

# Les réformes des industries électriques européennes : à chacun son « Marché unique »

**Les transpositions nationales de la directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité ont maintenu une certaine diversité qui s'étend aussi aux autres conditions d'accès aux marchés électriques nationaux (accès physique et commercial, accès industriel et capitalistique). L'examen des prix de l'électricité confirme que ces marchés nationaux ne fonctionnent pas de manière unifiée à l'échelle de l'Europe.**

**En outre, les entreprises électriques, acteurs clefs du jeu concurrentiel, différent beaucoup les uns des autres, tant par leur taille et leur envergure électriques que par leurs portefeuilles d'activités et leurs stratégies de croissance.**

par **Jean-Michel Glachant**  
*Université Paris XI*

**D**es réformes concurrentielles secouent comme jamais toutes les industries électriques européennes. Non seulement dans les

15 pays de l'Union, mais aussi au-delà : que ce soit en Norvège ou en Suisse, ou dans les pays candidats à l'adhésion (Pologne, Hongrie, etc.). Pour autant, le « Marché intérieur unifié » européen de l'électricité n'est pas encore un ensemble homogène. En fait, chacun continue de cultiver à sa manière sa variété préférée de « Marché unique ». Et nul ne saurait dire avec précision quand et comment la variété des régimes nationaux et des modèles d'entreprise s'effacera derrière la montée des harmonisations ou des convergences paneuropéennes.

## **Des réformes concurrentielles « à la carte »**

D'emblée, la directive européenne 96/92 d'ouverture du marché intérieur de l'électricité laissait aux autorités nationales une latitude importante pour choisir les procédés de transposition. C'était sans doute le prix à payer pour parvenir à un accord européen après dix années de débats et de conflits sur l'application de l'Acte unique au secteur électrique. Il est révélateur à cet égard de comparer les réformes des neuf plus grands Etats électriques d'Europe (8 membres de l'Union, représentant près de 90 % de la consommation électrique des 15, plus la Norvège).

On peut considérer comme « pionnières » les trois réformes nationales qui ont été conçues précocement, avant l'accord européen sur la directive 96/92, et qui ont été mises en œuvre volontairement, en dehors de toute obligation issue de la directive euro-

péenne. C'est le cas en Angleterre (réforme mise en œuvre en avril 1990), en Norvège (janvier 1991) et en Suède (janvier 1996). On remarquera que ces pays, qui sont des réformateurs volontaires et précoces, présentent tous trois des dispositions assez semblables sur la plupart des grandes questions : régimes de l'éligibilité, de l'entrée en production, de l'accès au réseau, de l'*unbundling* ; constitution du gestionnaire du réseau de transport et de l'autorité compétente pour les accès aux réseaux.

La deuxième vague de pays est constituée de l'Espagne, de l'Allemagne et des Pays-Bas. Ce sont des réformateurs motivés et assez diligents. En effet, ayant entrepris leur réforme nationale après l'entrée en vigueur légale de la directive européenne (en février 1997), ils n'ont pas attendu l'expiration du délai de transposition de deux ans. Cependant, aucun de ces trois pays n'a reproduit en entier le dispositif de réforme déjà en vigueur chez les pionniers. Ces trois pays diffèrent aussi entre eux ; les Pays-Bas et l'Allemagne s'écartant de l'Espagne par le régime d'éligibilité, d'ATR, ou d'*unbundling*, par la constitution du gestionnaire de réseau ou de l'autorité compétente pour l'accès aux réseaux.

Enfin, la troisième vague est celle des réformateurs les plus tardifs : la Belgique, l'Italie et la France ne sont parvenues à réformer qu'après extinction du délai légal de février 1999. Aucun de ces trois pays plus tardifs n'a d'ailleurs reproduit en totalité le dispositif de réforme des pionniers, ni aucune autre des trois variétés nationales de réforme de la deuxième vague. En définitive, une seule des grandes composantes de réforme électrique fait

l'unanimité des neuf pays : c'est le régime d'entrée en production par la modalité d'autorisation (voir le tableau I ci-après), le régime d'ATR « réglementé » n'atteignant que huit pays sur neuf (l'Allemagne crée l'exception avec son ATR « négocié »).

## Des marchés uniques à géométrie variable

Les grandes composantes de la directive européenne 96/92 ne traitent qu'une partie des modalités d'ouverture des marchés nationaux d'électricité. En pratique, une entrée effective sur ces marchés nationaux dépendra tout autant d'autres conditions d'accès (voir le tableau II et III), comme :

- d'abord, les conditions d'accès physique (existence d'interconnexions avec les réseaux d'autres pays européens ; traitement des accès pendant les congestions) ;
- ensuite, les conditions d'accès commercial (règles de fonctionnement des marchés de gros et des marchés de détail) ;
- enfin, les conditions d'accès industriel et capitalistique (concentration hori-

zontale et verticale ; formes de propriété).

En termes d'interconnexions physiques, il est saisissant de constater que les trois réformateurs pionniers (Angleterre, Norvège et Suède) ne sont pas fortement reliés aux autres pays européens. Le fonctionnement de leurs marchés nationaux reste physiquement séparé du fonctionnement des autres marchés européens. En fait, ces pays pionniers ont donc réformé « en vase clos ». De plus, bien que la Suède partage effectivement le même marché de gros que la Norvège (le Nord Pool), les congestions sur le réseau de transport provoquent pendant 40 % à 60 % du temps horaire une séparation volontaire du grand marché de gros nordique en sous-marchés exclusivement locaux et dont les règles opératoires diffèrent (*redispatching* en Suède, *market splitting* en Norvège). Enfin, les règles « centralisées » de marché de gros pratiquées en Angleterre, depuis 1990 et jusqu'à ce jour, n'ont pas cours en Norvège, ni en Suède, où

toutes les compagnies électriques demeurent maîtresses de l'ordre de mérite de leurs unités de production.

Dans le deuxième groupe, celui des réformateurs diligents, la faiblesse des interconnexions met à part l'Espagne comme un nouveau cas de « réforme en vase clos ». Au contraire, les deux autres pays, Pays-Bas et Allemagne, sont connectés l'un à l'autre et à d'autres pays européens. Les Pays-Bas et l'Allemagne présentent aussi un profil similaire sur d'autres dispositions

**En Angleterre, les deux premiers producteurs qui couvraient près de 80 % du marché national à l'ouverture de la réforme se retrouvent, dix ans plus tard, en dessous de 30 % de parts de marché**

d'accès (gestion des congestions, marché de gros). Cependant, les modalités de fonctionnement de leurs marchés de

gros se distinguent nettement de celles des trois pays pionniers et de l'Espagne. En effet les bourses d'Amsterdam et de Francfort (ou de Leipzig) restent des bourses « privées », c'est-à-dire des bourses non harmonisées avec les dispositifs de gestion des réseaux par les gestionnaires de réseau de transport (GRT). De plus, en Allemagne, plusieurs gestionnaires de réseau de trans-

TABLEAU I  
La carte des réformes concurrentielles en juin 2000

	Eligibilité	Entrée en production	Accès aux Réseaux	Unbundling	Gestionnaire Réseau Transport	Autorité compétente Accès aux Réseaux
<b>Groupe 1</b>						
Angleterre	100 %	Autorisation	ATR réglementé	Complet (T), Juridique (V)	Intégré Prop-Exp	Autorité indépendante
<b>Groupe 1</b>						
Norvège	100 %	Autorisation	ATR réglementé	Complet (T), Comptable (V)	Intégré Prop-Exp	Autorité indépendante
<b>Groupe 1</b>						
Suède	100 %	Autorisation	ATR réglementé	Complet (T), Juridique (V)	Intégré Prop-Exp	Autorité indépendante
<b>Groupe 2</b>						
Espagne	54 %	Autorisation	ATR réglementé	Complet (T), Juridique (V)	Intégré Prop-Exp	Autorité indépendante
<b>Groupe 2</b>						
Allemagne	100 %	Autorisation	ATR négocié	Comptable (T), Comptable (V)	Régionaux et Intégrés Prop-Exp	Autorité de Concurrence
<b>Groupe 2</b>						
Pays-Bas	32 %	Autorisation	ATR réglementé	Juridique (T) Juridique (V)	Exp. Indep, Prop. par producteurs	Service spécial Autorité de Concurrence
<b>Groupe 3</b>						
Belgique	33 %	Autorisation	ATR réglementé	Juridique (T) Comptable (V)	Exp. Indep, Prop. par producteurs	5 Autorités indépendantes
<b>Groupe 3</b>						
Italie	35 %	Autorisation	ATR réglementé	Juridique (T) Juridique (V)	Exp. Indep, Prop. par producteur	Autorité indépendante
<b>Groupe 3</b>						
France	30 %	Autorisation	ATR réglementé	Gestion (T) Comptable (V)	Exp. Indep, Prop. par producteur	Autorité indépendante

Abréviations : (T) pour transport, (V) pour ventes d'énergie ; (Prop) pour propriété, (Exp) pour exploitation.  
N.B : les tableaux ont été réalisés par N. Chauvet au centre ATOM de l'Université Panthéon-Sorbonne.  
Sources : Commission européenne, Glachant 2000.

TABLEAU II  
La géométrie des marchés (1/2) : accès physique et accès commercial

	Interconnexions	Gestion des Congestions	Marché de Gros	Marché de Détail
1° Angleterre	marché local	redispatching	centralisé, obligatoire	concur. réglem (1999)
1° Norvège	marché régional	market splitting	centralisé, facultatif	concur. réglem (1997)
1° Suède	marché régional	redispatching	centralisé, facultatif	concur. réglem (1999)
2° Espagne	marché local	redispatching	centralisé, obligatoire	monopole
2° Allemagne	marché paneuropéen	redispatching	bilatéral + bourse « privée »	concurrence négociée
2° Pays-Bas	marché paneuropéen	redispatching	bilatéral + bourse « privée »	monopole
3° Belgique	marché paneuropéen	redispatching	bilatéral	monopole
3° Italie	marché paneuropéen	market splitting	bilatéral (+ centralisé en projet)	monopole
3° France	marché paneuropéen	redispatching	bilatéral (+ bourse en projet)	monopole

Sources : Commission européenne, Glachant 2000, données nationales.

TABLEAU III  
La géographie des marchés (2/2) : accès industriel et accès capitalistique

	Concentration Production	Intégration P-D	Propriété dominante	Privatisations
Angleterre	< 50% (C2)	restreinte (1990-98)	privée (P-T-D)	> 90 % (P)
Norvège	< 50% (C2)	libre	publique d'Etat (P-T), pub. locale (D)	< 10 % (P)
Suède	70% (C2)	libre	publique d'Etat (P-T), pub. locale (D)	< 10 % (P)
Espagne	75% (C2)	libre	privée (P-T-D)	> 90 % (P)
Allemagne	70% (C2)	libre	privée ou mixte (P-T), pub. locale (D)	> 50 % (P)
Pays-Bas	< 50% (C2)	libre	privée (P), pub. locale (D) (1°)	> 75 % (P)
Belgique	> 95% (C1)	libre	privée (P-T), publique locale ou mixte (D)	> 90 % (P)
Italie	75% (C1)	restreinte (2001- ?)	publique d'Etat (en privatisation) (P-T), publique d'Etat ou locale (D)	> 33 % (P)
France	90% (C1)	libre	publique d'Etat (P-T-D)	< 10 % (P)

Note (1°) Le réseau de transport des Pays-Bas, jusqu'alors propriété commune des producteurs, vient d'être nationalisé.  
Sources : Glachant 2000, données nationales, rapports d'activité.

port coexistent sur une base régionale, ce qui diminue un peu plus l'homogénéité de fonctionnement du marché de gros. En pratique, les marchés de gros nationaux des Pays-Bas et d'Allemagne demeurent donc des marchés bilatéraux, où les flux d'échange ne se coordonnent pas autour de règles commerciales standardisées par une place centrale de marché. La même remarque s'applique au marché allemand concurrentiel de détail qui s'en tient à des règles d'échange non uniformes : des règles « négociées » par chacun des vendeurs.

Les pays tardifs du troisième groupe (Belgique, France et Italie) n'ont pas encore achevé la mise en place initiale de tous les nouveaux dispositifs. L'on peut quand même constater que tous les trois appartiennent à l'espace électrique fortement interconnecté du « marché paneuropéen », bien que les

difficultés du transport à l'intérieur de la péninsule italienne amène son GRT à recommander l'éclatement du marché national pour la gestion des congestions (*market splitting*). D'autre part, on constate que ces trois pays n'envisagent pas de reproduire le modèle anglais ou nordique, ni de recourir tous les trois aux mêmes modalités de marché de gros. Ces différences initiales entre les pays tardifs devraient être amplifiées par l'inégalité des pouvoirs d'attractions des bourses « privées » qui opèrent à leurs frontières, à partir des Pays-Bas, de l'Allemagne, ou de la Suisse.

En nous intéressant maintenant aux conditions d'accès industriel et capitalistique (concentration horizontale et verticale ; formes de propriété), nous

constaterons que ces modalités d'accès aux marchés nationaux ne sont pas plus homogènes que les précédentes, mais plutôt plus hétérogènes (voir le tableau III).

Tout d'abord, ces voies d'accès au marché ne sont pas les mêmes dans les trois pays pionniers. En Angleterre (plus de 10 % du marché de l'Union européenne), les deux premiers producteurs couvraient près de 80 % du marché national à l'ouverture de la réforme mais, sous la pression répétée du régulateur et du gouvernement, ils se retrouvent dix ans plus tard en dessous de 30 % de parts de marché. D'autre part, l'intégration verticale avec la distribution leur a été constamment refusée jusqu'à une période récente, tandis qu'au contraire les compagnies

**La Belgique, la France et l'Italie n'envisagent pas de reproduire le modèle anglais ou nordique, ni de recourir tous les trois aux mêmes modalités de marché de gros**

des réseaux de distribution étaient autorisées à réintégrer en production filialisée jusqu'à 15 % de leurs ventes. C'est cette régulation asymétrique qui a créé le secteur dit de la « production indépendante » en Angleterre. D'ailleurs, en Ecosse, où l'intégration verticale complète des deux opérateurs historiques régionaux a été conservée jusqu'à aujourd'hui, ce secteur « indépendant » n'existe pas. Enfin, l'Etat britannique ne protégeant plus les entreprises électriques des prises de contrôle capitalistique, amicales ou hostiles, la majorité des distributeurs anglais et une minorité importante de la production anglaise sont passés sous contrôle étranger. Par contre, en Norvège (l'équivalent de 5 % du marché de l'Union européenne), les deux premiers producteurs, qui sont deux entreprises publiques d'Etat, n'ont jamais atteint 50 % du marché national. Elles n'ont pas non plus cherché à concentrer d'avantage la production ni à dominer les activités de distribution, bien que l'intégration verticale production-distribution soit autorisée et largement pratiquée par de nombreux autres opérateurs norvégiens. Cependant, au cours des deux dernières années, le premier producteur norvégien a multiplié les accords et alliances avec les groupes des deux premières sociétés de distribution. La pénétration du capital étranger a été pratiquement interdite jusqu'en 1998 et continue d'être impossible en production. Seuls les suédois sont entrés récemment dans la distribution norvégienne, mais en partenariat local (la propriété publique locale ne permet pas les prises de contrôle hostiles). En Suède (6 % du marché de l'Union européenne), le régime d'accès industriel et capitalistique n'est ni celui de la Norvège, ni celui de l'Angleterre. Certes, à l'ouverture de la réforme, les deux premiers producteurs suédois (Vattenfall, compagnie publique d'Etat, et Sydkraft, mixte locale) présentaient une concentration « à l'anglaise », avec près de trois quarts des parts de marché en production. Cependant, ni le régulateur ni le gouvernement n'ont agi pour réduire ces positions, ni pour dissuader ces deux leaders nationaux de concentrer d'avantage l'industrie suédoise par

leurs achats tout azimut de compagnies publiques locales, notamment en distribution. Certes, comme en Norvège, la propriété publique dominante ne permet pas les prises de contrôle hostiles. Mais la compagnie publique d'Etat finlandaise a réalisé une percée notable dans la production et la distribution suédoises avec environ 15 % du marché (alors que l'allié suédois d'EDF ne pèse pas plus de 5 %), tandis que la compagnie publique d'Etat suédoise opérait la même percée en Finlande. Cette diversité des voies d'accès se retrouve, sous des modalités différentes, dans les pays de la deuxième vague de réformes. En Espagne (8 % du marché de l'Union européenne), les accès industriel et capitalistique sont étroits. Hors transport, il n'existe que quatre compagnies, toutes privées et verticalement intégrées. Les deux leaders contrôlent les 3/4 de la production et 80 % de la distribution. Cependant, lors de la privatisation d'Endesa, le gouvernement s'était refusé à démembrer le n° 1 national. Si des cessions ou échanges d'actifs substantiels sont envisagés aujourd'hui, c'est parce que les deux leaders espagnols souhaitent fusionner en une société unique. Enfin, l'échec de la prise de contrôle du quatrième espagnol par l'américain TXU a confirmé que l'entrée capitalistique reste délicate à opérer en Espagne. Au contraire, les Pays-Bas (4,5 % du marché de l'Union européenne) et l'Allemagne (plus de 22 % de l'Union) apparaissent beaucoup plus ouverts, malgré l'importance de la propriété publique, en raison des rivalités irréductibles entre entreprises régionales et locales. Le gouvernement néerlandais a échoué dans sa politique de concentration de la production pour créer un « champion national » et, moins de deux ans après le début de la réforme, trois des quatre grands producteurs néerlandais sont déjà passés sous contrôle étranger (notamment le belge Electrabel et l'allemand Preussen Elektra). Le seul grand producteur néerlandais maintenu est intégré en distribution, et vient également de percer dans la distribution en Allemagne. Bien

que la restructuration de la distribution néerlandaise ne fasse que commencer, l'espagnol Endesa y a déjà pris pied à Eindhoven. En Allemagne, le processus de concentration horizontale et verticale de la production, du transport et de la distribution est irrésistible. Trois des neuf opérateurs historiques verticalement intégrés ont disparu dans des fusions nationales volontaires, notamment pour propulser les deux plus grands groupes allemands (RWE-VEW et Preussen-Bayern renommé E.ON, avec environ 70 % de la production commercialisée). Deux autres opérateurs historiques ont perdu leur indépendance en se rapprochant de compagnies étrangères (avec le suédois Vattenfall à Hambourg, avec le français EDF dans le Bade-Wurtemberg). Les deux derniers opérateurs historiques (Bewag et Veag) semblent condamnés eux aussi à se rapprocher de compagnies étrangères. Enfin, de nombreuses compagnies locales, publiques ou mixtes, qui effectuent le quart de la distribution d'électricité en Allemagne, attendent, elles-aussi, leur chevalier blanc étranger, comme le confirment les entrées récentes d'Electrabel, de TXU et du néerlandais Essent. Avec les pays de la troisième vague, la diversité des voies d'accès s'étend à nouveau. Si l'Italie (12 % du marché de l'Union) n'interdit pas à l'Enel de combiner la propriété du transport avec la propriété et l'exploitation de la production et de la distribution, c'est sous la contrainte de désinvestissements massifs (environ le quart du marché national) qui s'effectueront parallèlement à la privatisation de l'Enel. Ces opérations de grande envergure modèleront une nouvelle carte industrielle et capitalistique de l'électricité en Italie, mais sous une configuration provisoire en raison des multiples conditions imposées aux candidats potentiels par le gouvernement italien. En Belgique (3,5 % du marché de l'Union), les marges d'accès sont beaucoup plus limitées. Le producteur privé dominant Electrabel (plus de 90 % du marché national), filiale du groupe Suez-Lyonnaise, n'a pas été démantelé, et

**En Norvège, la pénétration du capital étranger a été pratiquement interdite jusqu'en 1998 et continue d'être impossible en production**

TABLEAU IV  
Prix de l'électricité en Europe (en janvier 2000, en euros / MWh)

	Allemagne	Angleterre	Belgique	Espagne	France	Italie	Norvège	Pays-Bas	Suède
Prix de gros de l'électricité	nd	38,7	nd	32,3	31	25,5 (5)	15,3 (6)	45	18,7 (7)
Fourniture Indus. (2 GWh/an)	64,5 (1)	65,8 (2)	73,4	63,6	56,5 (3)	69,7	35,5	50,2	37,4
Fourniture Dom. (3,5 MWh/an)	121,8 (1)	110,2 (2)	117,1	89,5	92,6 (3)	151,1	71,1	91,3	66,2
Ecart Prix Dom – Prix Indus	57,3 (1)	44,4 (2)	43,7	25,9	36,1 (3)	81,4	35,6	41,1	28,8

Notes : (1) à Düsseldorf, (2) à Londres, (3) à Paris, (4) EEX-Francfort pour août 2000, (5) sur le SWEP suisse (6) à Oslo, (7) à Stockholm.

Sources : Eurostat (consommations domestique Do et industrielle Ie) ; Marchés de gros (successivement EEX, NGC, OMEL, SWEP, NordPool, APX, NordPool), France Barème du Système Transitoire Heures de Pointe d'Hiver, Italie du Nord prix de gros du SWEP suisse.

son petit confrère public n'est pas proposé à la privatisation. En distribution, Electrabel possède des participation en capital dans 80 % des compagnies mixtes locales de distribution (les autres étant entièrement publiques), et exploite des contrats exclusifs de fourniture valables jusqu'en 2006. En France (18 % du marché de l'Union), le producteur public dominant EDF assure environ 95 % de la distribution et environ 90 % de la production. En production, Endesa est entrée dans le capital du producteur thermique SNET (filiale de l'entreprise publique nationale des charbonnages), et Electrabel a conclu un accord avec le producteur hydraulique CNR (entreprise publique locale). Tandis qu'Air Liquide ou Gaz de France s'essaient à la production en partenariat avec des grands clients industriels. En distribution, aucun distributeur non nationalisé n'a encore rendu public de nouveaux projets d'alliance avec des compagnies concurrentes d'EDF, mais Electrabel a naturellement accès au réseau des partenaires de sa filiale directe Elyo.

En définitive, aucun des neuf pays examinés n'offre une ouverture complète sur

**En France (18 % du marché de l'Union), le producteur public dominant EDF assure environ 95 % de la distribution et environ 90 % de la production**

chacune de ces quatre dimensions de l'accès réel aux marchés. Les marchés les plus ouverts commercialement (Angleterre, Norvège et Suède) ne sont pas les plus ouverts techniquement. Tandis que les pays les plus ouverts techniquement (Pays-Bas, Allemagne, Belgique, France) ne sont pas les plus ouverts commercialement. Bien sûr,

certaines voies d'accès industriel et capitalistique permettent de contourner quelques unes des difficultés d'accès technique ou commercial, comme le montrent l'exemple de l'Angleterre et, dans une certaine mesure, ceux des Pays-Bas et de l'Allemagne. Mais, à l'échelle européenne, ce sont toujours l'hétérogénéité et la fragmentation des marchés nationaux qui dominent.

### Un indicateur de la non-convergence européenne : les prix de l'électricité

La fourniture électrique étant un produit de base fortement normalisé (une « commodité »), elle se prête bien au commerce de gros à partir de bourses. Ce qui permet de comparer les prix d'une place européenne à l'autre, sous l'hypothèse commode, bien qu'inexacte, de conditions de fourniture et de service identiques. La comparaison des prix européens nous confirme, au début de l'année 2000, l'absence de convergence en matière de formation des prix.

Tout d'abord, les prix de gros pratiqués en janvier 2000 sont très sensiblement différents. Entre les trois pays pionniers (Angleterre, Norvège et Suède) l'écart maximal est de 150 %. Entre Norvège et Suède, pourtant membres du même marché de gros (Nord Pool), l'écart est encore supérieur à 22 %. Entre les deux

pays documentés pour la deuxième vague (Espagne et Pays-Bas) l'écart est de 40 %. Enfin, entre les deux pays documentés pour la troisième vague (France et importations suisses dans le Nord de l'Italie) l'écart est de plus de 20 %. En ne retenant que les pays interconnectés de la zone paneuropéenne (Pays-Bas, France et Italie) l'écart s'affiche à 76 %.

Ensuite, les prix pour une petite fourniture industrielle (2 GWh/an) sont encore bien loin de converger. Entre les pays pionniers (Angleterre, Norvège et Suède) l'écart maximal est de 85 %. Cependant, entre Norvège et Suède, membres du même marché de gros (Nord Pool), l'écart n'est plus que de 5 %. Entre les pays de la deuxième vague (Espagne, Allemagne et Pays-Bas) l'écart maximal est de 28 %. Enfin, entre les pays de la troisième vague (France, Belgique et Italie) l'écart est de 30 %. En ne retenant que les pays les mieux interconnectés de la zone paneuropéenne (Pays-Bas, Allemagne, Belgique et France), tous membres de « l'Euroland », l'écart maximal passe à 46 %.

Les prix pour une fourniture domestique moyenne (3,5 MWh/an) divergent entre les neuf pays, avec un écart maximal de 65 % entre les 6 pays situés sur le continent européen. L'exception, à nouveau, est en Norvège et Suède dont l'écart se tient autour de 7 %. D'autre part, la taille de la marge entre le prix de la fourniture industrielle et le prix de la fourniture domestique marque, elle-aussi, des différences sensibles entre les pays. Entre les trois pays pionniers, l'écart maximal sur l'épaisseur de la

marge est de 54 %. Entre Norvège et Suède, l'écart est encore de 24 %. Entre les pays de la deuxième vague l'écart maximal est de 120 %. Enfin, entre pays de la troisième vague l'écart est de 125 %. En ne retenant que les pays les mieux interconnectés de la zone paneuropéenne, membres de « l'Euroland », l'écart maximal est encore de 59 %.

En conclusion, quel que soit l'indicateur retenu, l'on ne constate pas en janvier 2000 de convergence européenne en matière de prix (voir le tableau IV), à l'exception toutefois de la Suède et de la Norvège où les prix des fournitures aux consommateurs industriels et domestiques ne reproduisent pas les différences plus grandes constatées entre les prix de gros.

## Des opérateurs électriques de taille et d'envergure inégales

Ayant constaté la diversité des terrains du jeu concurrentiel en Europe, il est intéressant maintenant d'y placer les opérateurs électriques. Leur diversité n'est pas moindre que celle des terrains du jeu. En effet, la taille et l'envergure des compagnies électriques euro-

péennes varient beaucoup, même si l'on n'examine que la dizaine des entreprises les plus importantes.

Une première surprise vient des trois pays pionniers. Les réformes de ces pays n'ont pas produit d'entreprises de premier rang à l'échelle européenne, sinon Vattenfall. Les deux anciens champions nationaux britanniques, National Power et PowerGen, ne sont plus que 9<sup>e</sup> et 10<sup>e</sup> européens en volume de ventes (dix fois plus petit que le premier), 8<sup>e</sup> et 11<sup>e</sup> par le cash flow, et au dernier rang de la capitalisation boursière. Le

champion nordique, Vattenfall, n'est lui-même que le 6<sup>e</sup> européen en volume de ventes et le 10<sup>e</sup> par le cash flow. Et il n'y a pas d'entreprise norvégienne susceptible d'apparaître parmi les douze premières européennes. D'autre part, les entreprises des pays pionniers sont également les plus endettées du classement. Elles ont à peu près épuisé leur potentiel de financement de croissance par l'endettement (le plafond conventionnel d'endettement est à 100 % dans le secteur électrique). En définitive, les plus grandes des entreprises électriques européennes (7 sur les huit

premières en volume des ventes et en cash flow) viennent des pays de la deuxième vague de réforme (Allemagne avec E.ON et RWE-VEW ; Espagne avec Endesa et Iberdrola) ou des pays de la troisième vague (France : EDF ; Belgique : Electrabel-Tractebel ; Italie : Enel). En outre, le potentiel de croissance par endettement est absolument exceptionnel pour les deux allemandes, et encore substantiel pour les deux franco-

phones. Tandis que les désinvestissements, d'environ 25 %, envisagés pour Enel et pour Endesa-Iberdrola redonneraient une marge de manœuvre appréciable à ces entreprises plus endettées que les quatre autres grandes européennes. D'autre part, en France, Allemagne, Italie et Belgique, les cinq premières entreprises européennes sont toujours propriétaires des actifs des réseaux de transport. Ce qui constitue une importante réserve de valeur (par exemple, 12,5 milliards d'euros au bilan d'EDF). Enfin, si l'on fixe à 100 TWh la taille minimale pour figurer parmi les acteurs de premier rang, il apparaît que la fusion espagnole Endesa-Iberdrola clôture-

**A l'échelle européenne, ce sont toujours l'hétérogénéité et la fragmentation des marchés nationaux qui dominent**

TABLEAU V  
Taille des électriciens européens

	Ventes Elec.(TWh)	Capitalisation boursière (milliards Euros)	Intégration P + D	Intégration P + T	Cash flow (milliards Euros)	Rentabilité du capital(%)	Endettement (% Fonds Propres)
EDF	460	-	Oui	Oui	7	6	55 % <sup>(3)</sup>
RWE (RWE-VEW)	215	22 (RWE)	Oui	Oui	4,3	9,2 %	(-52 % pour RWE)
E.ON (VEBA-VIAG)	185	46,2 (Eon)	Oui	Oui	6,9	8 %	3 %
ENEL	226	61	Oui	Oui	5	11 %	70 %
Electrabel-Tractebel	110	13,5 (Electrabel)	Oui	Oui (en 2000)	3,3	6,6 %	40 %
Vattenfall	90	-	Oui	Non	0,8	8 %	90 %
Endesa	74	21,1	Oui	Non	3,2	8,1 %	82 %
Iberdrola	62	13,3	Oui	Non	1,6	7,4 %	62 %
National Power	50 <sup>(1)</sup>	7,0 <sup>(2)</sup>	Oui	Non	1,1	9,7 %	99 %
PowerGen	45 <sup>(1)</sup>	6,0	Oui	Non	0,7	8,8 %	94 %
ScottishPower	40	17,2	Oui	Oui	1,2	17,9 %	94 %

Notes : (1) estimation des ventes en Grande-Bretagne après les derniers désinvestissements d'environ 20 % pour chacun ; (2) donnée de juin 2000 ; en octobre 2000 National Power s'est scindé en deux entreprises distinctes Innogy et International Power ; (3) en ajoutant la valeur des concessions à celle des capitaux propres d'EDF.

Sources : Rapports annuels des entreprises, notes de BBL, Financial Times Yearbooks.

TABLEAU VI  
Envergure des électriciens européens (en % et en milliards d'euros)

	Activités Elec.	autres énergies	autres activités	Activités nationales	Activités internationales
E.ON (VEBA-VIAG)	19 % (6,7)	14 % (4,8)	67 % (23,3)	nd	nd
RWE (RWE-VEW)	31 % (15)	69 % (33)		63 % (30,5)	37 % (17,5)
ENEL	65 % (13,6)	35 % (7,3)	nd	nd	
Electrabel-Tractebel	67 % (11)	11 % (1,8)	22 % (3,6)	Trac.[78 % du bilan]	Tractebel [22 % du bilan]
Vattenfall	93 % (3,4)	7 % (0,2)		75 % (2,7)	25 % (0,9)
Endesa	96 % (9)	4 % (0,3)		69 % (9,1)	31 % (4)
Iberdrola	99 % (6)	1 % (0,6)		nd	nd
National Power	95 % (4,7)		5 % (0,3)	[62 % capac.prod]	[38 % capac. prod]
PowerGen	nd			[83 % capac.prod]	[17 % capac. prod]
ScottishPower	77 % (7,1)		23 % (2,1)	87 % (8,1)	13 % (1,2)
EDF	98 % (27,7)	2 % (0,5)		82 % (26,2)	18 % (5,9)

Sources : Rapports annuels des entreprises, notes de BBL, Financial Times Yearbooks.

rait un groupe de sept entreprises « de taille européenne ». Les trois entreprises suivantes, toutes britanniques, n'atteignant plus que la moitié de cette taille (voir le tableau V).

Si les premières entreprises électriques européennes diffèrent pas leur taille, elles diffèrent aussi par leur envergure. Certes, au sein du secteur électrique, elles

**A ce jour, seuls EDF et Electrabel-Tractebel présentent à la fois une forte implantation internationale dans l'Union européenne et en dehors de l'Union**

combinent toutes aujourd'hui la production avec une présence dans les réseaux de distribution et la vente directe aux clients finals industriels et domestiques. Mais la moitié environ de ces entreprises ne possèdent plus d'actif majoritaire dans les réseaux de transport (voir le tableau V). D'autre part, le critère de l'importance des activités électriques dans l'ensemble de leurs activités découpe au moins deux types distincts d'entreprises (voir le tableau VI). Les électriciens « purs » sont désormais la minorité (EDF, Vattenfall, National Power et PowerGen). Après l'Enel, Endesa et Iberdrola ont eux aussi réaffirmé leur volonté de développement dans le gaz (objectif de 25 % du marché espagnol en association avec l'Eni) et dans la téléphonie (objectif de 10 milliards d'euros d'investissements nouveaux). D'autres groupes de services diversifiés, énergétiques et non-énergétiques, sont déjà à l'œuvre sur le continent (E.ON et RWE ; Electrabel-Suez-Lyonnaise) et dans les Iles britanniques (Scottish

Power ; rachat de Thames Water par RWE). Dans leurs activités énergétiques, ces groupes diversifiés combinent tous électricité et gaz, tandis qu'E.ON et RWE opèrent aussi dans le secteur pétrolier. Enfin, si l'internationalisation des activités est déjà une réalité pour la plupart des dix plus grands électriciens, cette internationalisation diffère

nettement entre eux par son intensité et par son assise européenne. Les espagnols Endesa et Iberdrola présentent effectivement une grande assise internationale, mais uniquement en Amérique latine, leur expansion en Europe étant encore très modeste. De même les britanniques National Power, PowerGen et Scottish Power restent sous-représentés en Europe relativement à leurs autres internationalisations. Ensuite, les allemands E.ON et RWE sont à la fois moins internationalisés que les autres et sous-représentés dans les autres pays d'Europe (sauf aux Pays-Bas et en Suède). Ce trait est encore plus accentué pour l'Enel. En définitive, à ce jour, seuls EDF et Electrabel-Tractebel présentent à la fois une forte implantation internationale dans l'Union européenne et en dehors de l'Union. Dans ce classement, le suédois Vattenfall, qui a centré tout son développement international sur l'Europe du Nord et de l'Est, apparaît comme le troisième des grands groupes électriques déjà bien « européens ».

## Des mouvements massifs et des rééquilibrages sont encore à venir

Il ressort de ce rapide tour d'horizon d'une dizaine de grands groupes, que ces grands acteurs sont encore bien loin d'avoir achevé leurs redéploiements stratégiques en réponse à l'ouverture récente des nouveaux « marchés intérieurs » européens. Des mouvements massifs et des rééquilibrages sont encore à venir. A cet égard, l'électricité se trouvera mêlée aux différents mouvements stratégiques prévus dans le secteur international des « utilities ». En effet, selon les analystes financiers, 90 % des 150 plus grandes utilities mondiales cotées en bourse n'auraient pas atteint la taille internationale critique, et constitueraient des cibles toutes désignées pour les restructurations à venir. Le plus grand nombre de ces cibles se situent en Europe. Il en va de même pour les plus grands chasseurs. Au début de l'an 2000, la capacité d'achat d'actifs par les neuf premiers prédateurs européens hors EDF (notamment E.ON, RWE, Enel et Endesa) a été évaluée à 170 milliards d'euros.

En conclusion, tandis que les marchés nationaux d'Europe ne se sont pas encore fondus dans un grand marché intérieur harmonisé, la formation et le déploiement des grands acteurs paneuropéens viennent tout juste de commencer. La partie de la « convergence européenne » n'est donc pas jouée :

elle ne s'achèvera qu'au-delà de l'horizon visible aujourd'hui. ●

---

## BIBLIOGRAPHIE

BBL Asset Management, *Investment Notes*, Avril 1999, Bruxelles.  
Bergman L. et v.a., *A European Market for Electricity ?*, CEPR, Londres, 2000.  
Commission des Communautés européennes, *State of implementation of the EU Electricity Directive 96/92 EC. Country by country overview. State of*

*play by the end of May 2000...*  
Financial Times, *Energy Yearbook Power*, 1997-2000.  
Glachant J.M. (s.l.d.), *L'évaluation des performances des industries de service public en Europe. Le secteur de l'électricité*, rapport pour le Commissariat Général du Plan, 1999.  
Glachant J.M., *Les réformes de l'industrie électrique en Europe*, Ed. du Commissariat Général du Plan, juin 2000.  
Glachant J.M., *Attractiveness and Accessibility of 16 Electricity Markets in Western Europe*, European Conference, International Association for Energy Economics, Bergen (Norway), Aug.-Sept 2000.  
Glachant J.M., Les pays d'Europe peuvent-ils reproduire la réforme électrique de l'Angleterre ? Une analyse institutionnelle comparative, *Economie et Prévisions*, (à paraître).  
Glachant J. M. et Lévêque F., *Points d'entrée de la régulation du Gestionnaire du Réseau de Transport de l'électricité en France*, étude réalisée pour le Service

de l'Electricité du ministère de l'Industrie, 1999.  
Glachant J.M. et Staropoli C., Comparing Institutions : *The Creation of Wholesale Electricity Markets in Europe*, 74<sup>th</sup> Annual WEA International Conference, San Diego, juillet 1999 ; 4<sup>th</sup> ISNIE International Conference, Washington, septembre 1999.  
Glachant J. M. et Finon D., Why do the European Union's electricity industries continue to differ ?, in C. Ménard, ed., *Institutions, Contracts and Organizations*, Edward Elgar, 2000, pp. 432-456.  
Glachant J. M. et Finon D. (eds), *Electricity in Europe in the XXI Century : What Performances and What Game Rules?* Proceedings of a conference held in Paris La Sorbonne (à paraître).  
Hancher L., Slow and Not So Sure : Europe's Long March to Electricity Liberalisation, *The Electricity Journal*, novembre 1997, pp. 92-101.  
Tait B., *European Power Trading*, Financial Times Energy, 1999.