

30/03/09

LES PERFORMANCES DES ENTREPRISES ELECTRIQUES EUROPEENNES

Delphine Lautier, CEREQ, Université Paris IX

(1^{ère} version : novembre 2001)

RESUME

Depuis la fin des années 1980, le secteur européen de l'électricité a été progressivement libéralisé et privatisé, laissant aux marchés financiers une part de plus en plus importante dans la valorisation et le contrôle des activités des firmes électriques. Avec le transfert de propriété des actifs de l'Etat vers les actionnaires privés, l'efficacité de la gestion des ressources investies et la maximisation de la richesse des investisseurs sont devenus des objectifs centraux. Or, si l'on considère le coût des infrastructures nécessaires à la production, au transport et à la distribution d'électricité, il est évident que la réalisation de tels objectifs n'est pas une préoccupation mineure : ce secteur mobilise en effet des ressources financières considérables. Pour nous forger une opinion quant à l'efficacité de la gestion des entreprises électriques européennes, nous analysons et comparons les performances économiques et financières des principaux opérateurs électriques de cette région. Le choix de ces concurrents est explicité en première section. Les performances des firmes sont ensuite mesurées et comparées, en section deux, à l'aide de critères comptables. Une évaluation des capacités de chaque groupe à créer de la valeur est ensuite tentée et présentée, en section trois. La quatrième section précise quelles sont les portées et limites de cette étude. La cinquième permet de conclure.

SECTION 1. INTRODUCTION

Jusqu'à la fin des années 1980, les industries de réseau (télécommunications, énergie, transport), caractérisées par la présence de coûts irrécouvrables conséquents et par une forte incertitude de la demande à long terme, étaient considérées comme des monopoles naturels et, à ce titre, maintenues sous la tutelle de l'Etat. Progressivement cependant, au sein de ces industries, l'étendue des activités directement contrôlées par l'Etat a été réduite, pour ne plus concerner que les seules infrastructures de transport.

Dans le domaine de l'électricité, le mouvement de libéralisation, d'abord initié aux Etats-Unis, s'est ensuite progressivement étendu à l'Europe, en commençant par la Grande-Bretagne. Cette libéralisation a eu au moins deux conséquences. Premièrement, elle a bien souvent été accompagnée d'une vente des actifs appartenant à l'Etat. Ainsi, depuis 1990, la privatisation de centrales électriques et de réseaux de distribution de gaz représente, au niveau mondial, plus de 150 milliards de dollars¹. Deuxièmement, sous l'effet de la pression exercée par certains consommateurs², les prix de l'électricité ont chuté, de façon plus ou moins prononcée selon les pays, comme l'indique le tableau 1. Pour répondre à ces contraintes financières, les principaux opérateurs ont cherché à développer des économies d'échelle et/ou à conquérir de nouveaux marchés, principalement au moyen d'opérations de fusions et d'acquisitions. L'offre de biens et services s'en est trouvée diversifiée, en particulier dans

¹ *Enron Energy Outlook, 1999-2020.*

² Dans bien des pays, la libéralisation concerne, dans un premier temps au moins, les clients industriels ayant une consommation annuelle minimale. Elle donne à ces derniers la possibilité de s'approvisionner auprès du producteur de leur choix.

les domaines de la production et de la distribution de gaz, de la distribution d'eau, et des services de télécommunications.

**Tableau 1. Prix moyen de l'électricité pour les consommateurs industriels de 10 GWh par an
(en euro courant)³**

Euro/kWh HT	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Ecart 95-00
France	0,065	0,065	0,064	0,06	0,058	0,057	-13,1%
Allemagne	0,091	0,087	0,082	0,08	0,077	0,061	-33,0%
Belgique	0,074	0,074	0,071	0,069	0,068	0,067	-8,4%
Espagne	0,069	0,071	0,066	0,058	0,058	0,06	-13,0%
Italie	0,063	0,061	0,071	0,072	0,065	0,07	9,9%
Royaume-Uni	0,053	0,05	0,056	0,057	0,058	0,06	13,0%
Suède		0,04	0,041	0,038	0,032	0,032	-19,8%

Source : Maillard D.

Le secteur de l'électricité en Europe est donc en pleine mutation : d'une part une proportion non négligeable des actifs est passée de la propriété des Etats à celle des actionnaires privés, et ces derniers n'ont pas nécessairement les mêmes objectifs, les mêmes critères de performance que leurs prédécesseurs ; d'autre part le métier d'opérateur électrique est en pleine évolution.

Pour apprécier la pertinence des choix effectués par des firmes mobilisant des ressources considérables et évoluant dans un contexte nouveau (plus souple en terme de possibilités d'action, mais sans doute également plus contraignant du point de vue des résultats attendus), nous comparons les performances économiques et financières des six principaux opérateurs d'Europe continentale, pour lesquels une réelle concurrence peut s'instaurer, au niveau du marché physique. Aucun concurrent de nationalité britannique, suédoise ou norvégienne n'est donc retenu. Par ailleurs, la Grande-Bretagne et la Suède ayant amorcé leur processus de libéralisation plus tôt que les autres pays européens (respectivement en avril 1990 et en janvier 1991), la prise en considération de ces deux pays risquait d'introduire un biais dans la comparaison.

Les opérateurs choisis sont tous impliqués dans la production, le transport et la distribution d'électricité :

- EDF est le premier opérateur sur le marché français : il assure 95% de la distribution et environ 90% de la production nationale. Il se distingue, par rapport à ses concurrents, à deux niveaux : tout d'abord, il est le seul groupe encore totalement détenu par l'Etat ; ensuite, il n'a pas cherché, pour l'instant, à étendre ses activités vers d'autres métiers.
- RWE est le principal opérateur allemand. Son importance s'est accrue depuis sa fusion avec VEW, en juin 2000. Au sein de l'échantillon, RWE est sans doute le groupe dont la diversification est la plus prononcée : la moitié du chiffre d'affaires réalisé en Allemagne est en effet généré par des activités hors énergie.
- Enel est le premier opérateur italien. Sa privatisation est récente (elle n'a débuté qu'en 1999), et partielle. Selon le souhait du gouvernement italien, cette privatisation s'accompagne d'une réduction progressive de l'influence du groupe sur son marché domestique : une partie de ses actifs de production et de distribution a ainsi été cédée.

³ La hausse des prix observée pour le Royaume-Uni peut être expliquée par le fait que dans ce pays, la privatisation ayant été initiée plus tôt, la baisse des prix s'est manifestée avant 1995.

- Endesa et Iberdrola sont les deux principaux opérateurs du marché espagnol⁴. De taille comparable, ils assurent à eux deux les trois quarts de la production espagnole et 80% de la distribution d'électricité.
- Enfin, Tractebel est le premier groupe énergétique belge. Son entité Electricité et Gaz Europe représente plus de 90% du marché national.

Ce groupe de six concurrents représente 63,5% du marché de l'Union Européenne : 22% pour RWE, 18% pour EDF, 12% pour Enel, 8% pour Endesa et Iberdrola, et 3,5% pour Tractebel.

La comparaison entre les groupes est réalisée à partir des rapports annuels et couvre les années 1996 à 2000⁵. Il convient donc, dès l'abord, d'émettre une réserve quant à la portée des conclusions qui seront retirées de cette étude : une période d'observation de cinq ans n'est qu'un minimum, compte tenu de la nature stratégique des évolutions analysées. Par ailleurs, la présentation des rapports annuels n'étant pas homogène, et la qualité de l'information apportée étant variable selon les groupes, nous avons retenu le plus petit dénominateur commun reliant ces différentes sources d'information. Enfin, pour mesurer la performance, deux grandes familles d'indicateurs ont été distinguées : les indicateurs comptables de rentabilité économique et financière, et les indicateurs de création de valeur.

SECTION 2. LES INDICATEURS COMPTABLES DE LA RENTABILITE

Le *Return on Capital Employed* (ROCE) et le *Return on Equity* (ROE) sont les deux indicateurs synthétiques retenus pour mesurer la rentabilité des firmes privées. Chacun d'eux peut être décomposé de façon à mettre en évidence les différents déterminants de la rentabilité globale. Dans les deux cas, la rentabilité est appréciée en rapportant aux capitaux investis le résultat qu'ils ont permis de générer.

2.1. La rentabilité économique des firmes électriques en Europe

Le calcul de la rentabilité économique a pour objectif de mesurer l'efficacité avec laquelle les actifs sont employés. Cet indicateur donne une mesure de la performance économique d'ensemble de l'entreprise, car il considère la totalité des moyens mis en œuvre (encadré 1).

Le calcul de la rentabilité économique doit prendre en considération deux caractéristiques du secteur électrique : une forte intensité capitalistique, d'une part, et des difficultés spécifiques de valorisation de l'actif, d'autre part.

Premier point, les firmes étudiées sont caractérisées par une intensité capitalistique importante. Comme le montre le tableau 2, en 2000, malgré une baisse constante depuis 1996, les immobilisations corporelles représentent en moyenne 60% du total du bilan. En conséquence, un faible ratio de rotation de l'actif économique est prévisible. De plus, le résultat d'exploitation est susceptible d'être assez fortement influencé par la nature de l'outil de production de chaque groupe et par sa politique de dotation aux amortissements. En particulier, dans un pays à pression fiscale élevée, l'incitation à adopter une politique d'amortissement progressif sera plus importante.

⁴ Un projet de fusion entre les deux groupes a été abandonné au début de l'année 2001.

⁵ Les comptes de RWE présentent une particularité par rapport aux autres concurrents étudiés : les dates de clôture des comptes se situent en effet au 30 juin et non au 31 décembre. Dans ce texte, les comptes de l'année 1999-2000 sont considérés comme ceux de l'année 2000. Les comparaisons risquent donc, de ce fait, d'être biaisées. De plus, tous les calculs n'ont pas pu être réalisés pour les années 1996 et 1997, faute d'informations disponibles.

Tableau 2. Immobilisations corporelles / total bilan (en %)

	2000	1999	1998	1997	1996
EDF	69,24	71,41	73,95	74,58	75,24
RWE	53,08	52,70	50,09	54,66	54,13
Tractebel	47,68	41,94	48,27	40,69	39,61
Iberdrola	61,09	64,44	66,28	72,61	
Endesa	63,36	60,46	61,03	67,06	78,55
Enel	69,83	82,22	81,15	80,02	78,42
Moyenne	60,71	62,20	63,46	64,94	65,19

Encadré 1. La rentabilité économique (ROCE)

Mesurer la rentabilité économique consiste à rapporter le résultat d'exploitation net d'impôt à l'actif économique de la firme :

$$\frac{\text{Résultat d'exploitation après impôt}}{\text{Actif économique}}$$

Le résultat d'exploitation est le flux de revenu retiré de l'exploitation des actifs. Il ne comprend ni les éléments financiers ni les éléments exceptionnels constitutifs du résultat. La mise en regard de ce flux et du stock que constitue l'actif économique permet de mesurer le revenu généré par les actifs mis en œuvre, une fois couvertes les charges nécessaires à l'exploitation. Ce revenu est net d'impôt : c'est celui qui peut être attribué aux institutions financières et aux actionnaires. Quant à l'actif économique, il correspond à la somme des actifs immobilisés et du besoin en fonds de roulement, c'est-à-dire aux actifs nets employés dans le cadre des cycles d'exploitation et d'investissement.

Le taux de rentabilité économique peut être décomposé en une marge d'exploitation et un ratio de rotation de l'actif économique :

$$\text{ROCE} = \frac{\text{Résultat d'exploitation après impôt}}{\text{Chiffre d'affaires}} \times \frac{\text{Chiffre d'affaires}}{\text{Actif économique}}$$

La marge d'exploitation rapporte un résultat (celui qui subsiste une fois les charges d'exploitation couvertes) à un volume d'activité (celui correspondant à la totalité des revenus de l'entreprise). Le ratio de rotation de l'actif permet de mesurer le revenu généré par les actifs que l'entreprise met en œuvre.

L'utilisation du ROCE pour mesurer la rentabilité économique présente deux limites :

- le résultat d'exploitation dépend de la politique de dotation aux amortissements de la firme, de façon plus ou moins prononcée selon la proportion que représentent les actifs immobilisés dans le total du bilan. Si la firme retient une méthode de dépréciation comptable, les dotations aux amortissements dépendent de façon linéaire de la durée de vie estimée pour ces biens. Si elle retient une méthode de dépréciation fiscale, durant les premières années d'utilisation des actifs, les dotations sont supérieures à ce qu'elles auraient été si l'amortissement comptable avait été retenu. Le résultat d'exploitation est donc plus faible, et la rentabilité économique peut être sous-estimée ;
- l'actif économique est estimé à partir de sa valeur comptable. Cette dernière correspond soit au coût d'entrée des biens dans le patrimoine de la firme, soit à une valeur estimée après réévaluation. La plupart du temps, elle ne correspond pas à une valeur de marché.

Pour analyser précisément la rentabilité économique dans le secteur de l'électricité, et dans le cadre d'une comparaison internationale, l'idéal serait de pouvoir éliminer l'impact de la politique de

dotations aux amortissements sur le résultat d'exploitation, et de retraiter ce dernier en privilégiant un amortissement linéaire. Pour ce faire, il est nécessaire de connaître la durée de vie des actifs. En l'absence de cette information, ce retraitement n'a pu être réalisé. En revanche, une attention particulière a été accordée à l'excédent brut d'exploitation (EBE), car ce solde est calculé avant dotations aux amortissements (tableau 3). Pour l'ensemble des firmes étudiées, l'EBE est en forte progression (+41% en moyenne) au cours de la période. Cependant les disparités sont fortes, en terme d'évolution, au sein du groupe de concurrents. EDF se distingue en effet par un recul de l'EBE supérieur à 6%, tandis que celui de Tractebel enregistre une hausse de 100%.

Tableau 3. EBE (millions d'euros)

	2000	1999	1998	1997	1996	Ecart
EDF	9 703	10 177	9 976	8 923	10 388	-6,59%
RWE	16 289	11 314	10 165			60,25%
Tractebel	3 898	2 678	2 003	1 918	1 951	99,79%
Iberdrola	2 524	2 372	2 368	2 253		12,03%
Endesa	6 501	5 782	3 740	3 904		66,52%
Enel	8 746	8 976	8 498	7 598	7 526	15,11%

Second point, la valorisation de l'actif économique est particulièrement délicate dans le secteur électrique, et ce pour plusieurs raisons.

En premier lieu, les actifs employés dans le cadre de l'exploitation sont pour la plupart des actifs spécifiques, pour lesquels aucune valeur de marché n'est disponible. Faute de données précises, les valeurs comptables sont retenues⁶, en notant que, là encore, un retraitement visant à éliminer l'impact de la politique de dotation aux amortissements devrait, dans l'idéal, être effectué. De ce fait, il est tout à fait possible, en particulier pour les firmes recourant à l'énergie nucléaire, que l'estimation soit fort éloignée de la réalité.

En deuxième lieu, pour les activités de transport d'électricité, c'est très souvent au régulateur qu'incombe encore aujourd'hui la tâche d'assurer le renouvellement des infrastructures, à travers la fixation de prix permettant aux firmes de réaliser une marge « raisonnable ». Or, la tarification imposée par le régulateur dépend de la rentabilité estimée pour les actifs et donc de la valeur de ces derniers. Ainsi, pour la partie de l'activité électrique encore soumise à une réglementation, deux catégories d'acteurs ont des intérêts diamétralement opposés en terme de valorisation. Préoccupé avant tout de l'optimisation des ressources financières consacrées au secteur électrique, le régulateur aura tendance à minimiser la valeur des actifs. Ayant quant à lui tout avantage à disposer de ressources financières abondantes, le régulé aura tendance à proposer une valorisation généreuse.

En troisième lieu, la valorisation doit tenir compte du fait qu'avant la libéralisation, les firmes électriques ont pu avoir à procéder, sur instruction des pouvoirs publics, à des investissements qui, s'ils étaient justifiés dans le cas d'une clientèle captive, ne le sont plus nécessairement dans un environnement concurrentiel. L'inscription au bilan de tels actifs risque d'entraîner une surestimation de l'actif économique. La directive européenne relative au marché de l'électricité ayant autorisé les

⁶ Dans le cadre de cette étude, les actifs immobilisés comprennent les immobilisations corporelles, les actifs intangibles et les immobilisations financières.

Etats européens à verser aux firmes des sommes venant compenser ces coûts échoués (*stranded costs*)⁷, ces versements peuvent être considérés, lorsqu'ils existent, comme une estimation de la valeur des actifs échoués. Ces sommes pourraient donc être retranchées de la valeur de l'actif économique. Dans un souci de cohérence, lors du calcul de la rentabilité économique, il faudrait également ajouter au résultat d'exploitation les dotations aux amortissements relatives à ces actifs échoués. Là encore, faute d'information disponible, de tels retraitements n'ont pu être effectués.

Les résultats obtenus en terme de valorisation de l'actif économique sont reportés au tableau 4. Les calculs effectués mettent en évidence l'importance des ressources financières mobilisées par le secteur électrique. EDF est de loin le groupe dont l'actif économique présente la plus forte valeur : plus de deux fois celle de l'actif de RWE, situé sur ce point en deuxième position. Seconde remarque, pour tous les groupes excepté Enel, l'actif économique progresse depuis 1996, dans des proportions différentes toutefois. En particulier, Tractebel enregistre une progression remarquable, de plus de 100% sur la période, liée entre autres à la fusion avec Electrabel et Distrigaz. La réduction de l'actif économique de Enel est, quant à elle, imposée par le gouvernement italien.

Tableau 4. Actif économique (millions d'euros)

	2000	1999	1998	1997	1996	Variation
EDF	98 079,00	95 527,00	93 578,00	89 131,00	92 490,00	6,04%
RWE	42 761,00	36 558,00	31 337,00			36,46%
Tractebel	26 257,69	15 819,50	16 615,10	12 914,01	12 328,23	112,99%
Iberdrola	18 304,73	16 195,79	16 053,37	15 260,91		19,95%
Endesa	33 504,13	34 193,10	19 054,58	18 510,30	16 768,30	99,81%
Enel	45 418,00	41 842,00	43 897,00	45 996,20	46 718,40	-2,78%

Dans le contexte d'une activité encore partiellement régulée, une attention particulière doit être portée à l'évolution de l'actif économique. En effet, lorsque le régulateur fixe les prix de façon à rémunérer les opérateurs par une marge ajoutée à la couverture de leurs coûts, l'incitation à accroître les actifs est forte. Et si la progression des actifs est plus rapide que ne l'est celle du résultat, la rentabilité se détériorera. Enfin, il est possible que, lors du passage à un système plus concurrentiel, la couverture de la totalité des coûts d'exploitation soit difficile à assurer. L'étude de l'évolution de l'actif économique doit donc être associée à celle du résultat d'exploitation, à travers le calcul de la rentabilité économique.

La rentabilité économique est calculée de façon à ce que les différences entre les politiques fiscales des pays étudiés n'aient pas d'impact sur la comparaison : pour calculer le résultat d'exploitation net d'impôt, un taux d'imposition identique a été retenu pour toutes les firmes, quelle que soit leur implantation géographique. Ce taux a été fixé à 35% pour l'ensemble de la période⁸.

⁷ En réalité, la notion de coûts échoués ne se limite pas à l'outil de production. Elle concerne également le statut du personnel employé dans le secteur de l'électricité.

⁸ En moyenne, pour l'année 2000 et pour les pays considérés, les taux d'imposition normatifs sont de 38% (37,7% en France, 26,4% en Allemagne, 40,3% en Italie, 35,3% en Espagne, 50,5% en Belgique). Retenir un taux plus faible n'est cependant pas incohérent, le taux d'imposition effectif des entreprises étant le plus souvent inférieur au taux normatif.

Tableau 5. Rentabilité économique ou ROCE (%)

	2000	1999	1998	1997	1996
EDF	2,07	2,46	2,06	2,85	2,04
RWE	5,63	6,80	7,13		
Tractebel	4,61	3,99	1,41	1,40	0,65
Iberdrola	4,57	5,03	5,51	5,74	
Endesa	7,02	6,39	7,39	8,39	10,61
Enel	7,65	9,26	8,09	7,23	6,88
Moyenne	5,26	5,66	5,27	5,12	5,04

Les données chiffrées regroupées au tableau 5 montrent que la rentabilité économique de l'ensemble des groupes progresse entre 1996 et 1999. La détérioration constatée en 2000 pour la plupart des groupes peut être expliquée par la hausse des cours des matières premières énergétiques cette année là. Il reste que, sur l'ensemble de la période, l'augmentation de l'actif économique constatée au tableau 4 est globalement accompagnée d'une assez vigoureuse progression du résultat d'exploitation net d'impôt. Sur la base de l'information disponible pour une période de 5 ans, le maintien de la régulation du transport ne semble donc pas entraîner un appétit immodéré, de la part des firmes, en terme d'investissements.

Les calculs effectués laissent cependant apparaître de grandes disparités entre les entreprises, de sorte que cette conclusion générale n'est pas nécessairement valable pour toutes. En particulier, le résultat d'exploitation de EDF progresse moins vite, sur l'ensemble de la période, que son actif économique. Depuis 1998, la rentabilité du groupe français est la plus faible de toutes et se situe largement en dessous de la moyenne. L'hétérogénéité du groupe de concurrents est telle qu'en 2000, la rentabilité des deux premiers, Endesa et Enel, est plus de trois fois supérieure à celle du dernier. Les performances de Enel s'expliquent par l'effet conjugué d'une croissance de 12% du résultat d'exploitation et d'une contraction de l'actif économique, au moins jusqu'en 1999. Enfin, si la rentabilité économique de certains stagne, tel n'est pas le cas pour d'autres : la progression la plus frappante est sans doute celle enregistrée par Tractebel, dont les performances ont été multipliées par plus de sept au cours de la période.

Cette disparité laisse penser que la concurrence, sur le marché européen de l'électricité, ne joue pas encore pleinement. Remarquons cependant que cette hétérogénéité s'atténue au fil du temps : l'écart constaté entre les deux extrêmes est en effet plus faible en 2000 qu'en 1996. La décomposition de la rentabilité économique et la comparaison de différentes marges d'exploitation apportent des précisions quant à l'origine de l'hétérogénéité constatée.

Les marges opérationnelles reflètent la gestion des coûts, et marquent l'impact des prix et des variations de l'activité sur les revenus. Les résultats présentés au tableau 6 confirment les précédents en terme de disparités : les écarts entre les concurrents sont conséquents, mais tendent à s'amenuiser au fil du temps. Les chiffres ne sont pas non plus surprenants au regard des coûts de production de chaque groupe. Comme nous le verrons en section quatre, RWE est sans doute l'un de ceux dont le coût de production est le plus élevé. Or, il présente la plus faible marge d'exploitation en 2000. Quant à EDF, en dépit de sa faible rentabilité économique, il n'est pas le concurrent le moins bien positionné

en terme de marge. C'est Tractebel qui occupe cette position, jusqu'en 1999. Cette bonne performance de l'opérateur français est vraisemblablement due, en partie au moins, à son coût de production relativement faible. Mais il faut également remarquer que tout au long de la période, les prix de l'électricité en France sont compétitifs par rapport à ceux des autres pays européens. La marge d'exploitation de EDF apparaît donc comme assez satisfaisante.

Tableau 6. Marge d'exploitation (%)

	2000	1999	1998	1997	1996
EDF	5,89	7,32	6,52	8,77	6,37
RWE	5,03	6,47	5,96		
Tractebel	6,42	5,30	2,14	1,88	0,95
Iberdrola	11,86	13,04	21,32	18,00	
Endesa	15,41	16,64	21,31	20,75	23,49
Enel	13,79	18,48	17,27	16,19	15,94
Moyenne	9,73	11,21	12,42	13,12	11,69

Une autre marge d'exploitation peut être calculée en rapportant l'EBE au chiffre d'affaires. Un tel calcul, dont les résultats sont présentés au tableau 7, permet d'exclure de l'analyse les dotations aux amortissements et les frais de personnel. Cette modification n'a pas d'influence sur la position de chaque firme au sein du groupe, qui reste inchangée. En revanche, elle a un impact sur la dispersion des indicateurs de rentabilité : les écarts sont en effet beaucoup moins significatifs lorsque l'EBE est retenu. Une partie des écarts de performance constatés au tableau 6 est donc due à la politique de dotation aux amortissements adoptée par les firmes et à leur capacité à gérer différents coûts, en particulier les charges de personnel. Ces résultats relativisent le constat effectué précédemment quant à l'hétérogénéité des rentabilités économiques des groupes électriques européens. Celle-ci est en effet vraisemblablement due, en partie au moins, à des facteurs extérieurs à ce secteur, tels que la politique salariale et fiscale de chaque pays.

Tableau 7. EBE/CA (%)

	2000	1999	1998	1997	1996
EDF	28,15	31,70	33,77	30,77	35,06
RWE	33,99	29,45	27,09		
Tractebel	20,67	22,52	18,23	19,92	23,30
Iberdrola	35,81	37,95	57,08	46,27	
Endesa	42,59	44,03	56,57	52,16	
Enel	34,71	42,82	41,36	36,96	37,33
Moyenne	32,65	34,75	39,02	37,22	31,90

Le ratio de rotation de l'actif économique, reproduit au tableau 8, permet enfin de mesurer l'efficacité de la gestion des investissements et de mettre en évidence, à travers les prix de l'électricité, le niveau de rémunération des actifs. Le premier constat est que ce ratio, pour l'ensemble des groupes, est faible, ce qui est classique pour une activité à forte intensité capitaliste : la rentabilité résulte de fortes marges mais d'un faible taux de rotation. Deuxième constat, RWE apparaît de ce point de vue comme l'entreprise la plus performante, tandis que EDF occupe le dernier rang : le ratio de rotation du groupe français est près de quatre fois plus faible que celui du groupe allemand. La faiblesse de la

rentabilité économique de EDF résulte donc à la fois d'une marge et d'un ratio de rotation faibles par rapport à la moyenne de ses concurrents. Troisième constat, la disparité au sein du groupe de concurrents, loin de diminuer, semble s'accroître ici au fil du temps. Cette disparité peut être liée au choix de l'outil de production effectué par chaque groupe. Compte tenu de la durée de vie des actifs dans ce secteur, cette caractéristique aura vraisemblablement un impact à long terme sur la rentabilité économique. Il est donc peu probable que l'hétérogénéité observée disparaîtra dans un futur proche, à moins que des acquisitions ne modifient cette tendance.

Tableau 8. Ratio de rotation de l'actif

	2000	1999	1998	1997	1996
EDF	0,35	0,34	0,32	0,33	0,32
RWE	1,12	1,05	1,20		
Tractebel	0,72	0,75	0,66	0,75	0,68
Iberdrola	0,39	0,39	0,26	0,32	
Endesa	0,46	0,38	0,35	0,40	0,45
Enel	0,55	0,50	0,47	0,45	0,43
Moyenne	0,60	0,57	0,54	0,45	0,47

Telle qu'elle apparaît, mesurée à l'aide d'un indicateur comptable, la rentabilité économique des principales firmes électriques européennes est globalement en hausse sur la période d'étude, et ceci malgré une baisse de la marge d'exploitation, vraisemblablement imputable à la baisse des prix de l'électricité. Cette diminution est donc plus que compensée par une augmentation du ratio de rotation de l'actif économique. En terme d'efficacité de l'utilisation des ressources, ce résultat est encourageant : il montre que si les très fortes sommes investies dans le secteur électrique ne cessent de croître, elles sont par ailleurs apparemment de mieux en mieux gérées, dans un univers pourtant plus contraignant, en particulier au niveau des prix. En revanche, si le secteur électrique semble de plus en plus rentable, donc attirant pour les investisseurs, ceux-ci doivent rester prudents quant aux choix des placements à effectuer au sein de cette industrie : les performances des firmes étudiées sont en effet loin d'être homogènes, pour des raisons qui ne sont pas forcément toutes dues à la seule efficacité de la gestion. Deux autres facteurs explicatifs sont en effet susceptibles d'avoir une influence (non déterminante) sur la rentabilité économique : premièrement, en terme d'outil de production, les entreprises ont pris dans le passé des décisions divergentes, susceptibles d'avoir sur la performance un impact conséquent (le secteur est caractérisé par une forte intensité capitalistique) et durable (les actifs considérés ont une longue durée de vie) ; deuxièmement, les politiques fiscales et salariales ne sont pas encore harmonisées en Europe.

2.2. La rentabilité financière des firmes électriques européennes

La rentabilité des capitaux propres (*Return on Equity*) est l'indicateur le plus fréquemment retenu pour mesurer la rentabilité financière d'une firme. Celui-ci s'inscrit dans une perspective plus financière que le précédent, dans la mesure où il s'intéresse davantage aux ressources mises en œuvre qu'aux moyens utilisés.

Encadré 2. La rentabilité financière (ROE)

La rentabilité des capitaux propres met en regard les ressources apportées par les actionnaires avec le flux de revenus permettant de les rémunérer. Le résultat net est le flux disponible une fois pris en considération tous les éléments constitutifs du résultat : exploitation, financier et exceptionnel.

L'indicateur le plus synthétique de la rentabilité financière est le taux de profit, ou *Return on Equity* (ROE) :

$$\text{ROE} = \frac{\text{Résultat net}}{\text{Capitaux propres}}$$

Il peut être décomposé en une marge nette et un ratio de rotation des capitaux propres dans le chiffre d'affaires :

$$\text{ROE} = \frac{\text{Résultat net}}{\text{Chiffre d'affaires}} \times \frac{\text{Chiffre d'affaires}}{\text{Capitaux propres}}$$

La marge nette permet de mesurer la part des revenus restant une fois pris en considération tous les produits et charges. Le ratio de rotation des capitaux propres représente l'intensité avec laquelle ces capitaux sont mis en œuvre dans l'activité.

Le ratio de rotation des capitaux propres peut lui-même être décomposé de façon à mettre en évidence l'incidence sur la rentabilité financière de l'efficacité productive et de la structure de financement de la firme :

$$\text{ROE} = \frac{\text{Résultat net}}{\text{Chiffre d'affaires}} \times \frac{\text{Chiffre d'affaires}}{\text{Actif net}} \times \frac{\text{Actif net}}{\text{Capitaux propres}}$$

Ce produit de ratios traduit l'incidence sur la rentabilité financière :

- du taux de marge nette, représentant l'efficacité commerciale de l'entreprise,
- de la rotation des actifs, exprimant l'intensité avec laquelle l'entreprise utilise son capital économique et donc son efficacité productive,
- de la structure financière, caractérisant la gestion financière de la firme.

L'utilisation du ROE pour mesurer la rentabilité financière d'une firme doit prendre en considération le fait que le résultat net puisse avoir été affecté par des éléments exceptionnels de grande ampleur. A condition de détenir l'information concernant la nature de ces éléments, il est nécessaire d'éliminer leur impact sur le résultat net, dans la mesure où ils ne présentent pas un caractère récurrent.

Dans le cadre de cette étude, la détermination de la rentabilité financière nécessite la réalisation de certains choix. En particulier, ce calcul est effectué, pour tous les groupes, en retenant les résultats part du groupe et, par souci de cohérence, les capitaux propres hors intérêts minoritaires. A l'exception de RWE, dont les intérêts minoritaires représentent une part non négligeable des capitaux propres, ce choix a peu d'impact sur la détermination de la rentabilité financière.

Pour l'ensemble des entreprises électriques européennes, la rentabilité financière, représentée au tableau 9, suit une évolution proche des tendances observées pour la rentabilité économique : elle est globalement en hausse. En effet, les chiffres obtenus en 1996 doivent être considérés avec

prudence, car le passif de EDF a fait l'objet d'une restructuration en 1997, qui s'est traduite par une augmentation des capitaux propres, de 3 393 à 11 185 millions d'euros.

Tableau 9. Rentabilité financière ou ROE (%)⁹

	2000	1999	1998	1997	1996
EDF	5,63	7,80	8,20	5,88	24,75
RWE	12,61	15,47	14,05	7,34	7,13
Tractebel	17,25	25,62	15,19	13,64	12,76
Iberdrola	9,33	8,61	7,79	6,95	
Endesa	15,24	14,28	12,13	9,48	10,43
Enel	13,98	15,97	14,14	11,62	12,31
Moyenne	12,34	14,62	11,92	9,15	13,48

Selon cet indicateur, c'est Tractebel qui apparaît cette fois comme le groupe le plus rentable, devant Endesa et Enel, alors qu'il occupait le troisième rang en terme de rentabilité économique. Par ailleurs, la rentabilité financière de EDF est la plus faible de toutes depuis 1999. Sur l'ensemble de la période, le groupe se situe là encore largement en dessous de la moyenne. Pourtant, ces résultats ont été obtenus en réalisant deux choix favorables au groupe français.

Le passif de EDF est constitué à hauteur de 16% de comptes spécifiques, correspondant en grande majorité à la contre-valeur de biens mis en concession par l'Etat, et représentant une fois et demie le montant des capitaux propres. Le calcul de la rentabilité financière du groupe dépend donc très largement du choix effectué quant à l'intégration ou à l'exclusion de ce poste des fonds propres. En 1997, EDF publiait son bilan en intégrant ce poste dans les « autres fonds propres ». Nous avons cependant choisi de ne retenir que les capitaux propres au sens strict. Comme le montre le tableau 10, cette décision a un impact positif sur l'estimation de la rentabilité du groupe. Le choix inverse aurait en effet conduit à une rentabilité presque trois fois moins importante sur l'ensemble de la période.

Tableau 10. Rentabilité financière de EDF et capitaux propres

	2000	1999	1998	1997	1996
Résultat net après impôt	761,15	986,05	960,05	657,8	839,8
Capitaux propres au sens strict (1)	13 526	12 643	11 706	11 185	3 393
Capitaux propres + Comptes spécifiques (2)	34 508	33 296	32 230	30 891	26 969
Rentabilité financière (1)	5,63	7,80	8,20	5,88	24,75
Rentabilité financière (2)	2,21	2,96	2,98	2,13	3,11

Un second choix devait être effectué quant au résultat net à retenir pour les calculs. EDF verse en effet une rémunération à l'Etat en contrepartie des dotations en capital. Une partie de cette rémunération est fixe et peut donc être assimilée à une charge financière ; l'autre est variable. Là encore le choix opéré, qui consiste à retenir le résultat avant rémunération de l'Etat (et à considérer l'Etat comme un actionnaire), a un impact positif sur la rentabilité financière, comme l'illustre le tableau 11. L'influence de ce choix est cependant moins déterminante que ne l'était celle du précédent. Le tableau 11 montre enfin quel aurait été l'impact, sur la rentabilité financière, de la conjugaison de deux choix défavorables, au niveau des capitaux propres et du résultat net.

⁹ Faute d'information, les calculs effectués pour le groupe RWE, en 1997 et 1996, ne prennent pas en considération un taux d'imposition normatif, mais le taux d'imposition effectif.

Tableau 11. Rentabilité financière de EDF et résultat net

	2000	1999	1998	1997	1996
Résultat net avant rémunération de l'Etat (1)	761,15	986,05	960,05	657,8	839,8
Résultat net après rémunération de l'Etat (2)	513,5	684,45	670,8	404,95	262,6
Capitaux propres (3)	13 526	12 643	11 706	11 185	3 393
Capitaux propres (4)	34 508	33 296	32 230	30 891	26 969
Rentabilité financière (a) : (1) et (3)	5,63	7,80	8,20	5,88	24,75
Rentabilité financière (b) : (2) et (3)	3,80	5,41	5,73	3,62	7,74
Rentabilité financière (c) : (2) et (4)	1,49	2,06	2,08	1,31	0,97

La décision relative au résultat net, favorable à EDF en ce qui concerne la rentabilité financière, ne l'est pas du point de vue de la rentabilité économique. Retenir le résultat avant rémunération de l'Etat conduit en effet à un impôt théorique plus élevé, ce qui diminue le résultat d'exploitation net d'impôt, et donc la rentabilité économique. L'impact de ce choix est cependant marginal, comme le montre le tableau 12. En particulier, tous les commentaires précédents, relatifs à la rentabilité économique, restent valables.

Tableau 12. Impact des choix effectués sur le calcul de la rentabilité économique de EDF

	2000	1999	1998	1997	1996
Résultat d'exploitation	2 441	2882	2 443	2 897	2 339
Impôts sur le résultat avant rémunération de l'état (1)	409,85	530,95	516,95	354,2	452,2
Impôts sur le résultat après rémunération de l'Etat (2)	276,5	368,55	361,2	218,05	141,4
Actif économique	98 079	95 527	93 578	89 131	92 490
ROCE 1 (%)	2,07	2,46	2,06	2,85	2,04
ROCE 2 (%)	2,21	2,63	2,22	3,01	2,38

La décomposition de la rentabilité financière (tableaux 13, 14 et 15) montre que pour l'ensemble des concurrents, la marge nette est en baisse depuis 1998 : cette baisse est donc apparue plus tardivement que celle de la marge d'exploitation. En revanche, le ratio de rotation de l'actif et la structure financière des groupes ont un impact positif sur la rentabilité financière.

Tableau 13. Marge nette (%)

	2000	1999	1998	1997	1996
EDF	2,21	3,07	3,25	2,27	2,83
RWE	2,51	4,04	3,84	1,81	1,83
Tractebel	5,25	8,77	5,17	4,93	5,03
Iberdrola	10,25	10,75	14,60	10,73	
Endesa	8,62	10,13	13,88	11,52	12,13
Enel	10,16	13,39	12,75	10,48	9,58
Moyenne	6,50	8,36	8,92	6,96	6,28

La rentabilité financière d'EDF s'explique à la fois par le niveau de ses marges, qui sont les plus faibles de toutes depuis 1998 (mais restent toutefois comparables à celles de RWE), et par l'évolution de son ratio de rotation de l'actif. Ce dernier stagne entre 1999 et 2000, tandis qu'il progresse pour la moyenne des concurrents. Il est cependant plus proche de la moyenne du groupe que ne le sont les autres indicateurs.

Tableau 14. Ratio de rotation de l'actif

	2000	1999	1998	1997	1996
EDF	0,28	0,28	0,26	0,27	0,27
RWE	0,74	0,70	0,77	0,89	0,86
Tractebel	0,46	0,43	0,46	0,50	0,48
Iberdrola	0,36	0,34	0,23	0,29	
Endesa	0,32	0,26	0,24	0,28	0,33
Enel	0,49	0,45	0,43	0,42	0,40
Moyenne	0,44	0,41	0,40	0,44	0,47

Le ratio actif net / capitaux propres augmente pour l'ensemble des firmes depuis 1997. Cette évolution peut être une conséquence de la politique de fusions et d'acquisitions menée par ces opérateurs, dans l'hypothèse où ces opérations ont accru le recours à l'endettement. Le tableau 15 montre que c'est la structure financière de Tractebel qui a un impact déterminant sur sa rentabilité financière. Celui-ci apparaît en effet, en terme d'endettement, comme le second groupe derrière EDF.

Tableau 15. Structure financière

	2000	1999	1998	1997	1996
EDF	9,03	9,17	9,66	9,57	32,69
RWE	6,80	5,51	4,72	4,55	4,52
Tractebel	7,13	6,79	6,45	5,58	5,31
Iberdrola	2,54	2,33	2,31	2,23	
Endesa	5,56	5,34	3,69	2,89	2,59
Enel	2,80	2,62	2,60	2,65	3,17
Moyenne	5,64	5,29	4,91	4,58	9,65

Au-delà de ces considérations strictement comptables, la stratégie de développement international, la stratégie financière et le statut de firme publique sont trois éléments permettant d'expliquer le fort endettement d'EDF. Premièrement, pour financer ses acquisitions internationales, puisque son statut l'empêche de procéder à des échanges de titres ou de se tourner vers les marchés de capitaux, l'une des solutions envisageables pour le groupe français est de recourir à l'endettement¹⁰. Deuxièmement, tant que l'Etat est son principal actionnaire et ne le contraint pas à adopter une stratégie inverse, l'opérateur français a tout intérêt à être fortement endetté, et ce pour deux raisons principales : tout d'abord, le groupe profite de la déductibilité des charges d'intérêt tant que son actionnaire, face à un endettement croissant, n'augmente pas ses exigences de rémunérations ; ensuite il bénéficie, grâce à la qualité de la signature de l'Etat, d'un faible coût d'endettement¹¹.

2.3. Les indicateurs comptables de performance : conclusion

Les indicateurs comptables permettent une première appréciation de la rentabilité des firmes, en opérant une distinction entre les performances économiques et les performances financières. En tenant compte des réserves émises quant à la portée d'une étude menée sur une période de cinq ans, le

¹⁰ La cession d'actif et la titrisation de créances sont deux autres moyens utilisés par le groupe pour obtenir des liquidités.

¹¹ Il y a donc une forte probabilité pour que EDF, compte tenu de son statut, déroge à la règle financière selon laquelle la structure financière n'a aucun impact sur la valeur d'une firme.

calcul de ces indicateurs montre que les performances des firmes sont hétérogènes : Endesa et Enel apparaissent comme les firmes les plus rentables, tandis que EDF, premier opérateur européen en terme de volume, est le dernier du point de vue de la rentabilité. Tous les éléments constitutifs de la rentabilité du groupe français sont faibles par rapport à la moyenne de ses concurrents.

L'utilisation d'indicateurs comptables revient cependant à considérer que les performances d'une entreprise sont satisfaisantes lorsque le flux de revenu dégagé sur les actifs est positif. Or, ce résultat doit non seulement être positif mais également compenser le coût des ressources des actionnaires, sous peine de détériorer le rendement de leur investissement. Les indicateurs présentés ci-dessus ne fournissent donc que des indications partielles de la performance économique et financière des firmes. La mesure de la création de valeur permet de pallier cet inconvénient.

SECTION 3. LA CREATION DE VALEUR

La création de valeur est une notion qui s'impose aux dirigeants de bien des entreprises. En effet, nombreux sont désormais les investissements examinés à l'aune de l'*Economic Value Added* (EVA)¹². Bien que l'approche par la valeur ne se réduise pas à l'EVA, nous retenons cette notion pour trois raisons : elle est très couramment utilisée ; elle est moins sensible à l'évolution des cours boursiers que ne l'est la *Market Value Added* (MVA), notion également très répandue ; comme toutes les approches de la performance par la valeur, elle repose sur le principe selon lequel il y a création de valeur dès qu'un investissement rapporte plus à ses investisseurs que le revenu susceptible d'être retiré d'un investissement de risque identique¹³. Dans ce contexte, une entreprise peut faire du profit tout en détruisant de la valeur si ce profit est inférieur à celui qu'elle devrait normalement réaliser.

Encadré 3. La création de valeur (EVA)

L'EVA est la différence entre le taux de rentabilité économique de l'entreprise, net impôt, et le taux permettant la rémunération du capital investi. Cette différence est proportionnelle à la valeur de l'actif économique de l'entreprise :

$$\text{EVA} = \text{actif économique} \times (\text{taux de rentabilité économique} - \text{taux de rémunération du capital})$$

Le taux de rémunération du capital investi traduit l'exigence de rentabilité émanant des différents apporteurs de fonds, compte tenu du risque lié à la nature de l'activité et à la structure financière de la firme : c'est le coût moyen pondéré du capital (*Weighted Average Cost of Capital*). Le CMPC représente le taux de rentabilité que les actifs utilisés dans le cadre de l'activité doivent offrir pour assurer la rémunération des différentes sources de financement, compte tenu de leur part respective dans le passif de l'entreprise. Ces sources de financement sont généralement séparées en deux grandes catégories : la dette et les actions.

L'estimation du coût moyen pondéré du capital est la principale difficulté rencontrée lors de la mesure de la création de valeur d'une entreprise : outre le fait qu'avec le développement de nouvelles

¹² Stewart et Bennet (1991).

¹³ Pour plus de précisions quant aux modes de calcul de la création de valeur, et quant aux fondements théoriques de ces différentes méthodes, voir par exemple Albouy (1999).

formes de financement, la distinction entre dette et fonds propres peut parfois apparaître comme floue, la détermination du coût des capitaux propres présente des difficultés non négligeables, en particulier lorsque l'entreprise considérée n'est pas cotée. Le *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) est la méthode la plus fréquemment utilisée dans le domaine électrique pour estimer ce coût (voir ABN-Amro, 1999, et Buckland, 2000).

La principale limite de la notion de création de valeur est liée au fait que pour satisfaire à cette exigence, l'entreprise peut être incitée à réduire la valeur de son actif économique, soit en diminuant ses investissements en deçà du niveau nécessaire au maintien de l'activité, soit en ayant recours, parfois de façon artificielle, à la sous-traitance (Batsch, 1999).

Le principal obstacle à l'application de la notion de création de valeur est lié au fait que le groupe EDF n'est pas coté en bourse : il n'existe pas de données de marché permettant d'estimer le coût du capital de cette firme, ni d'opérateur français pouvant raisonnablement lui être comparé. Pour contourner cette difficulté, la méthode retenue ici consiste à calculer un CMPC pour l'ensemble du secteur électrique d'Europe continentale. Cette méthode peut être considérée comme approximative, à plusieurs niveaux. Elle ne prend pas en considération l'existence de primes de risque différentes selon les pays. Elle ignore le fait que les firmes interviennent dans diverses activités, de risque variable. Enfin, elle néglige la présence éventuelle de différences conséquentes dans la structure financière des firmes. L'emploi d'une telle méthode est cependant justifié par l'absence d'informations nécessaires à la détermination du coût du capital de toutes les firmes de l'échantillon.

Une seconde difficulté provient de ce que le transport de l'électricité reste sous le contrôle du régulateur. De ce fait, même pour les entreprises cotées en bourse, l'estimation du coût du capital est délicate : les prix des actions reflètent en effet l'activité de l'ensemble de la société. Or, il est fort probable que le coût du capital investi dans le transport diffère des coûts associés à la production et à la distribution d'électricité, ce phénomène étant accentué par une tendance, de la part des entreprises de ce secteur, à maximiser le premier tout en minimisant les seconds¹⁴. Là encore, l'idéal aurait été de pouvoir distinguer, au sein de l'activité électrique, différents coûts du capital, mais cet idéal est sans doute le plus chimérique de tous ceux évoqués jusqu'à présent.

Pour estimer la capacité des firmes électriques à créer de la valeur, nous nous référons aux coûts moyens pondérés du capital estimés par ABN Amro, pour les principaux groupes du continent européen. L'échantillon comporte 12 entreprises (tableau 16) et l'estimation est réalisée pour les années 1997 à 2000. Les données chiffrées établissent que le coût moyen pondéré du capital a tendance à diminuer au cours de la période et que, depuis 1998 en particulier, l'écart-type des estimations est faible. Ceci permet de penser que l'existence de primes de risques différentes selon les pays et les activités n'affecte pas trop fortement, pour le secteur électrique d'Europe continentale, le niveau du coût moyen pondéré du capital.

¹⁴ En Grande-Bretagne, plusieurs études ont été menées pour estimer le coût du capital des activités de transport. D'après Buckland (2000), la grande majorité des compagnies anglaises sous tutelle considère comme trop faible le coût du capital fixé par l'autorité de régulation. Une telle appréciation n'est pas surprenante, puisqu'un coût du capital plus élevé autoriserait les entreprises à percevoir des revenus plus importants.

Tableau 16. Coût moyen pondéré du capital pour des entreprises du secteur électrique

	2 000	1 999	1998	1997
Iberdrola	6,1	6,2	7	8,3
Endesa	6,3	6,3	7,1	8,5
RWE	6,4	6,4	7,3	9
Tractebel	6,6	6,8	7,4	8,5
EVN	5,9	5,9	6,9	7,9
Verbund	6	6,1	6,8	6,6
Electrabel	6,5	6,5	7,4	8,6
Veba	6,2	6,3	7	8,7
Viag	6,1	6,1	6,7	7,6
EDP	6,1	6,1	6,5	7,4
Hidro Cantabrico	6,4	6,4	7,2	8,6
Union Fenosa	6,8	6,8	7,4	8,7
Moyenne	6,28	6,33	7,06	8,20
Ecart-type	0,25	0,26	0,28	0,66
Maximum	6,8	6,8	7,4	9
Minimum	5,9	5,9	6,5	6,6

Source : ABN Amro.

Une première appréciation de la création de valeur peut être établie en calculant, pour chaque firme, la différence entre la rentabilité économique après impôt et le coût moyen pondéré du capital (tableau 17). Pour toutes les firmes exceptées EDF et Enel, cette marge de valeur (*value spread*), exprimée en pourcentage, est déterminée en utilisant les coûts moyens pondérés du capital obtenus par ABN Amro. Compte tenu de la faiblesse des indicateurs comptables des performances de EDF, nous avons retenu pour l'opérateur français le coût moyen pondéré du capital situé au bas de la fourchette estimée. Inversement, la rentabilité économique de Enel se situant au-dessus de la moyenne, nous avons retenu pour ce groupe le coût moyen pondéré du capital le plus élevé.

Tableau 17. Marge de valeur

	2000	1999	1998	1997
EDF	-3,83%	-3,44%	-4,44%	-3,75%
RWE	-0,77%	0,40%	-0,17%	
Tractebel	-1,99%	-2,81%	-5,99%	-7,10%
Iberdrola	-1,53%	-1,17%	-1,49%	-2,56%
Endesa	0,72%	0,09%	0,29%	-0,11%
Enel	0,85%	2,46%	0,69%	-1,77%
Moyenne	-1,09%	-0,74%	-1,85%	-3,06%

Les résultats obtenus montrent que l'ensemble du secteur, depuis 1997, détruit de la valeur, bien que certaines firmes soient créatrices de valeur : c'est le cas de Endesa et de Enel depuis 1998, et de RWE en 1999. En revanche, même en retenant un coût moyen pondéré du capital qui lui est favorable, EDF se situe au dernier rang sur l'ensemble de la période, à un niveau bien inférieur à la moyenne. En supposant que la rentabilité économique et l'actif économique aient été correctement estimés, il aurait fallu, pour que l'opérateur français soit créateur de valeur en 2000, que son coût moyen pondéré du capital soit inférieur à 2%... Enfin, la progression la plus marquante en terme de

marge de valeur est sans doute celle enregistrée par Tractebel : cet indicateur progresse de plus de 300% 1997 et 2000.

Les résultats acquièrent une dimension nouvelle lorsque l'on ne s'intéresse plus à la seule marge de valeur, mais également à l'actif économique des firmes. Le tableau 18 synthétise les calculs d'EVA (effectués en se référant aux actifs économiques de début de période¹⁵). Pour EDF, deux résultats sont proposés. Ils correspondent aux deux modes de calcul de la rentabilité économique présentés au tableau 12.

Tableau 18. EVA (millions d'euros)¹⁶

		2000	1999	1998	1997
EDF	(1)	-3 657,79	-3 218,02	-3 958,99	-3 465,71
	(2)	-3 527,91	-3 058,93	-3 810,65	-3 324,43
RWE		-280,55	126,17		
Tractebel		-314,89	-467,36	-773,24	-874,87
Iberdrola		-248,44	-187,43	-227,37	
Endesa		246,49	17,27	54,07	-18,46
Enel		355,66	1 078,95	315,16	-824,73

EDF est destructeur de valeur, sur l'ensemble de la période, de façon d'autant plus prononcée que son actif économique est important. En 2000, le groupe détruit dix fois plus de valeur que le groupe situé avant lui, c'est-à-dire Tractebel. Mais, contrairement à ce qui se produit pour son concurrent belge, la situation du groupe français ne semble pas s'améliorer malgré l'utilisation, pour le calcul de l'EVA, d'un coût moyen pondéré du capital de plus en plus faible entre le début et la fin de la période. Ce phénomène est dû à une progression de l'actif économique, non relayée par une progression satisfaisante du résultat d'exploitation.

La mesure de l'EVA en elle-même n'est pas l'élément d'analyse le plus intéressant. Ce qui compte réellement, c'est sa progression d'une année à l'autre. Au-delà des données apportées par le tableau 18, l'évolution future de l'EVA des firmes peut être partiellement anticipée en étudiant la sensibilité de cette mesure à une variation de 1% (en valeur absolue) de la marge de valeur. Un tel niveau de variation est tout à fait probable. Comme le montrent les tableaux 5 et 16, il arrive en effet que la rentabilité économique et/ou le coût moyen pondéré du capital augmentent ou diminuent de plus de 1% d'une année à l'autre.

Ces calculs, effectués pour l'année 2000, montrent que les principales entreprises électriques européennes ne présentent pas du tout la même sensibilité à une variation de 1% de leur marge de valeur, lorsque leur actif économique est stable : cette sensibilité est d'autant plus forte que la différence entre la rentabilité économique et le CPMC est faible. Ainsi, les groupes dont l'EVA est susceptible de fluctuer le plus fortement d'une année à l'autre sont Endesa, RWE et Enel : une modification de 1% de la marge de valeur de ces firmes entraîne une variation de plus de 115% de leur EVA. Iberdrola et Tractebel sont beaucoup moins sensibles : en réponse à une modification de marge

¹⁵ L'actif économique utilisé pour calculer l'EVA de l'année 2000 est donc celui du 31/12/1999. Il se trouve dans la colonne 1999 du tableau 4.

¹⁶ Pour réaliser ces calculs, c'est l'actif économique du début de la période qui a été retenu. Ainsi, l'EVA de l'année 2000 est obtenue en mettant en regard l'actif économique déterminé à la fin de l'année 1999 et la marge de valeur de l'année 2000.

de plus ou moins 1%, leur EVA varie de 50 à 65%. Ceci permet d'expliquer en partie au moins pourquoi le groupe belge, malgré la très forte progression de sa marge de valeur au cours de la période, ne connaît pas une augmentation aussi spectaculaire de sa création de valeur. Quant à EDF, l'évolution de -3,83 à -2,83% de sa marge se manifeste par une variation de son EVA égale à 27% seulement. En d'autres termes, pour les groupes les plus sensibles, il est tout à fait possible d'imaginer que les chiffres de 2001 seront très différents de ceux observés en 2000. Pour les moins sensibles en revanche, les surprises seront vraisemblablement bien moindres... .

En conclusion de cette section, il est nécessaire de souligner que les résultats obtenus en terme de création de valeur ne sont qu'indicatifs.

En premier lieu, la mesure de la création de valeur n'est pertinente qu'à condition d'assurer la cohérence entre les méthodes utilisées pour déterminer l'actif économique, le résultat d'exploitation net d'impôt, et le coût moyen pondéré du capital. Or, les résultats obtenus dans cette étude reposent sur un coût moyen pondéré déterminé à partir d'une méthodologie qui n'est pas nécessairement homogène avec celle retenue pour calculer l'actif économique et la rentabilité économique. Ce n'est donc pas tant la création de valeur dans l'absolu qui est intéressante ici (celle-ci a d'ailleurs été probablement assez fortement sous-estimée), mais plutôt la comparaison entre les groupes et l'évolution d'une année sur l'autre.

En second lieu, mais ce point sera détaillé en section quatre, les entreprises comparées évoluent dans des métiers, des zones géographiques et des environnements réglementaires qui diffèrent parfois sensiblement les uns des autres.

Malgré ces réserves, il est possible de tirer quelques conclusions. Premièrement, la notion de création de valeur est vraisemblablement peu « favorable » à des entreprises intervenant dans un secteur fortement capitalistique tel que l'électricité. Deuxièmement, au sein du groupe étudié, EDF se situe en dernière position en terme de création de valeur. Deux éléments peuvent expliquer cette observation : l'entreprise est peu performante, et elle a vraisemblablement des efforts à faire pour maîtriser ses coûts d'exploitation et ses charges financières. De plus, la création de valeur est calculée au niveau de l'ensemble du groupe, toutes activités (production, transport, distribution) et zones géographiques confondues. Parmi ces activités et ces zones, certaines peuvent être créatrices de valeur, sans que ceci transparaisse au niveau global parce que d'autres sont fortement destructrices.

SECTION 4. PORTEE, LIMITES ET PERSPECTIVES DE CETTE ETUDE

Comparer les performances de plusieurs entreprises n'est jamais simple, celles-ci ne pouvant être semblables en tous points. Dans le cadre de ce travail, les obstacles à la comparaison proviennent à la fois des caractéristiques du secteur étudié et de celles des firmes considérées.

La transformation profonde du secteur de l'électricité, mentionnée en introduction, est l'un des premiers éléments rendant la comparaison délicate : la diversification opérée par la plupart des firmes dans divers métiers rend hétérogènes leurs périmètres d'activité, et les expose de façon différente à l'évolution de la conjoncture économique.

La seconde difficulté provient de ce que la libéralisation du marché n'a pas été menée au même rythme pour tous les pays européens. Ces derniers étaient à l'origine tous contraints, de façon identique, à une ouverture minimale et progressive de leur marché à la concurrence. Ce seuil d'ouverture, fixé par une directive européenne, est passé à 28% en 2000, et doit être augmenté à 33% en 2003. Cependant, certains pays ont choisi d'aller au-delà de ce minimum. En 2001, le degré d'ouverture est ainsi de 100% en Allemagne, de 48% en Espagne, et 33% en Italie. Le « paysage » concurrentiel de l'industrie électrique en Europe continentale est donc assez particulier, car il est caractérisé par la présence simultanée de zones plus ou moins protégées.

La dernière difficulté est due au fait que toute la filière n'a pas été libéralisée : dans la plupart des pays européens, la gestion des infrastructures de transport est en effet maintenue sous le contrôle d'une autorité de régulation. Or, les exigences en termes d'efficacité et de rendement, et les objectifs de gestion ne sont pas les mêmes pour une activité concurrentielle et pour une activité régulée. Ainsi, en ce qui concerne la production et la distribution d'électricité, l'instauration d'une concurrence effective devrait normalement conduire à l'apparition de nouveaux entrants et à l'alignement des prix des biens et services avec leurs coûts de production. En revanche, dans le domaine du transport, il est possible que certaines rentes de monopoles perdurent. Il serait donc intéressant, pour mesurer la performance économique et financière des firmes électriques, de pouvoir distinguer entre elles les activités de production, de transport et de vente d'électricité. Faute d'information suffisante sur ce point, une telle distinction n'a pu être établie.

Une autre série de difficultés, liées cette fois aux caractéristiques des firmes, requiert une certaine prudence en ce qui concerne la comparaison.

En premier lieu, l'exposition au risque de change et à l'évolution de la conjoncture économique est très variable. Les firmes étudiées ont en effet développé, de façon plus ou moins intensive, une activité dans différentes régions du monde. Comme le montre le tableau 19, EDF, RWE et Tractebel se caractérisent par une forte implantation internationale aussi bien au sein qu'en dehors de l'Union Européenne. Endesa a quant à lui choisi de favoriser les investissements en Amérique Latine, et a de ce fait aujourd'hui une présence significative sur des marchés émergents, beaucoup plus risqués que les pays européens.

Tableau 19. Proportion du chiffre d'affaires réalisée à l'étranger en 2000

	Zones	% du CA
EDF	Pays européens	19
	Autres	4,3
RWE	Pays de l'UE	14,2
	Pays hors UE	22,6
Tractebel	Hors Europe	13
Iberdrola	Etranger	0,7
Endesa	Etranger	33
Enel	Etranger	nc

En deuxième lieu, la comparaison doit tenir compte du fait que les groupes étudiés sont de tailles différentes. Que ce soit au niveau des capacités de production, du nombre de clients, ou des ventes d'électricité (tableau 20), EDF domine largement ses concurrents. Les capacités de production

et le volume des ventes de Enel, situé au second rang, ne représentent en effet qu'environ 50% de ceux de l'opérateur français et la taille du groupe Iberdrola, selon les trois critères retenus, apparaît comme relativement réduite.

Tableau 20. Importance relative des groupes en 2000

Groupe	Capacités de production (MW)	Nombre de clients (millions)	Ventes d'électricité (TWh)
EDF	103 500	31	482
RWE	nc	nc	171
Tractebel	50 763	nc	107
Iberdrola	16 062	13	65
Endesa	36 994	22	153
Enel	56 609	30	223

En troisième lieu, les outils de productions des entreprises sont très différents (tableau 21), ce qui laisse présager une grande diversité en termes de coût de production. Une étude publiée en 1998 par l'Agence Internationale de l'Energie montre en effet que le coût de production de l'électricité le plus faible, dans les pays de l'OCDE, est celui des centrales nucléaires. C'est ensuite la production à partir du gaz qui est la moins coûteuse (la compétitivité de cet outil, relativement au nucléaire et au charbon, progresse de façon non négligeable), puis celle à partir de charbon. Ainsi, compte tenu de la proportion de la production réalisée à partir de charbon, RWE se trouve *a priori* dans une situation plutôt défavorable en terme de coûts de production, tandis qu'à l'inverse, avec 82% de production réalisée à l'aide de centrales nucléaires, EDF est bien positionné par rapport à ses concurrents.

Tableau 21. Outil de production en 2000¹⁷

	Production par source d'énergie
EDF	Nucléaire : 82% ; Hydraulique : 13% ; Thermique : 5%
RWE Energie	Nucléaire : 33,5% ; Hydraulique : 4,5% ; Charbon et lignite : 53,4% ; Gaz : 8,6%
Tractebel	Hydraulique : 10,6%, Charbon : 8,4%, Gaz 30% ; Fioul lourd 25% ; Divers 26%
Iberdrola	Nucléaire : 20% ; Hydraulique 51%; Thermique : 28,9% ;
Endesa	Nucléaire : 30,3% ; Hydraulique : 9,9% ; Thermique : 59,8%
Enel	Hydraulique 20% ; Thermique : 77% ; Géothermique : 2,4%

En quatrième lieu, EDF est la seule entreprise publique de notre échantillon. Mettre en regard les performances de cette firme avec celles d'entreprises privées et cotées en bourse n'est pas évident, car les critères à appliquer ne sont pas nécessairement les mêmes dans les deux cas. De plus, les études ayant souligné la moindre performance des entreprises publiques par rapport à celle des entreprises privatisées sont nombreuses¹⁸. La comparaison peut donc être soupçonnée d'être biaisée dès le départ et les résultats obtenus soulèvent dès lors un certain nombre d'interrogations. Est-il possible d'utiliser les mêmes critères pour mesurer les performances d'une firme privée et d'une firme publique ? La société ne retire-t-elle pas certains bénéfices de l'existence d'entreprises publiques, se traduisant par une sous-performance en termes purement financiers ? Ces questions méritent sans doute de longs développements. Nous tenterons néanmoins d'y apporter ici quelques éléments de réponse.

¹⁷ Pour Tractebel, les chiffres ont été reconstitués à partir de plusieurs rapports annuels. Les chiffres indiqués pour Iberdrola sont ceux de l'année 1999.

¹⁸ Voir par exemple la revue de la littérature très complète effectuée par Megginson et Netter (2001).

Il nous semble possible de répondre par l'affirmative à la première question posée. Certes, EDF est aujourd'hui une firme de statut public. Cependant, quel que soit son destin (privatisation totale, partielle, ou maintien du statut actuel), il est fort probable que le pouvoir de contrôle des marchés financiers se manifesterà dans l'avenir avec plus de force qu'aujourd'hui pour l'opérateur français. La possibilité donnée aux grands industriels de choisir leur fournisseur d'électricité est une première contrainte imposée au groupe. Elle est de taille, car elle signifie que pour maintenir sa clientèle, l'entreprise publique devra offrir des tarifs compétitifs, comparables à ceux offerts par ses concurrents. Sans cela, elle devra affronter une sanction dont elle était jusqu'il y a peu totalement protégée : la rupture de contrats commerciaux. Certes, cette sanction ne sera pas immédiate, la plupart de ces engagements étant négociés pour une longue durée. Elle finira cependant par s'imposer. Il existe donc un impératif d'efficacité productive pour EDF, à moins que l'Etat français accepte de financer indéfiniment de ce qui apparaît aujourd'hui comme un gouffre financier. Compte tenu de la tendance au retrait observée depuis vingt ans de la part des Etats dans l'ensemble des pays développés, une telle éventualité apparaît peu probable.

Tant que les exigences en terme de rentabilité de l'actionnaire principal se manifesteront sous la forme d'un contrat de plan, EDF restera relativement préservée. Le gouvernement spécifie aujourd'hui les objectifs de l'entreprise publique en terme de prix, de coût, de rendement et de qualité de services. Son contrôle, à la différence de celui exercé sur le marché, ne se manifeste pas de façon continue : si les objectifs ne sont pas respectés, la sanction ne se manifeste qu'au terme de plusieurs années. Mais rien ne garantit aujourd'hui la pérennité des liens entre le groupe et son actionnaire.

Seconde question : n'existe-t-il pas pour la société des bénéficiaires liés à l'existence d'entreprises publiques ? En d'autres termes, EDF n'assure-t-elle pas une sorte de performance, du point de vue de l'intérêt général, en maintenant un outil de production compatible avec le respect de l'environnement, en préservant une unité géographique grâce à un réseau de transport irriguant l'ensemble du territoire, en assurant une cohésion sociale grâce à la possibilité offerte d'accéder à l'énergie à des prix « raisonnables », et par la garantie de l'emploi qu'elle accorde à ses salariés ? Si les entreprises publiques ne sont pas performantes, n'est-ce pas justement parce que leur objectif est formulé en terme de bien être collectif et non pas selon des critères financiers tels que la maximisation du profit marchand ? Le débat est important, et il serait prétentieux d'espérer le résoudre en quelques lignes. Nous nous contenterons de deux remarques. En premier lieu, le programme de privatisation massif entrepris depuis vingt ans par la plupart des gouvernements semble dévoiler clairement l'arbitrage réalisé par ces derniers entre les bénéficiaires du service public et une plus grande efficacité productive. En second lieu, si le bien être collectif est *a priori* difficile à mesurer, l'une de ses composantes, le nombre de salariés employés, l'est en revanche facilement. Nous avons donc comparé les positions respectives, en terme d'emploi, des firmes de notre échantillon.

Une première estimation peut être obtenue à partir du volume de l'emploi et de son évolution. Il s'avère que le nombre de salariés employés par EDF en 2000, 135 520 personnes, est inférieur à l'effectif de RWE, qui s'élève à 152 132 personnes. De plus, la progression de l'emploi n'est que de 10% pour la firme publique au cours de la période, alors qu'elle atteint 21% pour l'ensemble des groupes¹⁹. Cette première estimation est cependant limitée, car elle ne prend pas en considération la

¹⁹ Pour les firmes étudiées, l'amélioration des performances n'est donc pas nécessairement obtenue au détriment de l'emploi. En ce sens, les résultats de notre étude rejoignent ceux de Megginson *et al* (1994), mais restent tout de même peu représentatifs des principales conclusions obtenues par les nombreux auteurs ayant étudié l'impact du processus de privatisation sur la performance des firmes (Megginson et Netter, 2001).

taille des groupes comparés. Deux critères représentatifs de cette dernière ont donc été choisis : l'actif net et le chiffre d'affaires.

En admettant que l'un des objectifs d'une firme publique soit le maintien d'un effectif important, la valeur de ses actifs, rapportée au nombre de salariés, devrait être plus faible que celle d'une firme privée. Le tableau 22 montre que ce n'est pas le cas. Sur ce point, EDF se situe à un niveau proche de la moyenne de ses concurrents.

Tableau 22. Actif net par employé (en millions d'euros)

	2000	1999	1998	1997	1996	Ecart
EDF	0,90	0,87	0,88	0,87	0,90	0,0%
RWE	0,43	0,36	0,33	0,30	0,29	46,3%
Tractebel	0,54	0,46	0,40	0,46	0,44	21,3%
Iberdrola	1,53	1,44	nc	nc	nc	6,6%
Endesa	1,57	1,42	1,30	1,10	nc	42,4%
Enel	0,70	0,59	0,57	0,56	0,53	32,9%
Moyenne	0,95	0,91	0,73	0,68	0,55	24,9%

La mise en regard des ventes avec le nombre d'employés (tableau 23) nous conduit à des observations plus directement conformes à celles qui étaient prévisibles pour une firme publique²⁰ : selon ce critère, EDF, qui se situait dans la moyenne en 1996, se retrouve au dernier rang en 2000, avec Tractebel.

Tableau 23. Ventes par employé (en millions d'euros)

	2000	1999	1998	1997	1996	Ecart
EDF	0,25	0,24	0,23	0,24	0,24	5,41%
RWE	0,31	0,25	0,26	0,27	0,25	24,89%
Tractebel	0,25	0,20	0,18	0,23	0,21	17,08%
Iberdrola	0,55	0,49	nc	nc	nc	11,32%
Endesa	0,50	0,38	0,31	0,31	nc	58,99%
Enel	0,35	0,27	0,24	0,23	0,21	61,53%
Moyenne	0,37	0,31	0,24	0,26	0,24	29,87%

L'étude de la position de EDF permet de penser que la firme publique accorde effectivement de l'importance au maintien de l'emploi. Certes, la progression des effectifs de l'opérateur français est moins soutenue que celle de ses concurrents privés... mais ses performances sont bien moindres ! Certes les employés de EDF sont moins nombreux que ceux de RWE, mais la firme allemande est diversifiée dans des activités exigeant peut-être plus de ressources humaines que le secteur électrique. Enfin et surtout, l'évolution de l'actif net par employé, tout comme celle des ventes par employé, montre que l'entreprise française ne recherche pas avant tout l'efficacité de son personnel.

SECTION 5. CONCLUSION

La comparaison des performances économiques et financières des principaux opérateurs électriques d'Europe continentale montre que le secteur de l'électricité se caractérise encore aujourd'hui par une grande hétérogénéité. Celle-ci se manifeste du point de vue de l'ouverture des marchés nationaux à la concurrence, au niveau du mode de production, et sur le plan financier. De ce

²⁰ Pour réaliser ces calculs, l'idéal aurait été d'éliminer l'impact de l'inflation. Celle-ci est cependant suffisamment faible au cours de la période pour estimer que les résultats restent valides en l'absence de retraitement.

point de vue, quels que soient les critères retenus dans cette étude – indicateurs comptable de rentabilité économique et financière, indicateurs de création de valeur –, tous convergent vers la même conclusion : l'Europe du Sud (l'Espagne et l'Italie) apparaît comme la zone géographique la plus performante, tandis que la France se situe systématiquement en dernière position, loin derrière la moyenne des pays concurrents (c'est-à-dire, compte tenu de l'hétérogénéité constatée, très loin derrière le ou les premiers).

Par rapport aux autres opérateurs étudiés, EDF est cependant la seule entreprise publique. En tant que telle, elle semble favoriser des objectifs différents de ceux d'une entreprise privée, en particulier en termes d'emploi. Dès lors, un certain nombre de questions méritent d'être soulevées : les objectifs des entreprises publiques sont-ils sacrifiés en cas de privatisation ? Les récentes interruptions d'électricité en Californie et l'évolution du secteur ferroviaire en Grande-Bretagne sont-ils les signes précurseurs d'un retour à un nouvel interventionnisme de l'Etat ?

Sans prétendre apporter une réponse à ces différentes questions, remarquons qu'une chose est sûre dès à présent : accorder une place centrale à la notion de création de valeur, c'est prendre le risque d'éclipser la question de la répartition de la richesse, même si, comme le souligne Bessire (1999), ces deux notions ne sont pas foncièrement antinomiques. Selon cet auteur, une augmentation de l'EVA peut en effet être obtenue de deux façons, non exclusives l'une de l'autre : la première est d'accroître l'efficacité globale de tous les facteurs mis en œuvre par l'entreprise, y compris les capitaux investis. Dans ce cas il y a effectivement *création* de richesse. La seconde possibilité consiste à jouer sur les termes de l'échange entre les différents partenaires de l'entreprise. Dans ce cas, il n'y a pas création mais *répartition* de richesse...pour l'actionnaire, au détriment d'une ou de plusieurs autres parties prenantes (fournisseurs, salariés, clients)²¹. Et la question de la répartition de la richesse est peut-être cruciale dans le secteur de l'électricité.

BIBLIOGRAPHIE

- ABN-Amro, *Utilities Value Tracker*, ABN-Amro, 198 p, Londres, 1999.
- Agence Internationale de l'Energie, *Prévisions des coûts de production de l'électricité*, 255 p., éditions de l'OCDE, Paris, 1998.
- M. Albouy, « Comptabilité de surplus », *Cahiers Français* n°210, supplément, mars-avril 1983.
- M. Albouy, « Théorie, applications et limites de la mesure de la création de valeur », *Revue française de gestion*, n°122, p 81-90, janvier-février 1999.
- L. Batsch, *Finance et stratégie*, Economica, 398 p, Paris, 1999.
- L. Batsch, *Le diagnostic financier*, Economica, 3^{ème} édition, 112 p, Paris, 2000.
- D. Bessire, « De la création de valeur à sa répartition », *L'Expansion Management Review*, p 101-106, septembre 1999.
- M. Boycko, A. Shleifer, R.W. Vishny, « A theory of privatization », *The Economic Journal*, n°106, p 309-319, mars 1996.
- R. Buckland., « What is the cost of capital for the UK's regulated utilities ? », Working Paper, Aberdeen Papers in Accountancy, Finance and Management, n°98-3, 2000.
- G. Charreaux, « L'entreprise publique est-elle nécessairement moins efficace ? », *Revue française de gestion*, n°115, p 38-56, septembre-octobre 1997.

²¹ Pour une analyse des termes de l'échange au sein de l'entreprise, voir par exemple Albouy, 1983.

- E. Cohen, *Analyse financière*, Economica, 4^{ème} édition, 643 p, Paris, 1997.
- T. Copeland, T. Koller, J. Murrin, *Valuation : measuring and managing the value of companies*, 2nd Edition, University Edition, 550 p, 1996.
- J.L. Dumont, *Réussir la future organisation électrique française*, Rapport au Premier Ministre, La Documentation Française, Collection des Rapports Officiels, 70 p., Paris, 1998.
- P. Dumontier, « Information comptable et création de valeur : le cours de bourse ne suffit pas », *Revue française de gestion*, n°122, p 99-105, janvier-février 1999.
- Enron, « Energy Outlook 1999-2020 », *Enron publications*, 24 p., Houston, 2000.
- Financial Times Survey, « Energy and utilities review », 6 juin 2000.
- J.M. Glachant, « Les réformes des industries électriques européennes : à chacun son « Marché Unique » », *Annales des Mines*, Série Réalités Industrielles, p 10-17, Eska, août 2000.
- A. L. Kolbe, J.A. Read Jr, G.R. Hall, *The Cost of Capital. Estimating the rate of return for public utilities*, A Charles River Associates Study, 183 p., MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1984.
- D. Maillard, « Vraies et fausses vertus de l'ouverture des marchés de l'énergie », *Annales des Mines*, Série Réalités Industrielles, p 6-9, Eska, août 2000.
- W.L. Megginson, R.C. Nash, M. Van Randenborgh, « The Financial and Operating Performance of Newly Privatized Firms : An International Empiric Analysis », *The Journal of Finance*, vol XLIX, n°2, p 403-452, juin 1994.
- W.L. Megginson, J.M. Netter, « From State to Market : A Survey of Empirical Studies on Privatization », *Journal of Economic Literature*, vol XXXIX, n°2, p 321-389, juin 2001.
- J. P. Ponsard, P. Zarlowski, « Des outils satisfaisants pour l'évaluation interne des activités de l'entreprise ? », *Revue française de gestion*, n°122, p 91-98, janvier-février 1999.
- Price Waterhouse Coopers, « Electricité sans frontières 2001 », www.pwcglobal.com, 2001.
- Price Waterhouse Coopers, « Power Revolution. Europe's future market landscape » www.pwcglobal.com, 2000.
- Rapports annuels de : EDF, Endesa, Enel, Iberdrola, RWE Energie, RWE, Tractebel.
- J.M. Saussois, « La fin de l'exception française », *Revue française de gestion*, n°115, p 57-68, septembre-octobre 1997.
- G. Stewart, I. Bennett, *The quest for value*, Harper Collins Publishers, Inc, 1991.
- P. Vernimmen, P. Quiry, F. Ceddaha, *Finance d'entreprise*, Dalloz, 4^{ème} édition, Paris, 2000.

A voir : commentaire par YS de la note 14 (Buckland) : n'était ce pas le problème de la Californie ?