



INSTITUT D'ECONOMIE ET
DE POLITIQUE DE L'ENERGIE

Cahier de recherche n° 17

**Règles d'ouverture de marché et
potentialités de déstabilisation d'une
industrie électrique intégrée en économie ouverte.**

Scénarios institutionnels d'évolution de l'industrie électrique française

Dominique Finon

Août 1999

La version anglaise sera publiée dans
J.M. Glachant dir. (2000).- *Electricity in Europe in the XXI^e Century.*- Londres, Edward Elgar.

Institut d'économie et de politique de l'énergie
Unité mixte de recherche du Centre National de la Recherche Scientifique et de l'Université Pierre Mendès France (UFR DGES)

IEPE, BP 47, 38040 Grenoble Cedex 09, Tel : 04 76 51 42 40 ; Fax : 04 76 51 45 27
e mail : iepe@upmf-grenoble.fr ; <http://www.upmf-grenoble.fr/iepe>

SOMMAIRE

1. La réorganisation obligée de l'industrie électrique française	5
1.1. L'aménagement limité de l'organisation de l'industrie électrique française	6
1.2. Les références justificatrices	9
2. Les contraintes à l'instauration d'une réelle contestabilité	11
2.1. La position dominante de l'entreprise électrique nationale : une désincitation fondamentale à l'entrée	13
2.2. Les limites du contrôle du risque d'abus de position dominante	15
2.3. Les réticences à l'entrée de concurrents potentiels sur le marché électrique	17
3. Maintien de l'exception française ou alignement européen : deux scénarios d'évolution organisationnelle	19
3.1. Scénario de maintien d'un marché à contestabilité limitée	20
3.1.1. Les fondements du scénario : contestabilité économique faible, mais contestabilité institutionnelle efficace	20
3.1.2. Les limites du scénario conservatoire dans le contexte de l'intégration européenne	23
3.2. Le scénario de « contamination concurrentielle	25
3.2.1. Le processus de déstabilisation de l'organisation intégrée	25
3.2.2. Les limites institutionnelles internes du scénario de contamination concurrentielle	28
4. Conclusion	30
Bibliographie	32

English Summary

Market-opening rules and potentialities of destabilisation of hierarchical power industries in an open economy : institutional scenarios on the French power industry

One way to introduce the competition in the power industries is to preserve the integration of the incumbent companies and to organise the access of potential competitors to the network on a fair basis. But this combination of hierarchy and contracts between external producers (IPP candidates, foreign producers) suppliers and consumers appears to be unstable because of permanent tensions between monopolistic and competitive activities.

The purpose of the paper is to analyse the reform of the French power industry, the extreme integration of the industrial organisation of which is deeply rooted in the French institutional particularisms. After the presentation of the main features of the 1999 reform, different elements of instability of the new structure are pointed out : the over-dominant position of the incumbent company which dissuades entries, institutional isomorphism between economies integrated to a regional space (heterogeneity of structures between EC countries generates problems of reciprocity and fairness), and the end of the traditional capture of the regulator by the incumbent company because of the autonomisation of the function of regulation.

Two institutional scenarios are defined, which give a different weight to two competition paradigms in conflicts : the traditional "industrial economics" which inclines to preserve hierarchy in the national area to gain competitive advantages in the European field, and the neo-classical paradigm. In the first one, in the name of strategic efficiency, the integration of the industrial organisation could be preserved in spite of the asymmetry of structures between countries, and the playing field is the continental Europe on which national champions compete. In the second one the French industrial organisation has to conform to the competitive model, with vertical and horizontal disintegration and creation of a power exchange market. This scenario necessitates to test the force of the institutional determinism of the nuclear legacy.

Sous la pression de la Directive européenne 96/92 de 1996, la France a adopté en 1999 une réforme minimale de l'organisation de son industrie électrique en conservant les frontières de l'entreprise historique¹. Cette réforme plaque sur la structure hiérarchique actuelle une règle d'accès des tiers au réseau ouvrant sur des arrangements bilatéraux de vente directe sur un segment limité, sans autre modification notable. Conformément à sa position originelle du début des années quatre-vingt-dix, le gouvernement français n'a pas voulu mettre en question une structure industrielle qu'il considère efficace économiquement et socialement.

Cette structure est-elle stable pour autant ? Le modèle théorique de libéralisation d'industries de réseau considère que l'introduction de règles limitées de concurrence dans une industrie auparavant intégrée enclenche un processus de déstabilisation vers une forme déintégré et stable (Gilbert et al., 1996 ; Lévêque, 1998). Dans ce schéma, le changement de règles éveille l'intérêt des candidats potentiels à l'entrée qui revendiquent des évolutions limitant l'avantage de l'opérateur historique (Chevalier, 1999). De plus il crée une tension entre logique concurrentielle et logique monopoliste de l'opérateur historique. L'observation des mouvements de libéralisation des industries de réseau énergétique en système fermé (Royaume-Uni) montre ainsi que la concurrence se marie difficilement avec la position dominante de l'opérateur historique resté intégré et qu'un changement initial limité enclenche une dynamique de déstabilisation (Armstrong et al., 1994). La position dominante de l'opérateur historique se traduit par diverses barrières à l'entrée (asymétrie de coûts, manipulation des conditions d'accès, subventions croisées entre segments du marché, avantages commerciaux divers). Certaines sont contrôlables par le régulateur, mais d'autres ne le sont pas, ce qui dissuade l'échange bilatéral. L'abus de position dominante n'étant jamais loin, l'incitation à rectifier les règles serait permanente.

Une seconde source d'instabilité est l'asymétrie de structures et de règles entre pays européens. La réforme française s'effectue dans un espace économique régional en cours d'intégration où la convergence des règles nationales est considérée comme une nécessité pour supprimer les barrières aux échanges. Même si la Directive de 1996 n'impose pas de normes uniformes, le degré d'hétérogénéité des règles qu'elle autorise entre pays n'est pas définitif. La spécificité de la nouvelle organisation française accroît la variété institutionnelle dans l'Union Européenne et crée des asymétries importantes entre Etats-membres. La position sur-dominante de l'opérateur historique français sur son territoire pourra engendrer des abus contraires au droit de la concurrence et donner lieu à des conflits juridiques, politiques et économiques aux plans national et européen, qui seront porteurs de déstabilisation.

¹ La loi a été votée par l'Assemblée Nationale, le 22 février 1999 et par le Sénat, en octobre 1999. Une longue série de décrets doit ensuite être définie par le gouvernement afin de rendre la loi effective en 2000.

L'objet de ce papier est de procéder à une analyse des conditions de stabilité de la nouvelle organisation industrielle française, par une identification des facteurs économiques d'érosion endogènes et exogènes. Dans un premier temps, après avoir rappelé les éléments principaux de la nouvelle loi française qui cherche à rendre le marché électrique contestable plutôt que d'introduire une concurrence effective, on discute la réalité de cette contestabilité qui est désamorcée par les caractéristiques de la position dominante de l'opérateur historique. On développe, dans un second temps, une prospective institutionnelle en jouant des facteurs économiques d'instabilité et de résilience pour développer deux scénarios contrastés :

- l'un de maintien du particularisme français (scénario de Marché à Constabilité Limitée)
- l'autre de convergence vers un modèle déintégré de style britannique (scénario de Contamination Concurrentielle).

1. La réorganisation obligée de l'industrie électrique française

Les théories économiques expliquent les changements de réglementation et de structures industrielles de diverses façons, mais toujours en fonction de l'amélioration recherchée soit par un Etat supposé bienveillant pour un certain courant de l'économie publique (Kahn, 1971), soit par un ou des groupes d'intérêts en position d'influencer le régulateur ou le pouvoir politique dans un autre courant (Stigler, 1971 ; Pelzman, 1976 ; White, 1996). L'introduction de règles organisant la concurrence dans une industrie intégrée, et les différentes adaptations nécessaires pour aboutir à un fonctionnement non discriminatoire et efficace des marchés relèveraient de cette dynamique.

La situation de départ en France est le modèle de service public qui trouve sa forme achevée dans l'industrie électrique plus que dans tout autre secteur d'infrastructures avec Electricité de France (EDF). Structurée en un monopole public intégré (avec seulement 4% de l'électricité distribuée par quelques entités locales non-nationalisées) et placée sous tutelle de l'Etat, cette organisation industrielle a permis la fourniture d'un bien considéré comme essentiel sur la base des principes redistributifs et égalitaires de la norme de service public ; ceux-ci protègent le régulateur d'une capture par les gros consommateurs tout en servant d'appui à la réalisation d'objectifs de politique énergétique, technologique et industrielle. L'usage précoce de méthodes scientifiques de rationalisation des choix d'équipement et de tarification marginaliste très élaborée a donné l'image légitimante d'une recherche d'efficacité productive et allocative. L'adoption dans les années quatre-vingt d'une réglementation contractuelle de type incitatif, ainsi que la mise en œuvre de méthodes de gestion interne décentralisée ont ensuite amélioré les incitations à l'efficacité (Bouttes et al., 1994). Enfin, dans un environnement social favorable, le monopole public parvenait, grâce à des ressources d'ingénierie importantes, à maîtriser des coûts de la production électronucléaire dans le cadre d'un programme gouvernemental qui a dégagé l'essentiel de la production électrique française de la dépendance de combustibles fossiles importés.

Cette organisation fondée sur une norme interventionniste, planiste et égalitaire avait démontré son efficacité collective, tout au moins dans le mode de représentation de l'efficacité sociale propre à la

culture politique française ². Aussi la critique néo-libérale du secteur public et de l'intervention de l'Etat a eu peu de prises pour faire valoir des dysfonctionnements réels ou supposés et justifier un changement radical par les bénéfices d'une libéralisation du marché électrique (Lepage, 1988).

C'est de l'extérieur qu'est venue la déstabilisation avec le choc frontal entre ce paradigme technocratique et égalitaire et le paradigme néo-libéral de la Commission Européenne. Pour celle-ci, comme on le sait, la suppression des barrières aux échanges et la constitution d'un marché électrique européen intégré nécessite une dé-intégration de la structure industrielle et l'instauration d'une concurrence entre agents décentralisés, qui permettent aux consommateurs d'accéder aux fournisseurs ou aux producteurs de leur choix. Les débats internes à la France ont fait très peu de place à l'analyse selon laquelle l'éclatement de l'industrie électrique permettrait une amélioration de son efficacité et qu'il y aurait beaucoup plus à y gagner qu'à y perdre (DGEMP, 1994 ; DGEMP, 1998 ; Dumont, 1998 ; Hadas-Lebel, 1998). Les analyses françaises des expériences étrangères de libéralisation insistent sur l'absence d'effets bénéfiques pour les clients, la perte de contrôle de la puissance publique sur les choix sectoriels, les difficultés de réglementation des opérateurs privés aux profits excessifs, l'extrême conflictualité du processus réglementaire considérée comme soumise au jeu des intérêts privés ³.

1.1. L'aménagement limité de l'organisation de l'industrie électrique française

L'objectif du législateur français a été de trouver un savant équilibre entre des principes contradictoires :

- accepter les règles du jeu concurrentiel, mais de façon minimale en justifiant d'une contestabilité suffisante, et ce pour préserver au mieux les principes égalitaires en fourniture, la capacité d'action de l'Etat en matière de politique énergétique et les ressources stratégiques de l'opérateur historique dans la concurrence européenne et internationale ;
- éviter la discrimination en faveur de celui-ci vis-à-vis de ses concurrents et limiter les risques d'abus de position dominante, par la transparence et la présence d'un régulateur autonome fort moins pour favoriser le développement de la concurrence effective que pour préserver la légitimité de l'intégration de l'entreprise électrique publique en garantissant l'équité concurrentielle (Henry, 1998) ;

² L'objet de ce papier n'est pas d'analyser les éléments d'inefficacité d'un tel modèle, ce qui pourrait se faire de façon raisonnée ou à la façon d'une critique de Public Choices avec quelques exemples bien choisis qui illustreraient la théorie selon laquelle la propriété publique et la proximité d'un Etat à la fois propriétaire et régulateur sont sources de suraccumulation. Mais l'important ici est que les dysfonctionnements réels de ce modèle ne sont jamais apparus comme tels dans la perception des milieux dirigeants.

³ Voir par exemple, C. Henry (1997). L'exemple de la distribution d'eau qui est assurée en France de façon faiblement réglementée par des groupes privés dégageant des profits considérables et qui, dans un passé récent, se sont assurés de façon illégale les faveurs des collectivités locales pour emporter de nouvelles concessions, a été aussi systématiquement rappelé pour montrer les défauts d'une concurrence entre entreprises privées dans des industries de réseau, bien qu'il se soit agi de défauts majeurs de réglementation.

- ne pas contraindre excessivement l'entreprise historique dans la concurrence potentielle avec d'éventuels entrants, par la programmation publique de ses investissements de production nucléaire⁴.

Voté tardivement en raison de nombreuses réticences de l'administration, de l'entreprise électrique et des groupes sociaux impliqués, la réforme est conçue comme une « modernisation du service public de l'électricité » (Assemblée Nationale, 1999). Elle se caractérise par quatre traits principaux :

- elle supprime les barrières juridiques à l'entrée en production et dans la vente aux consommateurs éligibles ainsi que les barrières à l'importation et l'exportation, mais elle préserve l'intégration verticale et horizontale de l'opérateur historique ;
- elle cherche à isoler les activités de transport et le *dispatching* des autres activités de l'opérateur historique pour offrir des garanties d'accès transparent et équitable au réseau, mais sans séparation organique par filialisation, et sans création d'un marché de court terme pour assurer les ajustements nécessaires ;
- elle crée une instance de régulation indépendante, avec de réels pouvoirs de contrôle pour limiter le risque d'abus de position dominante (titre VI) ;
- s'il n'y a pas dé-intégration de l'opérateur historique pour préserver les fonctions du service public, la réforme ne lui donne pas, par contre, les moyens complets d'une mutation en véritable groupe industriel (pas de transformation de son statut d'établissement public, pas de possibilité de privatisation partielle, forte contrainte de diversification, internationalisation contrôlée).

- **Les conditions d'accès au réseau**

La loi ouvre l'accès au réseau aux consommateurs français de façon restrictive en définissant le seuil de l'éligibilité au niveau minimum requis par la directive, et sans possibilité d'agrégation de sites ou de regroupement de consommateurs⁵. Contrairement aux autres pays européens, les 190 distributeurs locaux ne sont que partiellement éligibles, leur liberté d'achat d'électricité étant limitée à la quantité consommée par les consommateurs éligibles de leur zone : pour la loi ils sont les représentants de ces derniers pour rechercher la fourniture la moins chère.

Tableau : Evolution du segment de marché des consommateurs éligibles

	Seuil (GWh)	Part du marché	Nombre de sites éligibles
1999	40	22%	400
2001	20	27%	800

⁴ Tel était pourtant la base de la contre-proposition française de 1994, connue sous le nom de « système d'acheteur unique », qui visait au maintien du monopole de fourniture de l'opérateur historique et qui proposait l'organisation combinée d'une planification et d'une concurrence de long terme par une procédure d'appel d'offres (DGEMP, 1994). Cette procédure aurait porté lors de chaque appel d'offres sur une capacité réduite qui aurait ensuite empêché des commandes de réacteurs nucléaires en série et, de ce fait, l'exploitation d'effets de série.

⁵ La loi ayant été définitivement voté à l'automne 1999, et compte tenu des délais de passage des décrets d'application, l'ouverture s'est appliquée automatiquement depuis le 12 février 1999, aux consommateurs de plus de 100 GWh (environ 200) selon l'article de la Directive 96/92 prévoyant ce cas, en attendant son vote et ses décrets d'application.

2003	9	32%	2 500
------	---	-----	-------

Des restrictions aux échanges directs sont imposées (dans la version de février 1999) par deux dispositions, une durée minimale de 3 ans aux transactions directes et l'obligation pour exercer l'activité de *trading*, d'être producteur en France et de ne pas dépasser un montant limité de sa production. (Elles pourraient être ultérieurement supprimées car contraires à la Directive 96/92, ou à la Constitution française).

Concernant l'accès au réseau, les dispositions suivantes sont prévues :

- EDF doit créer une entité de gestion du réseau de transport (art. 13-14) regroupant réseau haute tension et *dispatching* technique, avec un budget séparé, avec des règles précises de confidentialité qui créeraient un « mur de Chine » entre celles-ci et ses divisions de production et de vente (art 16) ⁶ ;
- en moyenne tension, les unités de distribution et les distributeurs locaux ne doivent pas créer d'entités particulières mais sont soumises également à des règles strictes de confidentialités entre les unités de réseau et de commercialisation ;
- le type d'accès des tiers sélectionné est l'ATR (TPA) réglementé, qui implique donc une publication des prix de transport (art. 23) ;
- une séparation comptable est imposée à l'opérateur historique entre la production, le transport, la distribution et les autres activités avec transparence des règles de calcul (art. 25). Mais il n'y a pas de séparation comptable imposée entre les coûts de réseau et les coûts de commercialisation en distribution ⁷.

D'un côté, il s'est donc agi d'éviter une dynamique déstabilisatrice en n'isolant pas clairement les activités de transport et de *dispatching* par la création d'une entreprise neutre et en ne créant pas de marché de court terme. Mais, de l'autre, il existe bien une volonté de respecter les règles d'équité concurrentielle en assurant une simplicité transactionnelle et une transparence des coûts. Ceci a guidé le choix de l'ATR réglementé, et celui d'une tarification simple et uniforme en « timbre-poste » sans superposition des péages en cas de traversée de plusieurs réseaux (EDF, distributeurs).

• Les pouvoirs de l'autorité de régulation

La principale innovation de la loi, seul point allant au-delà des prescriptions minimales de la Directive 96/92, est la création de la Commission de Régulation de l'Electricité. La loi donne à cette

⁶ Le gestionnaire de réseau de transport exerce trois fonctions : l'exploitation du réseau (maintenance et développement ; gestion des raccordements ; perception des péages) la gestion des flux d'énergie (contrôle des programmes journaliers de production et de soutirage ; équilibre et stabilité du système en organisant la fourniture des services auxiliaires et la gestion des contraintes de réseau, appel des centrales et utilisation des interconnexions), et la gestion des écarts entre les programmes de fournitures des producteurs et les flux réels soutirés par leurs clients (mesure et facturation). Dans les systèmes dé-intégrés, cette gestion des écarts est assurée par l'opérateur du marché qui est clairement séparé des entreprises de production et de vente et parfois de l'entreprise gérant le réseau.

⁷ On verra plus loin que, sans désagrégation précise et poussée des coûts en transport et surtout entre le service de réseau et le service de vente en distribution, l'asymétrie d'informations restera forte entre l'opérateur historique et le régulateur en matière de tarification du transport haute tension du transport, moyenne tension et des services auxiliaires.

Commission et aux Ministres en charge de l'économie et de l'énergie la responsabilité commune du contrôle du respect des missions de service public (égalité de traitement, obligation de fourniture, etc.) et du fonctionnement normal du marché électrique. Les fonctions de la Commission ne sont pas orientées vers le développement de la concurrence : elle contrôle son exercice, mais n'a pas la mission de la promouvoir. Les pouvoirs et les moyens qui lui sont attribués par la loi doivent lui donner une crédibilité suffisante pour limiter les suspicions et les critiques. Sa composition (six commissaires nommés par trois instances différentes pour six ans) serait une garantie d'indépendance, mais la présence d'un représentant du Ministère lors de ses travaux est fortement critiquée du point de vue de ce critère⁸.

Son contrôle s'exerce en formulant des avis et en adressant des propositions au Ministère dans différents domaines de compétences (art. 35) :

- les tarifs de transport et les prix de vente aux clients non-éligibles,
- les charges d'intérêt général,
- le respect des obligations de service public,
- les autorisations d'installation d'équipement, de transport et de fourniture indépendante (traders, etc.),
- la programmation du développement du réseau par l'opérateur du système,
- les projections de capacité de production et l'ouverture de la procédure d'appel d'offres.

Il examine les conflits autour de l'accès au réseau et effectue les arbitrages (art. 36) qui peuvent être contestés devant les tribunaux. Il a le pouvoir de sanctionner les opérateurs de réseau en transport et distribution, et les utilisateurs du système. Il peut saisir l'autorité de la concurrence en cas de présomption d'abus de position dominante.

- **Les règles politico-institutionnelles affectant la concurrence**

Les principes de service public et d'intérêt général justifient la prescription de plusieurs missions à l'opérateur historique : support aux renouvelables et à la petite cogénération, électrification rurale, égalisation territoriale des tarifs en France métropolitaine et les régions insulaires, tarif social, etc. Ces coûts sont financés par un fond spécial financé par une « charge d'intérêt général » affectant toutes les ventes des compétiteurs (art. 5). La loi exige également l'application des dispositions spéciales d'emploi du secteur électrique public à tout opérateur indépendant (art. 43)⁹. Les dispositions impliquent un surcoût important du travail de 20 à 40% selon les futures modalités d'application de cette règle. Ces secondes dispositions constituent de nouvelles barrières à l'entrée par rapport à la configuration intégrée de départ.

1.2. Les références justificatrices

⁸ On n'évoquera pas le risque inhérent à la sociologie spécifique de l'appareil d'Etat français, qui pourrait se traduire par la présence dominante dans la Commission de Membres des corps des ingénieurs d'Etat qui, traditionnellement, dirigent les entreprises énergétiques française d'un côté, et la division ministérielle en charge de leur tutelle de l'autre.

⁹ Il s'agit du statut national du personnel des industries électriques et gazières.

D'autres référents concurrentiels que le schéma néo-classique de la concurrence multi-agents ont été convoqués pour justifier le choix modéré du maintien de l'organisation hiérarchique combiné à l'adoption de la règle de l'accès des tiers au réseau (ATR) : d'un côté la théorie des marchés contestables (Baumol, Panzar et Willig, 1982) et la théorie des stratégies de firmes en concurrence dans l'économie industrielle traditionnelle de l'autre (Scherer, 1980 ; Porter, 1986). Il s'agit de chercher la meilleure efficacité productive et allocative sous l'effet d'une concurrence potentielle pour la première, la meilleure efficacité stratégique des firmes pour la seconde.

- Sans respecter nécessairement le cadre strict des hypothèses de la théorie de Baumol et al., l'esprit du principe de contestabilité justifie qu'on ne réforme pas l'organisation industrielle antérieure, puisque la structure ne déterminerait pas directement les comportements. La position monopoliste d'une firme (ou l'existence d'un oligopole restreint) dans une industrie de réseau n'est pas nécessairement source d'inefficacité pour autant que celle-ci soit soumise aux bonnes incitations. Elle peut au contraire permettre de bonnes performances techniques et économiques favorables aux consommateurs. (Ce serait, dans le cas français, la possibilité de maîtrise des coûts de l'électricité nucléaire et, au-delà, du prix de revient de la fourniture électrique). Cette vision inspirée du schéma néo-classique de la concurrence s'oppose clairement à l'esprit des législations de la concurrence anglo-saxonnes qui s'attachent clairement à prévenir les abus de position dominante et les risques d'entente en s'appesantissant sur les structures industrielles (nombre de vendeurs sur le marché ; part de marché du premier vendeur, des trois premiers, etc ; nombre d'acheteurs sur les marchés intermédiaires ; contrôle de l'« essential facility »).

Dans l'esprit de la contestabilité, la suppression de barrières juridiques ou économiques à l'entrée crée des incitations à l'efficacité par les menaces d'entrée de compétiteurs potentiels. Avec l'instauration de l'ATR et la définition de règles d'accès garantissant la non-discrimination, le choix français respecterait donc les finalités de la libéralisation des marchés voulue par les auteurs de la Directive, même si très peu de candidats à l'entrée sur le marché se manifestent dans le futur. La création d'une autorité de régulation aux pouvoirs réels pour garantir la transparence et l'équité des règles concurrentielles consoliderait l'objectif de préserver l'opérateur historique en l'incitant à l'efficacité aux bénéfices des acheteurs par des menaces crédibles d'entrée.

- D'une nature différente le référent de l'économie industrielle classique centrée sur les stratégies d'entreprises et leurs performances industrielles et commerciales, et non sur l'efficacité allocative en situation d'optimum partiel, justifie que l'on maintienne les ressources stratégiques de l'opérateur historique en préservant son intégration complète. En effet, avec des systèmes électriques désormais ouverts, l'espace dans lequel s'exerce la concurrence serait l'Europe autant que l'espace national. D'un tel point de vue, EDF doit donc pouvoir utiliser ses avantages pour concurrencer les autres grandes entreprises électriques européennes, dont certaines, contrairement à elle, bénéficient de l'opportunité de pouvoir se diversifier vers d'autres métiers (télécommunications, etc.) (R. Leban, 1998).

De surcroît, dans l'approche française, l'efficacité économique s'inscrit aussi dans une vision spécifique de l'efficacité sociale. Celle-ci suppose, en premier lieu, de prendre aussi en considération la préservation de biens collectifs (sécurité énergétique, environnement), ce que le marché serait

inapte à faire, faute de signaux appropriés. Cette préservation nécessite d'œuvrer dans la durée, compte tenu des longs temps d'adaptation du secteur et de la nécessité de réaliser des investissements de production capitalistiques indépendants de l'usage de combustibles fossiles et des importations de ceux-ci. Cette vision de l'efficacité sociale suppose, en second lieu, le maintien des principes redistributifs du service public sous-jacents aux règles égalitaires de fourniture d'électricité au niveau du territoire national, ce qui justifierait le maintien de l'unicité de la distribution au niveau national et donc la limitation de la liberté de choix des petits et moyens consommateurs exclus de l'éligibilité.

Mais, si ces justifications valent au plan français, sont-elles suffisantes pour garantir la stabilité de cette organisation industrielle hiérarchique à peine amendée, dans un environnement européen où elle fera figure d'exception? Ces justifications économiques présentent en effet deux faiblesses intrinsèques dans chacun de leurs référents respectifs :

- la position dominante d'EDF sur le marché français, qui serait telle qu'elle dissuaderait a priori les entrées, quand bien même il n'y aurait pas abus de cette position du strict point de vue juridique, ce qui mettrait en question la contestabilité du marché français ;
- les avantages dont EDF bénéficie du fait de son intégration verticale et horizontale, de l'ampleur de son marché captif et de la protection implicite de son marché concurrentiel, ce qui est contraire à l'esprit du principe de réciprocité inscrit dans la Directive 96/92.

Elles peuvent conduire à des mises en question politique et juridique, en particulier lors de la redéfinition de la Directive programmée en 2005.

2. Les contraintes à l'instauration d'une réelle contestabilité

Contrairement aux objectifs des promoteurs européens de la Directive 96/92, l'objectif du réformateur français n'est pas de favoriser le développement de la concurrence en soi, mais de respecter a minima la Directive en se référant à l'efficacité de la contestabilité pour justifier qu'on n'aille pas au-delà. Il n'y a pas eu de débat sur la capacité de l'organisation industrielle française de susciter le développement de forces concurrentielles par l'entrée de producteurs indépendants et les ventes étrangères en amont, et par l'entrée en aval de divers types de grossistes ("suppliers") sur le marché des éligibles (autorisée par l'art 22). L'avis des autorités françaises de la concurrence sur le projet de loi sur l'industrie électrique ne formulait pas de critiques majeures sur les nouvelles règles proposées et sur les conséquences à en attendre en termes de position dominante de l'opérateur historique (Conseil de la concurrence, 1998). Aucun des divers rapports préparatoires n'ont étudié la possibilité et l'intérêt d'une dispersion des actifs en production et la création de distributeurs régionaux ou de grands distributeurs locaux, comme cela a été décidé en Italie par rapport au risque d'abus de position dominante de l'opérateur historique ENEL ou à l'intérêt d'instaurer une

concurrence équilibrée ¹⁰. Les schémas alternatifs possibles n'ont pas été examinés et discutés. On notera qu'en aval la création des Etablissements publics régionaux de distribution qui avait été prévue en 1946 par un article jamais appliqué de la loi de nationalisation n'a même pas été rediscutée. De même pour la possibilité de rendre aux collectivités locales leur pouvoir d'attribution des concessions de distribution supprimée par la loi de 1946 pour rechercher une certaine dé-intégration horizontale.

De façon générale la question de l'équité entre fournisseurs et de l'effectivité de la concurrence par l'accès ouvert au réseau de l'opérateur historique restant intégré est extrêmement complexe, comme le montrent les résultats difficiles à interpréter des expériences de libéralisation des réseaux de service public (Vickers, 1994). Ici on se contentera de s'interroger sur la réalité de la contestabilité. Dans une industrie électrique, de règles transparentes et équitables d'accès au réseau sont-elles suffisantes pour garantir l'émergence d'une concurrence essentiellement potentielle ? ¹¹ Le marché sur le segment des éligibles sera-t-il réellement contestable ? On sait que, pour qu'un marché le soit, il faut non seulement supprimer les barrières juridiques à l'entrée, mais définir ce marché de telle sorte que l'entreprise en place et les entrants se concurrencent dans des termes symétriques. La firme en place ne doit pas bénéficier d'avantages lui permettant de dissuader l'entrée et de développer des stratégies de réponse aux menaces en maintenant un niveau de prix inférieur au prix d'équilibre (Baumol et al., 1982, p. 349-350). Les dissuasions à l'entrée réduisent la concurrence potentielle.

Table 1 : Position of EDF's assets in 1996

	EDF		CNR		Other producers	
	Capacity (GW)	Production (TWh)	Capacity (GW)	Production (TWh)	Capacity (GW)	Production (TWh)
Nuclear assets	61.5*	374	-	-	0	-
Thermal assets	17,7	21	-	-	8.5	17,0
Hydro assets	23,1	48	2,9	14	2.0	7,2
TOTAL	102,3	396	2,9	14	10.5	24,2

* 58 reactors

Table 2 : Structure of the French power industry after the reform

Wholesale Production	EDF-Production Division, small PPs (contractual niche) ; CNR, independent producers
Technical Dispatch	Transmission network operator (EDF)

¹⁰ Dans le processus de réforme italien, le schéma proposé par le régulateur en octobre 1998 prévoyait une dispersion des actifs de production d'ENEL (35 000 MW sur 56 000 GW) pour limiter au tiers sa part dans l'ensemble de la capacité italienne, et une dispersion des actifs en distribution sur une base régionale, sans parler de la filialisation du transport. En définitive le gouvernement italien a adopté novembre 1998 une version plus modérée de ce schéma : selon le décret de transposition de la directive signé en novembre 1998, la dispersion d'actifs s'opérera sur seulement 15 000 MW pour aboutir à une part correspondant à la moitié de la capacité italienne. Du côté de la distribution, le décret ne prévoit pas une dispersion des actifs de distribution entre établissements régionaux à privatiser, mais seulement un élargissement du périmètre des distributions locales existantes pour que les consommations dans leur périmètre atteignent 20% du total. En outre un marché organisé du type pool sera créé en 2001.

¹¹ On raisonne par la suite en considérant que la règle de durée minimale de contrats bilatéraux de trois ans et celle de limitation de l'activité de trading figurant dans la première version de la loi votée en février 1999 sont inapplicables au regard du droit européen ou sont supprimées lors de la version votée au Sénat en octobre 99..

Transmission	Distribution network operators in MV (EDF)
Wholesale supply	EDF Sales Division, Traders, importers
Wholesale buyers	Exporters, Eligible HV customers Retailers : EDF-distribution, municipalities, independent suppliers
Distribution network	Distribution network operators (EDF units, municipalities)
Retail buyers	Eligible MV customers, MV and LV non eligible customers

La position dominante d'EDF sur le marché français sera, sans aucun doute, considérable avec la détention de 90% de la capacité de production, dont la majorité est à coût variable faible (hydraulique et nucléaire) (voir tableau 1). De plus, bien que très capitalistiques, ses équipements sont largement amortis. Sachant que la capacité de production d'EDF est largement excédentaire par rapport au seul marché français et que les engagements contractuels à l'exportation d'avant la Directive 96/92 peuvent être mis en question, l'opérateur historique français dispose d'une grande capacité de réponse aux menaces concurrentielles¹², ce qui se traduira par le maintien de sa part de marché sur le segment des éligibles à un niveau très élevé (probablement près de 95% de l'électricité commercialisée sur ce segment de marché plutôt que les 90% évoqués parfois). Même si la culture de monopole constitue une difficulté de départ à l'adoption de la culture concurrentielle propre aux marchés libéralisés, l'opérateur est contraint d'adopter rapidement des pratiques commerciales innovatrices¹³, ce qui se traduira par une telle performance. Des règles équitables et transparentes sur le segment concurrentiel n'annihileront pas les barrières à l'entrée.

2.1. La position dominante de l'entreprise électrique nationale : une désincitation fondamentale à l'entrée

L'asymétrie des coûts entre « incumbent » et entrants potentiels constitue une barrière traditionnelle à l'entrée. La structure des coûts de production d'EDF et sa surcapacité par rapport au marché français lui donnent un avantage déterminant pour répondre aux menaces concurrentielles. Sa capacité de production à coût variable faible et en grande partie amortie, lui donne la possibilité de pratiquer durablement des prix dissuasifs à l'entrée.

- **Les conditions d'accès au réseau**

Le risque de manipulation des charges d'accès au réseau constitue un obstacle un peu moins important que pour d'autres industries de réseau (télécommunications, transports ferroviaires, gaz).

¹² En droit européen de la concurrence, si l'opérateur en position dominante définit ses prix en dessous de ses coûts, les autorités de la concurrence sont en droit d'intervenir par autosaisine ou plainte d'abus de position dominante. Il convient alors de définir le prix limite en dessous duquel il y a prix de prédation (référence à coût comptable variable ou complet).

¹³ La culture de ventes d'EDF a été façonnée par le dogme de la tarification au coût marginal, qui supposait une transparence des coûts (coûts calculés par l'entreprise évidemment) et qui justifiait l'absence de négociations sur les prix. La variété des tarifs offerts était supposée offrir une large plage d'options aux clients. L'évolution de la culture interne n'est pas simple. En 1999, les industriels éligibles se plaignent de la lenteur des adaptations des offres de l'entreprise (manque de propositions multiénergies, baisse insuffisante de prix négociés par rapport au prix industriels dans les autres pays européens, qui ont baissé rapidement à l'approche de la libéralisation, etc.). Pour une grosse entreprise de cimenterie présente dans plusieurs pays européens, le prix en France est supérieur de 8% à sa moyenne européenne.

Les coûts de transport haute tension et moyenne tension correspondent à une faible part des coûts de fourniture aux clients éligibles (10% pour les très gros consommateurs, 20% pour les autres) par rapport aux coûts de transmission dans les télécommunications (60% environ en intégrant la boucle locale). Certes le problème existe dans des réseaux peu denses comme aux Etats-Unis. Mais, avec un réseau maillé et mature, la manipulation possible des charges d'accès ne constitue pas en France le moyen dissuasif principal pour une entreprise électrique verticale, dès lors qu'elle est obligée de respecter certains principes d'affichage comptable et de structuration simple des tarifs d'accès (en timbre-poste) ainsi que les règles évitant la superposition des charges d'accès à plusieurs réseaux, comme ce sera le cas. Il n'en est pas de même de la tarification des services auxiliaires aux coûts toujours difficiles à cerner précisément et des règles techniques d'accès au réseau.

Comme l'ont montré de façon générale Armstrong et al. (1996) sur différentes industries de réseau, le problème des conditions d'accès autres que strictement tarifaires mérite aussi une analyse précise et spécifique à chaque réseau. Dans le cas de l'industrie électrique, la définition des règles techniques doit obliger le gestionnaire de réseau à gérer de la même façon les transactions externes à EDF et les transactions internes qui lui sont propres en levant toute ambiguïté¹⁴. Mais l'absence de filialisation du gestionnaire de réseau suscitera toujours la suspicion des candidats vis-à-vis de la confidentialité des informations concernant leurs transactions et de la non-discrimination entre concurrents.

- **Les autres avantages de l'entreprise historique**

La préservation de l'intégration verticale confère à l'opérateur historique un certain nombre d'avantages concurrentiels, repérés par la théorie, qui constituent autant de barrières endogènes vis-à-vis des entrants potentiels (voir, notamment, Tirole, 1988 ; Gilbert, 1989 ; Vickers, 1994 ; Helm et Jenkinson 1998) :

- L'entreprise en place a un avantage informationnel certain concernant la clientèle des consommateurs éligibles (détention d'un réseau commercial et du fichier-clientèle, connaissance fine des besoins par segments de clientèle éligible, etc.) ; elle bénéficie de son image de marque, de la relation de confiance qu'elle a établie avec sa clientèle nouvellement éligible¹⁵, et de l'aversion traditionnelle des clients au risque du changement de fournisseur. L'expérience britannique de libéralisation électrique montre ainsi que les distributeurs sont systématiquement recontactés par leurs clients démarchés par d'autres fournisseurs et répondent le plus fréquemment par une baisse de prix (seulement 5% des démarchages réussissent sur le segment des 100 kW-1 MW).

¹⁴ Certains candidats à l'entrée, qui ont dans le passé développé des activités d'autoproduction (ou de petite production pour revente à EDF) manifestent une méfiance de principe vis-à-vis du risque de pratiques discrétionnaires d'EDF, tant en matière de conditions tarifaires de raccordement au réseau que de conditions techniques, en raison de leur expérience passée. Il est clair que le régulateur aura pour tâche d'aboutir à une clarification des règles mises en œuvre, à la publicité des conditions imposées au cas par cas aux producteurs non-EDF, comme de celles à expliciter des propres réalisations de l'opérateur historique. La définition précise d'un code général de réseau de transport en 1998 a permis dans une première étape de clarification des règles techniques sous réserve d'ajustements ultérieurs. Par la suite, le gestionnaire de réseau aura un rôle fondamental à jouer dans le rassemblement et la communication des informations nécessaires pour assurer transparence et équité (voir Glachant et Lévêque, 1999).

¹⁵ Pour l'analyse de l'effet d'une telle relation de réputation et de confiance sur l'effectivité d'un jeu concurrentiel, voir Stigler (1961). L'attachement d'un gros client industriel à la fourniture d'EDF se notait dans l'avis suivant : « nous avons contacté des traders et d'autres opérateurs industriels, mais notre préoccupation première est d'amener EDF à accompagner notre effort de productivité ». Voir : Expansion, n°590, février 1999, p. 70

- Elle bénéficie également de la simplicité transactionnelle de relations bilatérales, standardisées sans intermédiation du tiers-transporteur. Elle offre globalement l'énergie, la puissance et la capacité de transport¹⁶, contrairement aux contrats directs clients-producteurs qui impliquent une transaction complémentaire avec le transporteur sur le transport et les services auxiliaires, l'installation de compteurs sophistiqués en temps réel, ce qui implique des coûts de transaction supplémentaires.
- L'entreprise en place a le monopole de l'assurance de fourniture et celui du comptage, ce qui peut lui permettre de fausser la concurrence en augmentant, sans manipulation comptable, les coûts associés qui sont reportés sur les transactions de ses concurrents, par le choix de solutions non optimisées ; ainsi, en France, les producteurs électriques concurrents disposant des dispositifs de transmission d'informations nécessaires revendiquent la possibilité d'assurer l'ajustement de la fourniture «en dentelle » à leur client pour éviter de devoir recourir aux dispositifs d'EDF.
- L'absence d'un marché de compensation (dit «marché des écarts ») ou d'une bourse électrique, ne permet pas une révélation horaire et quotidienne de la valeur des kWh d'ajustement sur des bases marchandes pour les transactions bilatérales. Elle facilite la soumission aux évaluations discrétionnaires de l'opérateur historique¹⁷. Si la création d'un tel marché n'a pas été décidée, c'est en raison de l'opposition de l'opérateur historique arguant des faibles perspectives de développement de transactions bilatérales, alors qu'un tel marché pourrait avoir pour lui un effet déstabilisant important (voir plus loin).
- Enfin, en anticipant la réforme, l'entreprise historique peut augmenter les barrières à l'entrée par diverses actions stratégiques. EDF a bien su le faire avant la réforme de 1999 : mise sur pied d'une relation contractuelle privilégiée avec les gros consommateurs (contrat Emeraude offrant service de conseil, engagement de qualité et clause de pénalité), amélioration de son offre de services aux autres consommateurs industriels, baisse programmée rapide des tarifs industriels de 14% en termes réels entre 1997 et 2000 (en parallèle avec des baisses de tarifs domestiques), au lieu de 8% sur les quatre années précédentes, au détriment du ralentissement de son désendettement¹⁸. De plus, la nouvelle loi renforce ce type de barrières en donnant à l'opérateur historique la possibilité de demander une indemnité aux clients éligibles qui dénonceraient leurs contrats en cours pour basculer après la réforme vers un autre fournisseur.

2.2. Les limites du contrôle du risque d'abus de position dominante

Le choix de l'ATR réglementé garantissant plus de transparence que l'ATR négocié, l'imposition de règles strictes de confidentialité au gestionnaire de réseau vis-à-vis des autres divisions d'EDF (production et vente), et l'existence d'une commission de régulation dotée de pouvoirs réels seraient supposées préserver le jeu concurrentiel de l'abus de position dominante de la part d'EDF. La vigilance du régulateur et son accès à l'information seraient censés éviter la manipulation discrétionnaire des règles techniques d'accès au réseau et des règles de définition des prix (accès aux réseaux de transport et de distribution, fourniture de secours pour les clients éligibles, services

¹⁶ Il y a facturation séparée de l'énergie et du transport pour les clients demeurant fidèles à EDF.

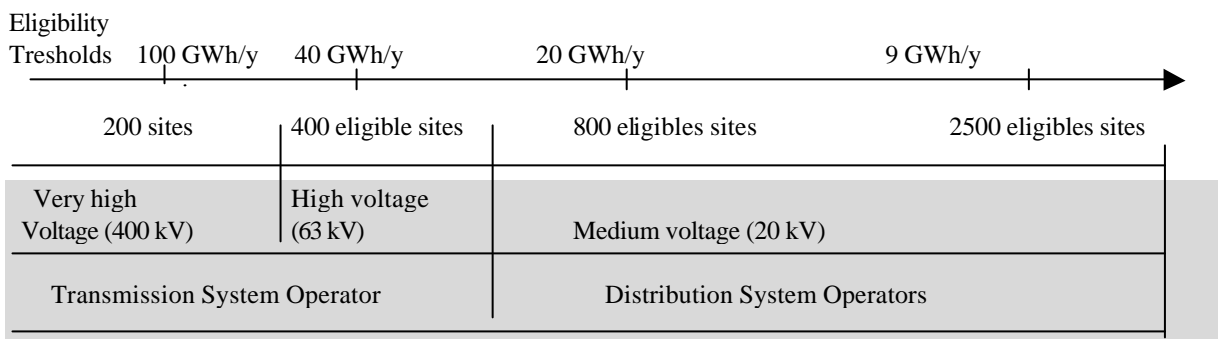
¹⁷ La création d'un marché de court terme serait évidemment gênée par l'article de loi qui impose une durée contractuelle minimale de 3 ans.

¹⁸ EDF qui a été endetté jusqu'à 215 milliards de francs en 1988 a un endettement de 100 milliards de francs environ. Elle ne se désendettera que de 33 milliards entre 1997 et 2000 au lieu de 62 milliards entre 1993 et 1996.

auxiliaires), notamment par le contrôle des règles de séparation comptable et d'affectation des coûts aux divers maillons de la filière. De même, l'action du régulateur doit permettre d'éviter les subventions croisées entre clients éligibles et non éligibles, notamment dans l'affectation des coûts de production et des frais généraux. Un certain nombre de principes de négociation des prix sur le segment des éligibles (tels que la référence de départ au coût marginal de long terme) devrait assurer cette non-discrimination entre les consommateurs éligibles et non-éligibles.

Mais ces principes sont-ils tenables dans une logique commerciale de préservation de parts de marché avec la structure de coûts rappelée précédemment, comportant peu de charges variables ? Face à la baisse des coûts de production des unités décentralisées, les gros contrats industriels d'EDF sont sous la menace d'entrées de concurrents en production sur site sans parler de la menace de contrats opportunistes passés à perte par des électriciens étrangers en surcapacité. Si EDF tient à conserver ses gros clients qui cherchent des prix de 10 à 20% inférieurs aux tarifs actuels, elle doit composer et baisser ses prix. Les efforts de productivité qu'elle est en mesure de fournir en production et en transport ne seront sans doute pas suffisants pour compenser une telle baisse de prix et certains coûts comptables en production seront en partie reportés sur les tarifs des clients captifs. Le recours à grande échelle d'une telle pratique, qui serait repérable au niveau des recettes d'EDF-production, ne manquerait pas d'apparaître comme un abus de position dominante. Mais, si les candidats à l'entrée sont peu nombreux et que les menaces de pertes de marchés sont faibles, cette pratique sera difficilement détectable.

Figure 1 : Discrepancy between types of eligible consumers and level of connexions to the power system



De façon générale, la tâche du régulateur pour contrôler le risque de report des coûts ne sera pas aisée. La différenciation des tarifs de transport et de services auxiliaires entre segments de clientèle est difficile à contrôler, alors que c'est un moyen de préserver les parts de marché sur les segments les plus rentables. D'une part, la loi n'impose pas la séparation comptable (*unbundling*) entre le service de distribution en moyenne tension et les services de commercialisation, ce qui expose 1 900 des 2 500 consommateurs éligibles en 2003 à un certain risque de report des coûts du « *supply* » sur celui du service de réseau (voir figure 1). Sauf à bénéficier de la bonne volonté de l'opérateur historique, le régulateur n'aura pas les moyens juridiques d'obtenir les informations suffisantes pour vérifier la qualité du tarif de transport en moyenne tension. D'autre part, l'entreprise historique est obligée par la loi d'offrir le secours (« *back up* »), puisque la logique du service public a conduit à maintenir dans la loi l'obligation de fourniture d'EDF vis-à-vis des éligibles, en situation de secours comme en situation normale. Or, l'absence de marché de compensation limite les possibilités de révélation des coûts du « *back-up* », selon les périodes horaires et les saisons. Enfin l'expérience

des pays libéralisés montre que le contrôle des prix des services auxiliaires (réglage de fréquence, puissance réactive, etc.) est particulièrement difficile, même en situation d'informations équilibrées.

2.3. Les réticences à l'entrée de concurrents potentiels sur le marché électrique

Du côté de la concurrence interne, les concurrents potentiels français d'EDF sont peu nombreux :

- la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), compagnie semi-publique qui produit 14 TWh d'électricité hydraulique et dont les actifs de production étaient jusqu'en 1999 loués à prix modiques et exploités par EDF ; (elle sera transformée en producteur indépendant en 1999 après remboursement de la valeur résiduelle de ses barrages qui avaient été intégralement financés par EDF) ;
- SNET, la filiale de production électrique des Charbonnages de France, qui possède 2 600 MW de centrales au charbon (et qui est liée pour l'heure par un contrat de fourniture « *dispatchable* » à EDF) ;
- les entreprises gazières et pétrolières qui peuvent rechercher une intégration aval ;
- les groupes industriels privés Suez-Lyonnaise des Eaux, propriétaire indirect d'Electrabel, et Vivendi (ex-CGE) : bien que largement présents dans le métier électrique à l'étranger, ils ne le sont que marginalement en France et seulement dans l'aval du métier électrique en cogénération ; ils pourraient chercher à entrer en production en s'appuyant éventuellement sur leur importante rente de distribution d'eau, comme ils le font dans le domaine des télécommunications ;¹⁹
- les quelques autres entreprises françaises familières de l'autoproduction par grosse cogénération (Air Liquide, Rhône-Poulenc, etc.) : ils peuvent viser la vente contractuelle d'électricité de leurs équipements, volontairement surdimensionnés par rapport à leurs besoins.

Aucun de ces candidats potentiels ne se déclare intéressé par une entrée sur le marché des contrats bilatéraux, hormis pour la production électrique sur site, en raison de l'absence de règles assurant l'équité concurrentielle et de l'inexistence d'un marché électrique organisé. En aval, l'offre « multi-services » (énergie, télécommunications, eau) qui pourrait être proposée aux clients éligibles ne constitue pas, pour les mieux placés d'entre eux, une opportunité suffisante d'exploitation d'économies d'envergure, même si quelques exceptions pourront être observées. Seule la production sur site industriel ou dans le tertiaire devrait continuer à exercer une pression concurrentielle sur la fourniture d'électricité centralisée, comme c'est le cas depuis plusieurs années du fait de la baisse importante des effets de taille en production, avec les entrées de Vivendi, Suez

¹⁹ Vivendi, (chiffre d'affaires de 167 milliards de francs en 1997) est présent en cogénération en France et en production indépendante dans plusieurs pays étrangers, dont les Etats-Unis avec sa filiale Sithe, le premier producteur indépendant américain depuis l'acquisition en novembre 1998 de 9 000 MW de l'entreprise GPU (capacité actuelle de 13 500 MW). Suez-Lyonnaise (chiffre d'affaires de 190 milliards) est présent en France dans quelques sociétés de distribution électrique, en production mini-hydraulique, et à l'étranger, essentiellement dans Tractabel qui a une activité internationale poussée (rachat de Gerasul au Brésil en octobre 1998) qui en fait le 3^e producteur indépendant à l'international au plan mondial avec 9 700 MW.

Lyonnaise, Air Liquide, GDF et même EDF en cogénération sur site²⁰. Avec ces entrées en production, dont certaines visent à alimenter un ou plusieurs établissements sur une même plateforme industrielle²¹, la part de marché de la cogénération industrielle (de 3% actuellement) pourrait doubler ou tripler dans les prochaines années.

Du côté de la concurrence étrangère, les surcapacités des entreprises intégrées des pays limitrophes (Electrabel, RWE, PreussenElektra, VIAG-Bayernwerk, etc.) sont en principe un facteur de développement de la concurrence sur le marché des contrats, notamment les contrats interruptibles. L'action de grands intermédiaires, tels qu'Enron ou Eastern Electricity en Europe de l'Ouest, pourrait faciliter la mise en relation des grands consommateurs éligibles avec des fournisseurs extérieurs (si la loi ne limite pas leur activité). De plus ces grands consommateurs, qui sont aussi présents dans d'autres pays et peuvent comparer les conditions de fourniture, pourront chercher à se fournir directement auprès du mieux-offrant dans le cadre d'un contrat européen multi-sites englobant leurs sites français.

Toutefois, les entreprises étrangères ne sont pas décidées à entrer sur le marché des contrats et à engager une guerre des prix en France, à moins qu'EDF ne les menace sur leur marché. Elles ne sont pas non plus à l'abri de ses réponses efficaces sur leur territoire, compte tenu de sa structure de coûts, sauf si ses concurrents potentiels bénéficient de procédures d'affectation de « *stranded costs* » surévalués. Elle peut aussi répondre de façon compétitive à la demande des gros consommateurs présents dans plusieurs pays pour leur faire une offre globale s'alignant sur les conditions les plus favorables. De ce fait, la perte directe de parts de marché d'EDF en France se réduira probablement à quelques contrats pluriannuels et à un certain nombre de contrats en période d'hiver (si la loi autorise finalement les contrats courts), sans que ceci puisse constituer une réelle menace pour l'entreprise française²².

En conclusion, le principe de l'ATR appliqué à une organisation intégrée porte en lui-même des désincitations à l'entrée. L'application des règles d'accès de la nouvelle loi française sous le contrôle strict du régulateur corrigera certains de ces éléments défavorables, mais sans doute pas suffisamment.

L'argument de l'efficacité de la contestabilité qui serait instaurée par la levée des obstacles juridiques à l'existence de concurrents ne tient donc pas compte des barrières à l'entrée inhérentes au maintien

²⁰ Il convient toutefois de distinguer les opportunités futures de développement en production électrique décentralisée, de la floraison de projets de cogénération en France depuis 1996, du fait de l'adoption d'un cadre incitatif par décret en mars 1997. Ce cadre assure, par contrat de 12 ans avec EDF, un rachat de toute électricité par EDF, à un prix garanti et défini selon une structure tarifaire dissociée de celle des tarifs de vente d'EDF très modulés. En trois ans, une capacité de 4 000 MW a été soumise à la procédure d'autorisation de création dans un tel cadre. Il a dû être révisé en 1999. Le succès de ce développement de la cogénération réduit les opportunités ultérieures d'investissements en cogénération sur site. Les grosses cogénérations indépendantes en cours d'installation dans le cadre de contrats incitatifs avec EDF (cadre établi en 1997) disposeront de surplus électriques pour revente à EDF ; ils pourront être sans doute vendeurs sur le marché des éligibles à la fin de leur contrat avec EDF (durée de 12 ans). Mais leur nombre sera limité (le cadre incitatif est déjà en cours de révision).

²¹ En février 1999, Air Liquide a annoncé la signature d'un contrat de fourniture de 150 MW à l'entreprise sidérurgique Usinor, qui sera accompagné de la construction d'une unité de 450 MW en cycle combiné sur le site de Dunkerque.

²² A l'été 1999, un seul contrat avec une entreprise électrique étrangère avait été passé (raffinerie Shell de Berre).

de l'intégration du transport et à la position dominante de l'opérateur historique qui s'en suit. La seule contestabilité effective sera exercée par les possibilités de développement d'unités décentralisées de production électrique sur site industriel par les consommateurs ou des tiers-investisseurs.

De façon générale, l'expérience internationale confirme que l'ATR ne constitue pas un cadre incitatif efficace à l'entrée de concurrents en production et dans le métier du « *supply* ». Dans les pays où les règles d'ATR ont été mises en œuvre dans le domaine électrique et gazier, les résultats ont été si peu probants que les régulateurs sectoriels et les autorités de contrôle de la concurrence ont jugé nécessaire de provoquer un affaiblissement radical des droits de propriété sur le réseau de transport par la dé-intégration verticale et, au niveau horizontal, par la dispersion des actifs de production et de la distribution²³. Ce changement de structures est accompagné de la création de marchés journaliers ou de bourses électriques pour organiser les transactions.

3. Maintien de l'exception française ou alignement européen : deux scénarios d'évolution organisationnelle

En système fermé, l'hypothèse empiriquement fondée selon laquelle l'introduction de règles concurrentielles minimales dans une industrie de réseau intégrée verticalement engendre une déstabilisation irréversible, pourrait ne point se vérifier en raison de l'attachement aux objectifs d'indépendance énergétique. Mais l'industrie électrique française ne fonctionne plus en vase clos. Dans un environnement européen où se généralise la norme concurrentielle dans le secteur électrique, la position surdominante de l'entreprise historique en France est porteuse d'instabilité institutionnelle. Elle soumettra EDF à la critique de ses concurrents européens, et l'Etat français aux pressions de la Commission Européenne et d'autres Etats-membres, même si les règles de réciprocité prévues par la Directive 96/92 sont respectées. La révision de celle-ci en 2005 constitue une échéance lors de laquelle devrait se poser la question de l'harmonisation de l'organisation de toutes les industries électriques de l'Union Européenne. Elle constitue un risque de déstabilisation plus important qu'un processus d'érosion juridique, forcément lent, à la suite de recours pour abus de position dominante : ce rendez-vous nécessitera de justifier l'organisation industrielle en place au regard des objectifs de la mise en œuvre de principes concurrentiels.²⁴

Mais les pouvoirs supranationaux ne sont pas suffisamment forts pour que le référentiel néo-libéral de la Commission Européenne puisse s'imposer aux *Etats membres* qui n'y adhèrent pas. Le droit

²³ En système fermé, le cas de l'ATR électrique britannique entre 1982 et 1990 est un échec patent. Celui de l'ATR gaz est aussi très instructif avec, entre 1989 et 1997 : les mesures successives de dé-intégration de British Gas ont été prises devant les difficultés de développement de la concurrence en raison du maintien de l'intégration verticale de British Gas (Voir Hammond et al. 1989 ; Parker et Surrey, 1994). Aux Etats-Unis, avec des systèmes régionaux ouverts, la réforme de l'accès des tiers pour l'électricité de gros (*wholesale wheeling*) a été fortement contrainte dans son efficacité par la difficulté de définir des tarifs équitables en transport dans une structure balkanisée. La dé-intégration verticale, avec création de marchés journaliers et regroupement de réseaux de transport, qui a été décidée dans plusieurs Etats, est une réponse à cette difficulté.

²⁴ Des rapports sont annuellement présentés au Conseil des Ministres européen et au Parlement européen sur la question. La Commission Européenne anime également un Forum de régulateurs, ainsi qu'une concertation entre les opérateurs de système. Selon l'art. 35 de la Directive, elle mène une mission d'harmonisation qui peut affecter progressivement la légitimité des situations éloignées de la norme moyenne.

européen lui-même, au travers des Traités successifs et de la jurisprudence, évolue et s'enrichit au fur et à mesure que les *Etats membres* parviennent à y faire reconnaître d'autres normes que la norme marchande. C'est la raison pour laquelle l'histoire n'est pas écrite. On considèrera donc ici deux scénarios contrastés d'évolution possible pour éclairer les conditions qui assureraient la réalisation de chacun d'eux et les stratégies sous-jacentes :

- un scénario « Marché français à contestabilité limitée »
- un scénario « Contamination concurrentielle »

3.1. Scénario de maintien d'un marché à contestabilité limitée

Dans ce scénario, les disparités d'organisation industrielle entre Etats membres persistent dans la durée. La France parvient à faire prévaloir l'intérêt de maintenir sa spécificité en démontrant sa capacité à éviter les distorsions concurrentielles et en faisant valoir l'espace européen comme seul niveau pertinent de concurrence.

3.1.1. Les fondements du scénario : contestabilité économique faible, mais contestabilité institutionnelle efficace.

Dans ce scénario, si l'industrie électrique française n'est pas régie par le principe de contestabilité dans le champ économique, elle le sera dans le champ politique par la menace de mise en cause institutionnelle. Dans un environnement européen où l'organisation industrielle française ferait figure d'exception, la véritable menace pour l'opérateur historique et pour ses ministères de tutelle sera celle des pressions de la Commission Européenne et des concurrents étrangers pour que soit séparée juridiquement la fonction de l'opérateur de système et dispersée une partie des actifs de l'entreprise historique française si la suppression des barrières juridiques à l'entrée a un effet très réduit sur le nombre d'entrées. Sous l'effet de cette menace, EDF et le futur régulateur seront incités à rechercher la transparence des coûts, à assurer la non-discrimination et à démontrer l'efficacité de l'organisation industrielle « à la française » par l'amélioration des performances productives et la recherche d'une baisse des prix sur les deux segments du marché, ce qui a été le cas pendant toute la décennie quatre-vingt-dix. Ce principe de « contestabilité politique » se concrétisera par un « *benchmarking* » permanent : la référence aux autres pays ayant libéralisé leur industrie électrique servira à démontrer que les performances françaises sont bonnes et les consommateurs satisfaits, afin de contrer la menace institutionnelle.

- **La démonstration de l'efficacité comme fondement de la résistance française**

Dans ce scénario, le travail du régulateur permet de limiter l'asymétrie d'informations entre l'entreprise historique et lui-même en matière de coûts (coût de transport selon les différents niveaux de tension et la localisation, coût des services auxiliaires, coût des comptages, coûts de production). Le régulateur est en mesure de démontrer qu'il n'y a pas de subventions croisées, que ce soit par la manipulation des charges d'accès et des services associés, ou par l'affectation des coûts de production entre segments des éligibles et des non-éligibles.

La France peut présenter un bilan économique démontrant à la fois la non-discrimination au niveau de la concurrence, et l'efficacité de l'organisation industrielle intégrée, malgré la faiblesse de la contestabilité. Les prix français baissent aussi bien sur le segment des éligibles que sur le segment

hors marché, grâce à l'amélioration de la productivité et le maintien d'un rythme ralenti de désendettement d'EDF²⁵. Les gros consommateurs industriels bénéficient de prix favorables qui ne reposeraient pas sur des subventions croisées.

En même temps, la pression de l'environnement européen peut être affaiblie par les résultats peu probants des réformes concurrentielles, compte tenu des coûts de transition et de l'imperfection de la concurrence sur les nouveaux marchés²⁶.

- **Le contournement des problèmes de réciprocité**

Les avantages concurrentiels d'EDF pourraient l'inciter à développer une stratégie agressive au plan européen au fur et à mesure de l'achèvement de ses contrats d'exportation antérieurs d'ici 2010 et d'une certaine réduction de ses débouchés français. Les contraintes imposées par le principe de réciprocité (art. 19 de la directive 96/92), inscrites désormais dans les législations nationales de 8 Etats membres, l'obligeront, dans tous les cas, à éviter les ventes aux distributeurs étrangers et aux types de consommateurs qui sont non éligibles en France. De plus si l'activité des traders y est empêchée par la loi française, les ventes d'EDF pourraient l'être également dans ces pays. De même, si la durée minimale de 3 ans des transactions contractuelles en France est maintenue, cette contrainte de durée pourrait être imposée aux ventes françaises en Europe.

Mais, dans ce scénario, EDF contournerait ces difficultés en développant une stratégie de croissance européenne reposant plus sur des implantations locales par alliances, rachat d'actifs de distribution ou développement d'actifs de production, que sur une concurrence commerciale par des ventes d'électricité produite en France. C'est déjà le cas depuis 1995, dans le cadre d'une stratégie d'internationalisation dans laquelle les pays européens ont constitué une cible importante pour l'opérateur historique français : après l'échec d'une implantation en Allemagne, la prise de participation réussie dans Gränigues en Scandinavie en 1996, l'établissement d'un partenariat en production indépendante avec Montedison en Italie en 1996, la prise de contrôle du producteur-transporteur suisse ATEL en 1996 avec l'allemand RWE, l'achat en Grande-Bretagne de London Electric en 1998 et des activités de *supply* de South West Electricity en 1999, etc. En modérant son agressivité dans les ventes, EDF peut limiter les problèmes de réciprocité donnant lieu à des litiges juridiques, et les motifs de ses concurrents à revendiquer un changement de règles en France pour y réduire sa position dominante et affaiblir ses avantages concurrentiels sur les marchés extérieurs.

- **La possibilité de donner des gages institutionnels par des réformes marginales**

Dans un tel scénario, l'industrie électrique française peut subir quelques évolutions sans mise en question fondamentale des coordinations actuelles de court terme et de long terme :

- le champ de l'éligibilité pourrait être élargi à des clients multi-sites, voire à tous les consommateurs en moyenne tension (le nombre des consommateurs éligibles passerait de 3 500 à 350 000 et le degré d'ouverture du marché de 33% à 60% environ) sans

²⁵ On a vu précédemment que la baisse des prix de l'électricité de 1997 à 2000 en France est plus rapide qu'auparavant à cause d'un ralentissement prévu du désendettement de l'entreprise.

²⁶ Depuis 1998, compte tenu de l'existence de rentes diverses, les prix industriels ont pu baisser rapidement en Espagne, en Italie, en Autriche, en Allemagne après la transcription de la directive dans les législations nationales. C'est au moins un effet de la libéralisation.

bouleversement majeur, car l'absence de dé-intégration du maillon de la distribution est en soi une garantie de perpétuation de la position dominante d'EDF en aval²⁷ ;

- l'opérateur de réseau public pourrait être séparé organiquement d'EDF par une filialisation et même par la création d'une entreprise publique indépendante sans mettre en question la position dominante d'EDF.

Mais, pour maintenir les mécanismes de coordination par l'intégration verticale et horizontale, il n'y aurait pas d'accroissement de marges de liberté sur l'attribution des concessions en distribution et pas de création de marché de court terme pour les « écarts ».

- **L'espace européen comme espace pertinent de la concurrence : une légitimation par un paradigme rival**

Dans ce même scénario, la France parvient vis-à-vis de l'extérieur à légitimer sa position conservatoire en faisant valoir une vision alternative dans laquelle la problématique du développement de la concurrence est posée d'abord au plan européen, et non pas d'abord au plan national et ensuite au plan européen, comme le considèrent la Commission Européenne et certains Etats Membres. Mais la finalité première de la Directive européenne est de supprimer les barrières aux échanges d'électricité entre pays et d'organiser l'intégration des marchés électriques nationaux qui peut se faire autant par les échanges que par les capitaux. Il ne serait donc point nécessaire que l'intensité des forces concurrentielles soit élevée sur un marché national dès lors qu'il est rendu contestable, pourvu qu'elle le soit au plan européen où l'on trouve un nombre important de compétiteurs de taille appréciable. Le modèle concurrentiel fondé sur la présence de nombreux agents décentralisés sur un marché électrique local ne serait pas la seule référence légitime.

Dans les faits, la France défend sa position en arguant des restructurations industrielles en cours dans les pays européens pour s'adapter aux réformes concurrentielles. On peut observer en effet, depuis 1997, des stratégies de concentration (Allemagne, Espagne, Finlande), d'intégration verticale vers la distribution (Allemagne, Belgique, Suède, Royaume-Uni), et des stratégies d'alliances entre pays ou avec des entreprises gazières. Divers Etats poussent dans le sens des regroupements (Belgique dans le passé, Pays-Bas, Espagne, Suède, Finlande actuellement), dans une logique de promotion d'un champion national. A l'aube d'une concurrence européenne qui sera le lot d'acteurs consolidés par de tels regroupements, il ne s'agirait donc pas d'affaiblir en France l'opérateur historique par une certaine dé-intégration verticale et horizontale, mais de lui laisser les moyens de mener une stratégie européenne²⁸.

²⁷ Dès lors qu'il y a un seuil légal séparant deux segments de marché régis par des règles différentes, sans qu'il y ait de fondements technologiques entre les deux, la limite peut donner lieu à des contestations permanentes. La définition des consommateurs éligibles par la loi ne permet pas les regroupements d'aucune sorte (sites, association). Ceci posera des problèmes au regard du principe de réciprocité alors que les industriels implantés en Europe souhaiteraient bénéficier d'une offre globale multisites dans différents pays.

²⁸ « EDF doit passer à l'offensive pour conquérir l'Europe, son nouveau marché domestique » selon les propos du nouveau président d'Electricité de France en novembre 1998.

Tableau 3 : Comparaison de la diversification des entreprises électriques européennes en 1997 (en milliards de F)

	Ventes nationales (TWh)	Chiffre d'affaires électricité (GF)	Chiffre d'affaires total (GF)
EDF	457,7	181,8	189,9
ENEL	157,5	130,6	130,6
RWE	129,7	55,4	243,0
VEBA PreussenElektra	104,7	55,0	279,4
National Power*	60,3	32,1	32,1
Suez-Lyonnaise Tractebel	62,7	57,0	190,0
Endesa	69,6	28,8	50,6
Iberdrola	57,4	27,3	32,5
VIAG-Bayernwerk	62	34,8	144,0
PowerGen*	56,1	27,3	31,7

Sources : Rapports de gestion

* Non intégrées en distribution

L'enjeu de la concurrence entre grandes entreprises électriques sert d'argument de défense institutionnelle pour EDF et le gouvernement français. Lors du vote de la loi en 1999, il aurait pu justifier le relâchement de toutes les règles légales obligeant l'entreprise publique à se maintenir dans son métier principal de fourniture électrique, notamment au regard de la diversification de certaines entreprises électriques étrangères vers les télécommunications (ENEL, Endesa, Iberdrola, VEBA, RWE, Tractebel, Vattenfal, etc.). Dans les faits, EDF n'a été autorisée que marginalement par la nouvelle loi à une telle diversification (possibilités d'offre multi-services sur le segment des éligibles). Aussi est-elle d'autant plus légitimée en France à rechercher la croissance par une implantation européenne et internationale dans les métiers énergétiques²⁹. Mais est-ce une justification suffisante dans l'arène européenne ?

3.1.2. Les limites du scénario conservatoire dans le contexte de l'intégration européenne

La défense de l'organisation intégrée au nom de l'inévitabilité d'une concurrence entre grandes entreprises électriques européennes est porteuse de contradictions, sources de conflits futurs pour deux raisons : l'importance des asymétries de structures et l'influence de la création progressive de marchés organisés.

- **Les asymétries de structures**

La position française implique forcément d'admettre des asymétries fortes entre, d'un côté, les entreprises résultant d'une dé-intégration et soumises à concurrence sur leur base nationale et, de l'autre côté, les opérateurs historiques dont l'intégration verticale est préservée et qui peuvent s'appuyer sur un vaste marché captif. Hormis les entreprises suprarégionales allemandes qui, d'ailleurs, sont moyennement intégrées en distribution, l'entreprise électrique française serait la seule à préserver son intégration complète. Les opérateurs intégrés détiennent nécessairement un avantage

²⁹ On aboutit donc au paradoxe suivant. C'est la volonté de résister et de l'emporter sur des groupes industriels concurrents en Europe qui justifie la préservation de l'organisation industrielle en France. En même temps c'est parce que l'on restreint le champ de diversification d'EDF pour des raisons politiques que se justifie aussi en contrepartie le maintien de sa structure et de ses privilèges. Mais ce n'est pas un argument suffisant.

concurrentiel sur les marchés étrangers vis-à-vis d'entreprises plus petites et faiblement intégrées pour y gagner des parts de marché³⁰. Leur taille leur donne également des marges d'action plus importantes pour l'achat d'actifs ou d'entreprises³¹. Le principe de réciprocité inscrit dans les législations nationales ne permettra d'atténuer que partiellement les effets les plus clairs des asymétries de structures.

Les autres grandes entreprises électriques européennes craignent la concurrence que pourra leur livrer le géant français. Ces groupes sont bien moins importants en termes de ventes de kWh et de chiffres d'affaires dans le métier électrique. A l'exception d'Electrabel qui est aussi en position surdominante sur son marché national, chacun doit subir la concurrence d'autres électriciens nationaux dans leur pays; ils ne bénéficient pas d'un marché captif aussi important qu'EDF, et, pour certains, ils ne peuvent être présents à la fois en production et en distribution que de façon très contrainte. Ces différences ne peuvent manquer de nourrir les tensions entre Etats membres. L'avantage de « *first mover* » des entreprises des pays ayant libéralisé les premiers (Royaume-Uni, Suède, Finlande) tiendra peu par rapport aux grandes entreprises des pays où les structures resteront faiblement concurrentielles.

Même si, en définitive, ce ne sont pas les ventes en dehors de leur territoire national qui constituent l'élément principal de leur stratégie européenne, les entreprises restées intégrées vont subir les attaques juridiques de leurs concurrentes sur ce plan. Exemple révélateur : en 1999, lorsqu'EDF place des contrats de vente en Grande-Bretagne du fait de ses nouvelles implantations dans le « *supply* » ou bien est autorisé à faire du « *trading* » en Espagne et à vendre sur l'Amsterdam Power Exchange Market, il subit une plainte de compagnies électriques de plusieurs pays devant la Commission européenne³².

- **Des coordinations marchandes potentiellement déstabilisatrices**

La nature même de la concurrence qui se développera dans un pays sera nécessairement influencée par le type de structures industrielles et les institutions de marché existant dans les pays limitrophes. La libéralisation fait naître de nouveaux besoins transactionnels et introduit une plus grande fluidité entre marchés nationaux. Pour sortir d'un rôle marginal limité à un nombre restreint de contrats bilatéraux, la concurrence à l'échelle de plusieurs pays nécessite l'organisation de marchés électriques nationaux et leur gestion coordonnée par les opérateurs de réseaux. Celle-ci pourrait déboucher sur leur fusion, comme le montre l'exemple du NordPool en Scandinavie et des nouveaux marchés régionaux américains (Californie, Neepool, PJM).

En Europe, si les contraintes d'interconnexion limitent l'intégration de certains marchés nationaux aux autres (péninsule ibérique, Grande-Bretagne), elles ne sont pas suffisantes en Europe continentale

³⁰ On voit déjà ainsi EDF et Scottish Power, toutes deux entreprises intégrées surcapacitaires et bénéficiant d'une structure de coût favorable, vendre sans problème sur le pool anglo-gallois dans la limite des contraintes de capacité des lignes d'interconnexion.

³¹ Ainsi, en 1998 et 1999, de par sa surface financière, EDF a pu facilement enchérir dans ses offres d'achat de deux compagnies de distribution en Grande-Bretagne, au détriment d'entreprises privées plus petites, notamment British Energy. Elle peut acheter aussi pour 17 milliards de F le quart du capital de la quatrième allemande (EnBW).

³² Financial Times, July 23, 1999.

pour perpétuer un cloisonnement où les coordinations techniques antérieures sous l'égide de l'UCPTE ont ouvert la voie à l'instauration de coordinations marchandes et à leur élargissement.

Certes, avec une intégration verticale pratiquement inchangée en Allemagne, en France et en Belgique, la concurrence autour de transactions électriques bilatérales dans cette zone ne sortira sans doute pas d'un rôle secondaire, sauf pour les gros consommateurs. Mais c'est déjà suffisant pour justifier la création de bourses électriques dans cette zone qui pourraient déboucher sur l'instauration ultérieure d'un marché de compensation commun aux pays de cette zone, sous l'incitation de pays plus actifs : ainsi les Pays-Bas ont une bourse électrique active à Amsterdam depuis mai 1999, et l'Allemagne organise deux ou trois dispositifs de ce type (Francfort, Hanovre, etc.) autour des compagnies principales (RWE, Preussenelektra, etc.)³³.

L'existence de tels marchés sera déstabilisante en France. Elle incitera les protagonistes français autres qu'EDF à demander la création d'un tel marché. A l'inverse, EDF vendra sur ces marchés, mais s'opposera à la création d'un tel dispositif. Une telle évolution amènera en effet les partenaires et les gouvernements à s'interroger sur les asymétries de structures (nombre et taille des producteurs et des distributeurs, importance des activités de trading, liquidité respective des marchés).

Quoi qu'il en soit, en dépit de ses limites, un tel scénario a une certaine probabilité de réalisation. Le consensus interne à la France est cimenté par l'attachement au modèle de service public et à sa capacité à mener des politiques de préservation de l'autonomie énergétique, ainsi que par la tradition colbertiste de promotion d'un champion national dans la concurrence mondiale. La Commission Européenne n'a pas le pouvoir d'imposer une réforme de style britannique. La France a démontré aussi sa capacité d'influence pour éviter une convergence des structures des industries électriques vers la seule norme libérale voulue par d'autres Etats membres. Dans le futur, elle saura faire valoir la capacité de son modèle à être efficace économiquement tout en servant d'appui à la poursuite de l'intérêt général dont les justifications peuvent être en adéquation avec la législation européenne.

3.2. Le scénario de « Contamination Concurrentielle »

Dans ce scénario, les pressions pour que convergent les formes d'organisation industrielle dans l'Union Européenne vers un modèle voisin l'emportent. Les évolutions structurelles (degré d'ouverture, séparation verticale, etc.) s'opèrent plus rapidement que prévu dans les autres pays et isolent le modèle français de façon croissante. L'Etat français est obligé de composer en sacrifiant en partie sa politique du champion national et en recherchant l'instauration d'une concurrence effective.

3.2.1. Le processus de déstabilisation de l'organisation intégrée

Une triple influence pourrait conduire à la déstructuration de l'industrie électrique française :

- une évolution rapide des autres industries électriques européennes vers un modèle désintégré ; elle légitimerait les pressions croissantes de la Commission Européenne et des autres Etats membres sur le gouvernement français en raison des avantages stratégiques qu'EDF retire de son quasi-monopole,

³³ Une telle évolution n'implique pas qu'elle se produise avec toutes les entreprises suprarégionales allemandes. Il peut y avoir une première polarisation d'une partie des transactions au Nord avec les pays scandinaves, et une autre polarisation au Centre-Ouest avec les Pays-Bas, la Belgique et la France.

- les critiques croissantes que la Commission de Régulation de l'Electricité, confrontée à la tension permanente entre les principes concurrentiels et les logiques inhérentes à la position dominante de l'entreprise nationale intégrée, serait incitée à adresser sur l'organisation industrielle ; ces critiques pourraient être renforcées par le faible impact de l'ouverture de l'accès au réseau sur les performances de l'entreprise électrique publique, le régulateur étant incité alors à encourager la concurrence et non plus seulement à en contrôler l'exercice³⁴,
- l'obligation pour EDF de se développer en Europe et à l'international pour croître, ce qui contribue à la dilution du modèle de service public ; la logique de rentabilisation des capitaux à l'extérieur de la France et sa forte présence sur des marchés libéralisés banalisent l'établissement public comme entreprise industrielle, ce qui affaiblit son statut d'exception et érode la cohésion de sa technostucture.

- **Une déstabilisation possible en plusieurs étapes**

Le processus de déstabilisation pourrait être amorcé par la création d'un marché de compensation pour la gestion des écarts, à la demande du régulateur, pour obtenir plus de transparence du prix des écarts et faciliter les transactions bilatérales et donc les entrées. Les producteurs étrangers et les indépendants français participeraient à ce marché. Dans cette première configuration, EDF ne serait pas contraint d'afficher sa puissance disponible. Les prix s'aligneraient sur ces coûts marginaux en général très bas.

Dans un second temps, les IPP français et les producteurs étrangers repérant l'importance du potentiel d'offre à bas prix de l'opérateur historique français, chercheraient à acheter de façon croissante sur le marché organisé français. Celui-ci gagnerait rapidement un rôle de « market clearing » entre producteurs européens qui ont des coûts variables différents. Devant le bas niveau des prix, les consommateurs éligibles et les intermédiaires revendiqueraient de participer à ce marché. Le régulateur sera incité alors à obliger EDF à afficher toute sa capacité disponible.

L'étape suivante serait la mise en question interne de la position dominante d'EDF en France devant le faible nombre de transactions bilatérales directes à côté d'importantes exportations. Elle conduirait à une certaine dispersion de ses actifs de production et de distribution. Une autre raison pourrait être les réticences de l'opérateur français à jouer le jeu de ce marché en refusant d'offrir toutes ses capacités disponibles au coût marginal de court terme.

Etant donné les avantages de coordination journalière et saisonnière de la centralisation antérieure, on peut imaginer que ce marché d'ajustement serait accompagnée de la création d'un marché obligatoire à enchères journalières pour assurer la préservation de la majeure partie des bénéfices de court terme de l'organisation en monopole intégré³⁵. Les contrats financiers bilatéraux producteurs-

³⁴ L'expérience de l'Autorité de Régulation des Télécommunications en France montre qu'une telle instance est capable de résister à une capture de l'opérateur historique, mais dans un contexte beaucoup plus concurrentiel que ne le sera celui du marché électrique français. La Commission de Régulation de l'Electricité ne bénéficiera pas (pourrait-on dire) de cet environnement et sera donc incitée à proposer de nouvelles règles pour résister à la capture.

³⁵ On sait que le marché journalier doit recevoir toutes les ventes des producteurs et importateurs en Grande-Bretagne jusqu'en 2000, en Espagne, en Australie, en Nouvelle Zélande et en Argentine. Pour une comparaison des structures possibles d'organisation industrielle et de marchés électriques, voir Hunt et Shuttleworth (1996), Joskow (1997), Finon (1998).

grossistes (*suppliers*) complèteront ce dispositif. Après pourrait s'enclencher un processus d'intégration du marché français de court terme avec d'autres marchés étrangers.

- **La nouvelle organisation industrielle**

L'adhésion au paradigme concurrentiel amènerait à changer les droits de propriété et à définir un nouveau schéma d'organisation à partir des leçons tirées des expériences étrangères et des débats y afférant (Joskow, 1996 ; Finon, 1997). A côté du nombre de producteurs de taille significative qu'il conviendrait de créer, la distribution des types d'équipement est un paramètre à ne pas négliger, compte tenu des différences de structures de coût et des opportunités de rentes significatives des équipements à faible coût variable (Green et Newbery, 1992). Afin d'éviter d'instaurer un marché favorisant les collusions implicites ou explicites, on chercherait une dispersion du parc de production entre quatre ou cinq producteurs ayant un portefeuille d'actifs de structure voisine³⁶, et on encouragerait l'entrée de producteurs indépendants. En aval, on viserait à atteindre plusieurs dizaines d'acheteurs (distributeurs régionaux ou locaux, intermédiaires, très gros consommateurs, etc.) parmi les membres du pool gérant ce marché, en procédant à une certaine dispersion des actifs en distribution³⁷.

La définition des règles du pool sera influencée par la présence d'équipements hydrauliques de modulations diverses (saisonniers et hebdomadaires), et d'une majorité d'équipements nucléaires (61% de la capacité avec 58 réacteurs) qui présentent des contraintes d'exploitation (arrêt pour rechargement et entretien) et des coûts variables faibles. A titre indicatif, on pourrait imaginer les règles suivantes pour s'assurer de la faisabilité d'un tel marché.

- Pour les productions hydrauliques, les règles du marché électrique pourraient inclure des offres saisonnières à échéance de six mois qui seraient révisables une fois³⁸.
- L'exploitation journalière des réacteurs nucléaires français pouvant être modulée entre 30 et 100% de leur puissance grâce aux dispositifs de suivi de charge, le fonctionnement du marché n'aurait pas à être contraint par des règles de « *must-take* »³⁹.
- La présence de plusieurs exploitants de réacteurs nucléaires en concurrence empêchant une coordination annuelle des arrêts des réacteurs pour entretien et rechargement, un mécanisme spécifique de marché inter-mensuel pourrait inciter à une telle coordination.
- Sachant qu'en système fermé, les unités nucléaires seraient appelées à être les unités marginales pendant les deux tiers de l'année et qu'en conséquence le prix pourrait s'établir à bas niveau (6 c/kWh) pendant cette période, un terme de capacité administré

³⁶ Cette dé-intégration peut s'effectuer en évitant de disperser des équipements dont les productions présentent des externalités fortes vis-à-vis d'autres, notamment les équipements hydrauliques situés sur le même fleuve, pour ne pas créer de problèmes de coordination particuliers.

³⁷ Le régime de concession à la française donne aux collectivités locales la propriété légale des réseaux dont la valeur d'actifs n'apparaît pas dans les immobilisations du bilan d'EDF. Un schéma possible serait d'étendre la zone desserte des distributeurs non nationalisés aux réseaux locaux adjacents jusqu'à ce que 15 à 20% du marché de la distribution échappe à l'opérateur intégré, comme ce sera le cas en Italie. Dans tous les cas, des indemnités seraient à verser à EDF qui a investi et financé le développement de la distribution.

³⁸ Il pourrait en être de même pour les productions hydrauliques en éclusées avec des offres hebdomadaires.

³⁹ Les contraintes d'exploitation pourraient nécessiter cependant d'ouvrir la possibilité d'offres à prix négatifs (excess zero bids).

devrait être rajouté pour permettre le recouvrement de l'ensemble des coûts par la valorisation supplémentaire de l'électricité de pointe.

La logique du scénario veut que le marché journalier français soit articulé progressivement avec ceux des pays limitrophes. Il subirait les interférences des exportations journalières sur d'autres marchés organisés et celle des ventes par contrats bilatéraux vers des acheteurs d'autres pays, ce qui influencerait à la hausse les prix journaliers par rapport à un fonctionnement en système fermé. L'ouverture sur d'autres marchés aurait donc un effet correcteur souhaitable.

Si la dé-intégration du secteur électrique français s'effectuait ainsi, le parc de production présente un profil qui permettrait une activation plus rapide de la concurrence en production qu'en Grande-Bretagne après 1990 et en Espagne après 1996, en raison de l'absence de contraintes charbonnières, de l'inexistence de coûts échoués (*stranded costs*) due à l'efficacité économique de la production électronucléaire et au provisionnement conséquent pour les coûts de fin de vie du nucléaire (démantèlement, déchets).

3.2.2. Les limites institutionnelles internes du scénario de contamination concurrentielle

A priori l'environnement institutionnel de l'industrie électrique française (droits de propriété publique, centralisation du pouvoir exécutif, stabilisation gouvernementale) et le degré extrême de concentration de son organisation sont favorables à son éclatement rapide, dès lors qu'il est appuyé par une coalition d'intérêts suffisante (Glachant et Finon, 1998). Tel a été le cas de l'industrie électrique britannique, en comparaison de l'industrie électrique américaine fortement balkanisée et en majeure partie privée, avec deux niveaux de réglementation et un système politique fortement ouvert au jeu des groupes d'intérêt, où le processus de réforme s'est étalé sur plus de 10 ans.

• Le renouvellement des actifs nucléaires

La dé-intégration de l'industrie électrique française ne supprimerait pas toutes les coordinations de long terme, qui étaient assurées auparavant par l'opérateur historique du fait de son monopole national. La capacité d'action de l'Etat vis-à-vis de la poursuite de biens collectifs (indépendance, environnement) peut aussi être préservée en partie, même s'il ne peut plus assurer aussi strictement son activité de programmation. L'instauration d'une concurrence effective n'est pas en soi antinomique avec le maintien des dispositifs programmatiques prévus dans la loi de 1999. Rappelons que ceux-ci comprennent une procédure officielle de programmation et de confrontation des plans des acteurs privés et publics avec la demande anticipable et avec les objectifs publics de préservation de biens collectifs. Ils donnent aussi au gouvernement la possibilité d'ouvrir un appel d'offres pour l'installation d'une capacité d'équipement donnée, fondée sur une technologie précise, et de bloquer l'installation d'unités relevant d'autres technologies, si l'évolution anticipable des équipements électriques entre en conflit avec les objectifs de politique énergétique (art. 6 et 7 de la loi de 1999)⁴⁰.

⁴⁰ Les productions de ces équipements bénéficieraient ensuite d'un enlèvement obligé par les grands distributeurs au prix de l'offre initiale de leurs promoteurs dans le cadre d'un contrat de long terme, en contournant alors la règle de vente obligatoire au pool.

Même dans ce contexte libéralisé, l'Etat français disposerait de moyens de « *command control* » pour l'orientation des choix technologiques. Cependant, selon une logique forte de dépendance du sentier institutionnel, les dispositifs institutionnels qui ont autorisé le développement et l'exploitation réussis des actifs nucléaires seraient ébranlés par l'instauration d'une concurrence effective qui implique la dispersion et la privatisation d'une partie des actifs nucléaires. Le heurt se produit non seulement au niveau des exigences de coordination de long terme pour la réalisation de nouveaux actifs, mais aussi au niveau de l'exploitation de l'ensemble imposant d'équipements nucléaires existants.

- **Une double difficulté économique et politique de dispersion des actifs nucléaires**

Même si un changement d'opinion collective permettait cette dispersion des actifs nucléaires, leur valeur serait difficile à établir et leur privatisation pourrait être entravée. Les milieux financiers ou les candidats industriels au rachat ont des réticences devant un risque économique qui est difficilement cernable, comme l'ont montré les difficultés de privatisation des centrales nucléaires de British Energy en 1995-1996 en Grande-Bretagne et d'Ontario Hydro en 1998. L'incertitude spécifique de ces actifs porte sur les risques réglementaires, les risques sur les performances d'exploitation (défauts, vieillissement) et les risques de fin de vie (gestion des déchets, démantèlement), sans parler de l'éventualité de rejet social en cas de nouvel accident majeur dans le monde ⁴¹. L'expérience montre qu'on parvient finalement à privatiser, mais avec une baisse de valeur très importante de ces actifs. Mais comment faire face aux réticences politiques ?

La présence d'une soixantaine de réacteurs dont l'exploitation est soumise à des exigences de sûreté poussées et à des coordinations saisonnières pour l'entretien et le rechargement du combustible n'est pas propice à l'idée d'une dispersion du parc nucléaire entre plusieurs producteurs privés et publics en concurrence. L'expérience d'exploitation sûre et efficace de réacteurs nucléaires par des opérateurs privés parfois en concurrence dans plusieurs pays (Allemagne, Belgique, Japon, Suède, Etats-Unis) n'est pas prise en considération⁴². Pour cette raison, dans le débat aucune partie n'a proposé l'idée d'un schéma concurrentiel désintégré entre plusieurs opérateurs.

L'attribution de tous les actifs nucléaires à un producteur public serait une solution adaptée à la sensibilité nationale. C'est cette solution qui avait été adoptée en Grande-Bretagne de 1990 à 1997 pour une production électronucléaire bien moins importante (30% environ du marché anglo-gallois contre 76% de la production française). Mais cette solution créerait une situation irréductible de position surdominante sur le marché de l'électricité vis-à-vis des concurrents qui auraient hérité des actifs hydrauliques et thermiques.

⁴¹ En Grande-Bretagne, le risque portait principalement sur les dépenses de fin de vie, faute de provisions suffisantes sur le démantèlement et la gestion des déchets, et sur les incertitudes de fonctionnement. En Ontario, où les investissements nucléaires ont été financés par endettement garanti par la province, le gouvernement a hésité pendant l'année 1998 devant le risque de coûts échoués associés à la perte de valeur des réacteurs à la vente en cas d'introduction de la concurrence, perte estimée à 30% de la valeur historique du capital investi (6.5 milliards de \$).

⁴² Pourtant la propriété privée de ces réacteurs ne met nulle part en question la sûreté de leur exploitation. La rigueur du contrôle des autorités de sûreté nucléaire est partout la garantie du bon fonctionnement des centrales nucléaires et de la gestion de leur combustible selon les normes imposées, que celles-ci appartiennent à des entreprises publiques ou à des sociétés privées et que les exploitants soient ou non soumis à la concurrence. Des entreprises privées exploitent désormais aussi des réacteurs nucléaires dans un cadre concurrentiel aux Etats-Unis, en Espagne, en Suède et au Royaume-Uni.

Une solution intermédiaire serait la certaine concentration de la propriété et de l'exploitation des réacteurs entre deux producteurs, l'un public, l'autre privé aux côtés de plusieurs concurrents privés héritant des actifs hydrauliques et thermiques. Les premiers seraient supposés se concurrencer, tout en supportant la pression des seconds qui bénéficieraient de la rente de la production hydraulique. Une telle structure présenterait déjà plus de prédispositions à l'exercice d'une concurrence effective. Mais le risque d'entente tacite au sein du duopole nucléaire sur le marché du *pool* serait important. D'autres dispersions d'actifs seraient sans doute nécessaires pour aboutir, par panachage d'équipements, à une structure industrielle satisfaisante du point de vue concurrentiel.

Le cas français illustre le déterminisme conjoint de la technologie et de l'organisation industrielle dans l'industrie électrique (Hirsh, 1988). Si l'organisation et les institutions spécifiques à la France ont facilité plus qu'ailleurs le développement des actifs nucléaires ⁴³, la recherche d'un usage efficace de ces actifs particuliers et la volonté de préserver les conditions de leur reproduction peuvent provoquer à l'inverse le maintien de telles structures. Mais, si l'éventail des technologies électriques s'élargit vers des techniques bien moins exigeantes en termes de protection institutionnelle, il n'est pas sûr que les justifications restent aussi fortes. Le scénario de « contamination concurrentielle » a donc aussi une certaine probabilité de réalisation dans les dix prochaines années.

4. Conclusion

L'organisation hiérarchique de l'industrie électrique française paraîtrait a priori préservable par ses qualités d'efficacité économique et sociale. L'introduction contrainte d'une concurrence potentielle via la provision d'accès des tiers au réseau a été conçue de façon minimaliste pour préserver l'essentiel de l'organisation antérieure. Il est commun de considérer que les éléments de l'environnement institutionnel (attachement au service public, à l'indépendance énergétique garantie par le nucléaire, au volontarisme industriel) sont suffisamment puissants pour garantir la stabilité de cette structure combinant hiérarchie et arrangements contractuels, sous le regard d'une autorité de régulation suffisamment autonome pour garantir l'équité concurrentielle.

Toutefois les développements précédents permettent de déduire qu'en dépit de la force protectrice de l'environnement institutionnel, des facteurs économiques endogènes pourraient entraîner la déstabilisation de cette organisation, quelle que soit l'impartialité de l'opérateur historique vis-à-vis de l'accès à son réseau. Les barrières à l'entrée sur le marché non organisé des contrats resteront élevées, et la concurrence limitée aux entrées en production décentralisée. Les gros consommateurs éligibles feront pression en faveur d'un jeu plus ouvert. En l'absence de contestabilité réelle, le régulateur sera incité à rechercher une concurrence effective, comme cela a été le cas en Grande-Bretagne dans les secteurs du gaz et de l'électricité après l'échec de l'ATR entre 1984 et 1990. Une première façon de réduire les barrières serait la création d'un marché organisé pour les écarts journaliers. Elle pourrait enclencher une dynamique d'élargissement des fonctions de ce marché et une mise en question de l'intégration horizontale en production et en distribution/vente.

⁴³ Pour une approche généralisée du lien entre l'organisation des industries électriques et l'organisation des industries électriques, voir Hirsh (1988).

Cette déstabilisation serait entretenue par l'effet des asymétries de structure entre pays européens. La menace concurrentielle des producteurs étrangers sera faible. A l'inverse l'opérateur historique français bénéficiera des avantages stratégiques permis par sa taille, la protection de ses marchés et la structure de ses coûts pour concurrencer les producteurs et vendeurs des autres pays. La participation de l'opérateur français aux marchés organisés des autres pays, le développement de ses activités de *trading* ou ses achats d'actifs seront logiquement sources d'interrogations sur l'inexistence de telles institutions ou de telles possibilités en France. Le rôle des consommateurs éligibles sera aussi important, car ils seront bien informés des différences entre marchés, et voudront profiter des écarts de prix en fonction de l'heure et des saisonnalités. Dans un environnement institutionnel qui s'est élargi à l'Europe et à des règles communautaires fondées sur des principes libéraux visant à l'intégration des marchés, il existe une tendance à la réduction de la variété institutionnelle lorsqu'elle est source de déséquilibre dans l'échange (Di Maggio et Powell, 1991).

Présumer des évolutions de l'organisation de l'industrie électrique française après sa première réforme serait hasardeux. Ce qui est sûr par contre, c'est qu'elle n'est qu'au début d'un long cheminement pour deux raisons : toute organisation « *half slave, half free* » est instable et l'organisation française sera trop différente de celle des autres industries avec lesquelles elle est supposée constituer un marché intégré.

Bibliographie

Armstrong M., S. Cowan, and J. Vickers (1994).- *Regulatory reform : economic analysis and British experience*.- Cambridge MA : MIT Press.

Armstrong M., C. Doyle and J. Vickers (1996).- *The access pricing problem : a synthesis*.- Journal of Industrial Economics vol 44, p. 131-150.

Assemblée Nationale (1998).- *Projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*.- n°1253, février, Paris : Assemblée Nationale.

Baumol W., J. Panzar and R. Willig (1982).- *Contestable Market and the Theory of Industry Structure*, New York, Harcourt, 1982.

Bouttes J.P., R. Leban and P. Lederrer (1993).- *Organisation et régulation du secteur électrique : un voyage dans la complexité*.- Paris : Conservatoire national des Arts et Métiers

Chevalier J.M. (1999).- *Les enjeux de la loi électrique sur la compétitivité de la France*.- Communication au colloque sur la réforme électrique, Sénat, Paris, 16 juin 1999.

Conseil de la Concurrence (1998).- Avis sur les principes à respecter et les dispositions à prévoir pour assurer le fonctionnement concurrentiel du marché électrique dans le cadre de la Directive 96 (CE- Avis n°9810195).- *Bulletin officiel de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes*, Juillet 1998.

DGEMP (1994).- Réforme de l'organisation électrique et gazière française (rapport Mandil).- Paris, Ministère de l'industrie.

DGEMP (1998).- *Vers la future organisation électrique française (Livre Blanc)*.- Paris, Secrétariat d'Etat à l'Industrie, février.

Di Maggio D., and D. Powell (1991).- *The New Institutionalism in Organisational Analysis*.- Chicago : Chicago University Press.

Dumont J.L. (1998).- *Réussir la future organisation électrique française (rapport au Premier Ministre)*.- Juillet, Paris.

EDF (1996)- « L'adoption de la directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité ».- *Faits Marquants* 1996, Paris, DEPS-EDF, p. 19-24.

Finon D. (1998).- « Restructuring and competition arrangements in the electricity supply industry : towards a setter efficiency ? ».- in G. Zaccour ed.- *Deregulation of electric utilities*.- London : Kluwer Academic Publ., p. 149-178.

Gilbert R., E. Kahn and D. Newbery (1996).- « Introduction ».- in R. Gibert and E. Kahn ed.- *International Comparisons of Electricity Regulation*, New York, Cambridge University Press.

Gilbert R.J. (1989).- « Mobility barriers and the value of incumbency ».- in R. Schmalensee and R.D. Willig.- *Handbook of Industrial Organization*.- Amsterdam : North Holland.

Glachant J.M., and F. Lévêque (1999).- *Méthode de suivi des décisions du Gestionnaire du Réseau de Transport*.- (Rapport au Ministère de l'Industrie, DIGEC).

Glachant J.M., and D. Finon (1998).- *Why do the electric industries continue to differ in the European Union ? A neo-institutional analysis* » in : C. Ménard ed.- *Institutions Contracts and Organisations Perspectives from new institutional economics*.- London, Edward Elgar Publisher (forthcoming).

- Green R. and D. Newbery (1992).- « Competition in the British electricity spot market ».- *Journal of Political Economy*, vol 100(5), p. 929-53.
- Hadas-Lebel R. (1998).- *La future organisation électrique française* (Rapport au Conseil Economique et Social).- Paris, CES.
- Helm D., J. Kay and D. Thomson ed. (1989) *The market for energy*.- Oxford : Clarendon Press.
- Helm D. and T. Jenkinson (1998).- *Competition in Regulated Industries*.- Oxford, Oxford University Paris.
- Henry C. (1997).- *Concurrence et services publics dans l'Union Européenne*.- Paris, PUF (chap.2, L'électricité).
- Henry C. (1998).- « la libéralisation des services publics ».- in *Sociétal* n°19, p. 43-46.
- Hirsh R.F. (1989).- *Technology and transformation in the American Electric Utility*.- London : Cambridge University Press, London.
- Hunt S. and G. Shuttleworth (1996).- *Competition and choice in Electricity*.- Chichester, John Wiley publish.
- Joskow P. (1996).- « Introducing competition into regulated network industries : from hierarchies to markets in electricity ».- *Industrial and Corporate Change*, Vol 5, n°2, p. 341-382.
- Kahn A.E. (1971).- *The economics of regulation : principles and institutions*. New York, Wiley.
- Leban R.- « La régulation du secteur électrique et gazier français dans la concurrence ».- in : Commissariat Général au Plan.- *Energie 2010-2020, les chemins d'une croissance sobre*.- Paris, la Documentation française, 1998, p. 427-463.
- Lepage H. (1988).*EDF et la tarification au coût marginal. Rapport au Ministre de l'Industrie*.- Paris, La Documentation française.
- Lévêque F. (1998).- *L'économie de la réglementation*.- Paris : La Découverte.
- Parker M. and Surrey (1994).- *UK Gas Policy : Regulated monopoly or managed competition ?*- Brighton : Science Policy Research Unit.
- Peltzman S. (1976).- « Towards a more general theory of regulation ».- *Journal of law and Economics*, n°19, p. 211-240.
- Porter M.E. (1986).- *Competitive strategy : techniques for analyzing industries and competitors*.- New York : The Free Press.
- Scherer F.M. (1980).- *Industrial market structure and economic performance*.- Chicago R. and McNally, 1980.
- Stigler G. (1961).- « The economics of information ».- *Journal of Political Economy*, June.
- Stigler G. (1971).- « The theory of economic regulation ». *Journal of Economic and Management Science*, n°2(1), p. 3-21.
- Tirole J. (1988).- *The theory of industrial organisation*.- Cambridge, MIT Press.
- Vickers J.S. (1994).- *Concepts of competition*.- Oxford Clarendon Press.
- White M. (1996).- « Power struggles : explaining deregulatory reforms in electricity markets ».- *Brookings Paper : Microeconomics*, 1996, p. 201-267.