coordination centralisée des opérations au sein d'une entreprise verticalement intégrée. Nous verrons également les fondements de l'intervention publique dans l'industrie électrique face aux demandes variées des parties prenantes au secteur électriques, les opérateurs électriques, les consommateurs et les divers bénéficiaires des activités électriques. Dans une seconde étape nous verrons que ces besoins de coordination économique restent essentiels dans la remise en cause des solutions organisationnelles verticalement intégrées. Nous verrons alors que les économies de coordination liée à l'intégration verticale demeurent, et il est nécessaire de les préserver dans la conception des nouvelles formes d'organisation industrielle et de leurs cadres réglementaires. Finon [1996] souligne ainsi que la complexification des cadres réglementaires semble être, à bien des égards, un résultat de la gestion concurrentielle administrée explicitement. Nous montrerons ainsi qu'au delà des justifications des réformes électriques qui insistent sur les avantages dérivant de l'introduction de la concurrence, il convient d'analyser l'ensemble des effets des différents types de réforme. La dé-intégration verticale des maillons de la production et du transport ainsi que l'introduction contemporaine de formes concurrentielle, loin de faire disparaître les difficultés transactionnelles de cette industrie, provoquent une complexification importante des procédures d'exploitation. Elle nécessite alors l'adoption de nouvelles structures de gouvernance qui représente un défi institutionnel très important. Il paraît désormais possible de restructurer les relations verticales et horizontales dans les industries électriques pour permettre l'exercice de la concurrence dans les activités potentiellement concurrentielles. Il n'y a plus d'obstacle fondamental à établir des coordinations entre unités décentralisées pour préserver les externalités de réseau et gérer les contraintes du système par des relations techniques verticales régies auparavant par des mécanismes internes au monopole intégré. Mais la définition de bons arrangements est loin d'être simple. Les développements précédents ont ainsi montré en premier lieu que la présence d'une rente organisationnelle élevée et d'externalités dans les structures intégrées en production-transport limite la portée d'un simple affaiblissement des droits de propriété en transport par la libéralisation de l'accès au réseau des entreprises intégrées. En second lieu les arrangements de type concurrentiel mis en oeuvre engendrent une complexité transactionnelle et réglementaire élevée qui nécessitent de longs ajustements. Ces apprentissages sont

d'autant plus longs et les résultats immédiats d'autant moins probants que les règles transitoires et les structures originelles limitent l'intensité concurrentielle. De plus, en se référant à une structure stabilisée, il est clair qu'aucun arrangement ne pourra répliquer exactement la coordination technique étroite et le système de commandement interne au monopole intégré (ou organisé entre monopoles intégrés) autour de l'exploitation en ordre de mérite. De même aucun ne pourra offrir un cadre incitatif à l'investissement lourd comparable à celui offert par le monopole intégré. Mais l'enjeu principal des incitations ne se situe plus là dans un marché mature. Les promesses des incitations à l'efficacité productive et à l'innovation créées par la concurrence en production et en fourniture sont réelles. Elles doivent se concrétiser par des réductions substantielles de coût compensant largement les imperfections de la coordination technique et économique de court terme. De même la séparation verticale en segmentant clairement la filière, permet au régulateur de localiser la répartition du surplus, et de travailler à la limitation des rentes dans les maillons en monopole naturel. De ce fait, nous montrerons que si l'évolution des attributs des transactions face au progrès technique permet l'apparition de nouvelles opportunités de constitutions d'arrangements institutionnels innovateurs, nous verrons que le rôle et les fonctions de l'état sont à reconsidérer dans un cadre néo-institutionnel.

La minimisation des coûts au niveau du système passe par une exploitation optimale des équipements de production et de transport qui repose sur l'existence d'un parc diversifié. Pour comprendre comment les coûts de production sont minimisés au niveau du système, il faut connaître les principales caractéristiques de la structure des coûts d'une unité de production. La structure des coûts au niveau d'une unité de production permet de mettre en évidence l'absence de technologie de production dominante toute chose égale par ailleurs.

Une turbine peut être actionnée par différentes sources d'énergies primaires. Pour simplifier, on assimile la combinaison d'un type de turbine et d'une source d'énergie primaire à une « technologie de production ». Indépendamment du fait que les données sur les coûts de production sont considérées comme un secret commercial par les producteurs, la comparaison des coûts de production des différentes technologies est un exercice très délicat. Il est en effet nécessaire de prendre en compte plusieurs paramètres pour être en mesure de donner une évaluation du coût complet de production qui puisse être comparé entre les différentes technologies :

1. la décomposition par postes : charges de capital, combustible, charges directes d'exploitation, provision pour démantèlement, provision pour retraitement et stockage des déchets, impôts et redevances ;
2. les rendements énergétiques ou le taux de disponibilité des turbines ;
3. les coûts sociaux et environnementaux des différentes filières (impact sur l'environnement, sécurité d'approvisionnement, indépendance énergétique, balance commerciale ...) ;
4. les coûts des contraintes de capacité liée au stockage de l'eau, du gaz, du transport de fuel ... ;

5. le taux d'actualisation et le scénario d'évolution des fondamentaux ;
6. le mode de production (base, semi-base et pointe), qui détermine le nombre d'heures pendant lesquelles le centre de production produit.

Sans considérer explicitement l'ensemble des paramètres qui entrent en ligne de compte dans la comparaison des coûts des différentes technologies, on peut donner les intuitions de cette conclusion en se basant à titre d'illustration, sur les données qui figurent dans le dernier rapport publié par la DIGEC [1997] sur les « Coûts de référence de la production électrique » en France.

Tableau 1 : le Fonctionnement en base1 scénario de coût de l'énergie « réaliste »			
	Coût complet (c/kWh)	% des coûts fixes	% des coûts variables
<i>Nucléaire</i>	20.7	64	36
<i>Gaz naturel Cycle combiné</i>	23.1	26	74
<i>Charbon</i>	22.2	46	54
<i>Source : d'après DIGEC [1997]</i>			

Si, en France, le nucléaire reste la filière la plus compétitive pour la production en base, le cycle combiné au gaz domine la semi-base et le fuel domestique reste indispensable pour la production en pointe. Si la demande était constante, toutes les unités de production d'un parc seraient de même type, celui qui permet de minimiser le coût moyen pour un niveau de demande donné. Mais, comme nous l'avons souligné la demande d'électricité est très fluctuante. En l'absence de possibilité de stockage massif de l'électricité, la production doit suivre la courbe de charge en temps réel. En période de pointe, un certain nombre d'unités de production sont utilisées. A mesure que la demande diminue, le nombre d'unités de production utilisées diminue. Cela implique de pouvoir arrêter et redémarrer les unités en fonction du niveau de la demande. Les caractéristiques opérationnelles des unités de production (notamment les temps de démarrage², les niveaux de production maximum et minimum, rendement énergétique) prédestinent les centrales à un mode de production (continu ou discontinu). Cette caractéristique justifie la présence d'unités de production de différents types dans un même parc de production. Logiquement, on peut dire que pendant les périodes de pointe, il est préférable de mobiliser les unités qui ont de faibles coûts fixes et des coûts variables élevés. Comme elles ne sont pas utilisées en continue, les coûts variables élevés contribuent moins au coût complet du kWh. A l'inverse, pendant les périodes de base, il est préférable d'utiliser des unités qui ont de faibles coûts variables et des coûts fixes élevés qui seront réparti sur une

¹ : (actualisation à 8%).

² : Ménager [2000] donne les ordres de grandeur suivants : depuis l'arrêt à froid, il faut environ 40 heures pour disposer d'une centrale nucléaire, et 11 heures pour une centrale thermique. Si les centrales sont en arrêt à chaud les temps ne sont plus que de 12 à 18 heures et 3 à 4 heures respectivement. Pour diminuer encore le temps nécessaire pour disposer d'une centrale, il faut les maintenir en réserve tournante, ce qui implique qu'elles produisent une puissance minimale.

utilisation plus longue. Comme la durée de mise en service d'une unité de production pouvant prendre de 5 à 7 ans³, les opérateurs doivent faire face à une incertitude radicale.

Tableau 2 : le mode production des centrales		
Type de moyen de production	Technologie	Caractéristiques
<i>Base (5000 à 6000 heures par an)</i>	Centrales hydrauliques au fil de l'eau Centrale de co-génération	Centrales dont la production fatale est perdue si elle n'est pas consommée
	Centrales nucléaires Centrales à cycle combiné au gaz naturel	Centrales dont le coût du combustible est faible ce qui se traduit par des coûts de incréments faibles
<i>Semi-base (jusqu'à 3500heures par an)</i>	Centrales au charbon Centrale au fioul	Les centrales à fioul ont un coût de fonctionnement plus élevé
<i>Pointe (quelques centaines d'heures par an)</i>	Centrales hydrauliques à réservoir Turbines à combustion Centrales au charbon ou au fioul maintenues en réserve ⁴ Moteur diesel couplé à des alternateurs	Centrales qui peuvent démarrer très rapidement (moins de 15 minutes pour les centrales hydrauliques et les turbines à combustion) et en quelques heures pour celles maintenues en réserve Dispositif de secours pour les moteurs diesel car très coûteux

La minimisation des coûts de production au niveau du système pour faire face aux caractéristiques de la demande

L'exploitation optimale du système vise à déterminer le plan de production des unités qui permet de minimiser le coût de production global tout en assurant la sûreté du réseau. Dans la minimisation du coût de production global, les principaux éléments qui entrent en ligne de compte sont les composantes des coûts variables. Le plan de production non contraint (c'est à dire avant que ne soient prises en compte les contraintes techniques et les contraintes de réseau) s'établit à partir du classement des unités de production par ordre croissant de coûts marginaux. Ce classement est appelé le *merit order*.⁵ [Staropoli 2001].

³ : selon les technologies.

⁴ La mise en réserve d'unités de production signifie qu'elles sont démarrées préventivement pour faire face à un besoin éventuel de puissance supplémentaire. Cette précaution est nécessaire pour les centrales qui ont une phase de démarrage qui peut durer plusieurs heures ; elle a un coût. Toutes les unités ainsi mobilisées doivent, pour des raisons techniques, produire une puissance minimale qui est forcément plus coûteuse que la puissance produite par les unités déjà démarrées.

⁵ Les unités ayant les coûts marginaux les moins élevés sont retenues en priorité dans le plan de production. Elles produisent donc, sinon en continu, du moins pendant des périodes de temps beaucoup plus longues que les unités de production ayant des coûts marginaux plus élevés. Le nucléaire, qui a proportionnellement les coûts les moins élevés est utilisé pendant un nombre d'heure plus important que le charbon. Le charbon qui a proportionnellement les coûts moins élevés que le fuel est utilisé pendant un nombre d'heures plus important que le fuel. S'ajoute une dernière composante du coût : le coût de défaillance qui correspond au « préjudice » pour la collectivité d'une non-fourniture d'électricité. Dans la pratique, le coût de défaillance est alors plus une norme administrative de degré de satisfaction de la demande.

Non-stockabilité et gestion en temps réel de la fourniture électrique

Le fait de ne pouvoir stocker de l'électricité à un coût raisonnable pour de grandes quantités à deux conséquences, la première sur la gestion des réserves pour maintenir un niveau de qualité constant, la seconde sur la nature des contraintes de production qui doivent y faire face.

La question de la qualité

Pour que l'électricité qui est livrée aux consommateurs soit « de qualité » il est nécessaire que les caractéristiques du produit « électricité » soient dans les limites précises du cahier des charges (essentiellement les niveaux de tension et de fréquence⁶) et que la continuité du service soit assurée. Cependant un système électrique est susceptible de subir de nombreux aléas tant au niveau des équipements de production et de transport (pannes, incidents de lignes ou de transformateurs) qu'au niveau de la demande (changements soudains de température, baisse de l'activité économique ...). Ces aléas peuvent venir détériorer la qualité de l'électricité.

Pour faire face aux aléas et assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, il est nécessaire de prévoir une « marge de sécurité » du côté de l'offre. Dans la plupart des industries, cette marge de sécurité se matérialise par le stockage du bien (en cas de surplus) et par le déstockage du bien (en cas de pénurie). La non-stockabilité implique alors que la production et la consommation soient simultanées et qu'il existe une contrainte technique d'équilibre instantané et permanent entre la production et la consommation.

Pour mobiliser en quelques minutes, voire en temps réel, des unités de productions supplémentaires, celles-ci doivent être installées, disponibles⁷ et adaptées à une réponse instantanée. Le recours à ces différents moyens de substitution ne s'improvise pas et implique (i) que des investissements adaptés aient été réalisés ; (ii) que des accords de coopération aient été signés avec les pays voisins interconnectés et éventuellement ; (iii) que des contrats commerciaux aient été proposés aux clients de façon à rendre « volontaire » le rationnement⁸. Il faut donc veiller à ce que les installations de production et les infrastructures soient suffisantes pour satisfaire la demande maximale, ce qui impose une centralisation à la fois sur le long terme et sur le court terme⁹.

L'obligation faite à l'offre de s'adapter à la demande

⁶ : Dès que la valeur efficace de la tension s'écarte de sa valeur idéale (230V en basse tension) ou que la fréquence varie plus que la fourchette prévue autour de 50Hz, cela peut être considéré comme une dégradation de la qualité de l'électricité.

⁷ : La disponibilité du parc de production se calcule par rapport à la demande maximale. NGC [2001] estime qu'en moyenne seul 85% du parc de production peut être considéré comme disponible compte tenu des pannes, des incidents, des travaux de maintenance...

⁸ : L'indicateur couramment utilisé pour mesurer l'état de ces marges de sécurité est appelée la « *marge de capacité* ». Celle-ci indique le pourcentage de capacités disponibles par rapport au niveau maximum de la demande qui peut s'adresser au système. En Angleterre et au Pays de Galle, la marge de capacité était de 24% à l'époque du CEGB [NGC, 2001].

⁹ : Dans le secteur électrique, la qualité du produit est étroitement dépendante de la coordination technique de toutes les transactions en cours ce qui induit l'impossibilité de comportement de Free Riding dans le secteur électrique Finon [2000].

Cette non stockabilité de l'électricité contraint les possibilités d'ajustement du côté de l'offre. Elle impose en contrepartie une gestion du système centralisée, seul moyen de pouvoir mettre en œuvre les différentes solutions de substitution utilisables pour équilibrer en temps réel l'offre et la demande. L'opérateur du système est le seul à pouvoir assumer cette responsabilité.

Par définition, la consommation d'énergie électrique appelée sur un réseau est la somme des consommations des appareils électriques branchés à chaque instant. Elle varie donc en permanence en fonction des connexions et des déconnexions qui interviennent « sans préavis » sur l'ensemble du système. Si on peut considérer que les fluctuations de la demande sont globalement connues de tous les participants de l'industrie, leur ampleur est en partie aléatoire, notamment sur le très court terme et pendant les périodes de pointe. Cette incertitude sur des périodes déterminées pose des problèmes de coordination important car l'opérateur du système¹⁰ doit être en mesure de mobiliser rapidement des unités de production¹¹ supplémentaires pour satisfaire le niveau de la demande qui s'exprime pendant des durées très courtes, mais à des niveaux qui peuvent être jusqu'à trois ou quatre fois supérieurs au niveau de la demande de base. De plus la demande électrique n'est pas traditionnellement sensible aux variations de prix. Rassenti et Smith [1998] considèrent que cette la quasi inélasticité prix de la demande s'explique en grande partie par le fait que, par le passé, les compagnies électriques verticalement intégrée n'ont pas assez encouragé leurs clients à s'effacer pendant les périodes de pointe par des contrats du type « Effacement Jour de Pointe » (EJP)¹². Ces deux caractéristiques de la demande – la faible élasticité–prix et les fortes fluctuations notamment au cours d'une journée– permettent d'expliquer la faible marge de manœuvre dont dispose un consommateur pour gérer sa courbe de demande. Cette rigidité implique que l'ajustement de la production en temps réel soit possible.

¹⁰ : Il est le « planificateur » centralisé, responsable de la sûreté du système, c'est à dire de l'équilibre instantané et continu des flux physiques entre l'offre et la demande

¹¹ : En général, une unité de production correspond à une turbine dans une centrale. La taille d'une unité varie entre 20 et 600MW et il y a entre 2 et 11 unités de production par centrale

¹² : Les clients qui disposent d'une marge de manœuvre pour déplacer dans le temps leur consommation choisissent d'arrêter leur consommation pendant les heures ou les jours de l'année où le système risque d'atteindre ses capacités limites. La contrepartie de cet effort qui permet d'éviter un surdimensionnement du système ou des pannes ou des délestages se retrouve dans une baisse des tarifs le reste de l'année.

Encadré : les courbes de charge et les caractéristiques opérationnelles des centrales

La succession des cycles de consommation d'électricité permet de repérer (1) des périodes de pointe¹³ (quelques centaines d'heures par an), (2) de semi-pointe (ou de semi-base¹⁴) et (3) de base¹⁵. On représente la part de chacune de ces périodes sur une « courbe de charge » ou « monotone des puissances appelées » annuelle, mensuelle ou quotidienne. Cette courbe de charge permet une perception des durées d'appel aux différents paliers de consommation et permet de faire le lien avec les caractéristiques opérationnelles des centrales de production

Figure 2 : la représentation de la « Courbe de charge »

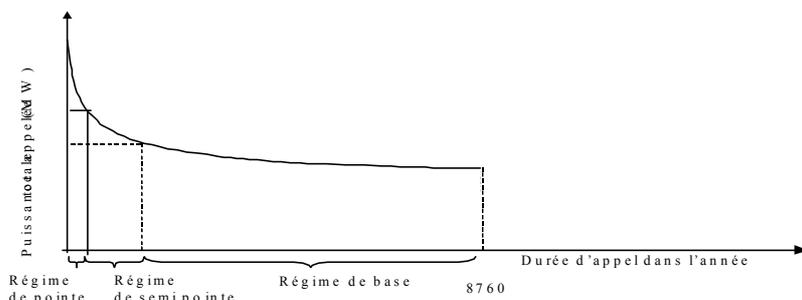
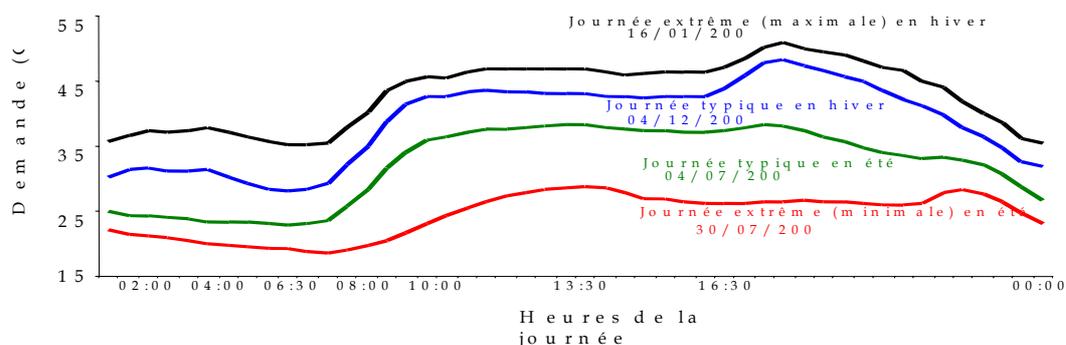


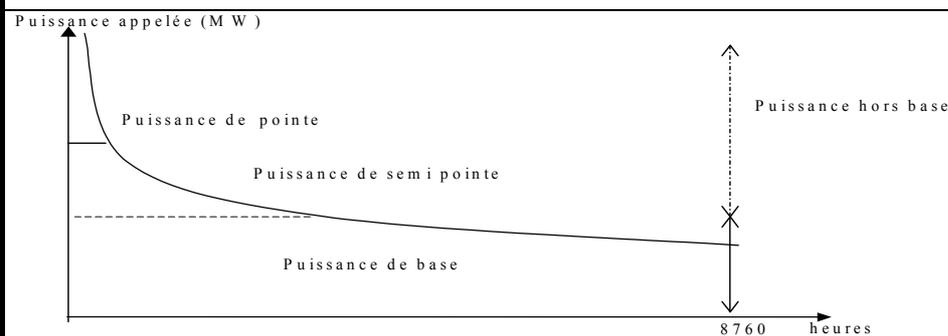
Figure 3 : les courbes de charge de la demande en Angleterre et au Pays de Galles



Source : NGC [2001] Seven Year Statement

Cette courbe de charge déterminera également le mode d'exploitation et la répartition de l'utilisation des différents types de centrales de production électrique en fonction de leurs caractéristiques opérationnelles.

Figure 4 : la répartition des moyens de production le long de la courbe de charge



Source : Staropoli [2001]

¹³ : La période de pointe quelques centaines d'heures par an sur un total de 8760h/an

¹⁴ : La période de semi-base environ 1500h/an sur un total de 8760h/an.

¹⁵ : La période de base concerne au moins 6000h/an sur un total de 8760h/an.

Une contrainte d'optimisation technique et transactionnelle

La coordination de la production électrique nécessaire pour obtenir le dispatche peut se diviser en deux composantes: une composante technique et une composante économique. Nous dirons que la coordination économique vise à déterminer un « *dispatch économique* » alors que la coordination technique vise à déterminer « le *dispatch technique* ».

La coordination économique vise à obtenir l'équilibre à moindre coût pour le système sans se préoccuper de la faisabilité technique qui sera prise en compte en dernier ressort. L'équilibre « économique » est obtenu sans tenir compte des contraintes techniques et des contraintes de transport qui peuvent venir modifier complètement le plan de production obtenu avec le *dispatch* des unités. La coordination économique poursuit des objectifs d'efficacité allocative et productive. Cette étape doit être centralisée au niveau de l'ensemble du système au sens où il paraît difficilement envisageable que les coûts du système soit globalement minimisés sur la base d'échanges bilatéraux. La minimisation des coûts de production du système s'obtient à partir de l'ordonnement des unités de production engagées par coûts variables croissants –le *merit order*. En l'absence de congestion l'efficacité économique de l'industrie électrique veut que les centrales les plus performances (dont le coût marginal de production est le plus faible) soient appelées en premier.

La coordination technique concerne l'équilibre entre les flux physiques d'électricité produits et consommés. Elle poursuit des objectifs d'efficacité technique ou opérationnelle c'est à dire le maintien de la qualité de l'électricité et plus généralement la stabilité et la sûreté du réseau. Elle concerne essentiellement le pilotage du réseau qui implique aussi un certain nombre de décisions au niveau des unités de production. Elle doit être centralisée entre les mains de l'opérateur du système seul détenteur d'une information exhaustive en continu sur l'état du réseau.

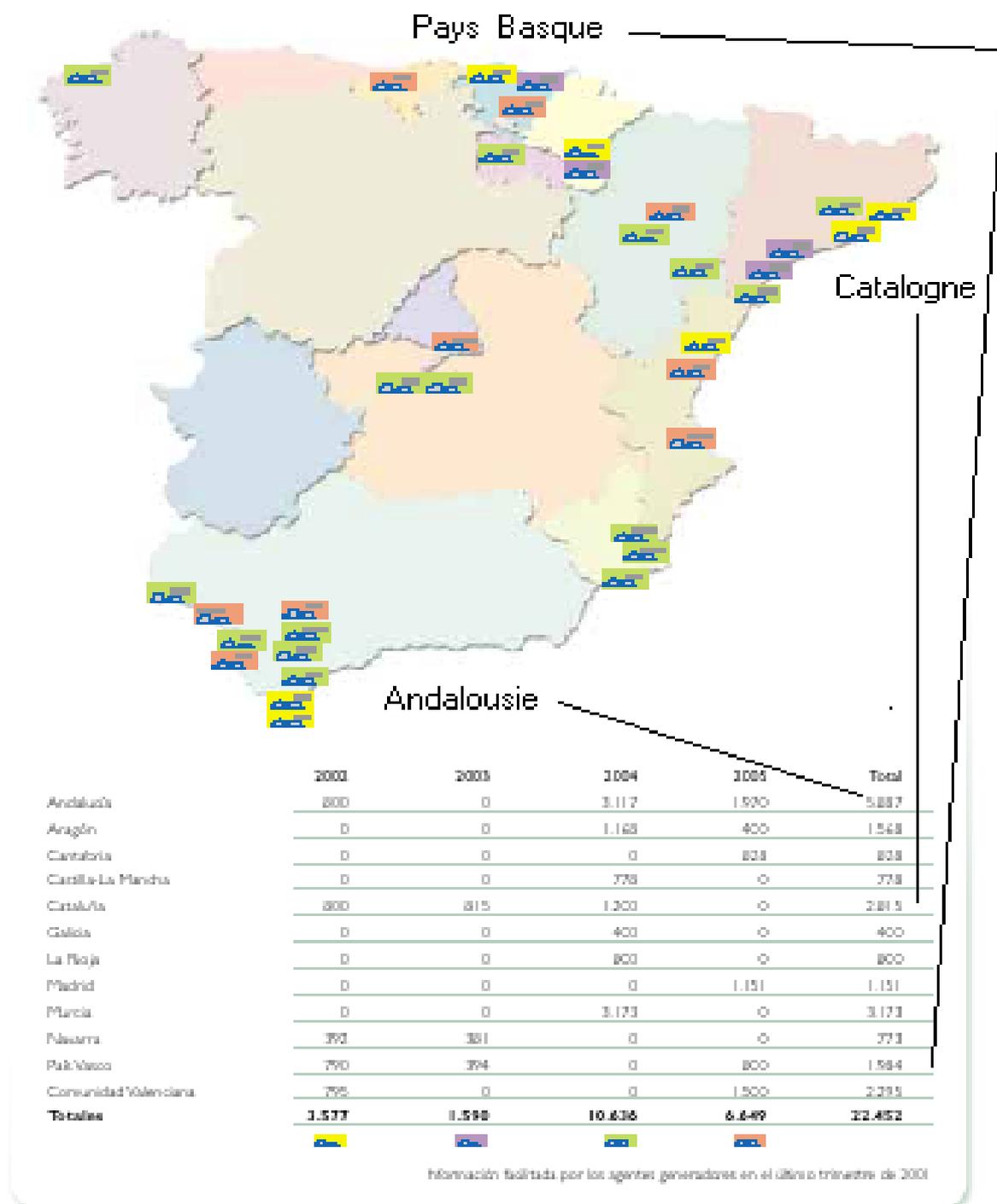
La seconde caractéristique déterminante dépend des modes de gestion technico-économiques nécessaires à son acheminement en tenant compte des externalités que représentent les effets de foisonnement et les congestions. Cette contrainte forte impose de mettre en place une gestion centralisée (dans l'espace et dans le temps) des moyens de production et des infrastructures de réseau afin de satisfaire, à chaque instant, et en tout point du réseau, la demande qui s'adresse au système. Pour permettre l'ajustement instantanément entre l'offre et la demande, l'opérateur du système qui est en charge de l'équilibre technique sur le réseau, dispose de plusieurs moyens que l'on pourrait qualifier de « moyen de substitution » au stockage massif d'électricité : augmenter la production des centrales¹⁶; faire des échanges avec l'étranger¹⁷; rationner les consommateurs de manière volontaire ou non.

¹⁶ : soit en mettant en route des centrales qui n'étaient pas en marche ou au contraire en éteignant des centrales qui étaient en marche, soit en augmentant ou en diminuant la puissance produite par des centrales déjà en marche. Selon l'ampleur et la nature des besoins en production supplémentaire l'opérateur du système utilisera la régulation automatique ou bien des centrales mises en réserves, capable de produire des gros volumes d'électricité.

¹⁷ : : importer ou exporter de l'électricité

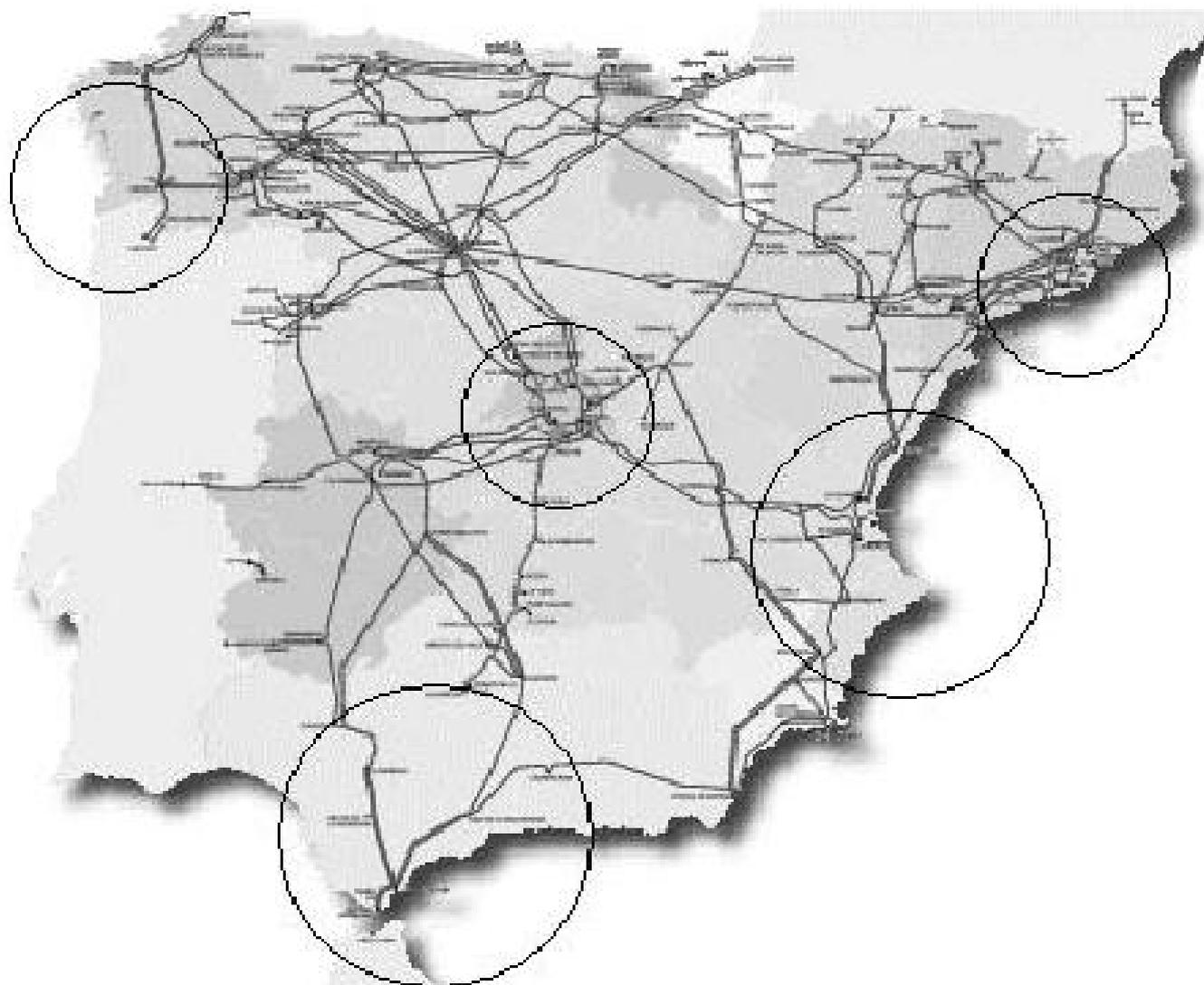
Annexe 10 : Les dimensions géographiques

LES PROJETS DE CENTRALES EN CYCLE COMBINES



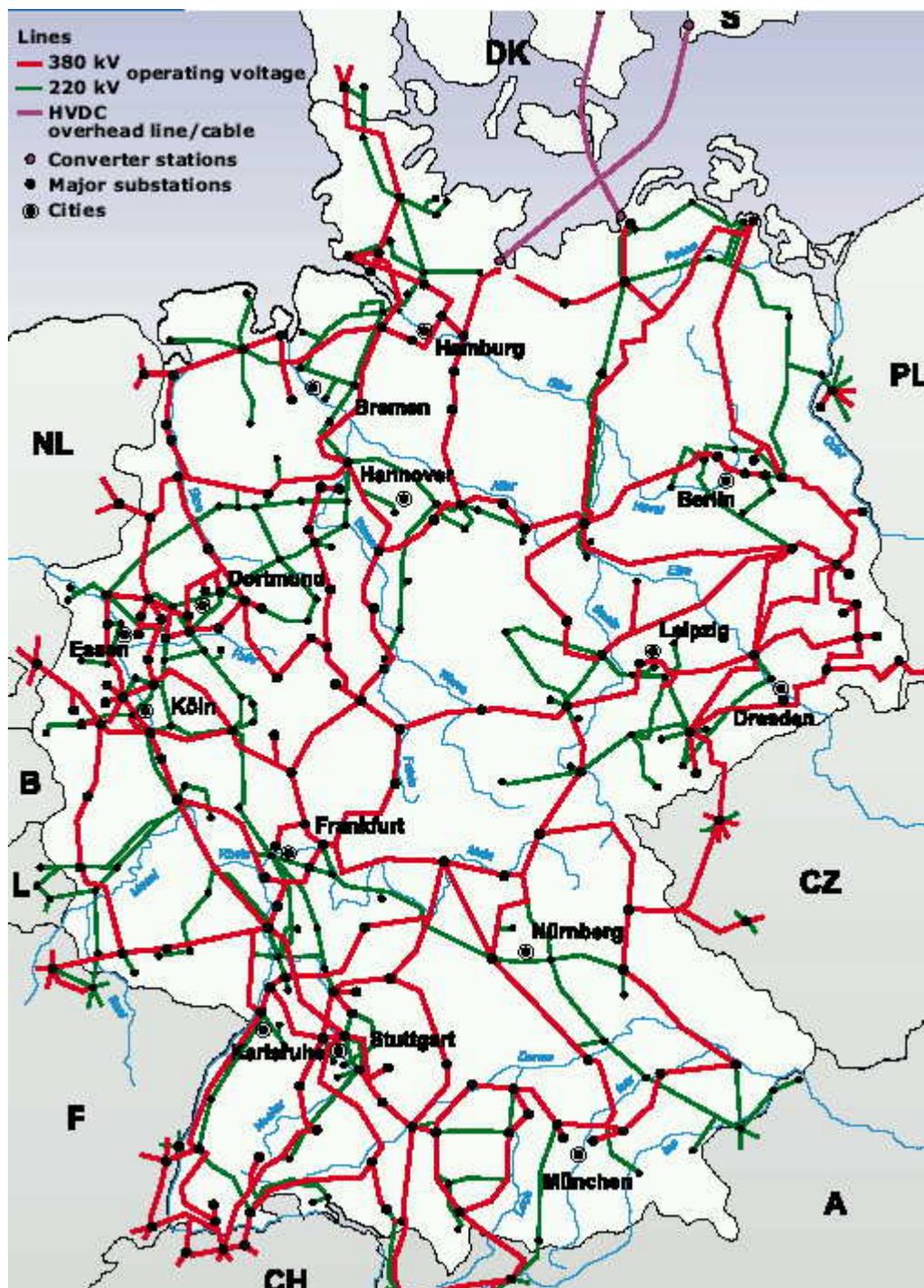
REE [2002]

LOCALISATION DES PROBLEMES DE RESTRICTIONS TECHNIQUES SUR LE RESEAU
ESPAGNOL



L'Allemagne

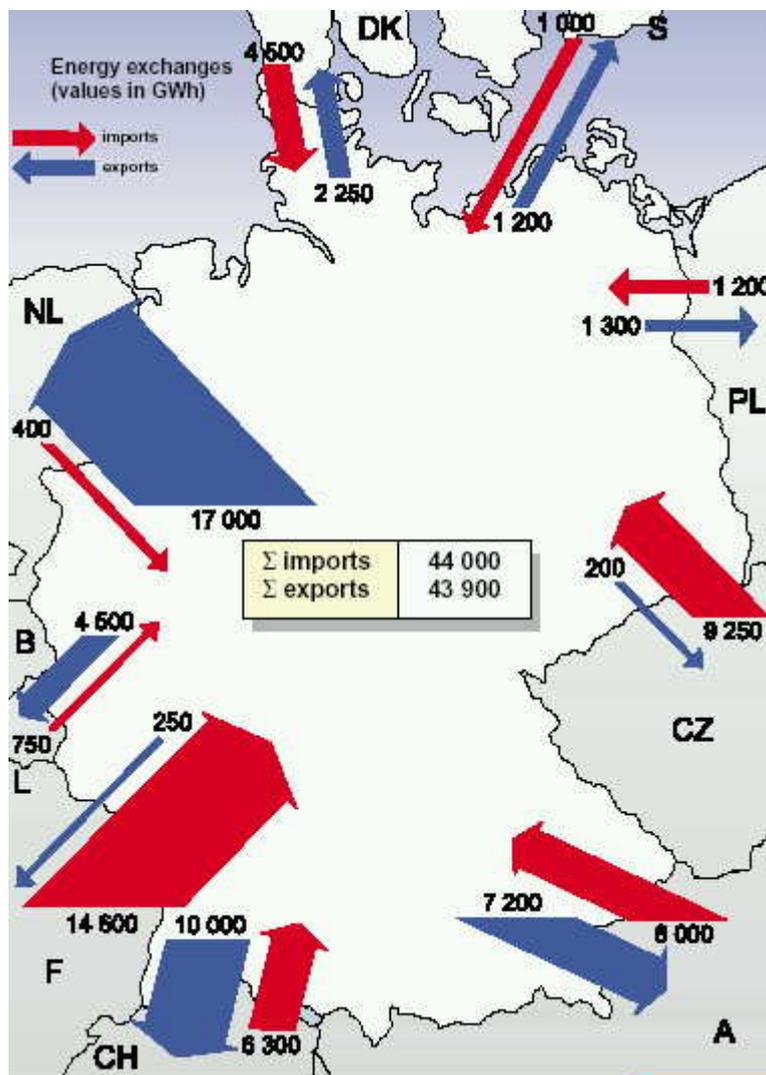
Les réseaux



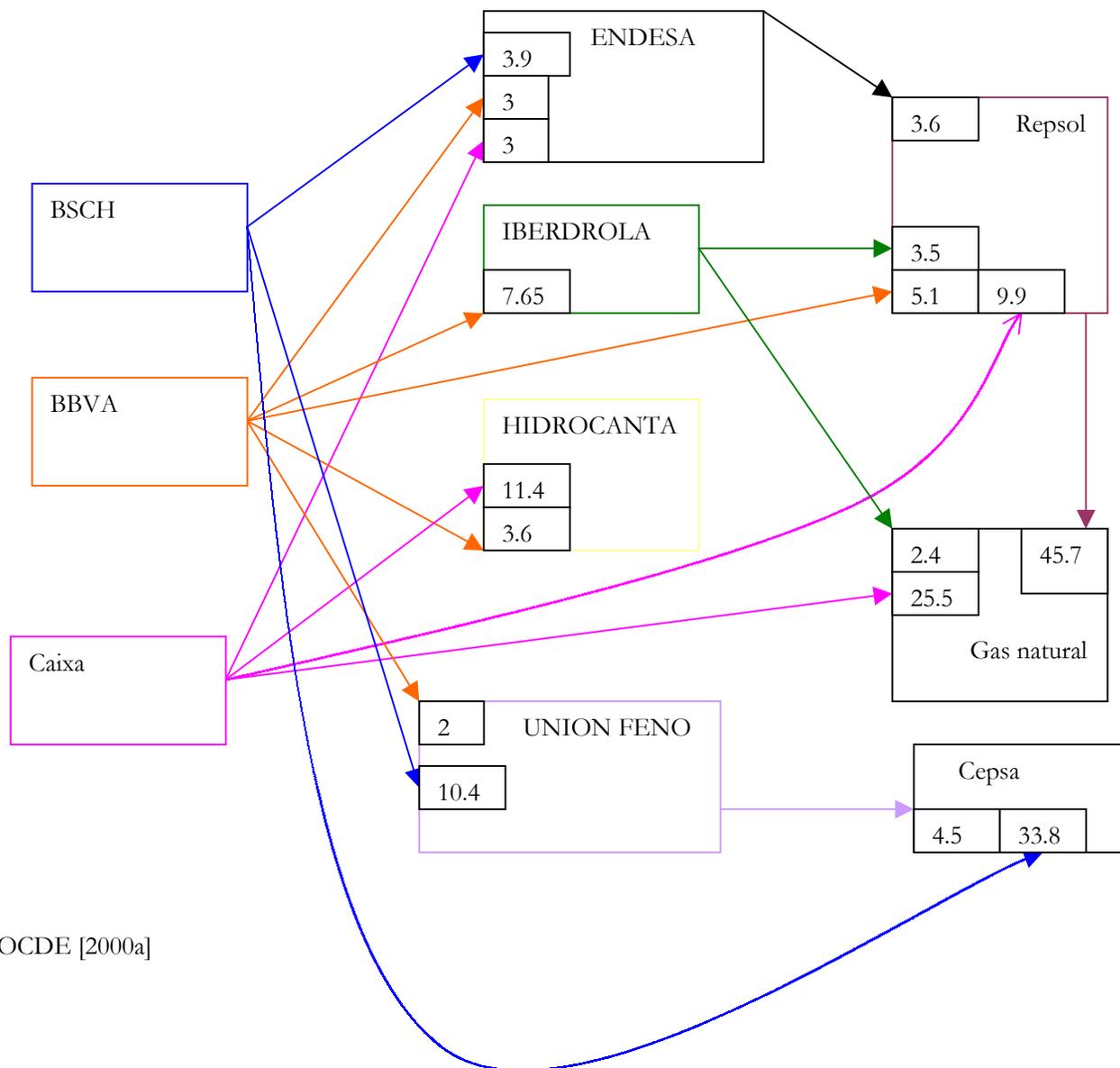
Zones de Distribution



Interconnexions



Annexe N° 11 Participations croisées entre le secteur électrique, gazier et les principales Banques espagnoles en 2000.



Source OCDE [2000a]

***Annexe N°2. Les structures de propriété
anglaises de 1990 à 2002.***

1990	2002	
Generation (Capacity GW)		
National Power 30	British Energy (heavy losses)	11.6
Powergen 20	*Innogy (RWE)	8.0
Nuclear Electric8	*Powergen (E.ON)	7.4
	*Scottish Power (merger with Scot &S?)	5.0
	*EDF	5.0
	AES (kept solvent by junk bonds)	4.8
	AEP (2GW for sale)	4.0
	*Scottish & Southern	3.8
	*TXU (1.2GW mothballed)	3.0
	BNFL (huge losses)	2.7
	Edison Mission	2.4
	*British Gas	1.5
	International Power (.5GW mothballed)	1.5
Distribution		
1. London		
2. Eastern		
3. Seeboard	*1. EDF	
4. SWEB		
5. SWALEC	2. The Southern Co (USA)	
6. South Scotland (Scottish Power)		
7. Manweb	*3. Scottish Power	
8. North Scotland		
9. Southern Electric	*4. Scottish and Southern	
10. Norweb	5. North West Water	
11. Yorkshire		
12. Northern	6. Mid-American Energy Holdings	
13. East Midlands	*7. Powergen (E.ON)	
14. Midlands	8. Aquila (USA)	
Retail supply		
1. London		
2. SWEB		
3. Seeboard	*1. EDF	
3. Eastern		
4. Norweb	*2. TXU	
5. South Scotland (Scottish Power)		
6. Manweb	*3. Scottish Power	
7. North Scotland		
8. SWALEC		
9. Southern Electric	*4 Scottish & Southern	
10. Yorkshire		
11. Midlands		
12. Northern	*5. Innogy (RWE)	
14. East Midlands	*6. PowerGen (E.ON)	
Transmission		
NGC (owned by RECs)	NGC (independent)	

* Companies with generation and retail supply

***Annexe N°3. Les gestions comparées de
la main d'œuvre.***

En reprenant l'évolution du nombre de salariés en fin d'année des deux principaux opérateurs anglais, on constate des évolutions de gestion de main d'œuvre très semblables. Les opérateurs ont tendance à se détourner du marché intérieur jusqu'en 1998. A partir de 1998, une rupture de tendance s'opère pour les deux principaux opérateurs qui commencent à embaucher à la fois pour le marché intérieur et pour les opérations internationales qui deviennent de plus en plus importantes.

Tableau 1 : le nombre de salariés en fin d'année dans les principales compagnies Anglo-Galloises

	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99
<i>National Power</i>	16977	15713	13277	9934	6955	5447	4848	4474	4348	4445
<i>PowerGen</i>	9430	8840	7771	5715	4782	4171	4148	2833	2865	5560

Source : Rapports annuels et CGP [1999]

Le cas de PowerGen est le plus significatif dans ce sens. En effet, le groupe connaît depuis 1998 une vaste politique d'acquisitions internationales qui le conduit à investir dans des activités électriques au niveau mondial. Plus particulièrement, PowerGen investit aux Etats-Unis¹, en Hongrie² et en Inde³. De plus PowerGen développe une stratégie de positionnement en terme de prises de participation et de joint venture dans les marchés électriques allemand⁴, hollandais⁵, portugais⁶, indonésien⁷, australien⁸ et argentin⁹. Le cas de National Power relève de la même nature d'Iberdrola en Espagne. Leur stratégie internationale est opaque, et il ne semble pas qu'ils choisissent la transparence dans l'affectation de leur effectif international spécifiquement dédié à ces tâches.

Tableau 2 : Le redéploiement des actifs salariés chez PowerGen

	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01
<i>PowerGen UK</i>	2865	5560	7130	5903
<i>PowerGen International</i>	591	656	746	830
PowerGen US				301
Total	3456	6216	7876	7034

1 : Louisville Gas and Electric Company et Kentucky Utilities Company.

2 : Csepel Aramtermelo et Csepel Power Company deux producteurs et distributeurs électriques hongrois.

3 : Gujarat PowerGen Energy Corporation Limited. Producteur et distributeur d'électricité.

4 : Saale Energie GmbH et MIBRAG GmbH.

5 MIBRAG BV

6 Turbogas Productora Energetica SA.

7 : PT Jawa Power

8 Yallourn Energy Pty Limited.

9 Gas Natural BAN SA et Distribuidora de Gas Cuyana.

Les principales entreprises espagnoles et les réductions d'effectifs

Dans le cas espagnol, malgré les difficultés rencontrées par chacune des expériences de transformation de l'organisation du SEE, il nous semble que la rationalisation des effectifs soit une constante depuis 1990 pour l'ensemble des grandes compagnies électriques espagnoles.

Il faut noter que ce processus de rationalisation des effectifs opère aussi bien sur les entreprises publiques (Endesa jusqu'en 1998) que les anciens opérateurs privés comme Iberdrola et Union-Fenosa. Cet élément nous semble démontrer le caractère traditionnellement coopératif du Système Electrique Espagnol, ou la nature de la propriété n'était pas suffisante pour rationaliser cette surcapacité en employés.

Dans le cas d'Endesa, cette rationalisation des effectifs s'accompagne de choix stratégiques d'acquisitions internationales liés au développement de la main-d'œuvre en Amérique du Sud d'abord¹⁰, puis en Europe¹¹. Il faut noter, dès 2000, une rationalisation de la main d'œuvre internationale qui semble marquer une volonté d'appliquer les préceptes d'efficacité dans les pays en voie de développement à l'instar de l'expérience déjà vécue en Espagne.

Dans le cas de Union-Fenosa, la stratégie de suppressions d'emplois s'accompagne d'une diversification internationale moins intense, mais dont le désengagement des activités électriques est sensible au profit des activités de distribution de services (téléphone, eau, gaz, Internet) à ces clients.

En ce qui concerne Iberdrola, la stratégie internationale du groupe est plus opaque, il est en effet impossible de déterminer l'évolution des salariés affectés à des missions internationales au sein de cette compagnie. Cependant son activité internationale est intense et ses prises de participations en Amérique Latine sont nombreuses et diversifiées dans le gaz, l'eau et les télécoms¹². Cependant il n'existe pas encore de stratégie d'actifs vers l'Europe alors que cela est le cas pour Endesa.

10 : **Colombie** 29.2% d'ENERSIS (510 MW et 2070GWh) EMGESA (2458 MW et 7106 GWh) CODENSA (1.6 Millions clients et 8000 GWh) ; **Pérou** 43.5% d'ETEVENSA (540 MW et 750GWh) EDEGEL (700 MW et 2808 GWh) 29.4% de PUIRA (150 MW et 102 GWh) 18% d'EDELNOR (800 000 clients et 3257 GWh) ; **Chili** : CHILI (3200MW et 13 254 GWh) : 73.9% de CHILECTRA (1.2Millions de clients et 7 000 GWh) : 81.4% de RIO MAIPO (250 000 clients et 1000 GWh) TRANSELEC (7 400 Km 66-500 KV) ; **Argentine** : CDS (70 + 775 MW et 80 GWh) : Costanera/CBA (1460+832 MW et 5341 GWh) El Chocron (1320 MW et 2935 GWh) : 38.05 % d'Edenor (2.2 Millions clients et 11515 GWh) : EDESUR (2.1 Millions clients et 11174 GWh) 22.2% de Yacylec (282 Km 507 KV) : 55% de CIEN (500 KM de 500 KV) ; **Brésil** : 7.03% de CERJ (64 MW et 6424 GWh et 1.4 millions clients) : 29.87% de COELCE (4778 GWh et 1.4 Million clients) : Cauchoeira Dourada (658 MW et 3820 GWh) ; **Venezuela** : 7.9% d'Elecar (2369MW 1.1 Million de clients et 9613GWh) ; **République Dominicaine** : 40% de CEPM (35 MW et 121 GWh).

11 **France** : Soprolif (250Mw et 960 GWh) ; **Portugal** : Tejo Energia (600MW et 3605 GWh)

12 : 1.35% Telesudeste Brésil : 39985 MP : 11.94% de Teleste : Brésil : 11 372 MP : 7% de Telebrasil : 324 501 MP : Gaz au Brésil : Holding Iberdrola IBV : 44200 MP : La banque IBV est très influente au pays basque : Immobilier : 100% APEX 2000 9 272 MP : Ciments : 8.06 % CEMENTOS PORTLANDS SA 6959 MP

Tableau 3 : le nombre de salariés moyens dans les principales compagnies espagnoles											
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Endesa	15661	16565	16374	15757	16724	16338	24491**	23377	19479	18 199	17 274
Iberdrola	7972*	12082	16071	15861	14658	14366	13999	14023	13042	11063	10879
Union-Fenosa	5682	5490	5355	5149	5156	4914	4836	4602	4461	3933	3321
HC	1 427	1 375	1 336	1 316	1 312	1 300	1 269	1 222	1250	1274	1 206
Total des premiers	30742	35512	39136	38083	37850	36918	44595	43224	38232	34469	32 680
<i>Source : rapports annuels</i>											
<i>* La fusion d'Iberduero et d'Hidroeléctrica Espanola en 1991 fonde Iberdrola¹³.</i>											
<i>**Fusion des compagnies régionales de distribution Fecsa et Sevillana au sein d'Endesa Grupo.</i>											

13 : Iberdrola devient alors la première entreprise électrique espagnole en terme de distribution et la seconde en terme de production derrière le Groupe Endesa.

Annexe N°4 Le groupe Enron

Le groupe Enron est né en 1985 de la fusion de deux exploitants de pipelines de gaz. Peu à peu il se spécialise dans le trading (achat pour revente en gros) de matières premières (gaz, pétrole, charbon, électricité), tout en disposant d'actifs de production d'énergie. L'expansion du groupe est à la fois géographique et sectorielle. Enron sait profiter rapidement des opportunités qu'offre la libéralisation des marchés de l'énergie aux Etats-Unis et en Europe. Du fait de sa réussite dans le trading d'énergie, il étend son champs d'activité, assurant également des transactions sur des produits climatiques, sur les bandes de fréquence dans les télécommunications... Sa plate-forme de trading on-line a un franc succès.

La croissance du groupe est très forte: entre 1996 et 2000, son chiffre d'affaires passe de 13,3 milliards de dollars à un peu plus de 100 milliards de dollars, soit une croissance de 650 % sur quatre ans. En janvier 2001, la capitalisation boursière d'Enron est à son sommet, à 80 milliards de dollars. Au début du mois de décembre 2001, elle n'est plus que de 450 millions de dollars.

La faillite

La crise de liquidité

La révélation au cours du mois de novembre de l'existence de montages hors-bilan douteux portant des pertes latentes pour le groupe (appauvrissement du capital d'Enron de 1,2 milliards de dollars) entraîne simultanément une méfiance des contreparties et créiteurs d'Enron, la dégradation de la notation de la dette du groupe et une obligation d'effectuer des remboursements à laquelle Enron ne peut satisfaire par manque de liquidités. Début décembre, le groupe, acculé par ses créanciers, se place sous la protection du chapitre 11 de la loi américaine des faillites.

Impact de la faillite sur les acteurs du secteur de l'énergie.

La faillite d'Enron n'a pas entraîné de crise systémique dans le secteur de l'énergie. Les positions sur Enron étaient réparties sur un nombre suffisamment grand d'acteurs pour qu'il n'y ait pas propagation de la crise de liquidité. Elle a cependant été un choc important. Les opérateurs américains ont notamment dû supporter une méfiance exacerbée des différents agents financiers (banques, investisseurs, agences de rating) s'interrogeant sur leur santé.

Les acteurs les plus touchés financièrement sont les banques prêteuses du groupe dont les deux plus exposées sont JP Morgan Chase et Citigroup, sans parler des employés actionnaires qui ont vu disparaître leurs retraites dans la faillite.

L'analyse

La faillite d'Enron est certes d'abord le produit d'un scandale financier dû à la révélation de pertes latentes masquées dans des montages hors-bilan. Elle ne peut cependant être résumée à des malversations qui auraient fait écrouler un empire par ailleurs sain. La crise de liquidités révèle par exemple la faiblesse des marges de manœuvre d'Enron dans la levée de fonds, ce qui suggère l'existence de problèmes plus profonds au sein du groupe.

L'analyse de l'évolution du groupe Enron depuis ses débuts permettrait d'apporter des éléments à l'explication de sa faillite.

Une croissance effrénée pour maintenir sa rentabilité:

Enron a misé sur le développement des activités de trading dont il a su tirer d'importants profits au début de la libéralisation des marchés de l'énergie. La diminution logique des rentes sur des marchés libéralisés de plus en plus matures a affecté sa rentabilité et l'a poussé à croître géographiquement ainsi qu'à se diversifier et à opérer sur des matières premières n'ayant plus de rapport avec l'énergie. La recherche de gains à court terme n'a pas permis une stabilisation du processus de croissance qui de toute évidence n'aurait pu durer éternellement.

Une activité de trading ne s'appuyant pas sur des actifs de production:

La proportion de ses activités basées sur des actifs de production par rapport à l'activité de trading a diminué continûment, le modèle économique d'Enron passant d'un modèle «Asset Heavy» dans les années 80 à un modèle «Asset light». Ceci est dû à une politique favorisant les activités les plus rentables (un retour sur capitaux investis plus important pour le trading) sans chercher à les appuyer suffisamment sur des activités moins risquées générant certes des cash flow moins importants mais réguliers.

Faiblesse des fonds propres:

Les fonds propres du groupe étaient faibles par rapport au montant de l'activité de trading. Des montages financiers hors-bilan étaient utilisés pour masquer l'importance de la dette du groupe.

Dans cette logique de financement hors-bilan, certains montages permettaient notamment de dégager des volumes de cash importants à partir d'actifs, le risque supporté par la structure ad-hoc créée à cet effet étant garanti par Enron.

Lors de la crise de confiance qui frappe Enron, ce dernier ne peut donc s'appuyer ni sur ses fonds propres, ni sur ses actifs.

Les leçons?

Enron était le spécialiste le plus reconnu du trading d'énergie et en avait fait une activité très rentable. Sa faillite met en évidence les limites d'une croissance insuffisamment contrôlée. En effet, le trading est une activité qui atteint rapidement sa maturité sur les marchés où elle est opérée, et dont les revenus sont volatiles et donc risqués. Ce risque doit pouvoir être équilibré par des fonds propres ou des actifs en quantité suffisante.

Annexe N° 5. L'évolution des accords de branche

Il ressort de ce premier accord de « self regulation » que, pour chaque transaction individuelle, le tarif applicable au transit comprend différentes composantes¹. Ce premier accord de branche a débouché sur un système de tarification très complexe et multiple. On a recensé environ 500 accès au réseau / transits sur cette base et aucun cas de contentieux sur le transport (seulement une demi-douzaine en distribution). Les limites de ce premier système d'autorégulation ont été soulignées par les traders en énergie. Ces intervenants souhaitent connaître à l'avance les conditions tarifaires de transit pour pouvoir réaliser des arbitrages précis entre les différentes sources possibles d'approvisionnement en énergie pour leurs clients, et pour ce faire, ils devaient connaître précisément et ex ante, le coût d'accès et d'utilisation de l'acheminement de la fourniture au travers des réseaux de transport puis de distribution. Le premier système mis en œuvre était donc trop technique et pas assez simplifié pour être facilement applicable par les nouveaux entrants. Conscients de ces problèmes de fond, les mêmes intervenants se sont entendus pour mettre fin à ce système le 30 septembre 1999 et lui substituer un deuxième accord de branche qui a pris effet au 1^{er} janvier 2000.

Les industriels ont présenté au Ministère fédéral de l'économie le *Verbändevereinbarung 2* relatif aux conditions tarifaires d'accès des tiers au réseau. Ces nouvelles conditions se basent essentiellement sur deux changements : 1- L'abolition du système de tarification pour chaque transaction² dont tous les acteurs soulignent l'effet simplificateur et 2- La suppression de la composante attachée à la distance mais à la différenciation selon deux zones d'échange ; l'une au nord et à l'est couvrant les zones d'activité de VEAG, PreussenElektra, VEW Energie, HEW et Bewag et l'autre au sud et à l'ouest, pour EnBW, RWE Energie et Bayernwerk³.

Certains commentateurs, dont Gassner [2001], voient dans la création de cette bi-zone [Bögue 2001] un reste de cette logique de tarification à la distance simplifiée pour préserver les objectifs de solidarité nationale avec les anciennes régions de l'Est. Les limites de cette deuxième

¹ : les coûts d'infrastructure ; les coûts de transformation ; la rémunération de l'énergie de compensation (toujours sur la base d'une transaction individuelle) ; les services auxiliaires ; pour une distance supérieure à 100 km (à vol d'oiseau) une composante de distance au niveau du transport, proportionnelle à cette distance est incorporée.

² : Désormais, c'est un montant annuel qui est facturé à tout utilisateur du réseau. Ce système, de type *Point of Connection Tarif*, est présenté comme un ticket d'entrée permettant l'accès au réseau une fois pour toutes. Le prix est différencié selon le niveau de tension.

³ : Quand l'électricité est échangée entre ces deux zones (et aussi lors d'échanges internationaux), une charge supplémentaire de 0,25 Pf/kWh (0,128 Euro/kWh) est attachée à cette transaction.

transformation de l'accord de « self regulation » ont également été soulignées par Eberlein [2001] qui souligne que malgré l'introduction de cette nouvelle formule de tarification, il semble que toutes les compagnies de distribution ne jouent pas encore le jeu de la publicité des tarifs d'accès.

Pour résoudre ce problème, la dernière version de l'accord de branche utilisera le concept de "marché comparable" (servant de critère de comparaison dans le § 19 de la loi sur la concurrence). Parce que l'évaluation des tarifs d'accès est plus pertinente si l'on scinde les exploitants de réseaux en groupes d'entreprises comparables (technique de Benchmarking), plusieurs critères de comparaison sont énoncés comme pouvant déterminer des grilles de comparaison⁴ En tout, l'accord scinde les électriciens suivant 18 catégories⁵, et pour les exploitants de réseaux dont les tarifs se situent dans le tiers supérieur, les utilisateurs de réseaux peuvent saisir un arbitre⁶.

Les caractéristiques structurelles prises en compte pour la comparaison des tarifs d'utilisation des réseaux dans l'accord de branche de décembre 2001			
Caractéristique structurelle	1 ^{ère}	2 ^{ème}	3 ^{ème}
Basse tension	Densité de population (habitants / km ²)	Taux de lignes enterrées (%)	Est / Ouest
Moyenne tension	Densité de consommation		
Haute Tension	(kWh / km ²)		
Source : VV2 Plus, Anlage 3.			

Pour les deux premières caractéristiques structurelles, des seuils sont fixés qui permettent de classer les entreprises suivant qu'elles se situent dans la catégorie basse, moyenne ou haute. Cette classification des entreprises de réseau en 18 catégories, pour permettre leur comparaison, permettra peut-être de remédier à certains problèmes informationnels qui se posent dans le cas de la régulation ex-post.

⁴ : Densité de population pour la basse tension (habitants / km²), densité de consommation pour la moyenne et la haute tension (kWh / km²), taux de réseaux souterrains (%), localisation (est/ouest).

⁵ : L'association VDN publiera ces caractéristiques ainsi que les tarifs d'utilisation des réseaux.

⁶ : Dans le cadre de cette procédure d'examen des tarifs, il incombe à l'exploitant de réseau de prouver que ses tarifs sont justifiés

Ainsi, la négociation de l'accord "*VV2 Plus*", conclu le 13 décembre, a débuté début mai 2001. Dans VV2, VIK était opposé à la définition de tarifs décentralisés (concrètement, cela revenait à faire payer un prix supplémentaire dès que les échanges d'électricité dépassaient les frontières d'une entreprise suprarégionale). Le compromis proposé par les électriciens a consisté à faire passer le nombre de zones de 8 à 2. Au 1^{er} juillet 2002, la "composante T" fut abandonnée, comme conséquence des deux grandes fusions (RWE – VEW et Preussen Elektra – Bayernwerk).

Les trois accords de branche réglant l'accès aux réseaux

VV I du 22.5.1998

Les tarifs de transmission sont établis en fonction des coûts occasionnés par la transmission. Ils se décomposent en :

- un prix pour l'utilisation du réseau très haute tension (ce prix a une composante fonction de la distance, dès lors que plus de 100 km séparent le point d'injection du point de soutirage),
- un prix pour l'utilisation des réseaux de distribution (dépend des niveaux de tension utilisés + une composante fixe pour la transformation),
- un prix pour les services auxiliaires (y compris les pertes).

Son principal défaut : les tarifs de transmission sur le réseau haute tension dépendants de la distance séparant le point d'injection du point de soutirage. Les tarifs qui en découlent sont élevés en comparaison internationale. Par ailleurs, cet accord a été jugé difficile à mettre en œuvre en raison de la complexité des formules tarifaires.

VV II du 13.12.1999

Le principal changement consiste à abandonner la tarification fonction de la distance et à introduire une tarification au point de connexion.

- Un contrat d'utilisation du réseau (distinct du contrat de fourniture d'électricité) est signé avec l'exploitant du réseau. Ce contrat permet l'utilisation de tous les niveaux de tension du réseau.
- Le tarif comporte un prix de mise à disposition d'une certaine puissance, éventuellement corrigé par un facteur g (désignant le "degré de simultanéité"). Il inclut les pertes et services auxiliaires.
- L'Allemagne est séparée en deux zones. Un paiement supplémentaire est dû en cas de franchissement de la frontière séparant les deux zones (cette disposition a été abandonnée en juillet 2000).
- Chaque utilisateur de réseau est affecté à une zone d'échanges et une zone de réglage (celles-ci correspondent aux territoires des 8 sociétés supra-régionales). A l'intérieur d'une zone de réglage, les utilisateurs de réseau peuvent créer des "cercles de bilan", permettant l'ajustement des écarts entre différents clients.
- Les prix sont déterminés sur la base de coûts calculés suivant les mêmes critères que ceux employés par l'Etat pour surveiller la formation des prix. Le critère de comparaison avec une situation concurrentielle est aussi appliqué (comparaison avec d'autres exploitants de réseaux).
- Pour la fourniture de clients privés (clientèle de masse), des profils de consommation doivent être appliqués.

VV II+ du 13.12.2001

Le nouvel accord de branche apporte des modifications moins importantes que le précédent.

- Désormais le contrat d'utilisation du réseau du client peut être géré par son fournisseur d'énergie (permet d'éviter que le consommateur signe deux contrats).
- Les exploitants de réseau doivent faire une proposition de contrat d'accès dans un délai de deux semaines à compter de la demande.
- Les contrats d'utilisation du réseau peuvent être conclus sur une base mensuelle au lieu d'une base annuelle (avantage pour les clients dont la demande est fluctuante).
- La flexibilité des échanges d'électricité entre "cercles de bilan" est améliorée. Jusqu'à présent, chaque "cercle de bilan" était soumis à l'obligation de payer pour les écarts (même si les écarts d'un autre "cercle de bilan" permettaient de compenser les écarts en question). Désormais, la compensation des écarts entre cercles de bilan d'une zone de réglage est permise.
- Les nouvelles règles de tarification permettent de différencier les tarifs suivant la durée d'utilisation annuelle des clients.
- Le concept de "marché comparable" (servant de critère de comparaison dans le § 19 de la loi sur la concurrence) est précisé. Parce que l'évaluation des tarifs d'accès est plus pertinente si l'on scinde les exploitants de réseaux en groupes d'entreprises comparables, plusieurs critères de comparaison sont énoncés : densité de population pour la basse tension (habitants / km²), densité de consommation pour la moyenne et la haute tension (kWh / km²), taux de réseaux souterrains (%), localisation (est/ouest). En tout, l'accord scinde les électriciens suivant 18 catégories. L'association VDN publiera ces caractéristiques ainsi que les tarifs d'utilisation des réseaux. Pour les exploitants de réseaux dont les tarifs se situent dans le tiers supérieur, les utilisateurs de réseaux peuvent saisir un arbitre. Dans le cadre de cette procédure d'examen des tarifs, il incombe à l'exploitant de réseau de prouver que ses tarifs sont justifiés

Sources : Müller [2001], VIK [2002], Verbändevereinbarung [2001] et Dubois [2002].

Annexe 6 : l'évolution des schémas de régulation espagnols depuis 1977.

	1977	Avant 1988	1987-1997	1994-1996	1997/1998	1998/1999
			MLE	LOSEN*	Ley 97/54	Ley Hydrocarbures
Tarification	Coûts de services globaux du secteur électrique	Coûts de services globaux du secteur électrique	Coûts standards proches du RPI +-X	Acheteur unique et double système de tarification	Pool qui va progressivement s'appliquer à tous les consommateurs. Système de double enchères centralisées avec des opérateurs de système et de marché	Changement de calendrier d'éligibilité.
Unbundling	Non	Non	Non	Oui	Oui de manière comptable avant 2000	Oui de manière comptable avant 2000
Agence de régulation	Non	Non	Non	CNSE agence de consultation	CNSE agence de consultation	CNSE disparaît en 2000 pour laisser la place à une Commission de l'Energie
Nombre d'entreprises en production	Iberduero 19.9 %, Hidrola 13.4%, C Sevillana 8.7, Endesa 8.7%, Henher 4.1%, FECSA 7.3%, Union electrica 5.8% Fenosa 5.8%, Autres 26.5% Cross 1996	En 1984 : 11 entreprises verticalement intégrées Production distribution transport	1997 : 4 entreprise en production et distribution		4 entreprises en production réalisent 89% de la production. Les 11% restant étant le fait de l'autoproduction.	
Nombre d'entreprises en transport	En 1979, ASELECTRICA l'Asociacion de Empressas Electricas para le Explotacion del Sistema Electrico. Elle a crée les moyens techniques du contrôle informatiques des flux électriques nationaux.	En 1985, la REE est la seule entreprise, elles est responsable du dispatch national	la REE est la seule entreprise est responsable du dispatch		la REE est l'opérateur de système	la REE est l'opérateur de système
Nombre d'entreprises en distribution	*	En 1984 : 11 entreprises verticalement intégrées Production distribution transport	4 entreprises contrôlent 97% de la distribution en 1997		4 entreprises contrôlent 97% de la distribution	
Relations avec fournisseurs de combustibles	Endesa est intégrée vers l'amont avec le charbon.	Endesa est intégrée vers l'amont avec le charbon.	Idem		Iberdrola Contrat avec Repsol et Engas (gas natural) Endesa Contrat avec Cpsa & Gas natural	
* Données indisponibles.						
** Projet jamais appliqué concrètement						

Annexe N° 7 le programme de privatisations anglaises

Année	Entreprise	% de ventes	Revenus en millions de £
1982	Amersham International	100	63
1983	Associated British Ports	51	22
1984	Associated British Ports	49	270
1981	British Aerospace		149
1985	British Aerospace		550
1987	British Airports	100	919
1987	British Airways	100	900
1994	British Coal Corp	100	700
1979	British Petroleum		290
1983	British Petroleum		565
	British Rail		
	British Shipbuilders		
1988	British Steel	100	2500
1982	Britoil	51	548
1985	Britoil	49	450
1981	Cable and Wireless	50	224
1985	Cable and Wireless	50	602
1984	Entreprise Oil	100	393
1984	Jaguar	100	294
	Leyland Bus, Leyland Trucks		
	National Bus Corp		
1982	National Freight Corp		
	National Transcommunications Ltd		
1987	Roll-Royce	100	1363
1988	Rover Group		
1987	Royal Ordnance		
1986	Trustee Saving Bank	100	1360
1984	Wyth Farm Oilfield		
	Utilities		
1984	British Telecom	52	3916
19 911 993	British Telecom	26-21	5241-5202
1986	British Gas	100	5434
	Electricity		
1991	Generators NP + PG	60	2100
1995	Generators NP + PG	40	3590
	12 RECs et NGC	100	5100
1991	Scottish Cos	100	2900
1992	Northern Ireland Electricity	100	362
1989	10 Water Cos	100	5200
Source : Newberry [2000]			

Annexe 8. Les réseaux de distribution avant la réforme de 1996 en Espagne



Annexe N°9 sur les opérations de consolidation en 1983 en Espagne

	% de vente	vendeurs	Acheteurs
Centrales nucléaires			
Amaraz I et II	21,60%	Union Fenosa	16,66% à Iberduero + 2,68 Hidrola + 2,68 C Sevillana
Trillo I	33,50%	Union Fenosa	Iberduero
	13,00%	Endesa	Iberduero
	7,00%	Endesa	Hidro Cantabrico
Asco I	40%	FESCA	Endesa
Asco II	40%	Enher	Endesa
Vandellos II	54%	Enher	Endesa
	8%	FESCA	Endesa
	10%	Hidroeletrica de Segre	Endesa
Centrales "classiques"			
Anllares	33,33%	Union Fenosa	Endesa
Litoral de Almeria	33,33	Endesa	C. Sevillana
Centrales Hydroliques			
Prada	100%	Union Fenosa	Endesa
Porto	100%	Union Fenosa	Endesa
San augustin	100%	Union Fenosa	Endesa
San Sebastian	100%	Union Fenosa	Endesa
Eume	100%	Union Fenosa	Endesa
Distribution			
En Avila et Madrid		Union Fenosa	Iberduero
En Leon y Palencia		Union Fenosa	Iberduero
En Asturias		Union Fenosa	Hidro Cantabrico
En Lugo		Iberduero	Union Fenosa
En Aragon y Cataluna		FECSA	Enher
Terrains			
En Almaraz		Hidro Espagnola	Union Fenosa
En Almaraz		Hidro Espagnola	C. Sevillana
En Vandellos		Enher	FECSA
En Vandellos		Enher	Hidroeletrica de Segre
En Asco		FESCA	Enher
En Asco		FESCA	Hidroeletrica de Segre
En Asco		FESCA	Hidro Cataluna
Actions			
475 000 de Guadisa		Union Fenosa	C. Sevillana
3 350 415 de ERZ		Iberduero	Endesa
3 091 985 de ERZ		FESCA	Endesa
335 800 de Pucarsa		Endesa	C. Sevillana

Bibliographie

A.I.E. [1997] *Electricity Information*, AIE OCDE.

A.I.E.[1991] *Le rôle des gouvernements des pays de l'AIE dans le domaine de l'énergie*, AIE OCDE.

Alario J. [2001] Organisation and Regulation of the electricity Supply Industry in Spain, dans De Paoli L. (ed) [2001] *The Electricity Industry in Transition, Organisation, Regulation And Ownership In the EU Member States*, FrancoAngeli éditeur.

Alchian A. & Demsetz H. [1972] Production, information costs, and economic organization *American Economic Review*, vol. 62, December, pp. 777-795.

Aoki M. [1988] *Information, Incentives and Bargaining in the Japanese Economy*, Cambridge University Press.

Aoki M. [2000] *Information, Corporate Governance, and institutional Diversity* Oxford University Press, Oxford & New York.

Aoki M. [2001] *Toward a Comparative Institutional Analysis* MIT Press Cambridge.

Armstrong M., Cowan S. & Vickers J. [1994] *Regulatory Reform, Economic Analysis and British Experience* The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London England. 5e édition en 1999.

Armstrong M., Doyle C. & Vickers J. [1996] The access Pricing Problem: a Synthesis *Journal of Industrial Economics*, XLIV 2, June, 131-150.

Arocena P. & Waddams C. [1998] Ownership and Performance under Incentive Regulation : The Case of Spanish Electricity Generation dans *Electricity in Europe in the 21st century : What performances and what game rules ? Program & Proceedings, University Paris 1 13-14, November 1998*.

Arocena P. & Waddams C. [2002] Generating efficiency: economic and environmental regulation of public and private electricity generators in Spain *International Journal of Industrial Organization* 20, 41-69.

Arocena P. Contin I. & Huerta E. [2002] Price Regulation in the Spanish energy sector : Who benefits? *Energy Policy*.

Arocena P., Kühn J. U., Regibeau P. [1999] Regulatory Reform in the Spanish electricity industry : a missed opportunity for competition *Energy Policy volume 27, Number 7*.

Arocena P.[1998] Privatisation and Liberalisation of the Spanish Electricity Industry : Did we learn something from the British Experiment dans *Electricity in Europe in the 21st century : What performances and what game rules ? Program & Proceedings, University Paris 1 13-14, November 1998*.

ATOM [1999] *L'évaluation des performances des industries de service public en Europe - Le secteur électrique*" réalisée pour le Commissariat Général du Plan.

Averch & Johnson [1962] Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint *American Economic Review 52, pp1052-69*.

Bastard P. [2000] Transporter : Du producteur au client, le transport et la distribution de l'électricité dans *Ménager A. Voyage au cœur du système électrique, Eyrolles*.

Beesley M.E. & Littlechild S.C. [1989] The regulation of privatised monopolies in the United Kingdom *RAND Journal of Economics volume 20, N° 3 pp 454-472*.

Bennett M. & Waddams Price C. [2000] Incentives Contracts in Utility Regulation *Revue d'Economie Industrielle, N° 92 pp 361-384*.

Bergman et alii [1999] *A European Market for Electricity?* SNS, CEPR.

Bergougnoux J. [2000] *Services publics en réseau : perspectives de concurrence et nouvelles régulations*, La Documentation Française.

Bezzina J. [1997] chapitre 7, dans Percebois (eds) [1997], *Energie et Théorie Economique*, édition Cujas.

Bezzina J. [2001] Coûts échoués et déréglementation des réseaux électriques: quelques questions soulevées par l'expérience américaine *Economie et société, économie de l'énergie, série EN N°8 1-2/2001, pp 211-233*.

Bloge S. Edwards-Evans H. Plasket L. [1997] *Electricity in Europe into the single market* , Financial Times Energy.

Boge U. [2001] Liberalization of energy Markets : the German Way In Henry C., Mathieu M. & Jeunemaitre A. [2001], *Regulation of Network Utilities, the European Experience* Oxford University Press.

Boira-Segarra [1997] *Electricity In Spain* Financial Times Energy.

Boix C. [1998] *Political Parties, Growth and Equality*, Cambridge University Press.

Boletín Oficial del Estado [1998] *Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, 18 août.* Boletín Oficial del Estado [1998] *Ley del sector de hidrocarburos, N° 241 du 8 octobre.*

Boletín Oficial del Estado [1998] *Ley del sector de hidrocarburos. N° 241 du 8 octobre.*

Bollhoff D. [2002] *Developments in Regulatory Regimes - An Anglo-German Comparison on Telecommunications, Energy and Rail, Preprints aus der Marx Planck Projektgruppe Recht der Gemeinschaftsgüter, Bonn.*

Bon P. - Moderne F. [1981] *Les autonomies régionales dans la constitution espagnole.* Economica.

Borenstein S. Bushnell J. Stoft S. [1998] *The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry"* POWER Working Paper University of California Energy Institute.

Borenstein S., Bushnell J. [2000] *Electricity Restructuring : Deregulation or Reregulation?* Working Paper of POWER Berkeley University.

Bortolotti B. & Fiorentini G. (eds) [1999] *Organized Interests and Self-Regulation* Oxford University Press.

Branston J.R. [2000] *A counterfactual price analysis of British electricity privatisation* *Utilities Policy* 9, pp 31-46.

Brousseau E. & Glachant J.M. (eds) [2002] *The Economics of Contracts: Theories and Applications*, Cambridge University Press.

Brousseau E & Curien N. [2001] *Economie d'Internet, économie du numérique* *Revue économique* Volume 52 Numéro Hors Série économie de l'Internet octobre 2001.

Brousseau E [2001] *Régulation de l'Internet, l'autorégulation nécessite-t-elle un cadre*

institutionnel? *Revue économique Volume 52 Numéro Hors Série économie de l'Internet octobre 2001.*

Brousseau E. & Glachant J. M. [2000] Economie des contrats et renouvellements de l'analyse économique *Revue d'Economie Industrielle, N° spécial des 2e et 3e trimestres 2000, pp. 23-50.*

Brousseau E. [1993] *L'économie des contrats. Technologies de l'information et coordination interentreprises*, Presses Universitaires de France.

Brunekreeft G. [2001a] Regulatory threat in vertically related markets; the case of German electricity, *University of Freiburg: mimeo.*

Brunekreeft G. [2001b] Negotiated Third Access in the German Electricity Supply Industry *forthcoming: Economia Della Fonti Di Energia E Dell'Ambiente.*

Brunekreeft G. [2002] Regulation and third-party discrimination in the German electricity supply industry European dans *Journal of Law and Economics, Vol. 13, No. 2, 2002.*

Campos J. E. & Esfahani H.S. [1996] Why and when do Governments initiate Public Enterprise Reform? *The World Bank Economic Review vol 10 Number 3.*

Campos J. E. & Vega G. [2002] Concentration measurement under cross-ownership. An application to the Spanish electricity sector, Colloque EARIE 2002 Madrid.

Cartelier L. [1997] Existe-t-il un fondement économique à la notion de service public? *Sociétés Contemporaines, N° 32.*

Castro-Rodriguez F. [1999] Wright tariffs in the Spanish electricity industry: the case of residential consumption *Utilities Policy 8, pp 17-31.*

Chabaud D. [1998] *Équipes et coûts de transaction*, thèse université de Paris I.

Chesshire J. [1996] UK Electricity Supply under Public Ownership in Surrey J. [1996] *The British Experiment Privatisation : the record, the issues, the lessons*, Earthscan Publication Ltd, London.

Chevalier J.M [2001] L'industrie européenne de l'énergie face à la nouvelle économie *Economie et société, économie de l'énergie, série EN N°8 1-2/2001, pp 119-132.*

CNSE [1997a] Anexo Informacion basica del sector electrico, *Publications de la CNSE.*

- CNSE [1997b] Informacion basica del sector electrico, *Publications de la CNSE*.
- CNSE [1997c] Ley del sector Electrico. *Publications de la CNSE*.
- CNSE [1998a] Fundamentos teoricos de la nueva regulacion electrica. *Publications de la CNSE*.
- CNSE [1998b] Vision global del cambio de regulation. *Publications de la CNSE*.
- CNSE [1998c] Report on securisation of stranded costs. *Publications de la CNSE*.
- CNSE [1998d] Comentarios a las reglas de funcionamiento del mercado de produccion electrica, *Publications de la CNSE*.
- CNSE [1998e] Competencia practicable y regulacion, *Publications de la CNSE*.
- CNSE [1998f] Cuotas de mercado de produccion de electricidad. Comparacion marzo de 1997 y 1998, *Publications de la CNSE*.
- CNSE [1998g] Informe sobre la revision de los costes unitarios de las centrales termicas convencionales durante 1997 *Publications de la CNSE*.
- Coase R. H. [1937] The Nature of The Firm, *Econometrica*, N°4, p386-405.
- Coase R. H. [1960] the problem of social cost, *Journal of Law and Economics*.
- Coase R.H. [1988], *The Firm, the Market and the Law*, University of Chicago Press.
- Coase R.H. [1989], "The Institutional Structure of Production," *American Economic Review*, 1992, no. 4, June, pp. 713-19.
- Coen D. & Thatcher M. [2001] *Utilities Reform in Europe*, Huntington, New York, Nova Science.
- COMEL [1999a] Mercado de electricidad, evolucion del mercado de produccion de energia electrica. *Publications de l'OMEL*.
- COMEL [1999b] Reglas de funcionamiento del mercado de produccion de energia electrica. 15 de febrero. *Disponible sur le site Web*.
- COMEL et CNE [2000] Informe sobre el proyecto de concentration consistente en la toma de control de hidroelectrica del Cantabrico SA por parte de Union fenosa SA. *Disponible sur le site*

Web de la CNE.

Couffignal G. [1993] *Le régime politique de l'Espagne*, Clefs Politiques Montchrestien.

Cowan S. [2001] Development in Regulatory Principles : The UK Experience *In Henry C., Matheu M. & Jeunemaitre A. [2001], Regulation of Network Utilities, the European Experience Oxford University Press.*

Crew M.A. [1999] *Regulation under increasing competition* Kluwer Academic Publishers Boston, Dordrecht, London.

CRI [1997] *Utilities in Europe : Consumer representation and quality regulation, chap 5 Spain.*

Crocker K.J.& Masten S. E. [1996] Regulation and administered Contracts Revisited : Lessons from Transaction Costs Economics for Public Utilities Regulation *Journal Of Regulatory Economics, Volume 9, Numéro 1 pp 5-40.*

Cross E.D. [1996] *Electricity Utility Regulation in the European Union* London Wiley.

Cross E.D. [1996] Spain : Increasing The Role Of Government. *dans Cross E. D. Electricity Utility Regulation in the European Union London Wiley.*

Cross E.D. [2001] EC Energy Law, *dans Roggenkamp M.M., Ronne A., Redgwell C., Del Guayo I. [2001] Energy Law in Europe, National, EU and International Law and Institutions, Oxford University Press.*

Curien N. & Matheu M. [2001] The Electricity and Telecommunications sector in Spain: rapid change, regulators at the crossroads *In Henry C., Matheu M. & Jeunemaitre A. [2001], Regulation of Network Utilities, the European Experience Oxford University Press.*

Curien N. [2000] *Economie des réseaux* La Découverte.

Davidovici M. [1995] Les agences britanniques de réglementation le cas de d'OFGAS. *CERNA Cahier de Recherche 95-B-1.*

De Paoli L. (ed) [2001] The Electricity Industry in Transition, Organisation, Regulation And Ownership In the EU Member States, FrancoAngeli éditeur.

Del Guayo I. [2001] Energy Law in Spain, dans Roggenkamp M.M., Ronne A., Redgwell C., Del Guayo I. [2001] *Energy Law in Europe, National, EU and International Law and Institutions*, Oxford University Press.

Demsetz H. [1967] Toward a theory of property rights *American Economic Review*, vol. 57, Mai, pp. 347-359.

Demsetz H. [1968] Why regulate Utilities ? *Journal of Law & Economics* vol 11.

Directive 96/92/EC Of The European Parliament And Of The Council of December 19, 1996, concerning common rules for the internal market in electricity, *Official Journal of the European Communities*, January 30, 1997.

Dow S. [2001] Energy Law in The United Kingdom, dans Roggenkamp M.M., Ronne A., Redgwell C., Del Guayo I. [2001] *Energy Law in Europe, National, EU and International Law and Institutions*, Oxford University Press.

Dubois U [2002] Réforme électrique et crédibilité de la régulation en Allemagne, *Working Paper Groupe Réseaux Jean Monet, Paris XI*.

Dubois U.[1996] Aides à la production charbonnière et influence sur le secteur électrique allemand, Working Paper Université Paris Dauphine.

Dufour G., Dufour J.-F. [2000] *L'Espagne : un modèle pour l'Europe des régions?* Gallimard.

Duran Herrera J. J. [1998] BBV. Una empresa financiera multinacional con diversificación industrial dans Duran Herrera *Multinacionales Espanolas, II Nuevas experiencias de internacionalización*, Pyramide.

Duverger [1981] *Les partis politiques*, Armand Collin.

Eberlein B. [1999] L'Etat régulateur en Europe, *Revue Française de Science Politique Volume 49, Numéro 2*, pp.205-230.

Eberlein B. [2001a] To Regulate or not Regulated Electricity : Explaining the German Sonderweg in the EU Context, *Journal of Network Industries 2* pp. 353-384.

Eberlein B. [2001b] Configurations of Economic Regulation In The European Union: The Case

of Electricity in Comparative Perspective, *dans A30*.

Eisner R. [1996] Crossing the Organizational Void: the limits of Agency Theory in the Analysis of regulatory Control, *Governance volume 9*, pp 407-428.

Eisner R. [1999] Reshuffling Power, the Liberalisation of the EU Electricity markets and its impact on the German governance regime, dans Kohler-Koch & Eising R. [1999] The transformation of Gouvernance in the European Union.

Endesa [2001] *Informe Annual 2000*. Publications d'Endesa. et toutes les éditions depuis 1991.

Estache A [1995] How to Set Up a Regulatory Agency in a Province? *World Bank Report LA1CO Washington DC*.

Estache A. & Martimort D [1998] Transaction costs, Politics, Regulatory Institutions, and Regulatory Outcomes *The Economic Development Institute of the World Bank*.

Eurostat [2001] *Prix de l'électricité, systèmes de prix 2000* OCDE et toutes les publications depuis 1985.

Fares M. & Saussier S. [2002] Coûts de transaction et contrats incomplets *Revue Française d'Economie, Volume XVI*, pp 193- 230.

Farque D. [2000] Comprendre : Pourquoi et comment l'électricité? *dans Ménager A. Voyage au cœur du système électrique, Eyrolles*.

Favoreau L. [1984] *Etudes de droits constitutionnels franco-espagnol*, Economica.

Favoreau L. [1986] *Les cours constitutionnelles*, Collection Que sais-je? Presses Universitaires de France. Numéro 2293.

Financial Times Energy [1997] *Electricity in Europe, Into the Single Market*. 2 vols, London.

Finon D. & Staropoli C. [2001] Institutional and Technological Co-Evolution In the French Electronuclear Industry, *dans Industry and Innovation, Vol 8, Number 2*, pp 179-199.

Finon D. [2001] L'intégration des marchés électriques européens : de la juxtaposition de marchés nationaux à l'établissement d'un marché régional *Economie et société, économie de l'énergie*,

série EN N°8 1-2/2001, pp 35-54.

Fiorentini [1999] Electoral Rules and Interest groups : the mix of direct and indirect taxation, dans *Bortolotti B. & Fiorentini G. (eds) [1999] Organized Interests and Self-Regulation Oxford University Press.*

Frison D.[1994] Le régime politique de la Grande Bretagne, dans *Les systèmes politiques des pays de l'Union européenne, Armand Colin.*

Frison Roche M.A. [2001] La réorganisation de l'économie de l'électricité: la part du droit *Economie et société, économie de l'énergie, série EN N°8 1-2/2001, pp 107-117.*

Garcia-Delgado J.L. [1999] *Estructura Economica de Madrid* Edition Civitas.

Garcia-Martin J. A. [2001] Spot Market with Stranded Cost in the Spanish Electricity Industry *Working Paper N°01006 juin Universitat Pompeu Fabra.*

Garett G. [1992] International Cooperation and Institutional Choice. The European Community's market, *International Organization*, 46 pp 533- 560.

Garett G. [1995] The Politics of Legal Integration in the European in the European Union, *International Organization*, 49 pp 171-181.

Gassner K. [2001] Contrast in Germany : Decentralization, Self-regulation, and Sector-specific Regulators, dans *Henry C., Matheu M. & Jeunemaitre A. [2001] Regulation of Network Utilities, the European Experience Oxford University Press.*

Geddes B. [1994] Challenging the Conventional Wisdom, dans *Diamond L.& Plattner M. eds, Economic Reform and Democracy, Hopkins University Press.*

Gely R. & Spiller P.T. [1990] A Rational Choice Theory of Supreme court Statutory Decisions With Applications to the state farm and Grove City Case *Journal Of Law, Economics, and Organization volume 6, Numéro 2.*

Gicquel J., Hauriou A. [1985] Les institutions politiques de la Grande-Bretagne, dans *droit constitutionnel et institutions politiques, précis Domat éditions Montcbrestien, 1985.*

Gilbert R.& Newberry D. [1994] The Dynamic Efficiency Of Regulatory Constitutions *The Rand*

Journal of Economics vol 25 N°4 pp 538-554.

Gilbert R., E. Kahn and D. Newberry [1996] Introduction. *in R. Gilbert and E. Kahn ed.-International Comparisons of Electricity Regulation, New York, Cambridge University Press.*

Gilbert R.J. & Kahn E.P. (eds) [1996] *International Comparisons of electricity Regulation* Cambridge University Press.

Glachant J.M. (s.l.d.) [2000], *Les réformes de l'industrie électrique en Europe*, Editions du Commissariat Général du Plan, juin.

Glachant J.M. [1994], *Le marché et le hors- marché. Une analyse économique des entreprises publiques françaises*, Presses de la Sorbonne.

Glachant J.M. [1995], "Economie des transactions et marchés de l'électricité : les analyses américaines et l'expérience britannique", XLIVe congrès annuel de l'Association Française de Science Economique, 21-22 septembre,

Glachant J.M. [1997 -a], « Le marché anglais de l'électricité, modèle des échanges européens ? », *Economies et Sociétés*, N° 5-6, Série Economie de l'Energie, pp. 153-169.

Glachant J.M. [1997 -b], « Le système électrique britannique : caractéristiques quantitatives et qualitatives du premier marché ouvert de l'Union européenne » in « Les services publics et l'Europe : entre concurrence et droits des usagers », Ed. de l'Université Libre de Bruxelles, pp. 117-162.

Glachant J.M. [1997 -c], « Le nouveau système électrique britannique : quels traitements des clientèles et des facteurs de production ? », in H. Cox (éd.), *Services publics, missions publiques et régulation dans l'Union européenne*, Ed. Pédone, pp. 77-100.

Glachant J.M. [1998 -a], « Le Pool d'électricité en Grande-Bretagne : un arrangement institutionnel hybride », *Revue d'Economie Politique*, N°1, pp. 87-107.

Glachant J.M. [1998 -b], « England's Wholesale Electricity Market: Could This Arrangement Be Transposed To The European Union? », *Utilities Policy*, N°8, pp. 63-74.

Glachant J.M. [1998 -c], « L'électricité en Grande-Bretagne : une industrie privée et un service public partiel ? », *Sociétés Contemporaines*, N°32, pp. 97-108.

Glachant J.M. [2000 -a], « Les pays d'Europe peuvent-ils reproduire la réforme électrique de l'Angleterre ? Une analyse institutionnelle comparative », *Economie et Prévisions*, N°4, pp.157-168.

Glachant J.M. [2000 -b], « Les réformes des industries électriques européennes », *Annales des Mines, série Réalités Industrielles*, Août, pp. 10-17.

Glachant J.M. [2000 -c], « La construction de systèmes électriques concurrentiels en Europe », in *Quels systèmes énergétiques pour le XXIe siècle ?*, F. Romerio et va (eds), Presses de l'Université de Genève, pp. 207-213.

Glachant J.M. [2000 -d], «Comparing Institutional Foundations: The Creation of Competitive Wholesale Markets in Europe », in *Proceedings of Law and Economics in Civil Law Countries*, edited by B. Deffains (forthcoming 2002 or 2003).

Glachant J.M. [2001 -a], « Une quinzaine de ‘marché unique‘ de l'électricité dans l'Union européenne ? », *Flux* N° 44-45, avril-septembre, pp 8-27.

Glachant J.M. [2001 -b], « Attractiveness and Feasibility of Electricity Reforms: Comparison of 16 European Countries », in *Electricity Management: Policies and Fundamentals of Management*, E. Hope, L. Melamed & M. Lycagin (eds), Presses de l'Académie des Sciences de Russie, pp. 187-208.

Glachant J.M. [2002 -a], « L'approche néo-institutionnelle de la réforme des industries de réseaux », *Revue Economique*, vol. 53, n° 3, pp. 425-436.

Glachant J.M. [2002 -b], «Why Regulate Deregulated Network Industries?», *Journal of Network Industries*, N°3, à paraître.

Glachant J.M. [2002 -c], «Transmission Tariff Features», in *Tariff Guidelines*, chap. 7, Commission de Régulation de l'Electricité, Paris, (à paraître aux éditions Kluwer).

Glachant J.M. [2003 -a], “The Making of Competitive Electricity Markets in Europe: No Single Way and No ‘Single Market’”, in Glachant et Finon (eds.), *Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar, chap. 1.

Glachant J.M. [2003 -b], “A Typology of European Electricity Markets,” in A. Midttun (ed),

European Energy Business Strategy, Elsevier, forthcoming.

Glachant J.-M., Finon D. (eds.) [2003], *Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, à paraître chez Edward Elgar.

Glachant J.-M., Finon D. [2000], “Why do the European Union’s electricity industries continue to differ?”, in C. Menard, ed., *Institutions, Contracts and Organizations*, London: Edward Elgar, pp. 432-456.

Glachant J.-M., Pignon V. [2002], « Nordic electricity Congestion arrangement as a model for Europe: physical constraints or operator opportunism? », à paraître dans les Working Papers du CEEPR, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, USA.

Glachant J-M (s.l.d.) [1999], *L'évaluation des performances des services publics dans l'Union européenne. Application au secteur de l'électricité*, rapport pour le Commissariat Général du Plan.

Glachant J-M en association avec OXERA (Oxford Economic Research Associates) et ECN [2001], *Indicators of Internal Market of Electricity*, rapport pour la Commission européenne, DG TREN, (en consultation sur le site officiel de la Commission <http://europa.eu.int/comm/energy/library/oxera.pdf>).

Glachant J-M. & Lévêque F. [1999] *La régulation du Gestionnaire du Réseau de Transport de l'électricité en France, étude pour le Service de l'électricité du ministère de l'Industrie*.

Goldberg V. [1976] Regulation and administered contracts *Bell Journal of Economics*, vol. 7, Automne, pp 426-452.

Graham C. & Prosser T. [1991] *Privatising Public Enterprises*. Oxford: Clarendon Press.

Green R. [1996] Increasing Competition in the British Electricity Spot Market. *The Journal of Industrial Economics*, June, 205-216.

Green R. and D. Newberry [1992] Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy*, vol 100(5), p. 929-53.

Guash J.L. & Spiller P.T. [1999] *Managing the Regulatory Process: Design, concepts, Issues, and the Latin America and Caribbean Story* The International Bank for Reconstruction and Development, the

World Bank Washington D.C.

Guchet Y. [1994] *Les systèmes politiques des pays de l'Union européenne*. Paris: Armand Colin.

Haggard S. [2000] Interest, Institutions and Policy Reform dans *Krueger A.O. Economic Policy Reform: The second Stage*, Chicago University Press.

Haggard S. McCubbins M. D. (eds) [2001] *President, Parlements and Policy*, Collection Political Economy of Institutions and Decisions, Cambridge University Press.

Haggard S. McCubbins M.D. Shugart M.S. [2001] Conclusion : Policy Making in Presidential System, *Haggard S. McCubbins M. D. (eds) [2001] President, Parlements and Policy*, Collection Political Economy of Institutions and Decisions, Cambridge University Press .

Haggarty L. & Shirley M.M. [2002] The Structure of Effective Regulatory Governance: Evidence from Telecommunications *Working Paper World Bank*

Hahn R.W. [1998] State and Federal Regulatory Reform : A Comparative Analysis *Working Paper 98-3 AEI-Brookings joint center for Regulatory Studies*.

Hart O. [1988] Incomplete contracts and the theory of the firm in *O. Williamson & S. Winter 1993*, pp. 138-158.

Henney, A. [1994] *A study of the privatisation of electricity supply industry in England and Wales*, London: EEE Ltd.

Henry C. [1997a] Concurrence et services publics dans l'Union Européenne. *Revue de l'énergie N°486, mars avril*.

Henry C. [1997b] *Concurrence et services publics dans l'Union Européenne*. Paris, PUF (chap.2, L'électricité).

Henry C., Matheu M. & Jeunemaitre A. [2001] *Regulation of Network Utilities, the European Experience* Oxford University Press.

Hicks J. R. [1939] Foundations of Welfare Economics *Economic Journal*.

Hydrocantabrico [2001] *Informe Annual 2000*. Publications d'hydrocantabrico et toutes les éditions

depuis 1991.

Hirschman A.O. [1972] *Défection et prise de parole, face au déclin des entreprises et des institutions*, éditions ouvrières.

Hirsh R. [1989] *Technology and transformation in the American electricity utility industry*, New York, Cambridge University Press.

Hirsh R. [1991] Regulation and Technology in the electric utility industry: A historical analysis of interdependence and change, *Hugh J. ed, Regulation economic theory and history, university of michigan Press*.

Holdburn G.L.F. Spiller P.T. [2001] Institutional or Structural: Lessons from International Electricity Sector Reforms; à venir dans *Brousseau E. & Glachant J.M. (eds) 2002, The Economics of Contracts: Theories and Applications, Cambridge University Press*.

Hunt S. & Shuttleworth G. [1996] *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, UK.

Hunt S. [2002], *Making Competition Work in electricity*, Wiley, New-York.

Iberdrola [2001] *Informe Annual 2000*. Publications d'Iberdrola et toutes les éditions depuis 1991.

IDEI [1997] *Network Industries and Public Service* Rapport pour la Commission Européenne.

International Coal Report [1996-2002], Issues, Financial Times Energy.

International Energy Agency [1999] *Electricity Market Reform, An LAE Handbook*, AIE OCDE.

International Energy Agency [1999] *Germany*, AIE OCDE.

International Energy Agency [2001] *Regulatory Institutions in Liberalised Electricity Markets* AIE OCDE.

Jimenez J.C. [1999] Chapitre 14, El Sector energetico in *Garcia-Delgado J.L. [1999] Estructura Economica de Madrid, Edition Civitas*.

Joskow P.L. & Kahn E. [2001] A Quantitative Analysis of Pricing Behaviour in California's Wholesale electricity Market During Summer 2000 *Joint Center AEI Brookings Joint Center for Regulatory Studies Working Paper 01-01*.

- Joskow P.L. & Tirole J. [1999a] Transmission Rights and Market Power on Electric Power Network I : Financial Rights, *Working Paper MIT-CEEPR 99-003*.
- Joskow P.L. & Tirole J. [1999b] Transmission Rights and Market Power on Electric Power Network II : Physical Rights, *Working Paper MIT-CEEPR 99-004*.
- Joskow P.L. & Schmalensee R. [1983] *Markets for Power*, Cambridge: MIT Press, Mass.
- Joskow P.L. [1987] Contract duration in relationship - specific investments: empirical evidence from coal market, *The American Economic Review* Mars.
- Joskow P.L. [1989] Regulatory Failure, Regulatory Reform, and Structural change in the Electrical Power Industry *Brookings Papers on Economic Activities, microeconomics pp 125-207*.
- Joskow P.L. [1991] The role of Transaction cost economics antitrust and public utility regulatory policy, *Journal of Law Economics and Organisation*, volume 7.
- Joskow P.L. [1996] Introducing Competition into Regulated Network Industries *Industrial and Corporate Change 2, 341-82*.
- Joskow P.L. [1999] Regulatory Priorities for Infrastructure sector Reform In Developing Countries *Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics 1998*.
- Joskow P.L. [2000] Introduction *In Economic Regulation Critical Ideas in Economics 1, edited by P. L. Joskow, Elgar Reference Collection*.
- Joskow P.L. [2000a] Why do we need Electricity Retailers? Or can you get it Cheaper Wholesale? *Working Paper MIT*.
- Joskow P.L. [2000b] Deregulation and Regulatory Reform in the US Electricity Power Sector *Brookings AEI Conference on Deregulation in Network Industries December 1999*.
- Joskow P.L. [2000c] Transaction Cost Economics and Competition Policy *IVe ISNIE Annual Conference, Tübingen, Allemagne, Septembre*.
- Joskow P.L. [2001] California's electricity market meltdown *Economie et société, économie de l'énergie, série EN N°8 1-2/2001, pp 281-296*.

- Joskow P.L. [2001] US Energy Policy during the 1990s *Conference "American Economic Policy During the 1990s, Harvard University June 2001.*
- Joskow P.L. [2002a] Transactions Costs Economics, Antitrust Rules, and Remedies *Journal Of Law, Economics, and Organization volume 18, Numéro 1.*
- Joskow P.L.[2002b] Electricity sector restructuring and competition: a transaction cost perspective in *E. Brousseau & J-M. Glachant, à paraître.*
- Kahn E.[1996] Introducing Competition To The Electricity In Spain : The Role Of Initial Conditions *dans Deregulation of Electric Utilities Georges Zaccours Kluwer Academic Publisher.*
- Kahn E.[1998] Introducing Competition To The Electricity In Spain : The Role Of Initial Conditions *dans Utilities Policy Strategy Performance regulation Volume 7 Numero 1.*
- Kaldor N. [1939] Welfare Propositions of Economics and Interpersonal comparisons of Utility *Economic Journal.*
- Klein B. [2000] The Role of Incomplete contracts in self-Enforcing Relationships *Revue d'économie Industrielle N° 92 pp 67-80.*
- Kleindorfer P.R. [1998] *Ownership Structures, contracting and regulation of transmission services providers,* dans H.P Chao & H.G. Huntington, *Designing Competitive Electricity Markets,* Kluwert Academics Press, Boston.
- Knight S. [1997] *Electricity in Germany,* Financial Times Energy.
- Kwoka J.E. Jr [2002] Governance Alternatives and pricing in the US Electricity Power Industry *Journal Of Law, Economics, and Organization volume 18, Numéro 1.*
- Laffont J.J. & Tirole J. [1986] Using Cost Observation to Regulated firms *Journal of Political Economy 94, Part 1 June pp 614-641.*
- Laffont J.J. & Tirole J. [1990] The Regulation of Multiproduct Firms Part I *Journal of Public Economics, 43 pp 1-43.*
- Laffont J.J. & Tirole J. [1993] *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation* MIT Press.

Laffont J.J. & Tirole J. [1996] Creating Competition Thought Interconnection: Theory and Practice *Journal Of Regulatory Economics, Volume 10, Numéro 3 pp 227-257.*

Laffont J.J. & Tirole J. [2000] *Competition in Telecommunications* MIT Press.

Lafontaine F. & Raynaud E. [2000] Créance Résiduelle et flux de rentes comme mécanismes incitatifs dans les contrats de franchise: compléments ou substituts? *Revue d'économie Industrielle N° 92 pp 255-276.*

Lasheras M. A. [1998] Stranded Costs in the Spanish Electricity Industry, *Publications de la CNSE.*

Lauvaux P. [1998] *Les grandes démocraties contemporaines.* PUF.

Lavroff D. M. [1991] *Dix ans de démocratie constitutionnelle en Espagne* Edition du CNRS.

Lawson, N. [1992] *The View from No. 11: Memoirs of a Tory Radical*, London: Corgi.

Lévêque F. [1998] *Economie de la réglementation* La Découverte.

Levy B. & Spiller P.T. [1994] The institutional Foundations of Regulatory Commitment : A comparative Analysis of Telecommunications Regulation *Journal Of Law, Economics, and Organization volume 10, Numéro 2.*

Levy B.; Spiller P. T. (eds) [1996] *Regulations, Institutions and Commitment. Comparative Studies of Telecommunications.* Cambridge University Press.

Levy B.[1998] Credible regulatory policy: options and evaluation *dans Piccioto R. & Wiesner E. [1998] Evaluation and Development The Institutional Dimension, World Bank transaction Publisher*

Liebowitz S. J. & Margolis S. E. [1995] Path Dependence *Journal of Law, Economics and Organisation.*

Liebowitz S. J. & Margolis S. E. [1999] *Winners, Losers & Microsoft, chapter 3 Theories of Path Dependence* The Independent Institute, Oakland, California.

Lijphart A. [1999] Patterns of Democracy, Governments Forms and Performance in 36 countries, Yale University Press.

- Littlechild S. [1983] Regulation of British Telecomm Profitability *London HMSO*.
- Loredo E. Suarez E. [2000] The Governance of Transaction: Joskow Coal-Burning generating plant example revisited, *Energy Policy* 28.
- Lupia A. & McCubbins M.D. [1998] Political Credibility and Economic Reform Part 1: Do politicians Intend to Keep the Promises They Make? *World Bank Report*.
- Macatangay R.E.A. [2001] Market definition and dominant position abuse under the NETA in England and Wales *Energy Policy* 29, pp 337-340.
- MacKerron G. [1996a] Nuclear Power under Review in *Surrey J. [1996] The British Experiment Privatisation : the record, the issues, the lessons, Earthscan Publication Ltd, London*.
- MacKerron G. [2001] Organisation and Regulation of the electricity Supply Industry in the United Kingdom, dans De Paoli L. (ed) [2001] *The Electricity Industry in Transition, Organisation, Regulation And Ownership In the EU Member States*, FrancoAngeli éditeur.
- MacKerron G., Watson J. [1996a] The Winners and the Losers so far in *Surrey J. [1996] The British Experiment Privatisation : the record, the issues, the lessons, Earthscan Publication Ltd, London*.
- Martimort D. [1999] The life Cycle of Regulatory agencies : Dynamics Capture and Transaction Cost, *Journal of Economic Studies*.
- Martin P. [1997] *Les systèmes électoraux et les modes de scrutin*, Clefs Politiques Montchrestien.
- Mathieu B. [2000] Produire : La mobilisation des ressources énergétiques par l'électricité dans *Ménager A. Voyage au cœur du système électrique, Eyrolles*.
- McCubbins M.D., Noll R.G. & Weingast B.R. [1987] Administrative Procedures as Instruments of Political Control *The Journal of Law, Economics & Organisation* Vol 3 Fall pp 243-277.
- McCubbins M.D., Noll R.G. & Weingast B.R. [1989] Structures and Process, Politics and Policy : Administrative Procedures and the Political Control of Agencies, *Virginia Law Review* 75, pp 431-482.
- Ménager A. [2000] *Electricité, voyage au cœur du système* Eyrolles.

Ménard C. & Saussier S. [2000] Contractual Choice and Performance, The Case of Water Supply in France *Revue d'Economie Industrielle*, N° 92 pp 385-404.

Ménard C. & Shirley M.M. [2000] Reforming Public Utilities: Lessons from Urban Water Systems in 6 developing Countries *Working Paper World Bank*.

Ménard C. [1990] *L'économie des Organisations*, édition la découverte.

Ménard C. [1995] Markets as Institutions versus Organizations as Markets: Disentangling Some Fundamental Concepts. *Journal of Economic Behavior and Organization*. 28 (3): 161-182.

Ménard C. [1997] Le pilotage des formes organisationnelles hybrides *Revue économique volume 48*, Numéro 3 pp 741-750.

Ménard C. [2000] *Institutions, Contracts and Organizations, Perspectives from New Institutional Economics*. Edward Elgar.

Mény Y. [1993] *Politique comparée. Les démocraties*. Paris: Montchrestien.

Mez L. [1997] The German Electricity Reform Attempts: Reforming Co-optive Networks, In Midttun Eds [1997] *European Electricity Systems in Transition, Elsevier Global Energy Policy and Economics Series*.

Michalet C.A. [2001] Les fusions-acquisitions dans le secteur énergétique: l'impact de la globalisation *Economie et société, économie de l'énergie, série EN N°8 1-2/2001*, pp 89-105.

Midttun A. & Met L. [1997] The Politics of Electricity Regulation In Midttun Eds [1997] *European Electricity Systems in Transition, Elsevier Global Energy Policy and Economics Series*.

Midttun A. & Thomas S. [1998] Theoretical ambiguity and the weight of historical heritage: a comparative study of the British and Norwegian electricity liberalization *Energy Policy volume 26*, Number 3.

Midttun A. [1997] Regulation Paradigms and Regulation Practice In Midttun Eds [1997] *European Electricity Systems in Transition, Elsevier Global Energy Policy and Economics Series*.

Midttun A. eds [1997] *European Electricity Systems in Transition, A Comparative Analysis of Policy and Regulation In Western Europe* Elsevier Global Energy Policy and Economics Series.

Midttun A.[1997] Electricity Policy within the European Union : one step Forward, Two Steps back *In Midttun Eds [1997] European Electricity Systems in Transition, Elsevier Global Energy Policy and Economics Series.*

Milgrom P. and Roberts J. [1990] Bargaining, influence costs, and organisation *dans Elat J. A. & Shepsle K. A. [1990] Perspectives on Positive Political Economy, Cambridge University Press.*

Milgrom P.; Roberts J. [1992] *Economics, Organisation and Management*,Prentice-Hall.

Milgrom P.[2001] Putting Auction Theory to Work: The Simultaneous Ascending Auction, *Journal of Political Economy.*

Ministerio de Industria y Energia [1996] Protocolo Para El Establecimiento De Una Nueva Regulacion Del Sistema Electrico National, *Ministerio de Industria y Energia.*

Moe T. M. [1984] The New Economics of Organization *American Journal Of Political Science pp 739-777.*

Moe T. M. [1990a] Political Institutions : The Neglected Side of the Story *The Journal of Law, Economics & Organisation Vol 6 Special Issue.*

Moe T. M. [1990b] The Politics of Structural Choice : Toward a Theory of Public Bureaucracy *in Organization Theory , From Chertter Barnard to the Present and Beyond, ed Oliver E. Williamson Oxford University Press 1990.*

Moe T. M. [1991] Politics and the Theory of Organization *The Journal of Law, Economics & Organisation Vol 7 Special Issue.*

Moe T. M., Caldwell M. [1994] The Institutional Foundation of Democratic Government : A Comparison of Presidential and Parliamentary Systems *Journal of Institutional and Theoretical Economics*150/1.

Moe T. M., Howell W. G. [1999] The Presidential power of Unilateral Action *The Journal of Law, Economics, & Organization volume 15 Number 1.*

Moravcsik A. [1993] Preferences and Power in the European Community. A Liberal Intergovernmentalist Approach, *Journal Of Commons Market Studies, 31 pp 473- 523.*

- Moravcsik A. [1994] *Why the European Community Strengthens the state. Domestic Politics and International Cooperation*, Center for European Studies Harvard University Press.
- Morcel H. [1992] Etude comparée des nationalisations de l'électricité en Europe occidentale après la seconde guerre mondiale *dans 1880-1980 Electricité et électrification dans le monde* PUF.
- Nelson R.R. & Winter S.G. [1982] *An Evolutionary Theory of Economic Change*, Cambridge : Harvard University Press.
- Newbery D. M.[1995] Power Market and Market Power *The Energy Journal*, Vol.16, n°3, 39-66.
- Newbery D.M. [1998] Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market, *Rand Journal of Economics* Vol. 29 N° 4.
- Newbery D.M. [1999] The UK experience: Privatisation with market power, in *Bergman et alii, A European Market for Electricity? SNS, CEPR*.
- Newbery D.M.[2000] *Privatisation Restructuring, and Regulation of Network Utilities* The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London England.
- Noll R. G. (eds) [1985] *Regulatory Policy and Social Sciences*, University of California Berkeley.
- Noll R. G. Shirley M.M. Cowan S. [2000] Reforming Urban Water systems in Developing countries dans *Krueger A.O. Economic Policy Reform: The second Stage, Chicago University Press*.
- Nool R.G. [2000] *The Economics and Politics of the Slowdown in Regulatory Reform* Edition AEI-Brookings joint Center for Regulatory Studies, Washington D. C.
- North D. C. [1990] Institutions and a Transaction cost theory of exchange *dans Elat J. A. & Shepsle K. A. [1990] Perspectives on Positive Political Economy, Cambridge University Press*.
- North D. C. [1991] *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge University Press.
- North D. C. [1991] Institutions *Journal of Economic Perspectives Vol 5 Number 1 pp 97-112*.
- North D. C. [1991] Toward a Theory of Institutional Change *Quarterly Review of Economics and Business vol 31 N°4 Winter*.

- North D. C. [1993] Institutions and Credible Commitment *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 149/1.
- OCDE [1998] *Etudes économiques de l'OCDE, Espagne*. OCDE, 1998.
- OCDE [1999] *Relationship between Regulators and Competition Authorities* OCDE, 1999.
- OCDE [2000a] *Regulatory reform in Spain, Governance*. OCDE, 2000.
- OCDE [2000b] *Etudes économiques de l'OCDE, Espagne*. OCDE, 2000.
- OCDE [2001] *Etudes économiques de l'OCDE, Espagne*. OCDE, 2001.
- Ofgem [2002] *The review of the First year of NETA*, A review document, July 2002.
- Olsen J.O. & Skytte K. [1998] Liberalisation of the electricity supply industry in northern Europe - which consequences?, *dans Electricity in Europe in the 21st century : What performances and what game rules ? Program & Proceedings, University Paris 1 13-14, November 1998*.
- OXERA, NERF, ESAP, ATOM [2001] *Electricity Liberalisation Indicators in Europe*, DG TREN.
- Pagano U. [1998] Is Power an Economic Good? Notes on Social Scarcity and the Economics of Positional Goods. *In Bowles, Pagano, Franzini The Politics and the Economics of Power., Routledge, London 1998*.
- Pagano U. [2000] *The Evolution of Economic Diversity*. Routledge London.
- Pagano U. [2001] Legal Positions and Institutional Complementarities, Working Paper Università de Siena
- Paoli L.& Finon D. [1993] Implications of Community Policy for the electricity industry, *Utilities Policy, août, p. 209-211*.
- Pardo A., Meneu V. & Valor E. [2002] Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load *Energy Economics* 24, pp 55-70.
- Parker M. [1996] Effects on Demands for Fossils Fuels *in Surrey J. [1996] The British Experiment Privatisation : the record, the issues, the lessons, Earthscan Publication Ltd, London*.

- Parkinson, C. [1992] *Right at the Centre: An Autobiography*, London: Weidenfeld & Nicolson.
- Percebois J. (eds) [1997] *Energie et Théorie Economique*, Cujas.
- Percebois J. [2001] Energie et Théorie économie : un survol, *Revue d'Economie Politique*, N° 111, nov-dec.
- Percebois J.[1997b] La dérégulation de l'industrie électrique en Europe et aux Etats-Unis. Un processus de décomposition-recomposition, dans *Revue de l'Energie* N° 490.
- Perez-Diaz V. [1996] *Espagne, la démocratie libérale, 20 ans après*, Espace International, Editions Complexe.
- Perez-Picazo M. T. et Lemeunier G. [1994] *L'Espagne au XXe siècle*, Armand Colin.
- Perrot A. [2002] Les frontières entre régulation sectorielle et politique de la concurrence, *Revue Française d'Economie* N°4 vol XVI.
- Pielow J.C. & Koopman H.M. [2001] Energy Law in Germany, dans *Roggenkamp M.M., Ronne A., Redgwell C., Del Guayo I. [2001] Energy Law in Europe, National, EU and International Law and Institutions*, Oxford University Press.
- Pollitt M.G. [1997] The impact of Liberalization on the Performance of the Electricity Supply Industry: an International Survey *The Journal of Energy Literature Volume 3*, N°2.
- Pollitt M.G. [1999] A survey of the deregulation of public enterprises in the UK *dans M.Kagami and M.Tsujii (eds.), Privatization, Deregulation and Institutional Frameworks, Institute of Developing Economies: Tokyo, pp.120-169.*
- Portelli H. [1994] *Les régimes politiques européens*. Paris: Librairie Générale Française.
- Posner R.A. [1971] Taxation by Regulation *Bell J. of Economics & Management Science, vol. 2, Printemps, pp. 22-50.*
- Posner R.A. [1974] Theories of Economic Regulation *Bell Journal of Economics & Management Science 155.*
- Posner R.A. [1992] *Economic Analysis of Law* Little, Brown & co 4e edition.

- Prosser T. [1999] Theorising Utility Regulation, *Modern Law Review* 62, pp 196-217.
- Ramseyer J.M. & Rosebluth F.M. [1993] *Japan's Political Marketplace*, Harvard University Press.
- Rapport Commissariat Général du Plan [1999] *Tableaux de bords des systèmes électriques européens* Commissariat Général du Plan.
- Red Electrica de Espana [1999] *Operacion del sistema Electrico, avance del informe 1998* Red Electrica de Espana.
- Red Electrica Espanola [1995] *Sistema electrico espanol*, Red Electrica de Espana.
- Red Electrica Espanola [1998a] *Explotacion del sistema electrico*, Red Electrica de Espana.
- Red Electrica Espanola [1998b] *Sistema electrico espanol* Red Electrica de Espana.
- Red Electrica Espanola [1999] *Operacion del sistema Electrico, avance del informe 1998* Red Electrica de Espana.
- Red Electrica Espanola Ministère de l'énergie espagnol [1998] *Boletin Estadistico de Energia Electrica, Aout 1998*. Red Electrica de Espana.
- Regibeau P [1999] Regulatory Reform in the Spanish Electricity Industry : Same as it ever was?, in Bergman et alii, *A european Market for Electricity?* SNS, CEPR.
- Renton B. [1992] Who regulates the regulator ? dans Davidovici M. [1995], "Les agences britanniques de réglementation le cas de d'OFGAS ", *CERNA Cahier de Recherche 95-B-1*.
- Roggenkamp M.M., Ronne A., Redgwell C., Del Guayo I. [2001] *Energy Law in Europe, National, EU and International Law and Institutions*, Oxford University Press.
- Romero Balmas G. N. [1992] Développement et intégration régionale de l'industrie électrique en Andalousie jusqu'en 1935 dans *1880-1980 Electricité et électrification dans le monde* PUF.
- Rosal-Fernández I. [2000] How costly is the maintenance of the coal-mining jobs in Europe? The Spanish case 1989-1995 *Energy Policy* 28, pp 537-547.
- Rose-Ackerman S. [1999] *Corruption and Government, Causes, consequences, and Reform* Cambridge University Press.

Roubini N. & Sachs J. [1989] Political & Economic determinants of budget deficits in industrial democracies, *European Economic Review* N° 33.

Ruff L.E. [2000] The proposed "NETA" for England & Wales: a logic Setback for competition, consumers, and logic *The Electricity Journal*.

Salanié B. [1994] *Théorie des Contrats*, Economica.

Savedorff W.D. & Spiller P.T. [1999] *Spilled Water: Institutional Commitment in the Provision of Water Services*.

Schamis H. [1999] Distributional coalitions and the politics of economic reform in Latin America, *World Politics* 51 N°2.

Scharpf F. [2000] *Gouverner l'Europe*, Presses de Sciences Po.

Schiffer H. W. [1999] *Energiemark Bundesrepublik Deutschland*, Cologne.

Schmidt S.K. [1997], Sterile Debates and Dubious Generalisations: European Integration Theory Tested by Telecommunications and Electricity, *Journal of Public Policy*, vol. 16, no. 3, pp. 233-71.

Schmidt S.K. [1998], Commission Activism: Subsuming Telecommunications and Electricity under European Competition Law, *Journal of European Public Policy*, vol. 5, no. 1.

Selznick P. [1985] Focusing Organisational Research on Regulation, dans Noll R (eds) [1985] *Regulatory Policy and Social Sciences*, University of California Berkeley pp 362- 367.

Serrano-Martinez J. M. et Calmes R. [1998] *L'Espagne, du sous développement au développement*, L'Harmattan.

Serrato Angeles G. [2000] *Environnement Institutionnel, financement des investissements et choix d'organisation industrielle, le cas des industries électriques argentine et mexicaine* Thèse Université de Grenoble 2, CNRS IEPE.

Shirley M.M. & Colin Xu L. [1998] Information, Incentives, and Commitments : An Empirical Analysis of contracts Between Governments and state Enterprises *The Journal of Law, Economics, & Organization* volume 14.

- Shy O. [2001] *The Economics of Network Industries* Cambridge University Press.
- Sidak J. G & Spulber D.F. [1998] *Deregulatory Takings and the Regulatory Contract, the Competitive Transformation of Network Industries in the United States* Cambridge University Press.
- Skytte K. [1999] Market imperfections on the power markets in northern Europe, a survey paper, *Energy Policy* 27.
- Soares M. I. [1998] The Iberian Electricity Market : Toward a Common Market *dans Electricity in Europe in the 21st century : What performances and what game rules ? Program & Proceedings, University Paris 1 13-14, November 1998.*
- Spiller P.T. & Martorell L.V. [1996] How should it be done? Electricity regulation in Argentina, Brazil, Uruguay, and Chile *in Gilbert R.J. & Kahn E.P. (eds) International Comparisons of electricity Regulation* Cambridge University Press.
- Spiller P.T. & Vogelsang I. [1997] The Institutional Foundations of Regulatory Commitment in the UK : The Case of Telecommunications *Journal of Institutional and theoretical Economics* vol 153, N° 4 pp 607-629.
- Spiller P.T. [1996] Institutions & Commitments *Industrial and Corporate Change* Volume 1, pp 421-452.
- Spiller P.T. Bergara M. Henisz W. J. [1998] Political Institutions and Electric Utility Investment : A cross nation analysis *Working Paper University Of Berkeley.*
- Staropoli C. [2000] A Comparative Analysis of Newly Created Wholesale Electricity Markets, *In: Glachant - Finon (eds) Electricity in Europe in the XXI Century (forthcoming).*
- Staropoli C. [2001] *Organisation et Efficacité des marchés de gros d'électricité, une analyse économique des marchés anglo-gallois et nordique* Thèse Université de Paris 1 Panthéon Sorbonne.
- Stigler G.J. [1971] The Theory of Economic Regulation *Bell J. of Economics & Management Science, vol. 2, Printemps, pp. 3-21.*
- Stoffaes C. [1994], *Entre monopole et concurrence. La régulation de l'énergie en perspective historique*, éditions P.A.U.

- Stoft S. [2002] *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*, IEEE Press.
- Sturm R. & Wilks S. [1997] *Competition policy and the regulation of the electricity supply industry in the Britain and Germany*, anglo-german foundation report.
- Sudria C. [1987] Les restrictions de la consommation d'électricité en Espagne pendant l'après guerre : 1944-1954. dans *1880-1980 un siècle d'électrification dans le monde* PUF.
- Surrey J. (ed.) [1996] *The British Electricity Experiment* Earthscan.
- Tait B. [1999] *European Power Trading*, Londres Financial Times Energy.
- Tamanes R. [1987] *Introduction à l'économie espagnole* Sedes.
- Thatcher, M. [1993] *The Downing Street Years*, London: HarperCollins.
- Thomas S [1996] The privatisation of Electricity Supply Industry in Surrey J. [1996] *The British Experiment Privatisation : the record, the issues, the lessons*, Earthscan Publication Ltd, London.
- Thomas S. [1997] The British Market Reform : a centralistic Capitalist Approach In *Middttun Eds [1997] European Electricity Systems in Transition*, Elsevier Global Energy Policy and Economics Series.
- Thomas S. [1999] Why Electricity Privatisation has made a Nuclear Phase-Out more difficult in Britain, SPRU Working Paper.
- Thomas S. [2000] Nuclear Power in UK - Two companies trying to find a future SPRU Working Paper.
- Thomas S. [2002] Sustainability and the British electricity Reforms, colloque Energy for Sustainable societies, Bogota Colombie, juillet 2002.
- Tirole J. [1988] *The Theory of Industrial Organisation*, MIT Press
- Uda Urzaiz J. [1998] Liberalisation of the Spanish Electricity Sector : An Advanced Model, *The Electricity Journal*.
- UNESA [1992] *El desarrollo hidroeléctrico en España*, Publications de l'UNESA.
- UNESA [1996] *Evolucion economico-financiera del sector electrico 1988-1995* Publications de l'UNESA.

UNESA [1997] *La Industria Eléctrica Y La Gestión* Publications de l'UNESA.

UNESA [1999] *La Liberalización Del Sistema Eléctrico Español Y Los Costes De Transición A La Competencia*, Publications de l'UNESA.

UNESA [1999] *La Liberalización Del Sistema Eléctrico Español Y Los Costes De Transición A La Competencia*. Publications de l'UNESA.

UNESA [2001] *Memoria Estadística Eléctrica 2000*. Publications de l'UNESA. et toutes les éditions depuis 1983.

UNESA et MINER [1996] *Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del sistema eléctrico nacional*. disponible sur le site Web de l'Unesa.

UNESA et Ministerio de Industria y Energía [1998] *Acuerdo Miner – Sector Eléctrico*, Publications de l'UNESA.

Union Fenosa [2001] *Informe Anual 2000*. Publications d'Union Fenosa et toutes les éditions depuis 1991.

Vega-Cervera J.A. & Jurado-Málaga A. [2001] *Aspects of convergence in European electricity prices – an empirical approach* *Economie et société, économie de l'énergie, série EN N°8 1-2/2001*, pp 55-87.

Vickers J. [1997] *Regulation, Competition, and the Structure of Prices* *Oxford Review of Economic Policy* 13, Spring 15-26.

Vickers J. & Yarrow G. [1991] *Economic Perspectives on Privatization*, *Journal of Economic Perspectives*, Vol 2, pp 111-32 Spring.

Walker, P. [1991] *Staying Power: An Autobiography*, London: Bloomsbury.

Walz R. [2001] *Organisation and Regulation of the electricity Supply Industry in Germany*, dans De Paoli L. (ed) [2001] *The Electricity Industry in Transition, Organisation, Regulation And Ownership In the EU Member States*, FrancoAngeli éditeur.

Weingast B. R. [1989] *The Political Institutions of Representative Government : Legislature* *Journal of Institutional and Theoretical Economics* pp 693-703.

Weingast B. R. [1995] The Economic Role of Political Institutions: Market-Preserving Federalism and Economic Development. *Journal of Law, Economics and Organisation*, April, 269-96.

Weingast B. R. [2000] The Theory of Comparative Federalism and the Emergence of Economic Liberalization in Mexico, China and India *Working Paper Stanford University*.

Weingast B. R., Marshall W. J. [1983] The industrial Organization of Congress; or, Why Legislatures, like Firms, Are not Organized as Markets *Journal of Political Economy*, vol 91, N°5.

Weingast B. R., Qian Y. [1997] Federalism as a Commitment to Preserving Market Incentives *Journal of Economic Perspectives Vol 11 Number 4 pp 83-92 Fall 1997*.

Williamson O. E. & Winter S. (eds.) [1993] *The Nature of the Firm* Oxford University Press.

Williamson O. E. & Winter S.G. eds [1991] *The Nature of the Firm, Origins, Evolution, and Development*, Oxford University Press.

Williamson O. E. [1975] *Markets and Hierarchies* The Free Press.

Williamson O. E. [1976] Franchise bidding for natural monopolies—in general and with relation to CATV- *Bell J. of Economics*, vol. 7, *Printemps*, pp. 73-104.

Williamson O. E. [1985] *The Economic Institutions of Capitalism*. Free Press.

Williamson O. E. [1995] The Institutions and Governance of Economic Development & Reform *Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics 1994*.

Williamson O. E. [1996] *The Mechanisms of Governance*, Oxford University Press.

Williamson O. E. [2000] The New Institutional Economics : Tacking Stock, Looking Ahead *Journal of Economic Literature vol XXXVIII (sept 2000) pp 595-613*.

Williamson O. E. [2002] *The lens of Contract : Applications to Economic Development and Reform*, conference USAID et IRIS, 25 fev 2002.

Wilson R. [1998] Design Principles, dans H.P Chao & H.G. Huntington, *Designing Competitive Electricity Markets*, Kluwert Academics Press, Boston.

Wilson R. [1999] *Market Architecture*, Working Paper 99.6.15, Standford University.

Wilson R. [2002] Architecture of electricity Power Market, *Econometrica*, vol 70 N°4..

Wolak F. A.; Patrick R. H. [1997] The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market, Working Paper- Stanford University.

Wolfram C. D. [1999] Electricity Markets : Should the Rest of the World Adopt the UK Reforms? *Working Paper of POWER Berkeley University*.

World Bank [1995] *Bureaucrats in Business: The Economics and Politics of Government Ownership*. Oxford University Press.

Yvrande-Billon A. [2000] La nouvelle structure ferroviaire britannique : une analyse par la théorie des coûts de transaction, *Working Paper ATOM*.

Ziller J. [1993] *Administrations comparées. Les systèmes politico-administratifs de l'Europe des 12*. Paris: Montchrestien.

Table des Matières

Table des matières

Introduction Générale

1.	La réforme électrique : une réalité multiforme	1
1.1.	La réforme électrique comme objet d'analyse	3
1.2.	La multiplicité des réformes concurrentielles et le choix des pays représentatifs	5
2.	La théorie néo-institutionnelle : l'outil d'analyse des réformes	6
2.1.	Le Pragmatisme des hypothèses et la question de la remédiabilité	7
2.2.	L'insertion dans le programme de recherche néo-institutionnel	8
3.	Démarche et plan	9

Premier chapitre. Le cadre d'analyse des réformes

1.	Introduction du premier chapitre	11
2.	Une lecture néo-institutionnelle des réformes	13
2.1.	La complémentarité des perspectives	14
2.2.	La dimension des coûts de transaction	16
2.2.1.	Le pari de Joskow et Schmalensee	17
2.2.2.	La séparation fonctionnelle de l'organisation intégrée	19
2.2.3.	La question des structures de gouvernance des transactions	22
2.2.3.1.	La spécificité des actifs, complémentarité et quasi-rente	23
2.2.3.2.	L'incertitude et l'opportunisme	26
2.2.3.3.	Les problèmes de mesure et les externalités	29
2.2.4.	Les structures de gouvernance des transactions électriques	31
2.3.	La dimension des environnements institutionnels	33
2.3.1.	L'action sur les dimensions transactionnelles	34
2.3.2.	L'intensité des interventions	37

2.3.3.	Les capacités de négociations et l'arbitrage entre efficacité économique et redistribution	38
3.	La diversité des réformes	44
3.1.	Les différentes familles de réformes	45
3.1.1.	La Réforme minimaliste et l'Acheteur Unique	45
3.1.2.	Les modèles du Marché de gros	47
3.1.3.	Le modèle par les marchés de détails	50
3.2.	Les questions en suspens	52
3.2.1.	La coordination des investissements	53
3.2.2.	Le nombre d'acteurs et les stratégies des firmes	53
3.3.	L'opérationnalisation de la recherche	57
4.	Conclusion du premier chapitre	63

Deuxième chapitre. L'attractivité des réformes

1.	Introduction du deuxième chapitre	65
2.	Les principaux acteurs des réformes	68
2.1.	L'impulsion de la Commission européenne	68
2.2.	L'action gouvernementale	69
2.2.1.	L'attractivité de la réduction des aides au secteur charbonnier	70
2.2.1.1.	Les relations industrie électrique - charbon en Angleterre.	71
2.2.1.2.	Les relations industrie électrique-charbon en Allemagne	73
2.2.1.3.	Les relations industrie électrique-charbon en Espagne	76
2.2.2.	L'attractivité du désengagement des programmes nucléaires	80
2.2.2.1.	De Nuclear Electric à British Energy	80
2.2.2.2.	Le nucléaire et le charbon en compétition en Allemagne	83
2.2.2.3.	L'attrait du retrait du programme nucléaire espagnol	85
2.2.3.	L'attractivité de la privatisation et la désirabilité politique	87
3.	La révélation des " perdants " et des " gagnants "	90
3.1.	L'attractivité pour les actionnaires	90
3.1.1.	La situation anglaise	91
3.1.2.	Les actionnaires allemands	94

3.1.3.	Les actionnaires espagnols	94
3.2.	Les salariés des opérateurs historiques	96
3.2.1.	Une attractivité pour le statu quo	96
3.2.2.	Une mesure de l'intensité des pertes d'emplois	97
3.2.3.	Une évaluation des gains de productivité	98
3.2.4.	L'évolution des coûts salariaux et la gestion de la main d'œuvre	99
3.3.	L'attractivité de la réforme pour les consommateurs	100
3.3.1.	L'attractivité prix	101
3.3.2.	Les problèmes de mesure de l'attractivité prix	101
3.4.	L'attractivité pour les nouveaux entrants	105
3.4.1.	Les critères de taille et de croissance des marchés	106
3.4.2.	La matrice d'attractivité des marchés électriques européens	107
3.5.	Les configurations de gagnants et de perdants	109
4.	Conclusion du deuxième chapitre	112

Troisième chapitre. La faisabilité des réformes

1.	Introduction du troisième chapitre	116
2.	Les deux dimensions de la faisabilité	119
2.1.	La faisabilité institutionnelle	119
2.1.1.	Les enseignements du " design institutionnel "	121
2.1.1.1.	La dotation américaine, une décentralisation territoriale et fonctionnelle	123
2.1.1.2.	La dotation institutionnelle anglaise et la concentration des pouvoirs	125
2.1.1.3.	Les dispositifs de déconcentration et les environnements mixtes	127
2.1.2.	La synthèse des formes de faisabilité institutionnelle	130
2.2.	Les modalités industrielles de la faisabilité	131
2.2.1.	La nature des droits de propriété	132
2.2.2.	Les anciens arrangements institutionnels	133
2.2.3.	L'accessibilité des réseaux	134
2.3.	Les formes de faisabilité institutionnelle et industrielle	136
3.	La faisabilité des réformes dans trois expériences européennes	139
3.1.	L'expérience anglo-galloise de référence	140

3.1.1. L'évaluation de la faisabilité institutionnelle en 1990	140
3.1.1.1. La concentration des pouvoirs entre les mains du gouvernement	141
3.1.1.2. Des pouvoirs judiciaires indépendants mais limités	142
3.1.1.3. Un système partisan dual et stable	144
3.1.2. La faisabilité industrielle anglaise en 1990	146
3.1.2.1. La propriété publique du secteur électrique en 1990	146
3.1.2.2. La profonde transformation de l'ancien arrangement institutionnel	147
3.1.2.3. Une faible ouverture internationale des réseaux de transports	149
3.1.3. Une réforme avec des pouvoirs de marché imposée aux perdants	149
3.2. L'originalité de la réforme allemande	151
3.2.1. L'évaluation de la faisabilité institutionnelle	152
3.2.1.1. La séparation des pouvoirs exécutif et législatif	153
3.2.1.2. Un pouvoir judiciaire compétent en matière électrique	153
3.2.1.3. Le système partisan et la question du nucléaire	154
3.2.2. Une configuration industrielle dé-intégrée	157
3.2.2.1. Une dispersion et une diversité des droits de propriété	157
3.2.2.2. La continuité de l'ancien arrangement institutionnel	160
3.2.2.3. Une ouverture internationale freinée par l'ATR négocié	161
3.2.3. Une réforme négociée et mise en place par les opérateurs	162
3.3. La faisabilité espagnole et la persistance des politiques industrielles	164
3.3.1. L'évaluation de la faisabilité institutionnelle	165
3.3.1.1. La concentration des pouvoirs	165
3.3.1.2. Le pouvoir judiciaire appuie l'action gouvernementale	166
3.3.1.3. Le système partisan, entre bipartisme national et partis régionaux	168
3.3.2. L'évaluation de la faisabilité industrielle espagnole	169
3.3.2.1. Les droits de propriété électrique	173
3.3.2.2. Les arrangements institutionnels et les CTC	178
3.3.2.3. Un isolement des réseaux électriques	180
3.3.3. Une réforme cosmétique visant à la constitution de champions nationaux	181
4. Conclusion du troisième chapitre	183

Dernier chapitre. La crédibilité des réformes

1.	Introduction du dernier chapitre	186
2.	L'analyse de la crédibilité des réformes	188
2.1.	La crédibilité comme un problème de design institutionnel	188
2.1.1.	Le modèle initial de Levy et Spiller [1994]	188
2.1.2.	La crédibilité entre " stabilité des engagements et flexibilité "	194
2.2.	Le design des composantes et la crédibilité	198
2.2.1.	L'étude de la crédibilité des modes de gouvernance	198
2.2.2.	L'étude des composantes des régimes de régulation	210
2.2.3.	L'étude des structures incitatives de la régulation	221
3.	La crédibilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole	229
3.1.	La crédibilité de la réforme anglaise	231
3.1.1.	L'interaction entre l'environnement institutionnel et les modes de gouvernance	232
3.1.2.	La structure de gouvernance anglaise et les incitations	235
3.1.3.	L'évaluation du processus de réforme de la réforme	240
3.2.	La crédibilité de la réforme allemande	243
3.2.1.	L'interaction entre environnement institutionnel et structures de gouvernance	244
3.2.2.	La gouvernance auto-régulatrice et les mécanismes incitatifs	247
3.2.3.	Quand la faiblesse des incitations contraste avec la portée de la réforme	251
3.3.	La crédibilité de la réforme espagnole	253
3.3.1.	L'interaction entre environnement institutionnel et structures de gouvernance	254
3.3.2.	La structure de gouvernance et les incitations	258
3.3.3.	Les ambiguïtés de la réforme espagnole	263
4.	Conclusion du dernier chapitre	265

<i>Conclusion Générale</i>	267
-----------------------------------	-----

<i>ANNEXES</i>	271
-----------------------	-----

<i>Bibliographie</i>	308
-----------------------------	-----

<i>Table des matières</i>	338
----------------------------------	-----

Sommaire

<i>Introduction Générale</i>	1
<i>Premier chapitre. Le cadre d'analyse des réformes</i>	10
1. Introduction du premier chapitre	11
2. Une lecture néo-institutionnelle des réformes	13
3. La diversité des réformes	44
4. Conclusion du premier chapitre	63
<i>Deuxième chapitre. L'attractivité des réformes</i>	64
1. Introduction du deuxième chapitre	65
2. Les principaux acteurs des réformes	68
3. La révélation des " perdants " et de " gagnants "	90
4. Conclusion du deuxième chapitre	112
<i>Troisième chapitre. La faisabilité des réformes</i>	115
1. Introduction du troisième chapitre	116
2. Les deux dimensions de la faisabilité	119
3. La faisabilité des réformes dans trois expériences européennes	139
4. Conclusion du troisième chapitre	183
<i>Dernier chapitre. La crédibilité des réformes</i>	185
1. Introduction du dernier chapitre	186
2. L'analyse de la crédibilité des réformes	188
3. La crédibilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole	229
4. Conclusion de dernier chapitre	265
<i>Conclusion Générale</i>	267
<i>ANNEXES</i>	271
<i>Bibliographie</i>	308
<i>Table des matières</i>	336

Table des matières

Introduction Générale

1.	La réforme électrique : une réalité multiforme	1
1.1.	La réforme électrique comme objet d'analyse	3
1.2.	La multiplicité des réformes concurrentielles et le choix des pays représentatifs	5
2.	La théorie néo-institutionnelle : l'outil d'analyse des réformes	6
2.1.	Le Pragmatisme des hypothèses et la question de la remédiabilité	7
2.2.	L'insertion dans le programme de recherche néo-institutionnel	8
3.	Démarche et plan	9

Premier chapitre. Le cadre d'analyse des réformes

1.	Introduction du premier chapitre	11
2.	Une lecture néo-institutionnelle des réformes	13
2.1.	La complémentarité des perspectives	14
2.2.	La dimension des coûts de transaction	16
2.2.1.	Le pari de Joskow et Schmalensee	17
2.2.2.	La séparation fonctionnelle de l'organisation intégrée	19
2.2.3.	La question des structures de gouvernance des transactions	22
2.2.3.1.	La spécificité des actifs, complémentarité et quasi-rente	23
2.2.3.2.	L'incertitude et l'opportunisme	26
2.2.3.3.	Les problèmes de mesure et les externalités	29
2.2.4.	Les structures de gouvernance des transactions électriques	31
2.3.	La dimension des environnements institutionnels	33
2.3.1.	L'action sur les dimensions transactionnelles	34
2.3.2.	L'intensité des interventions	37

2.3.3.	Les capacités de négociations et l'arbitrage entre efficacité économique et redistribution	38
3.	La diversité des réformes	44
3.1.	Les différentes familles de réformes	45
3.1.1.	La Réforme minimaliste et l'Acheteur Unique	45
3.1.2.	Les modèles du Marché de gros	47
3.1.3.	Le modèle par les marchés de détails	50
3.2.	Les questions en suspens	52
3.2.1.	La coordination des investissements	53
3.2.2.	Le nombre d'acteurs et les stratégies des firmes	53
3.3.	L'opérationnalisation de la recherche	57
4.	Conclusion du premier chapitre	63

Deuxième chapitre. L'attractivité des réformes

1.	Introduction du deuxième chapitre	65
2.	Les principaux acteurs des réformes	68
2.1.	L'impulsion de la Commission européenne	68
2.2.	L'action gouvernementale	69
2.2.1.	L'attractivité de la réduction des aides au secteur charbonnier	70
2.2.1.1.	Les relations industrie électrique - charbon en Angleterre.	71
2.2.1.2.	Les relations industrie électrique-charbon en Allemagne	73
2.2.1.3.	Les relations industrie électrique-charbon en Espagne	76
2.2.2.	L'attractivité du désengagement des programmes nucléaires	80
2.2.2.1.	De Nuclear Electric à British Energy	80
2.2.2.2.	Le nucléaire et le charbon en compétition en Allemagne	83
2.2.2.3.	L'attrait du retrait du programme nucléaire espagnol	85
2.2.3.	L'attractivité de la privatisation et la désirabilité politique	87
3.	La révélation des " perdants " et des " gagnants "	90
3.1.	L'attractivité pour les actionnaires	90
3.1.1.	La situation anglaise	91
3.1.2.	Les actionnaires allemands	94

3.1.3.	Les actionnaires espagnols	94
3.2.	Les salariés des opérateurs historiques	96
3.2.1.	Une attractivité pour le statu quo	96
3.2.2.	Une mesure de l'intensité des pertes d'emplois	97
3.2.3.	Une évaluation des gains de productivité	98
3.2.4.	L'évolution des coûts salariaux et la gestion de la main d'œuvre	99
3.3.	L'attractivité de la réforme pour les consommateurs	100
3.3.1.	L'attractivité prix	101
3.3.2.	Les problèmes de mesure de l'attractivité prix	101
3.4.	L'attractivité pour les nouveaux entrants	105
3.4.1.	Les critères de taille et de croissance des marchés	106
3.4.2.	La matrice d'attractivité des marchés électriques européens	107
3.5.	Les configurations de gagnants et de perdants	109
4.	Conclusion du deuxième chapitre	112

Troisième chapitre. La faisabilité des réformes

1.	Introduction du troisième chapitre	116
2.	Les deux dimensions de la faisabilité	119
2.1.	La faisabilité institutionnelle	119
2.1.1.	Les enseignements du " design institutionnel "	121
2.1.1.1.	La dotation américaine, une décentralisation territoriale et fonctionnelle	123
2.1.1.2.	La dotation institutionnelle anglaise et la concentration des pouvoirs	125
2.1.1.3.	Les dispositifs de déconcentration et les environnements mixtes	127
2.1.2.	La synthèse des formes de faisabilité institutionnelle	130
2.2.	Les modalités industrielles de la faisabilité	131
2.2.1.	La nature des droits de propriété	132
2.2.2.	Les anciens arrangements institutionnels	133
2.2.3.	L'accessibilité des réseaux	134
2.3.	Les formes de faisabilité institutionnelle et industrielle	136
3.	La faisabilité des réformes dans trois expériences européennes	139
3.1.	L'expérience anglo-galloise de référence	140

3.1.1. L'évaluation de la faisabilité institutionnelle en 1990	140
3.1.1.1. La concentration des pouvoirs entre les mains du gouvernement	141
3.1.1.2. Des pouvoirs judiciaires indépendants mais limités	142
3.1.1.3. Un système partisan dual et stable	144
3.1.2. La faisabilité industrielle anglaise en 1990	146
3.1.2.1. La propriété publique du secteur électrique en 1990	146
3.1.2.2. La profonde transformation de l'ancien arrangement institutionnel	147
3.1.2.3. Une faible ouverture internationale des réseaux de transports	149
3.1.3. Une réforme avec des pouvoirs de marché imposée aux perdants	149
3.2. L'originalité de la réforme allemande	151
3.2.1. L'évaluation de la faisabilité institutionnelle	152
3.2.1.1. La séparation des pouvoirs exécutif et législatif	153
3.2.1.2. Un pouvoir judiciaire compétent en matière électrique	153
3.2.1.3. Le système partisan et la question du nucléaire	154
3.2.2. Une configuration industrielle dé-intégrée	157
3.2.2.1. Une dispersion et une diversité des droits de propriété	157
3.2.2.2. La continuité de l'ancien arrangement institutionnel	160
3.2.2.3. Une ouverture internationale freinée par l'ATR négocié	161
3.2.3. Une réforme négociée et mise en place par les opérateurs	162
3.3. La faisabilité espagnole et la persistance des politiques industrielles	164
3.3.1. L'évaluation de la faisabilité institutionnelle	165
3.3.1.1. La concentration des pouvoirs	165
3.3.1.2. Le pouvoir judiciaire appuie l'action gouvernementale	166
3.3.1.3. Le système partisan, entre bipartisme national et partis régionaux	168
3.3.2. L'évaluation de la faisabilité industrielle espagnole	169
3.3.2.1. Les droits de propriété électrique	173
3.3.2.2. Les arrangements institutionnels et les CTC	178
3.3.2.3. Un isolement des réseaux électriques	180
3.3.3. Une réforme cosmétique visant à la constitution de champions nationaux	181
4. Conclusion du troisième chapitre	183

Dernier chapitre. La crédibilité des réformes

1.	Introduction du dernier chapitre	186
2.	L'analyse de la crédibilité des réformes	188
2.1.	La crédibilité comme un problème de design institutionnel	188
2.1.1.	Le modèle initial de Levy et Spiller [1994]	188
2.1.2.	La crédibilité entre " stabilité des engagements et flexibilité "	194
2.2.	Le design des composantes et la crédibilité	198
2.2.1.	L'étude de la crédibilité des modes de gouvernance	198
2.2.2.	L'étude des composantes des régimes de régulation	210
2.2.3.	L'étude des structures incitatives de la régulation	221
3.	La crédibilité des réformes électriques anglaise, allemande et espagnole	229
3.1.	La crédibilité de la réforme anglaise	231
3.1.1.	L'interaction entre l'environnement institutionnel et les modes de gouvernance	232
3.1.2.	La structure de gouvernance anglaise et les incitations	235
3.1.3.	L'évaluation du processus de réforme de la réforme	240
3.2.	La crédibilité de la réforme allemande	243
3.2.1.	L'interaction entre environnement institutionnel et structures de gouvernance	244
3.2.2.	La gouvernance auto-régulatrice et les mécanismes incitatifs	247
3.2.3.	Quand la faiblesse des incitations contraste avec la portée de la réforme	251
3.3.	La crédibilité de la réforme espagnole	253
3.3.1.	L'interaction entre environnement institutionnel et structures de gouvernance	254
3.3.2.	La structure de gouvernance et les incitations	258
3.3.3.	Les ambiguïtés de la réforme espagnole	263
4.	Conclusion du dernier chapitre	265

<i>Conclusion Générale</i>	267
-----------------------------------	-----

<i>ANNEXES</i>	271
-----------------------	-----

<i>Bibliographie</i>	308
-----------------------------	-----

<i>Table des matières</i>	338
----------------------------------	-----