

COMMISSARIAT GENERAL

DU PLAN

**Les réformes de l'industrie électrique
en Europe**

Sous la direction de Jean-Michel Glachant
(Centre ATOM, Université Panthéon-Sorbonne)

Juin 2000

Avant propos

Dans tous les pays de l'Union européenne, l'introduction de la concurrence est en train de remodeler profondément la physionomie des services publics en réseau : les télécommunications, l'électricité, le gaz, les chemins de fer, et les services postaux. Des marchés européens intégrés et concurrentiels émergent progressivement dans ces activités qui étaient organisées jusqu'à très récemment autour de grands monopoles nationaux ou régionaux très souvent publics.

Les perspectives de concurrence dans les services publics en réseau imposent de reconsidérer le rôle des pouvoirs publics. Il s'agit moins de déréglementer, et encore moins de déréguler ces secteurs que de construire de nouvelles régulations publiques en modifiant, dans un contexte économique profondément renouvelé, les formes d'intervention de l'État. Les différents pays, de par leur culture, leur histoire et les rapports de force qui existent entre les différents groupes d'intérêts, ont pris des voies qui apparaissent finalement, lorsqu'on les analyse plus précisément, significativement contrastées. Ces différences, même si elles doivent être relativisées en raison du lent mais inexorable mouvement d'intégration des marchés européens, traduisent les marges de liberté dont disposent les différents pays de l'Union européenne. Elles ont aussi des vertus pédagogiques : les retours des expériences menées par les pays qui ont entrepris les premiers ces réformes et les comparaisons des réformes entre les différents pays confortent et enrichissent un processus d'apprentissage complexe en matière de régulation qui engage l'efficacité globale de ces secteurs.

C'est ainsi que la question de la mesure des performances des services publics se trouve renouvelée. Il s'agit pour les pouvoirs publics de garantir que le marché concurrentiel nouvellement créé est équitablement organisé et que les missions de service public sont bien assurées et financées, de connaître la manière dont se répartit la richesse créée dans le secteur après la réforme, de motiver dans les débats publics et devant les instances européennes les décisions et les arbitrages, enfin d'apprécier l'évolution des services offerts ou de comparer les prestations offertes dans les différents espaces nationaux ou locaux.

- Avant-propos -

Enfin, l'information, structurée autour d'indicateurs de référence fiables, apparaît tout à la fois comme un instrument de pilotage de la réforme, un élément essentiel du débat public sur les grands enjeux de ces réformes et enfin la base des négociations de contractualisation entre les différents acteurs. Comme l'illustrent les premières évaluations de la réforme menées dans le secteur des télécommunications, cette information constitue l'ossature même de la régulation.

Dans le cadre de son programme de recherche sur les services publics en réseaux, le Commissariat Général du Plan a engagé plusieurs études pour approfondir ces questions. L'idée était double : il s'agissait d'éclairer et d'évaluer l'évolution des différentes réformes en Europe dans les secteurs qui subissent de fortes mutations, mais aussi et surtout de définir une méthodologie adaptée, car il n'est pas si simple de vouloir apprécier la performance et l'efficacité relative de réformes qui présentent de nombreuses spécificités.

L'étude réalisée par le Centre ATOM, dont ce livre présente les principaux résultats, est l'une d'entre elles. Outre les éléments précieux qu'elle apporte sur les réformes menées dans les principales industries électriques de l'Union européenne, on retiendra particulièrement le cadre méthodologique proposé pour évaluer les performances relatives de ces industries et, par là même, des réformes qui ont été menées. L'étude ne se contente pas en effet de rapprocher les indicateurs classiques d'efficacité (performances en termes de prix, de productivité des facteurs, et de coûts de facteurs), elle essaie d'élargir l'analyse à des domaines plus larges, plus complexes à prendre en compte, traduisant le traitement des clientèles, les transformations de la fonction de production, le renouvellement de l'offre...

L'investigation théorique et pratique réalisée dans le cadre de cette étude fournit un très bon exemple du type d'analyses qui va sans doute se multiplier dans les années qui viennent. La vision élargie qui préside à cette recherche amène les auteurs à bien montrer les différences significatives qu'on peut observer entre les réformes mises en place et à modérer certaines appréciations auxquelles pourrait conduire la prise en compte d'un nombre d'indicateurs trop limité.

Un tel exercice n'est pas facile, ne serait-ce parce que bien souvent les données disponibles restent assez éloignées de celles qu'imposent les grilles d'analyses ambitieuses que l'on se fixe *a priori*. La tâche entamée ici doit sans doute être poursuivie, le secteur électrique n'étant qu'au début d'une transformation déjà profonde par rapport à la situation qui prévalait il y a seulement quelques années.

Sommaire

<p style="text-align: center;">Partie I LE CADRE EUROPÉEN DES RÉFORMES ÉLECTRIQUES ET LES VARIANTES NATIONALES</p>

**Chapitre I - PANORAMA DES RÉFORMES
CONCURRENTIELLES EN EUROPE..... 15**

- 1. Le changement des cadres réglementaires 16**
 - 2. L'aménagement des infrastructures techniques et
commerciales 17**
 - 3. L'adaptation des structures industrielles et des formes de
propriété..... 20**
 - 4. La résultante : un marché intérieur européen fractionné et
une dynamique de transformation 23**
 - 5. Références 24**
-

**Chapitre II - VUES DETAILLÉES DES SECTEURS
ÉLECTRIQUES ET DES RÉFORMES DANS SEPT PAYS 27**

- ALLEMAGNE* 30
- BELGIQUE*..... 38
- ESPAGNE*..... 47
- ITALIE* 57
- NORVEGE*..... 67
- ROYAUME-UNI* 80
- SUÈDE*..... 92

<p style="text-align: center;">Partie II ÉVALUATION DES MARCHÉS ET DES SECTEURS ÉLECTRIQUES EUROPÉENS</p>
--

**Chapitre III ÉVALUATION DE L'ATTRACTIVITÉ
ET DE L'ACCESSIBILITÉ DES MARCHÉS EUROPÉENS
D'ÉLECTRICITÉ..... 105**

1. L'attractivité des marchés d'électricité des États membres.. 106

1.1. La taille relative des marchés européens 107

1.2. La croissance relative des marchés européens..... 108

1.3. L'attractivité relative des marchés européens..... 111

2. L'accessibilité des marchés d'électricité en Europe 118

2.1. Le degré d'ouverture des marchés avant transposition
de la directive 96/92 118

2.2. Le degré d'ouverture des marchés après les transpositions
de la directive..... 121

2.3. Le marché modèle de la nouvelle Europe électrique 124

**Chapitre IV ÉVALUATION DES PERFORMANCES DES
SECTEURS ÉLECTRIQUES ET DES RÉFORMES DANS SEPT
PAYS 127**

1. Les performances d'efficacité..... 131

1.1. Les prix 131

1.2. La productivité des facteurs..... 137

1.3. Les coûts des facteurs 139

2. Les performances de transformation..... 140

2.1. Le partage de la valeur ajoutée 141

2.2. Le traitement des clientèles 143

2.3. Le renouvellement des filières de production.....	145
2.4. L'évolution des parts de marché des entreprises	147
2.5. La modification des périmètres d'activité des entreprises.....	150

ANNEXES..... 155

<i>Annexe n° 1 - La méthodologie de l'étude</i>	<i>157</i>
---	------------

<i>Annexe n° 2 - Les prix de l'électricité en Europe</i>	<i>165</i>
--	------------

<i>Annexe n° 3 - Les dix plus grandes entreprises électriques en Europe</i>	<i>173</i>
---	------------

<i>Annexe n° 4 - Les transpositions de la directive n° 96/92 dans les 15 pays de l'Union européenne</i>	<i>177</i>
---	------------

INTRODUCTION

En dix ans les industries de service public - les « *Utilities* » des nations anglo-saxonnes - ont basculé du statut traditionnel de « secteur nationalement protégé » vers celui de secteur exposé aux réformes pro-concurrentielles. Dans l'Union européenne, un nouveau cadre normatif s'est construit autour de directives sectorielles successives (télécoms, chemins de fer, postes, électricité, gaz).

La multiplication de ces réformes pro-concurrentielles a mis l'accent sur les performances d'efficacité des industries de service public. Dans un contexte d'économies plus « globalisées » et de sociétés plus ouvertes, l'on constate un accroissement de la sensibilité des entreprises et des citoyens aux facteurs de compétitivité ou de bien-être des nations et des territoires. Dans le cadre de l'Union européenne, les opérateurs multinationaux confrontent déjà systématiquement les différentes conditions offertes par les services publics nationaux. Et la concurrence, physique ou par comparaison, atteindra de nouvelles couches des consommateurs à mesure que les nouvelles directives européennes sectorielles entreront en application et que l'usage de la monnaie unique sera maîtrisé.

Pour autant, la notion d'efficacité des industries de service public ne se réduit pas à la seule dimension des coûts et des prix. De nombreux utilisateurs attendent aussi un renouvellement des services offerts, que ce soient des services nouveaux, ou des dégroupements — regroupements différenciés des différents services composant la fourniture, ou des variantes personnalisées d'accès, de tarification ou de facturation. D'autres utilisateurs, au contraire, restent très attachés à la préservation de contraintes de service combinant des prestations uniformes et des tarifs prédéfinis. En toute hypothèse, l'examen des expériences les plus anciennes de réforme montre que l'introduction de mécanismes concurrentiels dans les industries de service public ne s'opère pas « toutes choses étant égales par ailleurs ». Toutes les réformes concurrentielles

- Introduction -

ont été accompagnées d'une recomposition profonde de l'offre et de la demande. L'évaluation des performances ne peut donc être que multidimensionnelle.

L'électricité se prête particulièrement à une évaluation comparative des réformes des industries de service public dans l'Union européenne. En effet, la variété préexistante des modèles nationaux traditionnels y est plus élevée que dans les postes ou les télécoms. Tandis que l'étendue des autonomies de transposition nationale de la directive « marché unique » y demeure substantielle. De plus, un pays membre de l'Union (le Royaume-Uni) a lui-même expérimenté longuement - depuis le début des années 1990 - plusieurs modalités différentes de réforme (modèle anglo-gallois vs modèle écossais). Tandis qu'un autre pays européen non-membre (la Norvège) construisait un autre cadre de réforme électrique, qui s'est révélé capable d'absorber les marchés de gros de deux états membres de l'Union (Suède et Finlande).

Après avoir remis en 1999 un rapport de recherche au Commissariat Général du Plan, les chercheurs du Centre d'Analyse Théorique des Organisations et des Marchés de l'Université Panthéon-Sorbonne présentent dans ce nouvel ouvrage plusieurs facettes des réformes de l'industrie électrique en Europe¹. Quels sont les effets structurels catalysés par les politiques de libéralisation électrique en Europe ? Y a-t-il unification autour d'un même modèle ou, au contraire, persistance d'une diversité non négligeable ?

Dans le chapitre I, on trouvera un panorama général des réformes électriques concurrentielles en Europe. En effet, la construction de systèmes électriques concurrentiels se réalise dans un espace à trois dimensions. La première dimension est celle du changement des lois et des règlements applicables à l'exercice des métiers et au fonctionnement général des marchés électriques. La seconde dimension, tout aussi importante, est donnée par l'aménagement des infrastructures techniques et commerciales de ces métiers et de ces marchés. Enfin la troisième dimension, éminemment stratégique, touche à l'adaptation des structures industrielles, des portefeuilles d'activité et des formes de propriété des entreprises. En pratique, c'est la combinaison de ces trois dimensions qui détermine la dynamique effective des réformes électriques concurrentielles pour chaque pays ou pour chacune des zones de l'ensemble

(1) Cet ouvrage a été rédigé par J.M. Glachant (chapitres 1, 3 et 4) et N. Chauvet (chapitre 2). Ils remercient M. Nicolas, V. Pignon et C. Staropoli pour leur aide et leurs suggestions. Le rapport « L'évaluation des performances des industries de service public en Europe. Le secteur de l'électricité » remis au CGP en 1999 a été réalisé sous la direction de J.M. Glachant, avec la participation de F. Bondoux, N. Chauvet, M. Fares, Y. Perez et C. Staropoli.

européen. Nous constaterons qu'il n'existe pas de « grand marché unique » européen homogène de 2 400 TWh de consommation d'électricité et de 380 millions de consommateurs domestiques. En fait, ce marché intérieur européen demeure fractionné.

Le chapitre II présente en détail les secteurs électriques et les modalités des réformes dans sept pays. Ces pays sont représentatifs de la variété des situations initiales et des réformes électriques actuellement en cours en Europe. Dans trois pays (Royaume-Uni, Norvège et Suède), la réforme électrique a été conçue et mise en œuvre avant l'adoption de la directive européenne 96/92. Dans deux autres pays (Espagne et Allemagne), l'essentiel du travail de transposition de la directive européenne a été opéré au cours de l'année 1998. Enfin, les deux derniers pays (Belgique et Italie) n'ont arrêté les modalités concrètes de leurs réformes qu'au cours de l'année 1999. Pour chacun de ces pays l'on trouvera successivement : quelques données générales, puis une présentation des acteurs du système électrique, et enfin les principales caractéristiques du système électrique avant et après les réformes.

Le chapitre III effectue une évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité. L'« *attractivité* » des marchés d'électricité dépend de leur potentiel commercial, en statique (taille des marchés) ou en dynamique (croissance des marchés), pour les compagnies électriques qui y opèrent. Nous distinguons trois types de marchés, dont les évolutions et les caractéristiques commerciales sont bien différentes : le marché des clients éligibles dans tous les États membres (industrie et transport), le marché des services et collectivités, et le marché des clients résidentiels. Au total 48 marchés élémentaires sont examinés dans l'Union européenne et en Norvège. Seule une minorité de ces marchés élémentaires font preuve d'un réel dynamisme, et les marchés des grands clients éligibles sont déjà en déclin à l'échelle européenne. Globalement, l'industrie européenne de l'électricité est entrée dans une ère de forte maturité : faible croissance ou stagnation, et parfois déclin de la consommation.

Attractif ou non, chacun de ces marchés ne se fondera dans un « marché européen unique de l'électricité » que s'il est accessible à d'autres opérateurs que ses opérateurs historiques. Nous mesurons l'accessibilité de 17 marchés nationaux d'électricité avant et après la transposition de la directive européenne 96/92. Dans ce cadre de mesure, nous constatons qu'il n'existe pas de « marché unique européen de l'électricité » qui couvrirait l'ensemble de l'Union européenne. En réalité l'Europe de l'électricité n'est ni très ouverte ni très unifiée, et les marchés nationaux les plus importants sont les marchés « *partiellement ouverts* » (55 % de la consommation totale de l'Union) ou « *peu*

- Introduction -

ouverts » (27 % de l'Union). Il en résulte que le modèle de la nouvelle Europe électrique ne se trouve pas en Angleterre mais en Allemagne, qui est aussi le centre de gravité du marché continental paneuropéen en cours de formation.

Le chapitre IV évalue les performances des secteurs électriques et des réformes dans les sept pays déjà décrits au chapitre II. On aurait pu s'attendre, à priori, à ce que la réalisation de réformes concurrentielles dans les secteurs électriques de nombreux pays européens suscite une certaine homogénéisation des performances de ces industries. Certes l'on manque encore de recul sur les réformes les plus tardives, comme l'Italie et la Belgique, ou même sur les réformes récentes, comme celles de l'Espagne et de l'Allemagne. Mais une expérience significative a déjà été accumulée en Norvège et en Grande-Bretagne, depuis le début des années 1990, puis en Suède depuis 1996. Et ces trois pays pionniers montrent déjà de substantielles différences à côté de certains caractères communs. Ces trois pays ne confirment pas qu'il n'existerait qu'un seul type de réforme concurrentielle des industries électriques et un unique genre de conséquences qui lui serait associé sur chacune des dimensions de performance. Bien sûr, l'introduction de mécanismes concurrentiels a suscité partout des baisses de prix, des améliorations d'efficacité, un dégroupement des prestations en services de réseaux et de la fourniture en énergie, et une recrudescence de transformations (emploi ; partage de la valeur ajoutée ; traitement des clientèles ; positions de marché : sectorielles, nationales ou internationales). Mais elles ne sont pas partout de même nature ni de même intensité.

Enfin, les annexes fournissent quelques compléments d'information aux lecteurs qui souhaiteraient approfondir la réflexion.

PARTIE I

**LE CADRE EUROPEEN
DES REFORMES ELECTRIQUES
ET LES VARIANTES NATIONALES**

Chapitre I

PANORAMA DES RÉFORMES CONCURRENTIELLES EN EUROPE

Au deuxième semestre de 1996, l'adoption de la directive 96/92 sur la réalisation du « *marché intérieur de l'électricité* » a marqué un tournant dans les politiques de libéralisation du secteur électrique en Europe. Jusqu'alors, les politiques de réforme concurrentielle électrique n'avaient émergé que dans quelques pays isolés : Grande-Bretagne et Norvège au début des années 1990, Finlande et Suède en 1995 et 1996. Avec l'entrée en vigueur de la directive, prévue pour février 1999, et l'effet de pression exercé sur la Suisse, il y aura désormais un ensemble de dix-sept pays ouvrant simultanément leurs secteurs électriques à la concurrence. Ce marché européen en gestation représente un potentiel de 2 400 TWh de consommation totale, soit 6 fois la consommation en France, avec quelques 380 millions de consommateurs domestiques. En mettant de côté les cas de la Norvège et de la Suisse, qui ne sont pas membres de l'Union, quelle est la consistance de ce nouveau secteur électrique concurrentiel en Europe ? Y a-t-il unification autour d'un même modèle ou, au contraire, persistance d'une diversité non - négligeable ? Quels sont les effets structurels catalysés par les politiques de libéralisation électrique en Europe ?

La construction de systèmes électriques concurrentiels se réalise dans un espace à trois dimensions. 1° Une première dimension est celle du changement des lois et règlements applicables à l'exercice des métiers et au fonctionnement général des marchés. 2° Une seconde dimension, tout aussi importante, est donnée par l'aménagement des infrastructures techniques et commerciales de ces métiers et de ces marchés. 3° Enfin une troisième dimension, éminemment stratégique, touche à l'adaptation des structures industrielles, des portefeuilles d'activité et des formes de propriété des entreprises. En pratique, c'est la combinaison de ces trois dimensions qui détermine la dynamique effective des réformes

- Panorama des réformes concurrentielles en Europe -

concurrentielles pour chaque pays ou pour chacune des zones de l'ensemble européen.

1. Le changement des cadres réglementaires

Les compromis inscrits dans la directive européenne 96/92 reflètent l'ampleur des désaccords qui se sont exprimés pendant les nombreuses années de négociation entre la Commission européenne, les États membres et le Parlement européen. En effet, la directive 96/92 offre différentes modalités de mise en œuvre pour plusieurs des éléments clés de la réforme concurrentielle. A priori, avec une telle variété des choix possibles, la diversité potentielle des transpositions de la directive par les 15 États membres apparaissait très élevée. Cependant, déjouant les pronostics, les transpositions nationales ont généralement convergé vers les mêmes options, celles qui étaient réputées les plus concurrentielles.

1° Pour les modalités de l'entrée en production, on prévoyait, en 1997, qu'au moins 6 pays de l'Union (avec 650 TWh de consommation) choisiraient la modalité de l'appel d'offres plutôt que la modalité de l'autorisation. En fait, en 1999, l'on n'y retrouve plus qu'un seul pays (le Portugal, avec 33 TWh).

2° Pour les modalités d'accès des tiers au réseau, on prévoyait, en 1997, qu'au moins 6 pays (930 TWh de consommation) préféreraient la modalité de l'accès négocié entre le transporteur et les opérateurs plutôt que la modalité de l'accès réglementé par une autorité publique. En fait, en 1999, l'on n'y retrouve plus que trois pays (Allemagne, Grèce, Danemark : 580 TWh). D'autre part, l'encadrement de l'ATR par la modalité d'acheteur unique était envisagée, en 1997, pour au moins 6 pays (1280 TWh de consommation intérieure, plus de la moitié du marché intérieur de l'Union). En 1999, l'on n'y retrouve plus que trois pays (Allemagne, Italie, Portugal : 800 TWh) n'appliquant que partiellement la modalité d'acheteur unique.

Au total, parmi les neuf pays de l'Union européenne d'une taille électrique moyenne ou grande (consommation nationale égale ou supérieure à 70 TWh), l'Allemagne est la seule, avec son régime d'ATR négocié et son acheteur unique au niveau local, qui se démarque du nouveau standard européen de fait (modalité d'autorisation pour l'entrée en production + modalité d'ATR réglementé pour l'accès aux réseaux).

3° En ce qui concerne le degré d'ouverture des marchés nationaux, la majorité des pays ont décidé de dépasser les minima de clientèle éligible fixés par la

directive (26 % en 1999, 29 % en 2000 et 33 % en 2003). Quatre pays (Grande-Bretagne, Suède, Finlande et Allemagne : 1050 TWh) affichent d'emblée 100 % d'ouverture, de même que la Norvège à l'extérieur de l'Union. Sept autres pays ouvrent au dessus des minima, soit dès 1999, soit d'ici 2003 (Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Italie, Luxembourg, Pays Bas : 690 TWh). Le seul des pays européens moyens ou grands qui apparaisse en retrait est la France, tant pour l'ampleur de l'ouverture - maintenue aux minima - que pour le rythme : la transposition française n'a pas respecté le date limite de février 1999 et la loi n'a été adoptée qu'en février 2000.

4° Enfin, la directive offre d'autres possibilités aux autorités nationales pour contourner les effets de la concurrence et limiter l'uniformité du fonctionnement du marché européen. Il s'agit, par exemple, du soutien aux sources nationales d'énergie (comme le charbon et la lignite, en Espagne ou en Allemagne - 7 milliards de DM / an -) ou des aides pour « coûts échoués » (*stranded costs* ; près de 8 milliards \$ annoncés en Espagne).

2. L'aménagement des infrastructures techniques et commerciales

Si les nouvelles dispositions réglementaires définissent les règles du jeu applicables aux réformes concurrentielles de l'industrie électrique, l'aménagement des infrastructures techniques et commerciales en donne les moyens concrets.

1° La mise en œuvre de réformes concurrentielles pan-européennes dépend tout d'abord de l'ouverture physique des réseaux nationaux de transport. L'harmonisation à l'échelle européenne des règles d'accès et des tarifications est en cours d'examen par les gestionnaires des réseaux de transport (dont l'association est présidée par un français, A. Merlin) en liaison avec la Commission européenne. Mais il existe aussi une contrainte proprement physique, qui est celle de la capacité de transport entre les États membres. En pratique, du fait de capacités insuffisantes d'interconnexion, il ne pourra pas exister de « marché intérieur » européen unifié, et sept pays de l'Union se séparent d'emblée du bloc continental pour former cinq sous-ensembles européens physiquement autonomes : Irlande (17 TWh), Grande-Bretagne (333 TWh), péninsule ibérique (200 TWh), Grèce (40 TWh) et Scandinavie (325 TWh). Au sein du bloc continental (9 pays, 1 500 TWh), il n'existe aucun autre pays physiquement isolé ou autonome puisque, vers l'an 2000 / 2003, la taille des interconnexions intra-européennes - Suisse comprise - atteindra 35 % à

- Panorama des réformes concurrentielles en Europe -

40 % de la pointe nationale pour les deux pays les moins ouverts (Italie, France), 65 % pour l'Allemagne, et plus de 100 % pour chacun des six autres pays plus ouverts (Suisse comprise). A titre de comparaison, la Norvège et la Suède ont pu fusionner en un marché de gros unique de l'électricité (géré par une même société commune, Nord Pool) avec un coefficient de connexion physique inférieur à 15 % de leurs pointes nationales.

2° Ensuite, au sein de chacun de ces sous-ensembles européens, le sort de la réforme concurrentielle dépend de l'ouverture physique des parcs de production, qui peut offrir des opportunités d'entrée à de nouveaux opérateurs. La consommation finale d'électricité ne croissant que faiblement (*cf.* notre chapitre III), le renouvellement des parcs est surtout attendu, dans l'immédiat, du côté des changements de filière technique de production (*cf.* notre chapitre IV). A l'exemple de l'Angleterre, où l'abandon du charbon pour le gaz a amené le déclassement ou la fermeture, puis la reconstruction, d'environ 30 % du parc d'origine. Parmi les grands candidats potentiels à ces renouvellements de parc figurent l'Allemagne (avec 55 % d'électricité - charbon) et l'Espagne (avec 40 % d'électricité - charbon). En Espagne, en été 1999, le gouvernement avait déjà reçu des demandes pour plus de 12 000 MW d'installations au gaz (soit plus du quart du parc espagnol). Un autre foyer de renouvellement potentiel des parcs est celui des centrales nucléaires, où les données techniques de durée de vie des équipements peuvent plier sous la contrainte politique des fermetures anticipées, comme en Suède (*cf.* centrale de Barsebäck).

Cependant, avec les surcapacités existant actuellement dans la plus grande partie de l'Europe (on évoque quelques 10 000 MW pour la seule Allemagne), tous ces renouvellements de parc ne pourront pas se concrétiser rapidement. On constate quand même, dans tous les pays, que la construction d'équipements décentralisés se poursuit auprès d'industriels gros consommateurs, en particulier les consommateurs de plusieurs services, comme la chaleur - ou le froid - et l'électricité. Ce qui donne à de nouveaux opérateurs autant d'occasions d'entrer jusqu'au cœur des territoires des opérateurs historiques (*cf.* en France Air Liquide chez Usinor).

3° Parallèlement à l'aménagement des infrastructures techniques traditionnelles, (ce sont les réseaux de lignes et de stations et les centrales de production), la réforme concurrentielle se nourrit aussi des infrastructures commerciales originales qui peuvent émerger. En effet, ces nouvelles infrastructures commerciales servent de support à des services innovants, conçus pour traiter de nouveaux types d'offres ou et de demandes caractéristiques des systèmes électriques concurrentiels.

Un premier genre de ces nouvelles infrastructures commerciales est le marché de gros multilatéral (appelé aussi *Pool*, ou bourse d'énergie) qui organise une confrontation régulière et transparente des offres et des demandes autour d'un petit nombre de fournitures standardisées. Cette infrastructure commerciale étend la concurrence en l'uniformisant, car elle donne à tous les opérateurs des informations quotidiennes identiques sur les volumes et les prix, et facilite un accès égal aux transactions effectuées chaque jour et pour différentes échéances. A côté des échanges à court terme d'énergie, un compartiment de ces marchés multilatéraux peut être réservé à la couverture des risques de variation de prix (marché des *futures*). D'autre part, à partir de tels marchés, des négociants (*traders*) peuvent s'intercaler entre les producteurs-vendeurs et leurs acheteurs, et étendre la concurrence entre offreurs d'énergie au delà du cercle limité des producteurs d'électricité. De tels marchés existent déjà au sein de trois des sous-ensembles européens (Angleterre, Espagne et Scandinavie). Au sein du bloc continental, la première bourse d'énergie (l'APX) s'est ouverte à Amsterdam à l'été 1999 (de grandes compagnies électriques belge, suédoise et espagnole en sont déjà actionnaires). L'Allemagne prépare aussi l'ouverture d'une bourse à Francfort (le GEX) avec une co-participation probable des électriciens suisses. En l'absence de telles bourses au cœur du continent, il existe déjà quelques indices de prix qui donnent la tendance des marchés « gris », plus informels, comme ceux du centre de l'Europe (indice suisse SWEP, indice allemand CEPI).

Un second genre d'aménagement des infrastructures commerciales des systèmes électriques concurrentiels est la création d'un marché de détail « organisé ». En effet, l'ouverture réglementaire de l'éligibilité à 100 % des consommateurs ne résout pas les difficultés transactionnelles que rencontrent les consommateurs domestiques et les petits consommateurs professionnels. Comment ces consommateurs peuvent-ils changer de fournisseur tout en restant connectés physiquement au même réseau de distribution qui garde toujours la responsabilité physique de leur approvisionnement en énergie ? En pratique, les marchés de détail « organisés » fonctionnent donc comme des réseaux de banques de données et d'échanges d'information. Ils établissent et font circuler les mesures physiques et commerciales des flux de fourniture, et ils en tissent des liens de responsabilité commerciale entre les millions de clients et des dizaines de fournisseurs différents. De tels marchés de détail organisés, qui n'existent à ce jour qu'à la périphérie de l'Union européenne (en Grande-Bretagne et en Scandinavie), insufflent une dynamique concurrentielle supplémentaire aux réformes électriques. On y prépare « l'achat d'électricité sur Internet » du XXI^e siècle.

3. L'adaptation des structures industrielles et des formes de propriété

Après les changements réglementaires et l'aménagement des infrastructures techniques et commerciales, il manque toujours à cette reconstitution des nouveaux secteurs électriques concurrentiels ses principaux acteurs : les entreprises. Dans l'Union européenne, on voit émerger deux axes majeurs d'adaptation des entreprises aux nouvelles perspectives concurrentielles : la recomposition des portefeuilles d'activités (au sein de l'industrie électrique, ou par diversification), et l'ouverture d'un « marché du capital ».

1° En ce qui concerne l'intégration verticale ou horizontale des activités par les entreprises électriques, il existait déjà, avant les réformes, deux types différents d'industries dans les dix-sept pays de l'Europe « occidentale ». A l'Ouest et au Sud d'une ligne Edimbourg - Bruxelles - Rome - Athènes, 8 pays pratiquaient les plus fortes intégrations verticales et horizontales de l'industrie électrique, jusqu'au monopole national unique. Parmi eux, à ce jour, on compte deux exceptions. Tout d'abord l'Angleterre, qui s'est retournée vers une politique volontariste d'éclatement vertical et de déconcentration horizontale, jusqu'à ce que ses deux premiers producteurs reculent de 75 % de la production, en 1990, à 35 % fin 1999. L'autre exception est l'Italie, qui a annoncé une politique verticale et horizontale de type anglais, où l'ENEL devrait reculer à 50 % de la production nationale en perdant le tiers de son parc de centrales. L'ENEL perdrait aussi la gestion du réseau de transport, et tout ou partie de ses activités de distribution.

Une autre Europe électrique existe au Nord et à l'Est de la ligne de partage Edimbourg - Athènes. On y trouve dix pays qui présentent les industries les plus déconcentrées verticalement et horizontalement (avec plusieurs dizaines de firmes électriques dans chaque pays). Dans la plupart de ces pays, la réforme concurrentielle a suscité une vague de concentration horizontale et verticale sans précédent, y compris pour les entreprises qui étaient déjà des « champions locaux » (comme Vattenfall en Suède, ou Preussen Elektra en Allemagne). La limite haute de ce mouvement de concentration semble déjà en vue en Suède, où les structures verticales et horizontales commencent à ressembler à celles de l'Espagne (c'est-à-dire trois grands opérateurs verticaux de taille inégale et un petit challenger).

La formation de nouvelles firmes dominantes ici, et le maintien de quasi-monopoles là, poseront des problèmes très différents pour le fonctionnement des nouveaux marchés électriques concurrentiels selon la taille réelle

qu'atteindront ces marchés en cours de formation. En effet, comme nous le détaillerons dans le chapitre IV, la limite physique maximale de l'extension du marché électrique anglais est celle du marché britannique tout en entier (+ 20 %). En Espagne, c'est le marché ibérique (+ 20 %). Tandis qu'en Suède, c'est le marché scandinave (plus de deux fois plus grand que le marché suédois). Enfin, au sein du grand bloc continental paneuropéen de 1 500 TWh, ce sont les choix réglementaires des autorités et les aménagements effectifs des infrastructures techniques et commerciales qui fixeront la taille réelle des marchés concurrentiels.

Avant même de connaître la taille réelle de chacun des futurs marchés concurrentiels européens, toutes les entreprises électriques ambitieuses se soucient déjà d'atteindre une « taille européenne » : la taille qui leur permettra d'agir en dehors de leur marché local ou national. En effet, sur les dix-sept pays européens considérés, il semble que neuf pays ne possèdent aujourd'hui aucune compagnie capable d'opérer à cette échelle. Tandis que les huit autres pays aligneraient déjà une douzaine d'entreprises de dimension européenne. Enfin, sur les neuf pays du bloc continental, seuls quatre posséderaient des entreprises de ce type, bien que de tailles fort différentes : en Belgique Electrabel (70 TWh) ; en Allemagne RWE (130 TWh, avant le rapprochement avec VEW 40 TWh) et le nouveau groupe VEBA-VIAG (Preussen - Bayern 160 TWh) ; en Italie ENEL (190 TWh avant démantèlement) ; et en France EDF (440 TWh).

2° La diversification en dehors de l'industrie électrique est devenue un axe stratégique majeur pour plusieurs raisons différentes, mais convergentes : recherche de nouveaux pôles de croissance en raison des faibles perspectives commerciales de la demande d'électricité ; recherche d'offre de nouveaux services à plus forte valeur ajoutée (multi-énergies, multi-services) ; recherche d'économies d'échelle et d'économies de gamme (logistique, marketing, etc.) entre différentes activités de services ; mais aussi recherche de positions fortes en amont des nouvelles filières de production électrique (filière gaz). Le fait que plusieurs industries de réseau se trouvent libéralisées en même temps ouvre largement l'éventail des combinaisons nouvelles possibles. C'est pourquoi un bon nombre d'entreprises électriques européennes testent aujourd'hui le concept de « groupe global », multi-énergies ou multi-services, en offrant du gaz et des produits pétroliers, des télécoms, de l'eau et de la « propreté urbaine », etc. Chez les britanniques, il s'agit surtout d'électriciens de taille moyenne (comme Scottish Power). Sur le continent, on y retrouve les plus grands des « champions nationaux » comme Endesa, Enel, RWE, Preussen - Bayern (Veba - Viag), et Electrabel - Suez ; Vivendi-Dalkia semblant désormais hors course. A cet égard, EDF fait exception avec sa faible diversification. Par ailleurs, plusieurs opérateurs extérieurs au secteur électrique y tentent aujourd'hui leur entrée,

- Panorama des réformes concurrentielles en Europe -

pour des raisons un peu symétriques à celles des électriciens, par exemple le distributeur de gaz britannique Centrica ou le pétro-gazier norvégien Statoil. Enfin, dans un pays de petite taille comme la Finlande, il y a eu fusion de tous les champions nationaux de l'énergie (pétrole, gaz, électricité et chaleur) en une seule entité : le groupe Fortum.

3° Beaucoup de ces grandes manœuvres stratégiques n'auraient pas vu le jour si le capital des entreprises était resté partout entre les mains des mêmes autorités publiques. En effet, aucun de ces dix-sept pays d'Europe ne présentait un secteur électrique entièrement privé avant la décennie 1990. Ce sont donc essentiellement les privatisations qui ont ouvert un « marché du capital » où s'alimentent les mouvements actuels de diversification sectorielle ou géographique, d'intégration horizontale ou verticale, à partir d'opérations de fusions et d'acquisitions.

Il faut distinguer ici encore plusieurs Europe électriques très différentes. Dans les pays du Nord et du Nord-Est, où les secteurs électriques demeurent beaucoup plus déconcentrés, ce sont les collectivités publiques locales ou régionales qui possèdent un très grand nombre des entreprises électriques. De ce fait, les décisions de privatisation y sont décentralisées, difficilement contrôlables par les gouvernements, et offrent toujours des possibilités d'entrée pour des compagnies étrangères (*cf.* les nombreux cas d'entrées étrangères en Suède, Allemagne, Autriche, Suisse, et Pays-Bas). Par contre, dans les pays de l'Ouest et du Sud, il n'existe qu'un petit nombre d'entreprises publiques nationales, et la privatisation - quand elle a lieu - est plus facilement contrôlable par les gouvernements, s'ils le souhaitent (choix des « noyaux durs », recours aux *Golden Shares*, etc.). Pour l'instant, dans toute cette zone européenne Ouest / Sud, seule la distribution anglo-galloise a fait l'objet d'une mainmise étrangère voyante, la production étant elle-même pénétrée aux environs de 15 %. Cependant, en Belgique, le sort du groupe national électrique et gazier Electrabel - Tractebel, entièrement absorbé par l'ensemble français Suez-Lyonnaise, confirme qu'un marché européen du capital s'insinue dans toutes les places électriques laissées ouvertes. La géographie du portefeuille de participations européennes d'EDF ne dément pas : Suède, Autriche, Suisse, Angleterre, et Allemagne... Enfin, en plus des fusions - acquisitions proprement dites, se multiplient d'autres formes d'alliances : en capital, avec participations minoritaires, participations croisées, ou filiales jointes (*joint ventures*) ; ou, plus généralement encore, par accords de coopération. Ainsi en Espagne : l'allemand RWE s'allie avec le n° 2 national Iberdrola, l'anglais National Power avec le n° 3 Union Fenosa, et l'anglo-américain Eastern avec le n° 4 Hidro Cantabrico.

4. La résultante : un marché intérieur européen fractionné et une dynamique de transformation

Il résulte de cet examen, exempt de tout parti pris national, commercial ou politique, qu'il n'existe pas un « grand marché unique » européen homogène de 2 400 TWh de consommation d'électricité et de 380 millions de consommateurs domestiques. En fait, nous l'avons vu à plusieurs reprises, ce marché intérieur européen reste fractionné. 1° Il est fractionné par des réglementations nationales différentes : règles d'entrée en production ; règles d'accès aux réseaux ; règles d'éligibilité ; règles de soutien aux énergies nationales ; règles d'indemnisation des coûts échoués. Il faudrait y ajouter : différentes règles de séparation verticale entre distribution, production et ventes ; différentes règles d'indépendance imposées aux Gestionnaires des Réseaux de Transport ; différents pouvoirs de décision donnés aux régulateurs et aux autorités de concurrence ; etc. 2° Il est également fractionné par des infrastructures techniques et commerciales aménagées différemment : degré d'interconnexion des réseaux de transport ; coefficient de renouvellement des parcs de production ; types de marché de gros et de marché de détail. 3° Enfin, et ce n'est pas le moins important, il demeure fractionné par la diversité des structures industrielles et des formes de propriété.

Cependant, le plus souvent, ces différents types de fractionnements ne se superposent pas exactement les uns aux autres. De sorte, qu'à l'exception des sous-ensembles irlandais ou grec, chacune des sous-parties de l'ensemble européen est déjà ouverte à plusieurs des multiples forces de renouvellement à l'œuvre : renouvellements venant de l'intérieur ou de l'extérieur du secteur électrique national ; des autorités nationales ou des autorités européennes ; des opérateurs concurrents ou des clients eux-mêmes ; à partir de l'électricité seule, d'autres énergies, ou d'autres services ; à partir du marché traditionnel des produits, à partir du *trading* et du marché des dérivés, ou du marché du capital ; à partir d'entrées frontales ou d'alliances composites, etc.

En définitive, il faut donc voir le marché intérieur européen comme une construction à plusieurs étages, dont l'accessibilité effective varie d'un point d'entrée à l'autre, plutôt que comme une juxtaposition horizontale de marchés nationaux tous cloisonnés. Du fait qu'il existe plusieurs canaux d'introduction des pressions concurrentielles dans les secteurs électriques, et plusieurs forces différentes de renouvellement de ces industries, les marchés électriques européens peuvent demeurer fractionnés sans jamais former de forteresses étanches les unes aux autres. Cependant, en raison de ce fractionnement, peu d'entreprises peuvent atteindre simultanément la majorité des différents

compartiments du marché intérieur européen. En effet, les ressources nécessaires pour pouvoir jouer dans chacun des compartiments du grand marché européen sont des ressources de nature différente et de rareté différente. C'est pourquoi seul un petit nombre d'opérateurs (une demi-douzaine ?) auront une chance de maîtriser la dynamique globale des transformations à l'œuvre. Des dizaines d'autres se replieront, de gré ou de force, sur les quelques créneaux ou donjons qui pourront subsister, ou se résigneront à faire allégeance à de puissants « chevaliers blancs » d'Europe ou surgissant d'Amérique.

Tous ces ajustements individuels provoquent déjà, par anticipation ou par agglomération effective, des déplacements et des reclassements collectifs. C'est ce qui impulse la très puissante dynamique de transformation qui bouleverse sous nos yeux les industries électriques européennes et leurs marchés. A moyen terme, à la fin de la première décennie du XXI^e siècle, il en émergera une nouvelle Europe électrique, avec un cadre de relations plus homogènes et des relations hiérarchisées plus stables entre les compartiments du marché intérieur européen, entre les acteurs, et entre les pays.

5. Références

Baudru D. et Rigamonti E., Stratégie des acteurs et dérégulation des marchés du gaz et de l'électricité en Europe, *Revue de l'énergie*, n° 499, 1998, pp. 439-450.

Bergman L. et v.a., *A European Market for Electricity ?*, CEPR, Londres, 2000.

Bouttes J.P., La transposition de la directive européenne et les enjeux du système électrique français, *Revue de l'énergie*, n° 499, 1998, pp. 451-455.

Chevalier J.M., La stratégie des acteurs. La montée des arbitrages interénergétiques, *Economie et Sociétés*, série Economie de l'énergie, n° 5-6, 1997, pp. 295-311.

Commission des Communautés européennes, *Second rapport de la Commission au Conseil et au Parlement européen sur les exigences d'harmonisation. Directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*, Bruxelles, 15 avril 1999.

Commission des Communautés européennes, *Deuxième rapport de la Commission au Conseil et au Parlement européen sur l'état de la libéralisation des marchés de l'énergie*, Bruxelles, 4 mai 1999.

Cross E.D., *Electricity Utility Regulation in the European Union*, Wiley, 1996.

Edwardes-Evans H., Plaskett L., et Bogle S., *Electricity in Europe : into the single market*, Financial Times Energy, 2 vol., 1997.

- Finon D., La concurrence dans les industries électriques, *Economie et Sociétés*, série Economie de l'énergie, n° 5-6, 1997, pp. 13-46.
- Financial Times, *Energy Yearbook Power 1999*, Financial Times Energy, 1998.
- Gilbert R.J. et Kahn E.P., *International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge University Press, 1996.
- Glachant J.M., Le système électrique britannique : caractéristiques quantitatives et qualitatives du premier « marché ouvert » de l'Union européenne, in *Les services publics et l'Europe*, Actes du colloque de l'Institut d'Etudes européennes, Université Libre de Bruxelles, décembre 1996, pp. 117-164.
- Glachant J.M., Le marché anglais de l'électricité, modèle des échanges européens ?, *Economies et Sociétés*, série Economie de l'énergie, n° 5-6, 1997, pp. 153-170.
- Glachant J.M., Le Pool d'électricité en Grande-Bretagne, *Revue d'Economie Politique*, N 1, 1998, pp. 87-107.
- Glachant J.M., « England's Wholesale Electricity Market : Could This Hybrid Institutional Arrangement Be Transposed To The European Union ? », *Utilities Policy*, 1998, n° 8, pp. 63-74.
- Glachant J.M., L'électricité en Grande-Bretagne : une industrie privée et un service public partiel, *Sociétés Contemporaines*, n° 32, 1998, pp. 97-108.
- Glachant J.M., Les pays d'Europe peuvent-ils reproduire la réforme électrique de l'Angleterre ? Une analyse institutionnelle comparative, *Economie et Prévision*, (à paraître en l'an 2000).
- Glachant J.M. (s.l.d.), Bondoux F., Chauvet N., Fares M., Perez Y et Staropoli C., *L'évaluation des performances des industries de service public en Europe. Le secteur de l'électricité*, rapport de recherche pour le Commissariat Général du Plan, 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 en l'an 2000).
- 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.

- Panorama des réformes concurrentielles en Europe -

Glachant J.M. et Staropoli C., *Comparing Institutions : The Creation of Wholesale Electricity Markets in Europe*, 74th Annual WEA International Conference, San Diego, juillet 1999 ; 4th ISNIE International Conference, Washington, septembre 1999.

Green R., Electricity transmission pricing : an international comparison, *Utilities Policy*, 1997, vol. 6, n° 3, pp. 177-184.

Hancher L., Slow and Not So Sure : Europe's Long March to Electricity Liberalisation, *The Electricity Journal*, novembre 1997, pp. 92-101.

Henry C., *Concurrence et services publics dans l'Union européenne*, PUF, 1997.

Hoster F., Riechmann C. et Schulz W., The Modalities of Grid Access, Toward an Integrated European Grid ?, *Economie et Sociétés*, série Economie de l'énergie, n° 5-6, 1997, pp. 47-72.

Hunt S., et Shuttlesworth G., *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, 1996.

Kurtz D., *Global Electricity Company Profiles*, Financial Times Energy, 1997.

Leban R., La régulation du secteur électrique et gazier français dans la concurrence, in Commissariat Général du Plan, *Energie 2010-2020*, La Documentation Française, 1998, pp. 427-464.

McQuade O., *The Future Energy Utility Company*, Financial Times Energy, 1996.

Midttun A., *European Electricity Systems in Transition*, Elsevier, 1997.

Nicolas M., Niveau et évolution des prix de l'électricité en Europe, *Economie et Sociétés*, série Economie de l'énergie, n° 5-6, 1997, pp. 89-116.

Percebois J., Dérégulation électrique et gazière : approche comparative dans l'Union européenne, *Revue de l'énergie* n° 499, 1998, pp. 369-376.

Stoffaës C., Electricité : le service public en perspective historique, in J.M. Chevalier et v.a., *L'idée de service public est-elle encore soutenable ?*, PUF, 1999, pp. 131-178.

Surrey J., *The British Electricity Experiment*, Earthscan, 1997.

Taccoen L. et Guièze J.L., La directive sur le marché intérieur de l'électricité, N° spécial des *Cahiers Juridiques de l'Electricité et du Gaz*, mai 1997.

Tait B., *European Power Trading*, Financial Times Energy, 1999.

Chapitre II

VUES DETAILLÉES DES SECTEURS ÉLECTRIQUES ET DES RÉFORMES DANS SEPT PAYS

Ce chapitre présente en détail les secteurs électriques et les réformes dans sept pays (l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, l'Italie, la Norvège, le Royaume-Uni et la Suède). Ces pays sont représentatifs de la variété des situations initiales et des réformes électriques actuellement en cours en Europe.

Dans la catégorie des « pionniers » se trouvent trois pays qui ont réalisé des réformes de fond de leurs secteurs électriques avant l'adoption de la directive européenne 96/92, et où les structures de l'industrie électrique sont plus ou moins dé-intégrées. Ce sont : le Royaume-Uni (réforme en fonction depuis avril 1990), la Norvège (janvier 1991) et la Suède (janvier 1996). Les réformes de ces pays ont comporté de nombreuses mesures semblables : l'abolition des monopoles de production et de vente de l'énergie, l'*unbundling* vertical des métiers concurrentiels vis à vis des maillons en monopole, l'éligibilité universelle des consommateurs et l'Accès Réglementé des Tiers aux Réseaux, la dé-intégration verticale complète du Gestionnaire du Réseau de Transport, la création d'un marché de gros organisé de l'énergie (*Pool*), l'encadrement du secteur électrique par un régulateur sectoriel indépendant et par les autorités de concurrence, etc.

Cependant plusieurs éléments majeurs différencient profondément les réformes électriques britannique et scandinaves. D'une part, les entreprises scandinaves n'ont pas été soumises à la dé-intégration forcée de la production, des réseaux de distribution et du métier de la vente d'énergie. De plus, le placement de la production scandinave sur le marché de gros officiel Nord Pool n'est pas obligatoire, et ce marché ne détient pas de monopole des métiers du *trading*. D'autre part, les régulateurs scandinaves sont des régulateurs plutôt « faibles »,

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

et ne disposent pas des pouvoirs discrétionnaires du régulateur britannique. Enfin, si la privatisation du secteur public a été placée au cœur de la réforme britannique, elle n'a joué aucun rôle dans la conduite des réformes en Scandinavie où tous les opérateurs électriques importants sont toujours des entreprises publiques ou d'économie mixte.

Dans la catégorie des « *réformateurs de la deuxième vague* » se trouvent l'Espagne et l'Allemagne, deux pays qui ont commencé leur réforme concurrentielle en 1998, avant l'entrée en vigueur de la directive européenne.

Premièrement : Les structures de l'industrie électrique y sont plus ou moins dé-intégrées, mais selon des modalités très différentes. En Espagne, la dé-intégration horizontale se limite à l'existence de trois firmes principales, dont la première représente à elle - seule plus de la moitié de l'industrie. La dé-intégration verticale consiste en la séparation du réseau de transport en une société autonome, les autres firmes combinant toujours les différents métiers concurrentiels et les monopoles des réseaux de distribution. En Allemagne, tant l'intégration verticale que l'intégration horizontale sont moins fortes qu'en Espagne, bien qu'un puissant mouvement de concentration verticale et horizontale secoue en ce moment toutes les structures allemandes traditionnelles. De plus, toutes les grandes compagnies électriques allemandes ont pu conserver la propriété et la gestion des réseaux de transport, qui n'ont pas été séparés organiquement des maillons concurrentiels.

Deuxièmement : Si l'Espagne s'est dotée à la fois d'un marché de gros obligatoire (Pool) et d'un régulateur sectoriel indépendant (doté, il est vrai, de peu de pouvoirs propres), l'Allemagne ne possède ni l'un ni l'autre.

Troisièmement : Tandis que l'Allemagne combine l'Accès Négocié des Tiers aux Réseaux avec l'éligibilité universelle des consommateurs, l'Espagne a associé à l'Accès Réglementé des Tiers aux Réseaux une éligibilité restreinte jusqu'en 2005.

Enfin, dans la catégorie des « *réformateurs tardifs* » figurent deux pays qui commencent leur réforme en 1999, l'année d'entrée en vigueur de la directive européenne, et où les structures de l'industrie électrique demeurent aujourd'hui assez intégrées : l'Italie et la Belgique. En Belgique, le producteur privé dominant est lié en capital et par contrat avec la très grande majorité des entreprises publiques locales de distribution. Toutes les activités de transport ont été regroupées dans une société filiale des deux producteurs belges. En Italie, le projet du gouvernement est de privatiser et de démembrer l'entreprise publique d'état, ENEL, en la contraignant à revendre toutes les capacités de

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

production au delà de 50 % du parc de l'Italie, en éclatant les activités de distribution en plusieurs compagnies régionales indépendantes, et en retranchant la gestion des activités de transport au sein d'une entreprise d'état indépendante détenue directement par le trésor italien. Tout en pratiquant l'ATR réglementé et en se dotant de régulateurs sectoriels spécialisés, ces deux pays n'ouvriront l'éligibilité des consommateurs que progressivement (universalité en 2010 pour la Belgique).

Dans ce chapitre, les sept pays sont traités par ordre alphabétique : Allemagne, Belgique, Espagne, Italie, Norvège, Royaume-Uni et Suède. Pour chaque pays l'on trouvera successivement : 1° quelques données générales, puis 2° une présentation des acteurs du système électrique, et enfin 3° les principales caractéristiques du système électrique avant et après les réformes.

ALLEMAGNE

1. Généralités

Superficie : 357 000 Km²

Population : 82 millions (plus grande agglomération urbaine : Essen 6,5 millions)

Densité : 235 hab./ km²

Croissance du PNB 1990-1997 : 3,1 % par an

Taux de chômage 1997 : 12,7 %

PNB 1997 : 2 109 milliards \$

PNB/hab. : 25 700 \$/hab.

Population en dessous du seuil de pauvreté de la Banque Mondiale : 12 %

Consommation nationale d'énergie : 350 millions tonnes équivalent pétrole

Consommation d'énergie par unité de produit : 0,17 tep / 1000 \$ de PIB

Consommation nationale d'électricité : 540 TWh

Consommation d'électricité par habitant : 6 600 kWh

Principales sources de la production d'électricité :

Charbon 53 %, Pétrole 1 %, Gaz 9 %, Nucléaire 31 %, Hydraulique 4 %

2. Les acteurs du système électrique allemand

Le secteur électrique allemand est d'une grande complexité. Complexité liée à la fois à la grande décentralisation, aux formes de propriété existantes et aux imbrications entre les différentes activités de production, transport, distribution et vente.

L'industrie électrique allemande est caractérisée par différents types d'acteurs qui interviennent à trois niveaux de réseau différents : le réseau national d'interconnexion, le réseau régional et le réseau local. L'ensemble des quelques 1 000 compagnies recensées en Allemagne se répartissent sur ces trois niveaux selon leurs activités.

C'est au niveau national que l'on retrouve les principaux opérateurs. Avant les fusions récentes (VEBA / VIAG, puis RWE / VEW), jusqu'en 1998, huit

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

compagnies opèrent une interconnexion en transport sur l'ensemble de l'Allemagne. Ce sont aussi les plus grands producteurs. Ces huit compagnies sont : PreussenElektra AG (Groupe Veba), RWE Energie AG, Bayernwerk AG (Groupe VIAG), Vereinigte Energiewerke AG (VEAG – compagnie formée pour l'ex-Allemagne de l'est), Energie Baden - Wurtemberg (EnBW, par fusion de deux compagnies voisines), Berliner Gas und Licht AG (Bewag), Hamburgische Elektrizitätswerke AG (HEW) et Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW).

Ces compagnies sont verticalement intégrées puisqu'elles intègrent des activités de production, transport et distribution - vente. Elles contrôlent directement 80 % de la production et 37 % des ventes finales (essentiellement dans des zones rurales ; ce qui explique ce chiffre plutôt bas) tout en contrôlant le réseau de grand transport.

D'importants liens en capitaux existent entre ces grands opérateurs. Ainsi, VEAG est détenue à 26,25 % par PreussenElektra, 26,25 % par RWE Energie, 22,5 % par Bayernwerk et 6,25 % chacun par EnBW, VEW, Bewag et HEW. De même, PreussenElektra et Bayernwerk ont des participations dans Bewag à hauteur de 10 % chacun. De plus, le rapprochement Viag-Veba, qui détiennent respectivement Bayernwerk et PreussenElektra formera le second opérateur électrique allemand... puisque RWE fusionne avec VEW à partir de janvier 2000. Par ailleurs, EDF a réussi le rachat direct de 25 % de EnBW (suivi d'un rachat indirect complémentaire). Le processus de concentration de l'électricité allemande ne s'arrêtera pas là ; « Tout le monde discute avec tout le monde » selon un responsable de Bayernwerk en septembre 1999.

D'autres liens sont tissés entre ces grandes compagnies et les compagnies régionales et locales. L'intégration verticale des grandes compagnies est ainsi doublée de prises de participations en aval de la chaîne de distribution et de vente.

Ces grands producteurs – transporteurs sont réunis au sein d'une association, la *Deutsche Verbundgesellschaft* (DVG) qui permet une certaine coopération dans l'appel des centrales ... puisqu'il n'existe pas en Allemagne de dispatching national gérant un appel centralisé au niveau national. En fait, chaque gestionnaire de réseau de transport est chargé de l'appel dans sa région.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

3. Les principales caractéristiques du système électrique allemand

3.1. Le système allemand antérieur

Jusqu'à la nouvelle loi de 1998 et les tendances actuelles à la concentration, le secteur électrique allemand a été marqué par un certain immobilisme.

La dispersion des pouvoirs sur de nombreux acteurs économiques et politiques est à l'origine non seulement de la complexité du système (et ce à tous les échelons de l'activité) mais aussi des difficultés à aborder les changements profonds nécessaires à la résolution des dossiers délicats (notamment ceux en rapport avec les choix énergétiques nationaux : charbon, lignite).

Avant la réforme de 1998, le système allemand reposait sur des bases juridiques déjà anciennes : la loi sur l'énergie de 1935 et la loi sur les cartels de 1966.

La loi sur l'énergie de 1935 (*Energiewirtschaftsgesetz*) était le texte fondamental du système énergétique allemand. Elle énonçait un objectif principal assez simple : assurer la fourniture d'une énergie sûre et bon marché, au moyen d'un ordre juridique spécifique à cette activité.

La réglementation s'exprimait par une supervision des tarifs payés par les clients domestiques et autres petits consommateurs. Le prix était basé sur le *Bundestarifordnung Elektrizität (Federal Tariff Code for Electricity)* et le *Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden* (conditions générales pour l'approvisionnement des clients domestiques et petits consommateurs). Seuls les prix pour les « utilisateurs spéciaux » (typiquement les grands consommateurs industriels et les distributeurs) étaient totalement libéralisés ; ces utilisateurs pouvaient signer des contrats bilatéraux (individuels ou standardisés) avec les grandes compagnies concernées.

Le principe de tarification uniforme s'appliquait pour la fourniture aux clients (domestiques, agricoles, industriels ou commerciaux) résidant dans la zone d'un même opérateur.

L'autre cadre réglementaire de fonctionnement de l'industrie électrique allemande procédait de la loi sur la concurrence (*Act against Restraints of Competition – ARC*) édictée en 1966 et plusieurs fois amendée (5^{ème} révision en 1990). En effet, cette loi sur la concurrence exemptait d'application tout le

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

secteur électrique (art.103), autorisant ainsi les accords industriels de partage des marchés. Ces accords prenaient deux formes : d'une part les accords de démarcation et, d'autre part, les accords de concession :

- Les accords de démarcation sont des accords de protection des marchés. Signés entre grandes compagnies et les distributeurs régionaux, ils ont pour objectif de restreindre la concurrence sur certaines zones de fourniture. Ceci s'est traduit de fait par des zones exclusives de vente d'électricité.
- Les accords de concession sont signés entre une grande compagnie et une commune. L'objectif est d'accorder un droit exclusif de fourniture au moyen d'un droit exclusif d'installation / travaux sur la voie publique. Ce droit de passage a conduit à la délimitation de zones exclusives de transport et distribution.

Ces dérogations à la loi sur la concurrence étaient cependant limitées par le fait qu'elles ne pouvaient dépasser une durée de 20 ans ; leur prolongation étant soumise à l'approbation de l'autorité compétente (le *Bundeskartellamt*). L'objectif était de prévenir toute position durable de monopole. En effet, au delà de 20 ans, l'accord pouvait être déclaré abusif et être soumis aux règles sur l'abus de position dominante existant dans la loi allemande (notons aussi que, depuis la révision de l'ARC en 1990, le *Bundeskartellamt* a pouvoir pour appliquer les règles européennes de la concurrence). Ainsi n'y a-t-il jamais eu de monopole *de jure* pour l'activité électrique.

3.2. Le nouveau système allemand

La transposition de la Directive européenne 96/92 s'est faite en Allemagne avec la nouvelle loi sur l'énergie entrée en vigueur le 29 avril 1998 (*Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*). Cette loi, demandée depuis longtemps par l'industrie consommatrice d'électricité, se donne pour objectif de modifier les règles de fonctionnement du secteur de l'électricité.

Les principaux points en sont :

- L'obligation pour les compagnies électriques d'accepter les transits sur leur réseau selon un système d'accès négocié de tiers au réseau (nTPA) avec une option parallèle d'acheteur unique pour les distributeurs jusqu'en 2005. Par ailleurs, les conditions de transport offertes aux tiers ne doivent pas être différentes de celles dont bénéficie l'électricité provenant de l'entreprise

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

elle-même. Cette clause de non-discrimination est applicable au transport comme à la distribution.

- Les activités de transport doivent être séparées comptablement de celles de production et de distribution.
- L'ouverture à 100 % du marché de la fourniture par l'absence de tout seuil d'éligibilité. Ainsi, tous les consommateurs finals et les compagnies de distribution sont déclarés éligibles dès 1998.
- Les accords de concession (pour la distribution dans les communes) ne sont plus exclusifs ; i.e. les communes sont tenues d'accorder le droit d'usage de la voirie de façon non discriminatoire pour la distribution d'électricité. Quant aux accords de démarcation entre compagnies, ils sont purement interdits. Ces changements conduisent à la disparition des monopoles qui s'étaient instaurés *de facto*.

Même si la nouvelle loi a introduit des changements significatifs, elle a aussi laissé une grande place à la concertation entre intervenants du secteur, et plus largement l'ensemble des milieux industriels. C'est en particulier le cas pour les tarifs applicables au transport. En mai 1998, BDI (patronat), VIK (Association des producteurs et consommateurs industriels), VKU (Association des compagnies électriques communales) et VDEW (Association générale du secteur électrique) ont signé le premier accord sur les tarifs de transport (*Verbändevereinbarung*). Il ressort de cet accord que, pour chaque transaction individuelle, le tarif applicable au transit comprend différentes composantes parmi lesquelles :

- les coûts d'infrastructure ;
- les coûts de transformation ;
- la rémunération de l'énergie de compensation (toujours sur la base d'une transaction individuelle) ;
- les services auxiliaires ;
- pour une distance supérieure à 100 km (à vol d'oiseau) : une composante de distance au niveau du transport, proportionnelle à cette distance.

La rémunération ainsi calculée est facturée au point de prélèvement. C'est la compagnie en bout de chaîne qui redistribue la rémunération aux autres paliers de tension utilisés.

Cet accord industriel a débouché sur un système de tarification très complexe et multiple. On a recensé environ 500 accès au réseau / transits sur cette base ; et aucun cas de contentieux sur le transport (seulement une demi-douzaine en distribution). Les limites de ce système ont été atteintes notamment du fait de sa non-compatibilité avec les critères d'activité des *traders*, car ces intervenants veulent notamment connaître à l'avance les conditions tarifaires de transit. Le système mis en œuvre était trop technique et pas assez simplifié pour être facilement applicable. Conscient de ces problèmes de fonds, les intervenants se sont entendus pour mettre fin à ce système le 30 septembre 1999.

A la fin septembre 1999, les industriels ont présenté au Ministère fédéral de l'économie le *Verbändevereinbarung 2* ; nouvel accord relatif aux conditions tarifaires d'accès des tiers au réseau. Ces nouvelles conditions se basent essentiellement sur deux éléments de changement :

- L'abolition du système de tarification pour chaque transaction. Désormais, c'est un montant annuel qui est facturé à tout utilisateur du réseau. Ce système, de type *Point of Connection Tarif*, est présenté comme un ticket d'entrée permettant l'accès au réseau une fois pour toutes. Le prix est différencié selon le niveau de tension. Tous les acteurs soulignent la grande simplification apportée par ce système par rapport à l'accord antérieur.
- La suppression de la composante attachée à la distance. La nouvelle tarification n'est plus liée à la distance mais différenciée selon deux zones d'échange ; l'une au nord et à l'Est couvrant les zones d'activité de VEAG, PreussenElektra, VEW Energie, HEW et Bewag et l'autre au sud et à l'Ouest, pour EnBW, RWE Energie et Bayernwerk. Quand l'électricité est échangé entre ces deux zones (et aussi lors d'échanges internationaux), une charge supplémentaire de 0,25 Pf/kWh (0,128 Euro/kWh) est attachée à cette transaction. Cette disposition est contestée par la Commission européenne qui y voit une barrière à l'entrée des *traders*, notamment des *traders* qui s'alimenteraient sur les marchés nordiques, suisse ou néerlandais.

Des discussions sont encore en cours sur le soutien à la production décentralisée (Cogénération pour l'essentiel). Sur ce point, VKU n'est pas satisfait par l'accord car ce sont essentiellement les compagnies communales qui sont touchées. Une autre discussion traite la procédure pour que les clients

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

choisissent leur fournisseur sans être contraints à l'installation de nouveaux compteurs (solutions dites de « profils de consommation » dont deux méthodes sont discutées).

4. Bibliographie

Baur, J.F. [1997], *Energiewirtschaft zwischen Wettbewerb und öffentlichen Aufgaben*, Nomos Verlagsgesellschaft éd., Baden-Baden, Allemagne.

Baur, J.F. [1997], *Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie : Gestaltungsmöglichkeiten von Mitgliedstaaten ; Auswirkung auf die Elektrizitätsunternehmen*, CIRIEC, Université de Liège.

Baur, J.F. & Friauf K-H. [1997], *Energierechtsreform zwischen Europarecht und kommunaler Selbstverwaltung*, Nomos Verlagsgesellschaft éd., Baden-Baden, Allemagne.

Baur, J.F. & Moraing, M. [1994], *Rechtliche Probleme einer Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft*, Nomos Verlagsgesellschaft éd., Baden-Baden, Allemagne.

BayernWerk : Rapport annuel 1997 & 1998 (format électronique), Faits marquants 1997.

Bloge S., Edwards-Evans H., Plasket L. [1997], Electricity in Europe into the single market, Financial Times Energy.

Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) : “ Energie Daten 97/98, Nationale und internationale Entwicklung ”

Cross, E.D. [1996], *Electric Utility Regulation in the European Union, a Country by Country Guide*, John Wiley and Sons Publishers, Colorado Springs, USA

Deutsche Verbundgesellschaft (DVG), *Verbundwirtschaft in Deutschland 1998*, Rapport annuel 1997.

Energie-Versorgung Schwaben AG (EVS) : Rapport annuel 1996, Faits marquants 1996.

Gas-, Elektrizitäts und Wasserwerke Köln Aktiengesellschaft (GEW) : Rapports annuels 1997 & 96.

Hauptberatungsstelle für Elektrizitätsanwendung (HEA) / Verlags und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Knight, S. [1997], *Electricity in Germany*, Financial Times Energy Publisher, Londres, Grande-Bretagne.

Mez, L. [1998] “ New Corporate Strategies in the German Electricity Supply Industry : From Alliance Capitalism to International Diversification ”, à paraître dans les actes du colloque *Electricity in Europe in the 21st Century, what Performances and what Game Rules ?*, Université Paris 1- Panthéon Sorbonne.

Mez, L. [1997], “ The German Electricity Reform Attempts : Reforming Co-operative Networks ”, in Midttun, A. (éd.) *European Electricity Systems in Transition, A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*, Elsevier Science Ltd, New York, USA.

OECD/IEA [1997], *Energy Policies of IEA Countries, Germany 1998 Review*, Paris,

OECD/IEA [éd. 1998], *Electricity Information*

Poste d'expansion économique de l'ambassade de France à Cologne [1998] : *Le marché électrique en Allemagne*

PreussenElektra : Daten und Fakten, Unternehmensprofil, Rapport annuel 1997.

RWE Energie : Rapport annuel 1996/97.

Stadtwerke Köln GmbH (SWK) : Rapports annuels 1997 & 96.

Statistisches Bundesamt [1997], *Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft*

Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) : Strom Zahlen 1998, Elektrizität 1997, Electricity Market & Germany 1996. Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1990, 1991, 1996 & 1997.

VEW Energie : Rapport annuel 1997.

VWEW (Verlags und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke : Statistiques 1997, & *Die Elektrizitäts wirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland 1995*

BELGIQUE

1. Généralités

Superficie : 31 000 km²

Population : 10 millions (Bruxelles 1,1 million)

Densité : 334 hab./ km²

Croissance annuelle du PNB 1990-97 : 1,5 %

Taux de chômage 1997 : 13,3 %

PNB 1997 : 240 milliards \$

PNB/hab. : 22 900 \$

Population en dessous du seuil de pauvreté de la Banque Mondiale : 12 %

Consommation nationale d'énergie : 56 millions tonnes équivalent pétrole

Consommation d'énergie par unité de produit : 0,23 tep / 1000\$ de PIB

Consommation nationale d'électricité : 80 TWh

Consommation d'électricité par habitant : 7 900 kWh

Principales sources de la production d'électricité :

Charbon 19 %, Pétrole 2 %, Gaz 18 %, Nucléaire 60 %, Hydraulique 2 %

2. Les acteurs du système électrique belge

2.1. Production

L'activité de production d'électricité en Belgique est très nettement dominée par un opérateur privé, l'autre producteur, public, restant de petite taille. C'est Electrabel, compagnie privée contrôlée par Tractebel (et en dernier ressort par le Groupe français Suez-Lyonnaise des eaux) qui, avec 13 000 MW de capacités, et environ 70 TWh, contrôle 88 % des capacités belges et 91 % de la production belge. Cette domination d'Electrabel s'est installée par regroupement de l'initiative privée dans le secteur ; nous y reviendrons.

L'autre opérateur est la Société Coopérative de Production d'Electricité (SPE). SPE est une compagnie publique en charge, de par l'article 173 de la loi du 8 août 1980, du secteur public de la production d'électricité. Sa part reste, avec 1

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

000 MW de capacités (7 %) et 1 350 GWh de production (2 %) en 1997, assez minime notamment en comparaison avec Electrabel. Faisant suite à l'arrêté royal du 5 février 1981, la part de SPE devait augmenter à hauteur de 15 % de la puissance installée en 2005. Cette augmentation programmée devait se faire en collaboration d'Electrabel dans le cadre de la détermination du programme national d'équipement. En vertu de cet arrêté, SPE était dotée d'un crédit de puissance de 25 % de toute décision d'investissement présentée dans le programme.

Capacités de production en Belgique en 1997

	En MW	En %
Electrabel	12870	87,6
SPE	1001	6,8
Autres	822	5,6
Total Belgique	14693	100

Source : FPE

Production en Belgique en 1997

	En GWh	En %
Electrabel	68691	91,6
SPE	1356	1,8
Autres	5242	6,6
Total Belgique	75045	100

Sources : FPE, Electrabel, et SPE

L'activité de production belge est étroitement coordonnée puisque, depuis la signature d'une convention entre Electrabel et SPE le 20 janvier 1995, le parc de centrales détenue des deux compagnies est géré en commun par une société de coordination appelée Centre de la Production et du Transport de l'Electricité (CPTE) qui est leur filiale commune (à hauteur respective de 91,5 et 8,5 %). C'est CPTE qui assure le financement et la gestion des moyens de production des deux compagnies.

2.2. Réseaux de Transport et Distribution

Suite à la convention signée en janvier 1995 par Electrabel et SPE, le réseau de transport (initialement géré par CPTE et Gecoli) a vu sa gestion centralisée dans le nouveau CPTE, désormais unique gestionnaire du réseau de transport. Dans

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

le cadre de la nouvelle loi sur l'organisation du secteur électrique belge d'avril 1999 (voir ci-dessous), CPTE s'est vu confirmé son rôle de Gestionnaire du Réseau de Transport en Belgique. CPTE est non seulement le gestionnaire du réseau mais, comme pour la production, assure le financement des nouveaux projets de réseau de transport.

En Belgique, ce sont les Régions qui désigneront les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). Les entreprises de distribution (regroupant les activités de réseau et de vente) peuvent être organisées sous trois formes : les régies communales (où c'est la commune qui gère l'activité), les intercommunales pures (un regroupement de plusieurs communes, elles assurent environ 20 % de la distribution) et les intercommunales mixtes (une ou plusieurs communes s'associant avec la compagnie privée de production, environ 80 % de la distribution). Les distributeurs sont en majorité liés par contrats exclusifs avec Electrabel. En fait Electrabel fournit 513 communes sur 589 et est partenaire de 31 des 43 compagnies de distribution recensées en Belgique. Les « statuts de la troisième génération » signés en 1996, pour préparer l'après « directive européenne », lient ces compagnies à Electrabel à 100 % jusqu'en 2006 et à hauteur de 75 % jusqu'en 2010 pour ce qui est de leurs achats d'électricité.

Compte tenu du fait que, depuis 1988, la Belgique est un État fédéral, la transposition de la directive européenne devra passer par des décrets régionaux pour ce qui concerne les réseaux de distribution. La région flamande cherche activement des solutions permettant de desserrer les liens avec Electrabel.

2.3. Nouveaux acteurs

Compte tenu de la place dominante de la compagnie Electrabel (son groupe possède aussi l'opérateur gazier belge Distrigaz et contrôle le noeud gazier européen de Zeebrugge), les possibilités d'entrée directe de nouveaux opérateurs sur le marché belge sont limitées. En l'absence de la création d'une bourse de l'électricité en Belgique, il n'y a pas vraiment eu apparition de nouveaux intermédiaires. Les nouveaux départements de *trading* n'opèrent pas sur le marché belge mais sur la bourse électrique d'Amsterdam (où Tractebel, actionnaire principal d'Electrabel, est également actionnaire et l'un des principaux intervenants du marché). L'activité d'intermédiaire est reconnue par la loi belge de 1999, pour la vente d'électricité aux clients éligibles et sous réserve de l'octroi d'une autorisation.

3. Les principales caractéristiques du système électrique belge

3.1. Le système belge antérieur

Jusqu'à la nouvelle loi passé en 1999, le système électrique belge reposait pour l'essentiel sur la vieille loi du 10 mars 1925 relative aux distributions d'énergie électrique. Au regard de cette loi (art.5), l'initiative de production était laissée libre pour les communes et les compagnies privées. Seuls l'État et les provinces avaient ici un champ d'action limité puisqu'ils ne pouvaient intervenir dans la fourniture que selon des conditions particulières (art.3 & 4). Pour ce qui est de l'activité de transport, la loi de 1925 ne traitait que des conditions d'utilisation du domaine public et des terrains privés pour l'implantation de lignes.

En distribution, deux catégories de fournitures d'électricité avaient été définies : une catégorie A pour les fournitures <1 000 kW de puissance (10 000 dans la région wallonne) et une catégorie B pour les fournitures >1 000 kW. Seules les fournitures de la catégorie A faisaient l'objet d'un droit exclusif de distribution (attribué par les communes, entre les trois formes d'organisation présentées plus haut).

L'initiative privée a profité de ce cadre favorable pour se développer et devenir dominante dans le secteur électrique belge. La place d'Electrabel en témoigne encore aujourd'hui. Le nombre d'opérateurs privés s'est cependant considérablement réduit depuis la seconde guerre mondiale, sous la pression conjointe des pouvoirs publics et des organes de régulation. On recensait en effet 236 compagnies d'électricité en 1949, 36 en 1957, 8 en 1965, 3 en 1980 ... et finalement 1 en 1990. En effet, en date du 10 juin 1990, les 3 dernières compagnies (Intercom, Ebes et Unerg), toutes contrôlées par Tractebel, ont fusionné pour constituer Electrabel.

La loi du 8 août 1980 a traité différentes activités du secteur électrique. Pour la production et le transport, elle détermine notamment la procédure d'adoption d'un « programme national d'équipement des moyens de production et de grand transport ». Ce plan d'équipement est proposé par le régulateur sectoriel, le Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz (CCEG), et approuvé par le ministre des affaires économiques. La réforme institutionnelle touche aussi la distribution et le transport local puisque celle-ci est exclusivement conférée aux Régions (au seuil maximal de 70 000 V).

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Le contrôle du secteur électrique belge passait, depuis 1955, par le Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz (CCEG). Le CCEG, organisme public autonome, était le point central de la régulation ; régulation largement organisée sous la forme d'un concertation entre acteurs publics et privés. Pour cela, il est composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux et des organisations professionnelles (même si ces derniers n'ont pas droit de vote). Il a pour objectif de veiller à ce que l'ensemble des conditions techniques, économiques et tarifaires aillent dans le sens de l'intérêt général et de celui de la politique énergétique nationale. Le comité était notamment chargé de veiller :

- à la conformité (vis à vis de l'intérêt général) de la tarification et des conditions de fournitures ;
- à l'établissement du plan comptable national applicable aux entreprises d'électricité et de gaz ;
- à l'examen du programme national d'équipement.

Il était notamment secondé dans ses fonctions par le Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité (CGEE), regroupant les acteurs du secteur (et en premier lieu Electrabel et SPE), et proposant le plan d'équipement et les niveaux de tarification. En ce sens, les commentateurs n'ont pas manqué de noter que l'on pouvait considérer le CCEG comme un « régulateur capturé ».

3.2. Le nouveau système belge

La Belgique disposait à l'origine d'un délai supplémentaire pour transposer la directive 96/92. Mais, dès octobre 1998, elle a décidé de se lancer plus rapidement dans la transposition. La « loi relative à l'organisation du marché de l'électricité » a été adoptée le 29 avril 1999 (et publiée le 11 mai au *Moniteur* (équivalent belge du *Journal officiel*). La nouvelle loi belge n'introduit pas directement de modifications des structures du secteur électrique national.

Le principal point de réforme touche la réglementation : c'est désormais la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) qui est le principal régulateur de l'activité électrique en Belgique. Elle remplace en grande partie le CCEG dans ses anciennes prérogatives. Le CCEG voit son rôle et son champ de compétences limités à la fourniture d'électricité aux personnes n'ayant pas la qualité de clients éligibles au sens de la présente loi ; il est donc amené à disparaître avec l'abaissement progressif du seuil d'éligibilité. Parmi les missions de la nouvelle CRE, on peut noter :

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

- donner son avis et soumettre des propositions pour ce qui relève de la loi électrique ;
- effectuer des recherches et études relatives au marché de l'électricité ;
- organiser un service de conciliation et d'arbitrage ;
- instruire les demandes d'autorisation d'implantation de nouvelles centrales ;
- contrôler et évaluer l'exécution des obligations de service public ;
- coopérer avec le CCEG pour permettre à ce dernier de contrôler l'absence de subventions croisées entre catégories de clients ;
- soumettre chaque année au ministre un rapport sur l'exécution de ses missions et l'évolution du marché de l'électricité ;
- contrôler le respect par les entreprises des différentes obligations qui leurs sont faites. Ceci devant être facilité par une séparation comptable chez les opérateurs verticalement ou horizontalement intégrés.

L'activité de production est soumise au régime d'autorisation. Toute nouvelle installation est soumise à l'octroi d'une autorisation individuelle délivrée par le ministre sur proposition de la CRE. Sous la direction de la CRE et en concertation avec différents intervenants, un programme indicatif des moyens de production est établi. Tenant compte des évolutions futures de la demande, le programme définit les orientations en matière de choix des sources primaires et détermine les filières de production à privilégier. Un soutien peut notamment être apporté aux technologies à faible émission de gaz à effet de serre. Les énergies renouvelables peuvent bénéficier d'une priorité d'injection sur le réseau à un prix minimal (par décision du conseil des ministres après avis de la CRE).

Pour le transport, les changements ont été limités. La gestion du réseau doit se faire par un gestionnaire unique ; gestionnaire désigné pour 20 ans par le ministre (après proposition par un ou plusieurs propriétaires du réseau, avis de la CRE et délibération du conseil). Dans tous les cas, les propriétaires doivent détenir une partie couvrant 75 % du territoire national et au moins 2/3 de chaque région. Mais, en l'occurrence, seul CPTE, la filiale des deux producteurs, se trouve respecter ces critères. Enfin, le régime d'accès au réseau en Belgique relève d'une forme mixte ; en principe l'accès est réglementé, l'accès négocié ne constituant qu'une dérogation applicable aux grands volumes d'électricité.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Le Gestionnaire du Réseau de Transport est chargé de l'exploitation, de l'entretien et de l'extension du réseau. Il assure aussi la gestion technique par la coordination de l'appel des centrales et la détermination de l'utilisation des interconnexions. A ce titre, il doit s'assurer de la disponibilité de services auxiliaires garantissant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau. C'est le Roi (après avis de la CRE et concertation avec le GRT ...) qui établit le règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci. De par la loi, le GRT doit prendre la forme d'une société commerciale (en fait, une filiale des deux producteurs) ; cette société ne pourra pas s'engager dans des activités de production ou de vente d'électricité. Une série de mesures seront prises pour assurer l'indépendance et l'impartialité du GRT dans l'exercice de ses fonctions (autonomie de gestion, non discrimination, ...). Les tarifs de raccordement au réseau proposés par le GRT sont soumis à la CRE et doivent être non discriminatoires et transparents, tout en permettant un juste rémunération des capitaux investis. Par ailleurs, le GRT établit une « plan de développement du réseau de transport » en concertation avec la CRE (et consultation d'autres intervenants). Ce plan couvre une période de 7 ans et est adapté tous les 2 ans.

Le seuil d'éligibilité des clients raccordés au réseau de transport est fixé au minima imposé par la directive : 100 GWh/an. En Belgique, ceci correspond à 33 % de la consommation intérieure. Ce seuil sera ultérieurement aménagé par décrets. Les distributeurs sont éligibles pour le volume d'électricité consommé par leurs clients déclarés éligibles sur leur réseau de distribution et en vue d'approvisionner ces clients ; ils seront complètement éligibles à partir du 1^{er} janvier 2007. L'éligibilité des consommateurs finals raccordés au réseau de distribution sera décidée par les régions. L'activité d'intermédiaire est autorisée pour la vente d'électricité aux clients éligibles ; elle est soumise à autorisation.

Pour la tarification et les obligations de service public, deux régimes de prix sont instaurés, l'un pour les clients éligibles et l'autre pour les clients captifs. Le ministre fédéral, sur recommandation de la CRE, fixe les prix maximaux applicables aux éligibles. Par contre, ce sont les recommandations du CCEG qui sont prises en compte pour ce qui concerne la fixation, valable pour l'ensemble du territoire, du prix maximal pour la fourniture à des clients finals non éligibles. L'ensemble des prix maximaux sont fixés de manière à : - éviter les subventions croisées entre catégories de clients ; - assurer une répartition équitable des gains de productivité (sous forme de baisses des tarifs) ; - assurer un soutien à l'électricité issue de la cogénération (pour cela des prix minimaux peuvent être fixés pour la fourniture de cette électricité à des clients captifs). Un ensemble d'obligations de service public pourront être imposées aux producteurs, aux intermédiaires et au gestionnaire du réseau, notamment pour la

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

régularité et la qualité des fournitures électriques ainsi que pour l'approvisionnement des clients non éligibles. Ces obligations pourront être compensées, d'une part par des dérogations au système d'autorisation ou au droit d'accès au réseau et, d'autre part, par un fonds géré par la CRE.

4. Bibliographie

Blogle S., Edwards-Evans H., Plasket L. [1997], *op.cit.*

Comité de contrôle de l'Electricité et du Gaz [1990], [1990], [1991], [1992], [1993], [1994], [1995], [1996], [1997], *Rapports d'activité.*

Cross E. [1996], *op.cit.*

Electrabel [1990], [1991], [1992], [1993], [1994], [1995], [1996], [1997], *Rapports d'activité.*

Fédération Professionnelle des Producteurs et Distributeurs d'Electricité de Belgique (FPE) [1997], [1996], [1994], [1992], [1990], *Annuaire Statistique.*

Enerpress n°7331 « La loi Belge relative à la libéralisation de l'électricité ».

Enerpress n°7332 « La loi Belge relative à la libéralisation de l'électricité ».

IEA-OECD [1997], *Energy Policies of IEA Countries. Belgium 1997 Review*, OECD, Paris.

IEA-OECD [1998], *Coal Information 1997*, OECD, Paris.

IEA-OECD [1998], *Electricity Information 1997*, OECD, Paris.

IEA-OECD [1998], *Natural Gas Information 1997*, OECD, Paris.

SPE, [1995], [1996], [1997], *Rapports d'activité.*

Tractebel [1997], *Rapport Annuel.*

Tractebel [1998], *Rapport Semestriel.*

University of Antwerp, UFSIA [1998], *Annual Report 1998.*

Verbruggen, A. [1997], « Influence of the European Liberalisation of the Electricity Market on the Regulation Framework for the Electricity Sector in Belgium », UA-UFSIA-STEM, final Report, 87p.

Verbruggen A. [1998], « Implementing in Belgium EU-Directive 96/92 on the Internal Market for Electricity », 21st Annual International Conference IAEE, Conference Proceedings, Volume 2, p.435-444.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Verbruggen A. [2000], « Electricity Sector Restructuring in Belgium », in J.M. Glachant et D. Finon, *Electricity in Europe in the 21st Century: What performances and what game rules ?*, Actes du Colloque, à venir.

ESPAGNE

1. Généralités

Superficie : 505 000 Km²

Population : 39 millions (Madrid 4 millions)

Densité : 79 hab. / km²

Croissance du PNB 1990-97 : 1,8 % / an

Taux de chômage 1997 : 20,8 %

PNB 1997 : 522 milliards \$

PNB/hab. : 13 400 \$ / hab.

Population en dessous du seuil de pauvreté de la Banque Mondiale : 21 %

Consommation nationale d'énergie : 100 millions tonnes équivalent pétrole

Consommation d'énergie par unité de produit : 0,19 tep / 1000 \$ de PIB

Consommation nationale d'électricité : 173 TWh

Consommation d'électricité par habitant : 4 400 kWh

Principales sources de la production d'électricité :

Charbon 40 %, Pétrole 8 %, Gaz 2 %, Nucléaire 30 %, Hydraulique 20 %

2. Les acteurs du système électrique espagnol

2.1. Production

La production d'électricité en Espagne est concentrée autour de quatre firmes, dans l'ordre décroissant : Endesa, Iberdrola, Union Fenosa et Hidro Cantabrico. Pour les capacités de production, c'est Endesa (privatisée en 1996) qui est largement dominante avec 22 523 MW en 1998 soit 44 % des capacités nationales. Au cours des années 90, Endesa a connu une bonne progression en termes de capacités. En effet, en 1991, Endesa ne contrôlait que 10 242 MW soit environ 25 % des capacités nationales de production. Cette progression s'est faite par fusions - acquisitions et, en partie, aux dépens de Union Fenosa et Iberdrola dont les parts ont reculé sur la même période (de 11,7 à 10 % et de 36,4 à 31,2 % respectivement).

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Les quatre premiers opérateurs contrôlaient 85 % de la production en 1998. Cette domination est en progression (avec une pointe à 91 % en 1996) puisqu'elle n'était que de 77 % en 1991.

Capacités de production en Espagne en 1998

	en MW	en %
Union Fenosa	5 186	10,06
Iberdrola	16 084	31,21
Endesa	22 523	43,71
Hidro Cantabrico (1997)	1 700	3,35
Total Espagne	51 534	100

Sources : *Rapports annuels*

Les tendances observées pour les capacités se retrouvent pour ce qui est de la production elle-même. Endesa est l'opérateur dominant avec près de 90 TWh produits en 1998 ; soit 46 % de la production nationale. Les quatre premiers opérateurs contrôlent 88 % de la production, contre 63 % en 1990. Au cours des années 90, Endesa voit sa part augmenter (en partant de 31,7 % en 1990). Si Iberdrola a vu ses capacités stagner en MW, sa production a considérablement augmenté entre 1990 et 1991 du fait de sa réorganisation (fusion de Hidroeléctrica Española et Iberduero).

Production en Espagne en 1998

	en GWh	en %
Union Fenosa	20 535	10,52
Iberdrola	48 740	24,96
Endesa	89 657	45,91
Hidro Cantabrico (1997)	7 550	4,00
Total Espagne	195 278	100

Sources : *Rapports annuels*

2.2. Réseaux de Transport et Distribution

Le réseau de transport est depuis 1984 détenu à 95 % par Red Electrica de España (REE) pour ce qui est des lignes de 400 kV, et 30 % pour le 220 kV. De fait et selon la loi, REE assume le rôle de dispatcheur national (opérateur du système) en Espagne. Pour ce qui concerne l'activité de transport, il n'existe pas de droits exclusifs. Toute compagnie est libre d'entrer dans cette activité même

si, selon la loi, c'est REE qui reste responsable du développement et du maintien du réseau de transport.

Les réseaux de distribution (tension inférieure à 220 kV) sont, depuis l'accord de 1987, au nombre de 9. Aujourd'hui, ce sont en fait les quatre producteurs mentionnés, Endesa, Iberdrola, Union Fenosa et Hidro Cantabrico, qui contrôlent ces compagnies régionales de façon directe ou indirecte. Cette tendance à la concentration horizontale et verticale de la distribution n'a pas été freinée par le Ministère ; ce qui a conduit à plusieurs affrontements avec le régulateur sectoriel (voir ci-après).

2.3. Les principales caractéristiques du système électrique espagnol

Il est difficile pour le cas de l'Espagne d'identifier les frontières entre l'« ancien » et le « nouveau » système électrique. En effet, la réforme du secteur électrique espagnol ne relève pas d'une seule loi mais d'un ensemble de lois, accords de branche et décrets royaux. C'est pourquoi nous allons ici suivre le cheminement historique pour retracer les principales étapes de la transformation récente du système électrique espagnol.

La construction du système électrique espagnol s'était fondée sur la création de sociétés privées disposant d'un monopole géographique de fait. Ces sociétés privées ont développé localement des activités intégrées de production, transport et distribution. L'initiative privée a été prédominante dans le secteur jusqu'à la fin des années 70. Si on a recensé jusqu'à 750 compagnies (en production-distribution ou distribution), le nombre d'opérateurs s'est considérablement réduit par concentration. A la fin des années 60, on ne recensait plus qu'une dizaine de groupes intégrés sur les diverses activités. Ce processus ayant atteint son paroxysme dans les années 90. D'autre part, la compagnie publique Endesa a été créée en 1944 pour valoriser le charbon national en produisant de l'électricité, et une autre Enher pour développer un système hydroélectrique. Sous le régime de Franco, la péréquation des tarifs était assurée par une caisse de compensation dès 1952. D'autre part, les compagnies électriques étaient organisées dans une association professionnelle, l'Unesa, afin d'assurer une certaine coordination de leurs activités.

Avec le retour à la démocratie (constitution promulguée en 1978), c'est le secteur électrique public qui a été mis en avant pour continuer à développer les capacités de production nécessaires pour satisfaire la demande. En 1983 Endesa a regroupé une grande part des autres actifs publics (Enher, Eléctricas Reunidas de Zaragoza, Unelco, Gesa, Eléctrica de Viesgo, Eneco). L'arrivée du parti

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

socialiste au pouvoir en 1982 s'est traduite par l'affirmation de 3 objectifs : 1- la fixation des tarifs par le Gouvernement afin de garantir la viabilité des compagnies électriques ; 2- la nationalisation du réseau de transport et la gestion centralisée du dispatching ; 3- un moratoire sur le nucléaire et la fermeture des centrales en construction (dont une achevée à 97 %). La rationalisation du secteur a bénéficié d'échanges d'actifs où 3 compagnies leaders Endesa, Hidroelectrica Española et Iberduero ont racheté plus de 90 % des actifs vendus par les petites compagnies. C'est à cette occasion qu'a été créée la compagnie de réseau et de dispatching REE (1984). En 1987 a été instauré le *Marco Legal y Estable* (MLE) qui détermine de nouvelles conditions nationales de tarification et de régulation des prix. Par le biais du MLE, les différences de coûts entre compagnies ont été compensées via un mécanisme de Pool national assurant les péréquations et les transferts nécessaires à une tarification nationale unique.

C'est avec la *Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional* (LOSEN) de décembre 1994 qu'une certaine libéralisation apparaît. L'objectif de cet loi est de rendre plus transparentes et plus concurrentielles les pratiques centralisatrices issues du MLE. Les principaux points en sont les suivants :

1/ Dissociation juridique de la production et de la distribution ; séparation comptable de l'activité de transport quand elle existe ;

2/ Mise en place de la *Comisión del Sistema Eléctrico Nacional* (CSEN), autorité de régulation indépendante en charge de la supervision du transport et de la concurrence ;

3/ Instauration de 2 systèmes électriques parallèles ; l'un « intégré » et l'autre « indépendant ». Dans le système indépendant, des producteurs et des consommateurs autorisés par le Gouvernement peuvent signer des contrats bilatéraux pour la fourniture d'énergie. Le but du système « intégré » est de garantir la fourniture nationale à prix unique sur l'ensemble du territoire, selon des conditions assimilables au service public.

En matière de concurrence, cette loi demeurait mitigée. En effet, le système « indépendant » restait peu développé. Plus globalement, la loi n'avait pas mis en place d'enchères concurrentielles entre producteurs, ni éliminé les tarifs privilégiés pour les très grands clients. De façon générale, tout un ensemble de clarifications semblaient nécessaires. Et les difficultés d'application (fonctionnelle et réglementaire) de la loi ont vite conduit les opérateurs et le Ministère de l'énergie à s'entendre sur une nouvelle réforme du système.

En décembre 1996, les principales compagnies ont signé avec le Ministère de l'énergie un protocole d'accord en vue d'un nouveau système réglementaire. Ce *Protocolo* a conduit à la *Ley del Sector Eléctrico* du 27 novembre 1997, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 1998. C'est officiellement cette loi qui effectue la transposition de la Directive européenne 96/92. Le système électrique espagnol y est très nettement modifié ; avec notamment l'objectif d'une libéralisation complète au cours de la première décennie du XXI^e siècle.

2.4. 2 régimes de production : général et spécial

Un régime *spécial* de production est instauré pour les autoproducteurs ayant recours à la cogénération, pour les producteurs utilisant des sources d'énergie renouvelables et plus généralement pour les opérateurs dont la capacité de production est inférieure à 50 MW. Ces producteurs bénéficient d'une garantie d'écoulement sur le réseau de leur production excédentaire, à un prix déterminé par décret (sensé récompenser leur contribution à la diversification des sources d'énergie et à l'utilisation des techniques concernées).

Pour le régime *général*, on a affaire à un *Pool* où s'expriment les offres et les demandes des autres opérateurs. L'ordre de mérite détermine l'ordre d'appel des centrales et le prix. A l'exception des ventes passées par contrats bilatéraux, tout producteur disposant de plus de 50 MW de capacités est tenu de placer ses offres sur le réseau commun.

2.5. Distinction entre l'Operador del Mercado (OM) et l'Operador del Sistema (OS)

L'Opérateur du Système est le Gestionnaire du Réseau de Transport, en charge de l'exploitation technique du réseau et du dispatching et de la coordination globale de la production et du transport. Il est le garant de la continuité et de la sécurité de la fourniture électrique. C'est la compagnie REE qui assure ce rôle en Espagne.

L'Opérateur du Marché, qui était initialement REE mais est devenu une société spécialisée Comel en 1998, est en charge de l'exploitation économique du marché de gros où tous les opérateurs soumis au régime *général* formulent leurs offres. Il détermine un ordre économique d'appel des centrales qui sera appliqué en coopération avec l'Opérateur du Système. Il gère également le marché à terme des instruments financiers.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

2.6. Accès au réseau

L'accès au réseau se fait sur la base d'un régime d'ATR réglementé. Les tarifs, déterminés par décrets, sont de type « timbre-poste » et déterminés par le niveau de tension et d'utilisation du réseau.

2.7. Éligibilité des consommateurs

Le calendrier initialement prévu par la loi a été modifié par le décret royal 2820/1998 qui accélère le rythme d'ouverture à la concurrence en abaissant le seuil d'éligibilité. Depuis janvier 1999 étaient éligibles les 1926 clients consommant plus de 5 GWh / an (au total 33 % du marché national). En janvier 2000, on a déclaré éligibles les consommations annuelles de 1 GWh (8274 clients éligibles, avec 42 % du marché). C'est au plus tard en 2007 que l'éligibilité à 100 % entrera en vigueur.

2.8. Costes de Transición a la Competencia (CTCs)

Un régime transitoire est prévu par la loi espagnole pour permettre une compensation sur 10 ans des « coûts échoués » induits par la libéralisation. L'acceptation de ce régime transitoire par la Commission européenne est loin d'être acquise.

2.9. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE), et la Comisión Nacional de Energía (CNE)

Un nouveau régulateur CNSE remplace le régulateur CSEN instauré par la loi de 1994. Derrière ce léger changement de nom se trouvent des modifications des fonctions du régulateur sectoriel. Parmi les fonctions du nouveau régulateur, on peut relever qu'il veille à un bon fonctionnement concurrentiel du système et qu'il informe les autorités compétentes des phénomènes de concentration. Si ce rôle est essentiellement informatif, la capacité à ouvrir des enquêtes et à demander des informations aux opérateurs concernés donne au régulateur quelques pouvoirs. Pour autant, c'est le Ministère de l'Industrie et de l'Energie (Miner) qui reste le principal organisme de décision et de supervision du secteur électrique espagnol. En fait, les comportements exigeants du nouveau régulateur CNSE en matière d'information et de promotion de la concurrence vont conduire à sa disparition. En effet, lors de la privatisation du Groupe Endesa, le

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Ministère et le régulateur se sont nettement affrontés au sujet de l'absorption par Endesa des compagnies régionales Fuerzas Electricas Catalanas et Compania Sevillana de Electricidad. Ils arbitraient de manière opposée entre le développement de la concurrence et la constitution d'un champion national espagnol.

Au travers de la dernière loi énergétique, *Ley del Sector de Hidrocarburos* d'octobre 1998, le Ministère a fait supprimer la CNSE qu'il avait mis en place dans la loi de novembre 1997, en la remplaçant par une nouvelle autorité de régulation du secteur énergétique, la *Comisión Nacional de Energia* (CNE), à compter de janvier 2000.

3. Bibliographie

A.I.E.[1991], Le rôle des gouvernements des pays de l'AIE dans le domaine de l'énergie, AIE OCDE.

A.I.E.[1997], Electricity Information, AIE OCDE.

AIE – OECD, [1998], Energy Prices and Taxes, AIE OCDE

Arocena P., [1998], « Privatisation and Liberalisation of the Spanish Electricity Industry : Did we learn something from the British Experiment » dans *Electricity in Europe in the 21st century : What performances and what game rules ? Program & Proceedings*, University Paris 1 13-14, November 1998.

Arocena P., et Waddams C., [1998], « Owership and Performance under Incentive Regulation : The Case of Spanish Electricity Generation », dans *Electricity in Europe in the 21st century : What performances and what game rules ? Program & Proceedings*, University Paris 1 13-14, November 1998.

Bloge S., Edwards-Evans H., Plasket L. [1997], op.cit.

Boletin Oficial del Estado, [1998], Criterios de funcionamiento y seguridad para la operacion del sistema electrico, 18 août.

Boletin Oficial del Estado, [1998] Ley del sector de hidrocarburos, N° 241 du 8 octobre

Bon P. - Moderne F. [1981], Les autonomies régionales dans la constitution espagnole, Economica.

COMEL [1998], Estatutos sociales de Compania Operadora del Mercado Espanol de Electricidad S. A.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

COMEL [1998], Mercado de electricidad, evolucion del mercado de produccion de energia electrica, décembre.

COMEL [1999], Mercado de electricidad, evolucion del mercado de produccion de energia electrica, Janvier.

COMEL [1999], Mercado de electricidad, evolucion del mercado de produccion de energia electrica, Février.

COMEL [1999], Mercado de electricidad, evolucion del mercado de produccion de energia electrica, Mars.

COMEL [1999], Mercado de electricidad, evolucion del mercado de produccion de energia electrica, Avril.

CNSE [1998], Informe sobre la revision de los costes unitarios de las centrales termicas convencionales durante 1997 Publications de la CNSE.

CNSE [1998], Cuotas de mercado de produccion de electricidad. Comparacion marzo de 1997 y 1998, Publications de la CNSE.

CNSE [1998], Comentarios a las reglas de funcionamiento del mercado de produccion electrica, Publications de la CNSE.

CNSE [1998], Competencia practicable y regulacion, Publications de la CNSE.

CNSE, [1999], Cronologia de la comision nacional del sistema electrico 1994-1999, Publications de la CNSE.

CNSE, [1998], Fundamentos teoricos de la nueva regulacion electrica, Publications de la CNSE.

CNSE, [1997], Ley del sector Electrico, Publications de la CNSE.

CNSE, [1998], Vision global del cambio de regulation, Publications de la CNSE.

CNSE [1997], Informacion basica del sector electrico, Publications de la CNSE.

CNSE [1997], Anexo Informacion basica del sector electrico, Publications de la CNSE.

Cross E.D. [1996], op.cit.

Endesa [1991-1999], Informe Anual 1990 ... 1998, Publication annuelle d'Endesa.

Eurostat [1998], Prix de l'électricité, systèmes de prix 1997, OCDE.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Iberdrola [1991-1999], Informe Anual 1990 ... 1998, Publication annuelle d'Iberdrola.

Kahn E. [1996], "Introducing Competition To The Electricity In Spain : The Role Of Initial Conditions" dans *Deregulation of Electric Utilities* Georges Zaccours Kluwer Academic Publisher.

Lasheras M. A. [1998], *Stranded Costs in the Spanish Electricity Industry*, Publications de la CNSE,.

Lavroff D. M. [1991], *Dix ans de démocratie constitutionnelle en Espagne*, Edition du CNRS.

Ministerio de Industria y Energia, [1996], *Protocolo Para El Establecimiento De Una Nueva Regulacion Del Sistema Electrico National*, Ministerio de Industria y Energia.

Red Electrica Espanola [1998], *Sistema electrico espanol*, Red Electrica de Espana.

Red Electrica Espanola [1995], *Sistema electrico espanol*, Red Electrica de Espana.

Red Electrica Espanola Ministère de l'énergie espagnol [1998] *Boletin Estadistico de Energia Electrica*, Aout 1998.

Red Electrica Espanola [1999], *Operacion del sistema Electrico*, avance del informe 1998, Red Electrica de Espana

Red Electrica Espanola [1998], *Exploitation del sistema electrico*, Red Electrica de Espana.

Soares M. I. [1998], « The Iberian Electricity Market : Toward a Common Market », dans J.M. Glachant et D. Finon, *Electricity in Europe in the 21st century ... op.cit.*

UNESA, [1996], *Evolucion economico-financiera del sector electrico 1988-1995*, Publications de l'UNESA.

UNESA, [1996], *La electricidad en Espana, 232 preguntas y respuestas*, Publications de l'UNESA.

UNESA, [1997], *La Industria Electrica Y La Gestion*, Publications de l'UNESA.

UNESA et Ministerio de Industria y Energia [1998], *Acuerdo Miner – Sector Electrico*, Publications de l'UNESA

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

UNESA [1999], *La Liberalizacion Del Sistema Electrico Espanol Y Los Costes De Transicion A La Competencia*, Publications de l'UNESA.

UNESA, [1990-1999], *Memoria Estadistica Electrica 1989 ... 1998*, Publication annuelle de l'UNESA.

Union Fenosa [1991-1999], *Informe Anual 1990 ... 1998*, Publication annuelle d'Union Fenosa.

ITALIE

1. Généralités

Superficie : 301 000 km²

Population : 57 millions, (Milan 4,2 millions)

Densité : 195 hab./km²

Croissance du PIB 1990-97 : 1,1 % / an

Taux de chômage 1997 : 12,3 %

PNB 1997 : 1 115 milliards \$

PNB / hab. : 19 600 \$

Population en dessous du seuil de pauvreté de la Banque Mondiale : 13 %

Consommation nationale d'énergie : 160 millions tonnes équivalent pétrole

Consommation d'énergie par unité de produit : 0,14 tep / 1000 \$ de PIB

Consommation nationale d'électricité : 280 TWh

Consommation d'électricité par habitant : 4 900 kWh

Principales sources de la production d'électricité :

Charbon 10 %, Pétrole 51 %, Gaz 20 %, Nucléaire 0 %, Hydraulique 18 %

2. Les acteurs du système électrique italien

2.1. Production

Plusieurs compagnies sont impliquées dans la production d'électricité ; mais l'essentiel de cette activité est réalisée par Enel, un société publique verticalement intégré (80 % des capacités de production). Cette part décline sur les années 90 puisqu'elle était de 82,3 % en 1991 ; cette baisse se faisant au profit des autoproducteurs (passant de 7 400 MW à 11 000 MW sur la même période, soit de 12,8 % à 15,2 %).

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Capacités de production en Italie, en 1997

	en MW	en %
ENEL	58223	80,0
Autoproducteurs	11067	15,2
Municipalités	2810	3,9
Autres producteurs	710	1,0
Total Italie	72810	100

Source : ENEL

En production, avec 187 TWh produits en 1997, Enel représente 74,4 % de la production nationale d'électricité (d'un montant total de 251,5 TWh). La part d'Enel s'est réduite depuis 1990 où elle était de 83,4 % (avec 171,3 TWh) ; au profit des autoproducteurs qui, en doublant leur production de 25 TWh à 53 TWh, progressent de 12,3 à 21,1 %.

Production en Italie, en 1997		
	en TWh	en %
ENEL	187,1	74,4
autoproducteurs	53,0	21,1
municipalités	9,3	0,8
Autres producteurs	2,1	3,7
Total Italie	251,5	100

Source : ENEL

Cette place dominante d'Enel pourrait s'atténuer dans un avenir proche. En effet, les recommandations du Rapport Carpi de janvier 1997 (soutenues par l'autorité italienne de la concurrence) et le décret Bersani de mars 1999 favorisent un démembrement de l'activité de production d'Enel. Ceci se traduirait par la création de 3 ou 4 nouvelles compagnies (d'environ 5 000 MW chacune). Il a effectivement été décidé, par décret, qu'au 1^{er} janvier 2003 au plus tard, Enel aura cédé 15 000 MW, pour respecter une limite de 50 % de l'ensemble des capacités italiennes de production.

Le premier producteur privé est Edison, filiale du groupe Montedison. Edison est en développement tant en production qu'en distribution. Avec 11 centrales et 3 400 MW de capacités, Edison a produit 20 TWh en 1997 ; ce qui représente 40 % de la production indépendante (et 8 % de la production italienne d'électricité). Cette production est vendue à 68 % à Enel et à 28 % à des clients

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

industriels ; le reste étant autoconsommé. 1^{er} producteur indépendant italien, Edison pourrait grandir rapidement par acquisition d'actifs revendus par Enel.

2.2. Réseaux de Transport et Distribution

Le réseau de transport, même s'il a été géré par des unités régionales, était et devrait rester propriété d'Enel. Cependant, c'est la division *Gestore della rete trasmissione nazionale* (GRTN) qui gère aujourd'hui les activités de transport et de *dispatching*. Ce GRT est destiné à être totalement séparé d'Enel dans l'avenir, et à devenir une entreprise publique possédée directement par le Trésor italien. Tandis que la propriété des équipements de transport resterait acquise à l'Enel.

Le secteur de la distribution est lui aussi largement sous contrôle d'Enel. La compagnie assure près de 90 % des fournitures d'électricité. L'activité de distribution d'Enel est divisée en 8 unités régionales (subdivisées en 24 régions et 171 districts locaux). Aux côtés d'Enel, on trouve environ 150 compagnies municipales, dont quelques grandes villes comme Rome et Milan. Pour l'essentiel, c'est Enel qui fournit de l'électricité à ces compagnies, sur la base d'un prix déterminé par l'autorité de réglementation (et légèrement inférieur au prix que l'Enel propose aux industriels). Le rapport Carpi a proposé la création de 14 compagnies (dans un premier temps *filiales* d'Enel) pour diviser l'activité de distribution d'Enel et permettre des comparaisons entre leurs résultats futurs. Chaque compagnie ayant une taille de 300 000 à 500 000 clients sensée assurer sa viabilité. Ces activités pourraient être cédées par Enel selon des conditions à déterminer.

2.3. Nouveaux acteurs

Compte tenu de l'absence de réorganisation immédiate, notamment l'absence d'un marché de gros formel, le système électrique italien ne s'est pas ouvert largement aux nouveaux métiers d'intermédiaires (*brokers, traders,...*). De même, il n'y a pas vraiment de nouveaux opérateurs. Mais la montée relative d'Edison doit être notée.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

3. Les principales caractéristiques du système électrique italien

3.1. Le système italien antérieur

Avant la transposition de la directive européenne 96/92, l'organisation électrique italienne s'articulait autour de la loi de nationalisation de 1962. Avant 1962, l'industrie électrique italienne s'était développée sur la base de l'initiative privée et dans une atmosphère de relative concurrence. En effet, la première loi, datant de 1894, n'avait pas défini de système d'attribution de concessions pour les réseaux mais pour la production hydraulique (car l'État italien était détenteur des ressources hydrauliques du pays). Les entreprises privées ont bénéficié d'un cadre propice à leur développement. Et, en 1935, elles contrôlaient 90 % des capacités de production et du réseau.

Pendant les 10 années qui suivirent la fin de la seconde guerre mondiale, de longues discussions portèrent sur l'intérêt de nationaliser ou non le secteur. Parmi les arguments émis en faveur de la nationalisation, on trouvait des arguments classiques (notamment l'idée que des compagnies privées ne devaient pas tirer profit de la fourniture d'un service public) mais aussi des arguments liés à la reconstruction et au développement du pays. Après la guerre, on avait voulu que l'*Istituto per la Ricostruzione Industriale* (IRI) devienne un instrument de contrôle de l'économie italienne. On pensait de même qu'un secteur électrique nationalisé serait un moyen de faciliter le développement du *Mezzogiorno* (le sud de l'Italie). C'est finalement la loi du 6 décembre 1962 qui imposa la nationalisation des quelque 1200 compagnies du secteur et la création de l'*Ente Nazionale per l'Energia Elettrica* (Enel). L'Enel reçoit la charge de gérer, sur une base nationale, l'ensemble des activités de production, importation, exportation, distribution et vente de toutes les formes d'électricité. Seuls les compagnies municipales (d'une production inférieure à 15 GWh / an) et les autoproducteurs (définis comme ceux qui consomment plus de 70 % de leur production) échappent à la nationalisation. Enel, compagnie verticalement intégrée, contrôle alors 70 % des capacités de production et détient les droits exclusifs de transport et d'import / export.

Par la suite, le référendum de novembre 1987 a conduit à l'abandon du programme nucléaire italien et, en pratique, au démantèlement de deux réacteurs en 1988 et 1989 ainsi qu'à l'arrêt d'un troisième (déjà construit à moitié). L'Italie du début des années 90 est alors confrontée à un manque de capacités pour répondre à une demande grandissante (de l'ordre de + 4 % / an

entre 1983 et 1991). Dans un premier temps, cette demande a été satisfaite par les importations en provenance essentiellement de France et Suisse (marginale de l'Autriche et de la Slovaquie). L'Italie est alors le plus grand importateur mondial d'électricité. Face à ce déficit de capacités, l'Enel met sur pied un plan d'investissements qui ne pouvait pourtant combler tout le déficit à venir. C'est pourquoi l'État italien a décidé d'inciter les producteurs indépendants et les compagnies municipales à développer des capacités (notamment en cogénération et énergies renouvelables). Les lois de 1991 dérèglent la production indépendante selon des conditions favorables pour ces opérateurs. En effet, Enel est contraint de racheter la production des indépendants à un prix majoré (déterminé par le *Comitato Interministeriale dei Prezzi* (CIP) jusqu'en 1993, puis par le Ministère de l'Industrie, en attendant la création d'un régulateur sectoriel). Ces producteurs privés se sont regroupés au sein d'une association professionnelle, UNAPACE, tandis que les compagnies municipales forment la *Federazione Nazionale delle Aziende e dei Servizi Elettrici degli Enti Locali* (Federelettrica).

3.2. Le nouveau système italien

La mise en œuvre de la directive européenne 96/92 s'est faite en Italie via l'adoption (*Gazzetta Ufficiale*, n°75 du 31 mars 1999) du décret législatif du 16 mars 1999, usuellement appelé « décret Bersani » (du nom du ministre de l'industrie italien). Mais la volonté de réforme du secteur électrique italien est plus ancienne et date du début des années 90. Les différentes composantes (ouverture à la concurrence, privatisation, réorganisation structurelle) ont longuement été discutées et ont largement subi les effets contrariants des changements successifs de majorité politique. Le premier pas a été celui des lois de 1991 conduisant à la libéralisation de la production indépendante.

Si la réforme organisationnelle et la privatisation de l'Enel sont des points largement discutés ils ont été régulièrement reportés par les changements de majorité politique. En effet, c'est en juillet 1992, que le premier projet de privatisation a été proposé. L'Enel, qui était jusqu'ici une compagnie d'état (*ente pubblico economico*), est alors transformée en société par actions (SpA – *società per azioni*) dont le capital est transféré au Trésor italien. Pour autant, la privatisation ne se réalise pas. Car la volonté politique évolue au rythme des majorités, et parce que les mécanismes légaux sont exigeants (notamment la délivrance d'une licence pour l'Enel, avec la définition de son champ d'action et de ses prérogatives). Les propositions de réforme reprennent forme dans le rapport Carpi de janvier 1997. Le point nouveau essentiel étant ici la demande de démembrement de l'Enel en plusieurs compagnies de production, transport et

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

distribution (selon des modalités exposées ci-dessus). Enfin, c'est le « décret Bersani » de mars 1999 qui transpose en droit italien la directive 96/92. Nous allons en présenter ci-après les points les plus notables.

Pour la production, la procédure d'autorisation est retenue. Les autorisations, jusqu'à mise en œuvre de réglementations spécifiques, sont également soumises aux autres procédures normales (autorisations locales et environnementales). Comme déjà souligné, l'Enel cédera au plus tard le 1^{er} janvier 2003 15 000 MW de sa capacité de production. Sa part des capacités nationales passera alors de 80 % à 50 %. A compter de cette date, plus aucun opérateur ne sera autorisé à produire ou importer plus de 50 % de l'électricité totale produite ou importée en Italie. L'activité de production est également séparée de la gestion du réseau de transport.

Le marché italien sera ouvert à la concurrence selon un calendrier reposant sur 3 étapes. Dès le début, le marché est ouvert aux clients finals consommant 30 GWh, et aux consortia et groupes de clients situés dans une même municipalité ou dans des municipalités voisines présentant une consommation groupée totale de 30 GWh (avec une consommation minimale de 2 GWh pour chaque membre d'un consortium). Ce seuil conduira à l'ouverture de 30 % du marché italien. Une deuxième étape s'ouvre au 1^{er} janvier 2000, pour les clients finals consommant 20 GWh (ainsi qu'aux groupes avec un minimum de 1 GWh pour chaque membre). L'ouverture atteindra alors 35 % du marché. La troisième étape arrive au 1^{er} janvier 2002, le nouveau seuil sera fixé à 9 GWh (avec maintien de 1 GWh pour chaque membre d'un groupe). Par ailleurs, seront considérés éligibles tous les clients finals consommant plus de 1 GWh par site et présentant une consommation totale supérieure à 40 GWh. L'ouverture sera alors équivalente à 40 % du marché italien.

L'accès au réseau se fera sur la base d'un ATR réglementé, avec la mise en place d'un opérateur de marché et d'un *acquirente unico* (acheteur unique). Cet acheteur unique sera chargé de garantir la fourniture d'électricité à tous les consommateurs captifs (non éligibles) sur la base de contrats de fourniture.

Le réseau est déjà géré aujourd'hui par le GRTN. A partir du 1^{er} janvier 2001, un « système de réseau commun » deviendra obligatoire. Un *gestore del mercato* (opérateur de marché) sera institué, à une date non encore déterminée. Il sera chargé d'effectuer l'ordre économique de mérite pour l'appel d'électricité. Les consommateurs éligibles qui ne souhaiteront pas participer au « système de réseau commun » pourront signer des contrats bilatéraux directs avec des producteurs. Les tarifs de connexion au réseau de transport et de

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

distribution sont fixés par le régulateur sectoriel (Délibération n°13/99 du 18 février 1999).

Le régulateur sectoriel, qui a été créé en 1995, l'*Autorita' per l'energia elettrica e il gas*, est maintenue comme autorité de régulation. L'*Autorita* est indépendante du gouvernement et de l'industrie. Son président et ses deux membres sont désignés (pour 7 ans, mandat non renouvelable) par le président italien après approbation du parlement. Les tâches de l'*Autorita* sont les suivantes :

- garantir l'efficacité et la concurrence, les conditions de service universel et les niveaux de qualité ;
- définir des systèmes tarifaires transparents ;
- promouvoir et protéger les intérêts des consommateurs ;
- conseiller le gouvernement et le Parlement sur les conditions de l'approvisionnement pour l'électricité et le gaz. Plus globalement, l'autorité est chargée de définir les conditions de l'ensemble du système tarifaire (accès au réseau, clients captifs, énergies renouvelables) et d'établir les conditions et critères de la dissociation comptable des différents métiers des entreprises d'électricité et du gaz.

Le décret Bersani impose une dissociation de gestion et une dissociation comptable. Outre la création du GRTN prenant en charge la gestion de l'activité de transport (dont la propriété est maintenue à l'ENEL), les différentes activités de l'Enel seront réaffectées à des sociétés filiales distinctes, sous le contrôle d'Enel SpA. Les règles de dissociation comptable sont définies par l'*Autorita* (voir la décision du 11 mai 1999).

Comme la fourniture d'électricité est considérée comme un service public en Italie, le décret stipule que la libéralisation (des activités de production, importation, exportation, achat et vente) doit être réalisée en conformité avec les obligations de service public. Parmi ces obligations :

- *pour la gestion du réseau* ; le GRTN est tenu de garantir la sécurité, la continuité et le développement du réseau ; de connecter toute personne en faisant la demande ; d'accorder la priorité à l'électricité produite à partir de sources d'énergie nationales (selon des critères définis par l'*Autorita*).

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -
- *pour la fourniture aux clients captifs ; l'acheteur unique* est tenu de garantir la sécurité, la continuité et l'efficacité de l'approvisionnement à ces clients ; et ce sur la base d'un tarif unique.
- *pour l'environnement* ; le GRTN doit accorder la priorité à l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou de la cogénération (selon des critères définis par l'Autorità) ; d'autres dispositions traiteront de la promotion des énergies renouvelables.

4. Bibliographie

Abate, A (1997) “ Domanda Energetica e Elettrica in Italia ”, WP, Università di Bergamo.

AIEE (Associazione Italiana Economisti dell' Energia) [1997] « Valutazione delle Esternalità e dei Vantaggi Economici della Cogenerazione in Italia », Document de travail, 9 giugno 1997.

Autorità per l'energia elettrica e il gas liste des arrêts et avis pris par l'Autorité depuis le 4 décembre 1996. Disponibilité totale sur le site internet.

Bloge S., Edwards-Evans H., Plasket L. [1997], *op. cit.*

Cross E.D. [1996], *op.cit.*

D'onghia Bruno (1997) “ De la Nationalisation à la Privatisation : Le cas de l'ENEL en Italie ”, Revue de l'Energie, n° 486, 249-255.

De Paoli, Luigi; Lorenzoni, Arturo (1997) “ The Reform of the Italian ESI and the Implementation of EU Directive ”, 24th ENER Seminar “ The national implementation of the EU directive on the internal market for electricity ”, Lisboa, 23-24 June 1997.

De Paoli, Luigi; Lorenzoni, Arturo (1998) “ Ownership, Structure and Regulation of the ESI in Europe, Contribution to the International Conference “ Electricity in Europe in the 21st century: What performances and what game rules ? ”, Paris, November 14th, 1998

EDISON [1996, 1997] Rapports Annuels

ENEL [1997-1990] Rapports Annuels

ENEL [1996, 1997] Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, ed. ENEL

ENEL [1995-1990] Produzione e consumo di energia elettrica in Italia, ed. ENEL

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

- European Regulatory Calendar Notes, Issue 1-97 “ Italy ”, p 89-96.
- Federelettrica [1997] “ Libro Bianco su ‘Riforma del Sistema Elettrico Nazionale’ ”, Document de Travail, dicembre.
- Federelettrica [1998] “ La pozione delle IEEL ne mercato libero dell’energia elettrica ”, DSEA-Universita di Pisa, 3E Ingegneria s.r.l., Piza, Marzo
- Federelettrica [1998] idati statistici riguardanti le aziende associate a Federelettrica
- Federelettrica [1998] Elenco delle Aziende ed enti Associati alla Federelettrica
- Federelettrica [1995] Rilevazione Dell’Efficienze e Dell’Efficacia Nella Prestazione del Servizio Elettrico, Anno 1995
- Financial Times ‘Power Companies, 1997’, FT Ed.
- Fraquelli Giovanni; Ragazzi, Elena (1995) “ Regulation of the electric supply industry in Italy ”, WP n°2/1995, CERIS
- Fraquelli Giovanni; Ragazzi, Elena (1995) “ Vertical Economies in the Electric Utility Industry: Evidence from Italian Municipal Firms ”, *Rivista Internazionale di Scienze Sociali*, Anno CIII gennaio-marzo, 125-138
- Fraquelli Giovanni, Vannoni Davide (1995) “ Regulation and Total Productivity in Electricity: A Comparison between Italy, Germany and France, Vierteljahrsheft 4.96, Special Issue The regulation of Utilities, Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung
- Fraquelli Giovanni (1997) CRI “ Utility Regulation 1997/Italy ” Lewington, Ilka Ed.
- Fraquelli Giovanni, Frigero Piercarlo (1998) “ Efficiency and Technical Progress of the Italian Electric Municipal Firms ”, XXV Annual Conference of the EARIE, Copenhagen, 1998
- ISTAT [1998] Conti Economic Nazionali (1970-1997), Aprile
- Smith, David; Saidissa, Lemlem (1998) “ Italian Deregulation may not reduce high tariffs ”, Power Economics, Country Focus, june 1998.
- SONDEL S.p.A [1996, 1997] Rapports Annuels
- UNAPACE [1996] “ 50 anni di UNAPACE: Dalla Ricostruzione alla Riforma del Sistema Elettrico ”, Atti des Convegno, Novembre
- UNAPACE [1996] The Industrial Producers of Electricity in Italy

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

UNAPACE [1998] Relazione Sull'Attività Svolta Nell'Anno 1997-1998
Assemblea Ordinaria, Corsico, 23 Settembre 1998

UNAPACE [1998] « UNAPACE's Proposal for the New Organisation of the
Italian Electricity System », Document de Travail

Associazione Italiana Economisti dell'Energia (1997) Valutazione delle
Esterneità e dei Vantaggi Economici della Cogenerazione in Italia.

European Regulatory Calendar Notes, Issue 1-97 " Italy ", p 89-96.

NORVEGE

1. Généralités

Superficie : 324 000 km²

Population : 4,4 millions (Oslo 500 000)

Densité : 14 hab. / km²

Croissance du PIB 1990-97 : 3,9 % / an

Taux de chômage 1997 : 4,3 %

PNB 1997 : 152 milliards \$

PNB / hab. : 34 500 \$ / hab.

Population en dessous du seuil de pauvreté de la Banque Mondiale : 3 %

Consommation nationale d'énergie : 23 millions tonnes équivalent pétrole

Consommation d'énergie par unité de produit : 0,15 tep / 1000 \$ de PIB

Consommation nationale d'électricité : 104 TWh

Consommation d'électricité par habitant : 23 800 kWh

Principales sources de la production d'électricité : Hydraulique 99,3 %

2. Les acteurs du système électrique norvégien

2.1. Production

En Norvège, avec environ 130 compagnies de production, la concentration dans le secteur de la production est encore limitée : les trois premiers producteurs n'atteignent pas la moitié de la production nationale. C'est l'entreprise publique nationale, Statkraft, qui est le principal opérateur, 30 % des capacités de production avec 8 200 MW, 35 TWh produits en 1996. Le second est l'entreprise para-publique pétrolière diversifiée Norsk Hydro (production de 10 TWh /an, 8 % de la production norvégienne). Le troisième producteur est l'entreprise municipale d'Oslo, Oslo Energi (production de 8 TWh, 7 % du pays). Cependant une concentration est en cours. Comme le montrent les prises de participation de Statkraft dans le capital d'Oslo Energi Produksjon (20 %) et, plus récemment, dans l'entreprise de Bergen BKK (26 %) ; ou l'alliance conclue entre Oslo Energi, Ostfold Energi et Ostkraft. Malgré cette montée

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

récente des concentrations, aucune compagnie électrique norvégienne n'a encore atteint à ce jour une taille importante à l'échelle internationale. Et les seuls énergéticiens norvégiens importants internationalement restent ceux qui s'appuient sur la production pétrolière et gazière (comme Statoil et Norsk Hydro).

Principaux producteurs, en GWh pour 1996

Statkraft	35 215
Norsk Hydro	9 705
Oslo Energi	7 750
Sira-Kvina Kraftselkskap	6 801
BKK	5 868

Principaux distributeurs

	Consommateurs (nombre, 1997)	Ventes (GWh, 1996)
Oslo Energi Nett*	304 751	8 849
BKK	122 682	3 455
Trondheim Energiverk	81 742	2 582
Vest-Agder Energiverk	60 754	2 455
Nord-Trondelag Elverk	70 343	2 384

* renommée Viken Energinett et 1998

En 1998, plusieurs changements importants se sont produits dans la distribution (regroupements et rachats)

La concentration en Norvège n'en est encore qu'au commencement. Elle se fait verticalement (producteurs prenant le contrôle de distributeurs) ou horizontalement (par alliances entre distributeurs, ou prises de participation entre producteurs). Elle reste jusqu'à présent beaucoup moins importante que celle rencontrée en Suède. D'autre part, les acteurs de la concentration étaient tous norvégiens, jusqu'en 1999, où le 1^{er} suédois, Vattenfall, est entré dans le capital de l'activité ventes d'Oslo Energi. Les opérateurs étrangers se sont trouvés écartés de différentes manières, avec une nette implication du ministère norvégien de l'énergie pour barrer l'accès à la production. Pour autant, l'extension du marché nordique de l'électricité accélère les concentrations par fusions – acquisitions ou par alliances. Et, au bout du compte, on pourrait retrouver sur le marché bi-national, norvégien - suédois, un niveau de concentration égal ou supérieur à celui des marchés nationaux avant la réforme.

2.2. Réseaux de Transport et Distribution

On peut distinguer trois niveaux de réseau d'électricité : le réseau d'interconnexion national (de 400 à 132 kV, géré par l'entreprise publique d'état Statnett depuis 1992), les réseaux intermédiaires (tenus par une vingtaine d'entreprises régionales, le plus souvent verticalement intégrées), et les réseaux locaux (gérés par environ 220 compagnies de distribution).

La tendance est à un regroupement régional des compagnies locales. Soit par fusions ou alliances, soit par des rachats, on cherche à acquérir du poids et des compétences en commercialisation et en marketing, face aux opérateurs d'envergure nationale, mais aussi pour effectuer des rationalisations des systèmes d'information et des opérations d'entretien des réseaux. Parmi les principaux regroupements, il faut citer : Elinor (nord de la Norvège), Interkraft (sud du pays), Din Energi (Drammen Kraft), ou encore Østkraft (Oslo Energi).

2.3. Nouveaux acteurs

La mise en place en Norvège d'un marché de gros « ouvert » (non protégé par un monopole des transactions en gros, comme l'est le marché de gros anglais), et de marchés à terme, ainsi que l'ouverture de l'éligibilité à tous les consommateurs se sont traduites par l'apparition de nouveaux métiers d'intermédiaires : « *traders* » et « *brokers* ». Ces métiers ne traitent que des aspects commerciaux et financiers des transactions d'électricité, et ne sont pas responsables de la production et de l'acheminement physique de l'électricité. Cependant, ils jouent un rôle très important dans l'extension de la concurrence sur les marchés. Ils ont notamment bousculé les compagnies existantes par leurs politiques tarifaires agressives dans les premières années suivant la réforme. Les « *traders* » sont des négociants qui peuvent acheter en gros sur le marché et revendent au semi-gros ou au détail à des clients. 60 sociétés norvégiennes sont ainsi présentes sur le Nord Pool, parmi lesquelles les propres activités de « *trading* » des compagnies électriques (y compris celle du producteur Norsk Hydro). Les deux *traders* « officiels » du Nord Pool (qui s'engagent à animer en permanence le marché) sont le norvégien Interkraft et l'américain Enron. En principe, les *traders* ont l'obligation d'honorer toutes les transactions commerciales et financières passées avec leurs clients, et sont donc soumis au risque de fluctuation des prix comme en témoignent les faillites survenues en 1996. Pour leur part, les « *brokers* » (24 compagnies) ne sont que des courtiers qui mettent en relation des vendeurs et des acheteurs en dehors des marchés « officiels » gérés par Nord Pool. Cette fonction de pure intermédiation des

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

brokers (ni achat, ni vente) ne les soumet pas au risque de prix existant pour les *traders*.

3. Les principales caractéristiques du système électrique norvégien

3.1. Le système norvégien antérieur

Avant 1991 et depuis 1937, le système électrique Norvégien fonctionnait sur la base de concessions locales et de licences donnant l'exclusivité de la distribution sur un territoire donné en contrepartie d'une obligation d'approvisionnement (avec dérogation pour les autorités municipales et régionales désirant exploiter elles-mêmes des cours d'eau situés sur leur territoire).

Cette forte décentralisation du système de fourniture d'électricité, fondée sur la juxtaposition de monopoles locaux, incitait chaque compagnie locale à accroître son potentiel de production local plutôt que d'acheter à d'autres compagnies. Le manque de coordination nationale s'est finalement traduit par des surinvestissements locaux ainsi que par des écarts de prix entre régions. Une partie de ces problèmes ont pu être en partie avec l'instauration en 1971 du « Norwegian Power Pool », une bourse d'échange volontaire entre les producteurs et distributeurs d'au moins 100 GWh. Cependant, 90 % de la production se vendait toujours par des contrats bilatéraux d'achat ferme. Les écarts de prix entre régions restaient importants (jusqu'à 250 % d'écart inter-régional en 1989), et les décisions d'investissements biaisées. Plusieurs éléments ont donc joué en faveur d'une nouvelle réforme du secteur : - les écarts de prix importants entre régions et catégories de consommateurs ; - l'existence de capacités de production excédentaires ; - et le potentiel de gains d'efficacité d'une restructuration du secteur.

3.2. Le nouveau système norvégien

Votée par consensus national et professionnel en juin 1990, la nouvelle loi sur l'électricité s'est appliquée à partir de janvier 1991. Elle a été complétée par différentes dispositions réglementaires successives. Les points les plus importants de la réforme norvégienne sont les suivants.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

1° L'abolition des monopoles locaux de distribution. Jusqu'alors les compagnies locales étaient les seules à pouvoir vendre de l'électricité dans leur région. Dorénavant, toute compagnie a la possibilité de vendre de l'électricité sur l'ensemble du territoire norvégien. De même, tout consommateur peut choisir son fournisseur.

2° L'application du principe d'accès libre au réseau, «*Open Access*», à tous les niveaux du réseau (national, régional et local). Ce point est étroitement corrélé au précédent : l'accès au réseau étant la condition nécessaire du choix de son fournisseur.

3° Le contrôle par une autorité publique indépendante (la Norwegian Water Resources and Energy Administration -NVE-) des charges imputables par la compagnie locale pour les opérations de changement de fournisseur : 4 000 NOK (3 200 Francs) /an pour chaque compagnie extérieure venant vendre de l'électricité dans une zone, et 246 NOK (environ 200 F) à la charge de chaque consommateur changeant de fournisseur. Ces charges ont été supprimées en 1997.

4° L'adoption d'un système de «*tarification par point*» des charges de réseau sur la base de deux principes. D'une part le consommateur ne signe qu'un seul contrat pour avoir accès à tous les niveaux du réseau interconnecté. D'autre part, les charges de réseau payées par le consommateur dépendent de son niveau d'entrée sur le réseau (niveau national, régional, ou local), mais restent indépendantes du point géographique d'entrée de la production qu'il achète. Ces tarifs sont régulés par NVE.

5° La réorganisation des unités exerçant une activité de réseau. Il y a obligation de séparer les activités de production / vente et les activités de réseau en des divisions différentes avec une comptabilité séparée. La création de sociétés juridiquement distinctes ne devient obligatoire qu'en cas de fusion ou acquisition. En pratique, 70 % des entités électriques de Norvège se sont réorganisées, par séparation comptable des activités et par restructuration interne (mouvements de personnel en faveur des départements Vente et Marketing, et au détriment de ceux des Travaux et de la Maintenance). Ces réorganisations ont souvent été l'occasion de modifier le statut des entreprises électriques. Alors qu'en 1989 60 % des unités restaient organisées en entités publiques selon la loi sur les collectivités locales, elles sont aujourd'hui à plus de 50 % constituées en sociétés par actions. Ces transformations ont parfois conduit à la mise en place de Holding et d'un groupe de filiales, comme pour l'entreprise publique municipale Oslo Energi (dont l'activité de réseau est

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

désormais gérée par une nouvelle société Viken Energinett ; tandis que les autres activités sont filialisées à partir d'Oslo Energi).

6° La réorganisation de l'entreprise publique nationale Statkraft a été opérée par séparation de ses activités entre deux entreprises publiques distinctes à partir de janvier 1992. Statkraft SF est un producteur « pur », sans réseau ni dispatching, qui peut aussi entrer en distribution. Tandis que Statnett SF est le propriétaire et le gestionnaire du réseau national, astreint à s'abstenir de toute activité en production ou distribution, mais aussi l'actionnaire de référence de la société gestionnaire du marché de gros Nord Pool.

7° La réorganisation des marchés électriques nationaux. On recense désormais 3 marchés différents pour les échanges d'électricité en gros : le marché de gros en J-1 et le marché des « Futures » qui sont gérés par la société Nord Pool, et le marché des fournitures physiques en J0, dit marché de la « régulation », qui est géré directement par le GRT norvégien Stanett. Depuis 1996, les entreprises publiques norvégienne et suédoise de transport se sont partagé le capital de la société par actions « Nord Pool ASA », gestionnaire du marché de gros nordique unifié.

Le marché en J-1 est une forme modernisée du marché d'échange qui existait depuis 1971. Ce marché confronte les offres et les demandes d'énergie électrique des opérateurs pour chaque heure de la journée du lendemain. Le marché des « Futures » est un marché purement financier, où il n'y a pas d'échange physique, mais seulement des contrats prenant position sur les prix des livraisons futures (de une semaine à trois ans). Enfin le marché de la « régulation » est un marché physique à très court terme où l'« Opérateur du Système », responsable de l'équilibre du système électrique national, collecte les offres de production à la hausse et à la baisse qui lui permettent d'assurer les équilibres réels des flux sur le réseau. Le fonctionnement du marché de la « régulation » diffère notablement des deux autres marchés, car il est organisé seulement sur une base nationale. En Norvège, pour la Norvège, c'est la responsabilité directe de Stanett. Et en Suède, pour la Suède, ceci relève de l'opérateur du réseau suédois Svenska Kraftnät. Les règles de fonctionnement de ces 2 marchés de la régulation demeurent d'ailleurs différentes.

Sur les deux marchés communs, bi-nationaux, (le marché « Spot » et le marché des Futures), opèrent 130 compagnies, non seulement norvégiennes et suédoises, mais aussi danoises et finlandaises, britanniques ou américaines (le siège de « Enron pays nordiques » est localisé à Oslo). Cependant, seulement 30 % des échanges nordiques d'électricité se font à partir des marchés organisés du Nord Pool. Tandis que 70 % passent toujours par des contrats bilatéraux

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

directs entre opérateurs, y compris au sein des compagnies intégrées. En effet, contrairement à l'Angleterre, le marché « Spot » officiel n'est pas obligatoire pour les compagnies électriques, et l'intégration verticale des métiers de production et de vente n'a été ni interdite ni freinée.

8° L'absence de tout projet gouvernemental de privatisation. Alors que presque tous les opérateurs électriques norvégiens ou suédois sont publics, para – publics ou d'économie mixte. Ce qui constitue une autre différence notable avec le cas Britannique.

9° Enfin, deux entités publiques norvégiennes ont autorité sur les marchés électriques norvégiens. NVE (Norwegian Water Resources and Energy Administration ; fondée en 1921) est le régulateur sectoriel qui supervise le fonctionnement d'ensemble du secteur électrique, et notamment les activités de réseau. Tandis que Konkurransetilsynet l'autorité de concurrence traite des marchés de l'énergie électrique comme de n'importe quel autre marché ordinaire de l'économie norvégienne.

3.3. La concurrence sur le marché de détail norvégien

Un des aspects importants de la réforme norvégienne a été l'introduction de la concurrence pour tous dans la fourniture d'électricité. Mais quels sont, en réalité, les choix qu'ont effectués les clients domestiques ? Les chiffres fournis par le régulateur (voir tableau) témoignent à la fois de la faiblesse et de la lenteur des modifications de comportement des clients domestiques, avec une accélération très récente du processus.

Nombre de consommateurs domestiques ayant changé de fournisseur depuis 1991

Avril 1997	5 000 (0,25 %)
Octobre 1997	27 000 (1,3 %)
Avril 1998	53 500 (2,7 %)
Octobre 1998	90 650 (4,5 %)

Source : NVE

Sur la base de 2 millions de clients potentiels

Quelques points peuvent expliquer ces comportements des consommateurs sur le marché de détail.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

1° L'obligation de préavis. Avant de pouvoir changer réellement de fournisseur, le consommateur doit prévenir son distributeur local. Ce préavis était d'un trimestre (jusqu'en 1997), et a été réduit à une semaine en 1998. Un tel délai peut laisser à l'opérateur historique le temps de faire une contre-proposition (ou au moins de s'aligner sur le prix offert par son concurrent, le client économisant ainsi les frais de changement de fournisseur).

2° L'installation de compteurs horodateurs. L'installation de nouveaux compteurs, disposant d'une capacité de comptage par heure, est obligatoire pour tous les clients professionnels avec une consommation annuelle de 500 MWh (seuil passé à 400 MWh en 1999). Mais ce type de nouveau compteur était aussi obligatoire jusqu'en 1995 pour tout autre client désirant changer de fournisseur. Le coût d'installation de ces compteurs horodateurs, réglementé à 4 000 NOK (en 1994, environ 3 300 Francs), constituait une barrière au changement ; d'autant que l'installation, la gestion et le relevé informatique de ce compteur restaient toujours dans la sphère de responsabilité du gestionnaire du réseau local, concurrent du nouveau fournisseur. Cependant, depuis 1995, les consommateurs domestiques et les petits professionnels ont été dispensés de changer leurs compteurs. On les remplace par des « profils de consommation » forfaitaires qui servent de base de comptage et de facturation, avec une rectification annuelle des comptes. L'obstacle du coût du compteur horodateur a donc été levé.

3° Les frais associés au changement de fournisseur. Le client et les compagnies électriques devaient payer des charges annuelles. Environ 200 Francs annuels, pour le consommateur changeant de fournisseur. Et 3 200 Francs annuels par zone locale de distribution, 200 au total, pour les vendeurs d'électricité. Ces charges ont constitué des barrières. Elles ont été supprimées en janvier 1997. Désormais, les compagnies et les consommateurs peuvent acheter et vendre sans autres frais que les coûts concurrentiels d'énergie et les coûts réglementés des réseaux (chaque élément faisant l'objet d'une inscription séparée sur la facture).

1997 est donc l'année charnière : elle constitue la date d'ouverture d'un marché de détail « organisé » pour la fourniture concurrentielle d'électricité. L'illustration en étant l'accélération du nombre de changements de fournisseur. Cette progression s'est poursuivie en 1998 et 1999. Ainsi 38 200 changements ont été recensés par NVE entre juillet et septembre 1998, soit 2 % de la clientèle. Cependant, les changements de fournisseur par les clients domestiques demeurent limités : après deux ans de suppression des coûts et d'une promotion soutenue, moins de 5 % des clients domestiques y ont eu recours.

4. Bibliographie

Ambassade de France en Norvège (PEE Oslo) [1997], *Le marché norvégien de l'électricité*.

Amundsen, E.S. & Bergman, L. [1998], « The Deregulated Electricity Markets in Norway and Sweden: A Tentative Assessment », in J.M. Glachant et D. Finon *"Electricity in Europe in the 21st Century"*, à paraître (2000).

Arentsen, M.J. et Künneke, R.W. [1996], « Economic organization and liberalization of the electricity industry », *Energy Policy*, Vol.24, n.6, pp. 541-552.

Barker J., Tenenbaum B., Woolf F. [1997] Regulation of Power Pools and System Operators: an International Comparison. *Energy Law Journal* 2, 261-332.

Barker, J.V., Dunn, W. et Shean, M.P. [1994], « Practical considerations in restructuring of Electricity Supply Industries », dans Einhorn, M.A. (s.d.), *From Regulation to Competition : new frontiers in electricity markets*, Kluwer academic publishers.

Bergen Energi [1997-1998], rapports annuels 1996, 1997.

BKK [1991-1998], rapports annuels 1990, 1991, 1992, 1993, 1995, 1996, 1997.

Bloge S., Edwards-Evans H., Plasket L. [1997], *op. cit.*

Chandler D. C. [1962] *Strategy and Structure*, Cambridge: MIT Press, Mass.

Cross E. D. [1996] *op. cit.*

EnFO [1997], *energy '96/'97*.

Eurostat [1993], *Prix de l'électricité 1985-1993*.

Eurostat [1998], *Prix de l'électricité, systèmes de prix*.

Eurostat [1999], *Prix de l'électricité 1990-1998*.

Financial Times Energy [...], *Energy Economist*, publication mensuelle.

Financial Times Energy [...], *Power in Europe*, publication bimensuelle.

Financial Times Energy [...], *Power UK*, publication mensuelle.

Financial Times Energy [1997], *Electricity in Europe into the single market*, 2 volumes, sections sur la Norvège, la suède et le Royaume-Uni.

Financial Times Energy [1998], *Power 1999*.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Finon D. [1995] La diversification des modèles d'organisation des industries électriques. *Revue de l'Energie*, No 465, 3-15.

Finon D. [1997] La concurrence dans les industries électriques: l'efficacité au prix de la complexité transactionnelle et réglementaire ?. *Economies et Sociétés. Economie de l'Energie* 7, 13-46.

Gilbert R. J., Kahn E. P. (eds.) [1996] *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge University Press.

Graham C. & Prosser T. [1991] *Privatising Public Enterprises*, Oxford: Clarendon Press.

Grosser A. (sld) [1994-1998] *Les pays d'Europe occidentale*. Editions 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998 1997. Paris: La Documentation Française.

Guchet Y. [1994] *Les systèmes politiques des pays de l'Union européenne*. Paris: Armand Colin.

Gullspång [1992-1998], rapports annuels 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997.

Hancher L. [1997] Slow and Not So Sure: Europe's Long March to Electricity Liberalisation. *The Electricity Journal*, November, 92-101.

Hancher, L. [1992]. *EC Electricity Law*, Chancery Law Publishing.

Hjalmarsson, L. [1996], « From club-regulation to market competition in the Scandinavian electricity supply industry », dans R.J.Gilbert & E.P.Kahn (ed.), *International Comparisons of Electricity Regulation*, pp.127-178

Hunt S. & Shuttleworth G. [1996] *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, UK.

IEA [1994] *Electricity Supply Industry: Ownership and Regulation in OECD Countries*. OECD.

IEA [1996] *The Role of IEA Governments in Energy*. OECD.

IEA [1997], *Norway 1997 Review*.

International Energy Agency (IEA) - OECD [1998], *Electricity Information 1997*.

IEA [1993] *Energy Policies of IEA Countries, 1993 Review*. OECD.

Joskow P. L. [1996] Introducing Competition into Regulated Network Industries. *Industrial and Corporate Change* 2, 341-82.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Kahn E. [1997] *Binding Constraints on Electricity Restructuring: An Inventory*. NERA, San Francisco, USA, September.

Kalaydjian, R. [1993]. *Le marché communautaire de l'électricité*, rapport pour le Commissariat général au Plan.

Le Duc, M. (s.d.) [1995]. *Services publics de réseau et Europe*, la documentation française, août.

Lyse Kraft [1998], rapport annuel 1997.

Midttun A. (ed.) [1997] *European Electricity Systems in Transition: A Comparative Analysis*. Elsevier.

Midttun, A. & Handeland, J. [1998], « From Simulated to Real Market Exposure: Nordic Public Business Strategies Under Market Deregulation », in J.M Glachant et D. Finon "*Electricity in Europe in the 21st Century*", à paraître (2000),

Midttun, A. [1996], « Electricity liberalization policies in Norway and Sweden », *Energy Policy*, Vol.24, n.1, pp.53-65

Midttun, A. [1998], « Loyalty or competition? A comparative analysis of Norwegian and Swedish electricity distributors adaptation to market reform », *Energy Policy*, Vol.26, n.2, pp.143-158

Nord Pool ASA [1998], *Elspot - The Spot Market*.

Nord Pool ASA [1998], *Eltermin, The Financial Market*.

Nord Pool ASA [1998], rapport annuel 1997.

NVE - C.H.Johansen [1993], *Kraftmarkedsundersøkelse pr 1.1.1993*, Oslo, Norvège.

NVE - K.Grasto [1998], *Incentive-based regulation of electricity monopolies in Norway - background, principles and directives, implementation and control system*, Oslo, Norvège.

NVE - K.Kolseth [1997], *Financial and Technical Reporting as a Regulatory Tool*, Oslo, Norvège.

NVE - M.Køber & A.-K.Hjelle [1997], *Electricity market survey 1997*, Oslo, Norvège.

NVE - O.T.Djupskås [1996], *Kraftmarkedsundersøkelse pr 1.2.1996*, Oslo, Norvège.

NVE - S.Opedal [1994], *Kraftmarkedsundersøkelse pr 1.3.1994*, Oslo, Norvège.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

NVE - S.Opedal [1995], *Kraftmarkedsundersøkelse pr 1.1.1995*, Oslo, Norvège.

NVE - T.Jonassen & K.Matre [1996], *The Development of Third Party Access in the Norwegian Power Market*, Oslo, Norvège.

NVE [...], *Leverandørskifter* (oct.97, jan.98, avr.98, juil.98, oct.98, jan.99), Oslo, Norvège.

NVE [1998], *Markedrapport 1998*, Oslo, Norvège.

OECD [1997], *Application of Competition Policy to the Electricity Sector*, Sections sur la Norvège, la Suède et le Royaume-Uni.

Olsen O. J. (ed.) [1995] *Competition in the Electricity Supply Industry*. DJOF, Copenhagen.

Olsen, O.J. & Munksgaard, J. [1998], « Cogeneration and taxation in a liberalized Nordic power market », *Utilities Policy*, 7, pp.32-33

Olsen, O.J. [1995], « Markets for Electricity: Economic Reform of the Norwegian Electricity Industry », dans O.J.Olsen (ed.), *Competition in the Electricity Supply Industry*, pp.69-106

Olsen, O.J. [1998], « Liberalization and cooperation in Nordic electricity », dans CRI (ed.), *Network industries in Europe: preparing for Competition*, mars
Oslo Energi [1993-1998], rapports annuels 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997.

Pollitt M. [1995] *Ownership and Performance in Electric Utilities : The International Evidence on Privatization and Efficiency*. Oxford University Press.

Shirley M. (The World Bank) [1995] *Bureaucrats in Business: The Economics and Politics of Government Ownership*. Oxford University Press.

Skytte, K. & Olsen, O.J. [1998], « Liberalization of the electricity supply industry in Northern Europe », *Actes du colloque "Electricity in Europe in the 21st Century"*, University Panthéon-Sorbonne, à paraître (2000).

Statistisk Sentralbyrå [1992], *Elektrisitetsstatistikk 1990*, Oslo, Norvège.

Statistisk Sentralbyrå [1993], *Elektrisitetsstatistikk 1991*, Oslo, Norvège.

Statistisk Sentralbyrå [1994], *Elektrisitetsstatistikk 1992*, Oslo, Norvège.

Statistisk Sentralbyrå [1995], *Elektrisitetsstatistikk 1993*, Oslo, Norvège.

Statistisk Sentralbyrå [1996], *Elektrisitetsstatistikk 1994*, Oslo, Norvège.

Statistisk Sentralbyrå [1997], *Elektrisitetsstatistikk 1995*, Oslo, Norvège.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Statistisk Sentralbyrå [1998], *Elektrisitetsstatistikk 1996*, Oslo, Norvège.

Statkraft [1993-1998], rapports annuels 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997.

Statnett [1993-1998], rapports annuels 1992, 1993, 1994, 1996, 1997.

Stoffaës, C. (s.d.) [1994]. Entre monopole et concurrence - La régulation de l'énergie en perspective historique, P.A.U.

Stoffaës, C. [1995]. Services publics, questions d'avenir, Commissariat général au Plan, éditions Odile Jacob - la documentation française.

Tenenbaum B., Lock R., Barker J. [1992] Electricity Privatization: the Record, the Issues, the Lessons. *Energy Policy*, 1134-1160.

Thomas, Y. [1994]. Les producteurs indépendants d'électricité en Europe, InterEditions.

Verbruggen A. [1997] A normative structure for the European electricity market. *Energy Policy*, 281-292.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

ROYAUME-UNI

1. Généralités

Superficie : 244 000 Km²

Population : 59 millions (Londres 7,6 millions)

Densité : 243 hab. / km²

Croissance du PIB 1990-97 : 1,7 % / an

Taux de chômage 1997 : 5,7 %

PNB 1997 : 1 300 milliards \$

PNB/hab. : 21 700 \$ / hab.

Population en dessous du seuil de pauvreté de la Banque Mondiale : 13 %

Consommation nationale d'énergie : 240 millions tonnes équivalent pétrole

Consommation d'énergie par unité de produit : 0,18 tep / 1000 \$ de PIB

Consommation nationale d'électricité : 360 TWh

Consommation d'électricité par habitant : 6 200kWh

Principales sources de la production d'électricité :

Charbon 35 %, Pétrole 8 %, Gaz 26 %, Nucléaire 29 %, Hydraulique 1 %

2. Les acteurs du système électrique britannique

2.1. Production

Même si l'on recense environ 40 producteurs d'électricité, le secteur présente encore aujourd'hui 4 acteurs plus importants ; il s'agit de National Power, PowerGen, British Energy (le producteur nucléaire) et Eastern.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

**Répartition des capacités de production
en Grande-Bretagne en 1998, en MW**

National Power	15789 (23,1 %)
PowerGen	14723 (21,6 %)
Nuclear Electric	7128 (10,4 %)
NGC/First Hydro	2088
Hydro-Electric	3475
Scottish Nuclear	2440
ScottishPower	4170
Autres	18452 (27 %)
Total GB	68265

Sources : NGC, Electricity Association

**Parts de marché en production en Angleterre & Pays
de Galles en 1997/98, en %**

National Power	20,9
PowerGen	19,5
Nuclear Electric	16,8
Magnox Electric	7,6
Eastern Group	7,9
Interconnectors	8,6
Autres	18,7
Total A&PG	100

Sources : NGC, Electricity Association

En capacités comme en production, National Power et PowerGen apparaissent toujours comme les plus grands opérateurs. Cependant, en 1990 ils réalisaient près de 80 % de la production et ont été considérés pendant toute la décennie comme un duopole en abus de position dominante sur le marché de gros libéralisé. Ce comportement s'est notamment traduit par le maintien d'une profitabilité élevée des producteurs, malgré la présence de surcapacités importantes. C'est pourquoi, par deux fois (1995 et 1999), le régulateur sectoriel a obligé ces opérateurs à se séparer de capacités de production. National Power a ainsi vu ses capacités diminuer d'environ 9 000 MW (à partir de 27 000 MW en 1992) et sa part de marché reculer de 17 points (40 % en 1992). Pour PowerGen, ces chiffres sont de - 4 000 MW (à partir de 19 000 MW en 1992) et - 6 points (28 % en 1992). Ces diminutions des capacités se sont traduites par une diminution de la part de marché de ces opérateurs : de 48 % de la production en 1989/90 à 20,9 % en 1997/98 pour National Power, et de 30 % à 19,5 % pour PowerGen.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Cette présence d'un fort pouvoir de marché de certains opérateurs (et particulièrement du « duopole » NP-PG) explique le discrédit qui a fini par rejaillir sur l'ensemble du marché de gros, et l'importance qu'a prise aujourd'hui le projet de réforme complète de ce marché à l'instigation du gouvernement (voir plus loin).

2.2. Réseaux de Transport et Distribution

En transport, la National Grid Company (NGC) est propriétaire et gestionnaire du réseau, et effectue l'appel des centrales. NGC est aussi délégataire des activités de gestion du marché de gros par l'intermédiaire de filiales spécialisées.

En ce qui concerne les activités de distribution, il existe 14 zones/réseaux indépendants gérés par des compagnies différentes (même si des opérateurs voisins arrivent aujourd'hui à mutualiser certaines de leurs activités pour en baisser le coût). En dehors des 2 zones écossaises, maintenues dans des compagnies intégrées, on trouve en Angleterre et Pays de Galles 12 *Regional Electricity Companies* (RECs) chargées de l'exploitation des réseaux en moyenne et basse tension. A cette exclusivité était attachée une obligation de fourniture de la clientèle non éligible jusqu'en juin 1999 (date de l'éligibilité pour tous), avec fixation de plafonds de prix par le régulateur (Price Caps).

2.3. Nouveaux acteurs

L'ouverture d'un marché de gros en 1990 et l'éligibilité accordée aux clients professionnels (1MW de puissance en 1990, 100 KW en 1994) se sont traduites par de nombreuses entrées dans le secteur de la production et de la vente d'électricité. Les nouveaux producteurs sont pour une bonne part des vendeurs (en fait les RECs elles-mêmes, autorisées par le régulateur à ré-intégrer l'équivalent de 15 % de leurs ventes). Il s'agit donc plutôt de « faux nouveaux entrants ». Cette production dite « indépendante » et l'autoproduction ont été grandement facilitées par l'introduction des centrales à cycle combiné au gaz pouvant produire à des conditions de coûts compétitives et pour une capacité unitaire assez faible. L'entrée la plus significative dans le secteur électrique est celle du vendeur de gaz Centrica, issu de l'ancienne British Gas.

Les activités de distribution ont fait l'objet d'importantes manœuvres stratégiques après l'abandon en mars 1995 de la *golden share* dont disposait le Gouvernement sur chacun des RECs. Nombre d'OPA ont été lancées sur ces

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

opérateurs, en particulier en provenance de sociétés américaines, mais aussi d'autres opérateurs britanniques (producteurs écossais ou anglo-gallois). Il n'y a plus aujourd'hui de REC demeurée indépendante ; toutes ces compagnies ont soit été rachetées soit intégrées dans un groupe plus vaste. Dans un premier temps, le régulateur sectoriel ou le ministre ont accepté à peu près toutes les offres d'OPA qui n'émanaient pas des grands producteurs, en particulier du « duopole » National Power et PowerGen.. 3 RECs ont été ainsi absorbées dans des *multi-utilities* britanniques, la compagnie écossaise intégrée Scottish Power mettant la main sur Manweb. Enfin, en 1999, quatre des grands producteurs membres du Pool ont procédé au rachat de RECs : EDF chez London Electricity et SWEB (activité de fourniture), le producteur nucléaire British Energy chez SWALEC (activité de fourniture), National Power chez Midlands Electricity (activité de fourniture), PowerGen chez East Midlands Electricity. Le tabou de l'intégration verticale par les producteurs était tombé.

3. Les principales caractéristiques du système électrique britannique

3.1. Le système britannique antérieur

L'industrie électrique britannique d'avant la réforme trouve ses racines dans l'*Electricity Act 1947*, l'*Electricity Reorganisation (Scotland) Act 1954* et l'*Electricity Act 1957*. Il faut noter que le système électrique britannique est très différencié entre Angleterre - Pays de Galles et Ecosse ; cette dernière ayant depuis 1954 un statut et une organisation propres.

*** Angleterre et pays de Galles**

Créé en 1957, le *Central Electricity Generating Board* (CEGB) était en charge des activités de production et transport de l'électricité. La distribution et la vente s'opéraient via 12 *Area Boards* instaurés en 1947 et aux pouvoirs renforcés en 1957. Chacune de ces compagnies opérait sur une base de monopole et de contraintes (notamment l'obligation de fourniture). Toutes étaient des entreprises publiques d'état.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

* *Ecosse*

En 1954, les 2 *Area Boards* écossais issus de la loi de 1947 ont été transformés en *Boards* indépendants et verticalement intégrés. En fait, les capacités de production jusqu'alors gérées par la *British Electricity Authority* (créée en 1947) ont été séparées entre le CEGB anglo – gallois et les deux *Boards* écossais. Le North of Scotland Hydro-Electricity Board (NSHEB) et le South of Scotland Electricity Board (SSEB) reçoivent alors la responsabilité de la production, du transport et de la distribution - vente dans leurs zones respectives.

3.2. Le nouveau système britannique

Après une tentative infructueuse d'ouverture à la production indépendante en 1983, c'est en 1989 qu'a été voté le nouvel *Electricity Act*. Applicable à compter du 31 mars 1990, il modifie de fond en comble l'organisation et le fonctionnement du secteur électrique anglo - gallois. Pour ce qui est de l'Ecosse, les changements sont plus limités.

L'objectif essentiel de la réforme est l'introduction de la concurrence et la privatisation des entreprises, à partir d'une restructuration importante en Angleterre et Pays de Galles et d'une extinction programmée des aides au charbon britannique.

* *Restructuration*

Le CEGB est démembré en 4 compagnies ; 3 pour la production (National Power, PowerGen et Nuclear Electric) et 1 pour le transport (NGC). Les 12 *Area Boards* sont remplacés par 12 RECs soumises à l'obligation de fourniture pour les clients non éligibles. En Ecosse cette restructuration n'a pas lieu, puisque les deux opérateurs (Scottish Hydro-Electric et ScottishPower) conservent leur intégration verticale. L'autre point notable est que les centrales nucléaires sont transférées à Scottish Nuclear, une nouvelle compagnie.

* **The Electricity Pool, marché de gros de l'électricité**

Une autre différence majeure entre Angleterre - Pays de Galles et Ecosse est le fonctionnement du marché de gros. En Ecosse, les deux compagnies verticalement intégrées ont passé, juste avant leur privatisation, une série

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

d'arrangements visant à coordonner leur activités, diversifier leurs parcs de production et assurer un débouché (garanti) à l'électricité d'origine nucléaire.

En Angleterre - Pays de Galles, la réforme a été beaucoup plus profonde. En effet, les producteurs sont obligés de soumettre leurs plans de production aux enchères d'un marché de gros concurrentiel. C'est ce marché de gros, le *Pool*, qui réalise l'ordre de mérite permettant aux producteurs d'injecter leur production d'électricité le lendemain sur le réseau de transport. Leur rémunération se fait sur la base du prix marginal, i.e. l'enchère marginale permettant la satisfaction de la demande prévue par le gestionnaire de Réseau lors de la préparation du planning de production en j-1¹. Le fonctionnement de ce marché est, depuis son origine, soumis à la critique (voir les *Perspectives futures* ci-après).

*** Privatisation**

La privatisation a été l'un des objectifs clefs de la réforme. Les 12 RECs ont été intégralement privatisés en décembre 1990 (avec maintien d'une *golden share* pendant cinq ans) tandis que National Power et PowerGen l'ont été en deux phases (60 % en mars 1991 et 40 % en mars 1995). Seule Nuclear Electric est restée entièrement publique dans un premier temps. Les actifs nucléaires n'ont pu être privatisés qu'en juillet 1996 avec le regroupement des centrales les plus performantes de Nuclear Electric et de Scottish Nuclear dans le groupe British Energy ; les centrales de type magnox, plus anciennes et moins efficaces, sont restées publiques (au sein de la compagnie Magnox Electric). Pour l'Ecosse, Scottish Hydro-Electric et ScottishPower ont été totalement privatisés en juin 1991. Jusqu'en décembre 1995, les actionnaires de NGC étaient les RECs. A cette date, NGC a été introduite directement en bourse.

*** Eligibilité et libre choix du fournisseur**

L'un des objectifs de la réforme est de permettre aux consommateurs de choisir librement leur fournisseur parmi l'ensemble des compagnies présentes sur le marché. L'éligibilité des consommateurs s'est réalisée progressivement. Dès avril 1990, pour les clients appelant plus de 1 MW de puissance. Ce seuil a été

(1) Notre objet n'étant pas d'entrer dans les détails de la rémunération des producteurs, nous ne présentons ce point qu'avec une grande simplification. Dans la réalité, le système est plus complexe et il existe plusieurs niveaux de rémunération. Nous renvoyons le lecteur intéressé à notre bibliographie.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

abaissé à 100 kW en d'avril 1994. L'éligibilité complète n'a été atteinte qu'en juin 1999, avec plus d'un an de retard, en raison des problèmes d'informatisation rencontrés par les compagnies de distribution / vente. Le régulateur sectoriel constatait avec regret à la fin 1999 que peu de clients domestiques changeaient de fournisseur, entre 5 % et 10 % selon les méthodes de calcul.

** Perspectives futures*

Cette faible mobilité des consommateurs est une question importante. En effet, l'éligibilité était en Grande-Bretagne (mais aussi au sein de la Communauté européenne) l'une des grandes idées en faveur de la libéralisation. La liberté de choix pour le consommateur devrait permettre de profiter d'un meilleur service et d'un prix plus bas. Une explication de la « viscosité » des consommateurs est la baisse uniforme des prix entre les différentes compagnies. Mais le fait n'est pas entièrement avéré. Une autre piste relevée par le régulateur sectoriel est que les activités en monopole des réseaux de distribution (notamment la gestion des compteurs et de la mesure des consommations) donne une position dominante aux opérateurs historiques sur l'activité concurrentielle de vente d'énergie. D'une part, la séparation organisationnelle de ces deux activités au sein des RECs n'est pas toujours claire – elle est donc susceptible de cacher des subventions croisées. D'autre part, les consommateurs ne comprennent pas toujours la différence entre les activités de comptage et les activités de vente. Enfin, il existerait un problème d'information du consommateur qui aurait des difficultés à effectuer les démarches nécessaires au changement de fournisseur.

L'autre point important à suivre actuellement est la refonte du marché de gros et de son fonctionnement. En effet, après 2 années de consultations et d'enquêtes sur les mouvements de prix et les modalités potentielles de réorganisation, le Gouvernement a proposé en novembre 1999 une réforme radicale des règles de fonctionnement du marché de gros et de l'organisation des échanges. Le *Pool* existant depuis dix ans devrait disparaître, et être remplacé par une série de marché bilatéraux (à court, moyen et long terme) non obligatoires et par un mécanisme de règlement des écarts centralisé (visant à assurer la stabilité et la sécurité du réseau), un peu à la manière norvégienne. Ainsi, dans le nouveau système proposé, les demandeurs (via les RECs) pourraient devenir actifs sur les marchés de gros. D'une façon générale, on présente les nouvelles règles d'enchère et le nouveau processus de détermination des prix comme devant diminuer les risques de manipulation par les opérateurs dominants. Cependant, les modifications prévues ne font pas l'unanimité parmi les économistes britanniques spécialisés. Pour certains, les maux du *Pool* provenaient

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

essentiellement de l'insuffisante déconcentration de la production britannique. Le changement des règles de marché n'y apporterait par lui-même aucun remède.

4. Bibliographie

Arentsen, M.J. et Künneke, R.W. [1996], « Economic organization and liberalization of the electricity industry », *Energy Policy*, Vol.24, n.6, pp. 541-562.

Barclays de Zoete Wedd research [1990], *Electricity Supply Industry in Scotland*, avril.

Barker J., Tenenbaum B., Woolf F. [1997] Regulation of Power Pools and System Operators: an International Comparison. *Energy Law Journal* 2, 261-332.

Barker, J.V., Dunn, W. et Shean, M.P. [1994], « Practical considerations in restructuring of Electricity Supply Industries », dans Einhorn, M.A. (s.d.), *From Regulation to Competition : new frontiers in electricity markets*, Kluwer academic publishers

Bloge S., Edwards-Evans H., Plasket L. [1997], *op. cit.*

British Energy [1997], rapport annuel 1996-97.

Centre for the study of Regulated Industries (CRI) [1996]. Regulated industries - The UK Framework.

Charlot, M. [1990]. Le pouvoir politique en Grande Bretagne, PUF.

CRI [1993-1995], *The UK Electricity Industry, Electricity Services and Costs, Statistics Series*, 1991/92, 1992/93, 1993/94.

CRI [1993-1998], *The UK Electricity Industry, Charges for Electricity Services, Statistics Series*, 1993/94, 1994/95, 1995/96, 1996/97, /1997/98, 1998/99.

CRI [1996-1999], *The UK Electricity Industry, Financial and Operating Review, Statistics Series*, 1994/95, 1995/96, 1996/97, /1997/98.

CRI [1998], *Regulation of the UK Electricity Industry*, édition 1998.

Cross E. D. [1996] *op. cit.*

Department of Trade and Industry (DTI), [1998], *A Fair Deal for Consumers : Modernising the Framework for Utility Regulation*, Londres.

East Midlands Electricity [1998], rapport annuel 1997.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Eastern Group [1997], rapport annuel 1998.

Eastern Group [1997], Regulatory Accounts 1996-97.

Electricity Association [1996-1999], *Electricity Industry Review*, éditions 1995, 1997, 1998, 1999.

Eurostat [1993], *Prix de l'électricité 1985-1993*.

Eurostat [1998], *Prix de l'électricité, systèmes de prix*.

Eurostat [1999], *Prix de l'électricité 1990-1998*.

Financial Times Energy [1998-99], *Energy Economist*, publication mensuelle.

Financial Times Energy [1998-99], *Power in Europe*, publication bimensuelle.

Financial Times Energy [1998-99], *Power UK*, publication mensuelle.

Financial Times Energy [1998], *Power 1999*.

Finon D. [1995] *op. cit.*

Finon D. [1997] *op. cit.*

Gilbert R. J., Kahn E. P. (eds.) [1996] *op. cit*

Glachant J. M. [1998a] Le Pool d'électricité en Grande-Bretagne. *Revue d'Economie Politique* 1, 87-107.

Glachant J. M. [1998b] England's wholesale electricity market: could this hybrid institutional arrangement be transposed to the European Union ? *Utilities Policy* 7, 63-74.

Graham C. & Prosser T. [1991] *Privatising Public Enterprises*, Oxford: Clarendon Press.

Green R. [1996] Increasing Competition in the British Electricity Spot Market. *The Journal of Industrial Economics*, June, 205-216

Green, R. [1998], « Electricity Trading Arrangements in Britain: Emptying the Pool », *Actes du colloque "Electricity in Europe in the 21st Century"*, University Panthéon-Sorbonne.

Hancher L. [1997] *op. cit.*

Hancher, L. [1992]. *op. cit.*

HMSO [1989], *Electricity Act 1989, Chapter 29*, reprinted 1995, Londres.

Hunt S. & Shuttleworth G. [1996] *op. cit.*

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

IEA [1994] Electricity Supply Industry: Ownership and Regulation in OECD Countries. OECD.

IEA [1996] The Role of IEA Governments in Energy. OECD.

International Energy Agency (IEA) - OECD [1998], *Electricity Information 1997*.

International Energy Agency (IEA) [1993] Energy Policies of IEA Countries, 1993 Review. OECD.

Joskow P. L. [1996] *op.cit.*

Kellas, J.G. [1989]. The Scottish political system, Cambridge University Press, 4ème édition.

Le Duc, M. (s.d.) [1995]. *op. cit.*

London Electricity [1997], Regulatory Accounts 1996-97.

Manweb [1998], Regulatory Accounts 1996-97.

McKerron, G. [1998], « Electricity in England and Wales: Efficiency, equity and environment », in J.M. Glachant et D. Finon *op. cit, à paraître (2000)*,

Midlands Electricity [1998], rapport annuel 1997.

Midlands Electricity Plc, (OFFER)[1990]. Private Electricity Supply (Second-Tier) Licence - Scotland.

Midttun A. (ed.) [1997] European Electricity Systems in Transition: A Comparative Analysis. Elsevier.

National Audit Office (NAO), [1992]. The sale of ScottishPower and Hydro-Electric, février.

National Power [1997], rapport annuel 1997.

Northern Electric [1997], rapport annuel 1997.

OECD [1997], *Application of Competition Policy to the Electricity Sector*, Sections sur le Royaume-Uni.

Offer [1991-1999], rapports annuels 1995, 1996, 1997, 1998.

Offer, [1990]. Second Tier Licence to supply for Scottish Hydro-Electric Plc, juin.

Offer, [1993]. The Scottish transmission price control review : proposals, septembre.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Offer, [1993]. The supply price control review for ScottishPower and Hydro-Electric, consultation paper, décembre.

Offer, [1994a]. The Scottish distribution and supply price controls : proposals, septembre.

Offer, [1994b]. First Scottish renewables order, novembre.

Offer, [1995a]. Scottish energy efficiency standards of performance, mars.

Offer, [1995b]. The competitive electricity market from 1998 : the next steps, août.

Offer, [1997a]. Second Scottish renewables order, janvier.

Offer, [1997b]. The competitive market from 1998 : standard amendments to generating, transmission and public electricity supply licence (for Scotland), draft, janvier.

Offer, [1997c]. The competitive market from 1998 : standard second tier electricity supply licence (for Scotland), draft, janvier.

Offer, [1997d]. Annual Report 1996, chap.4, « Competition and Regulation in Scotland ».

Olsen O. J. (ed.) [1995] Competition in the Electricity Supply Industry. DJOF, Copenhagen.

Pollitt M. [1995] *op. cit.*

Powergen [1997], rapport annuel 1997.

Riechmann, C. [1998], « Regulating Grid Access with Partial Price-Caps - Electricity Distribution in England and Wales », in J.M. Glachant et D. Finon *op. cit.*, à paraître (2000),

Scottish Hydro-Electric [1991-1998], rapports annuels 1990-91, 1991-92, 1992-93, 1993-94, 1994-95, 1996, 1997, 1998.

Scottish Hydro-Electric [1991-1998], rapports annuels 1990-91, 1991-92, 1992-93, 1993-94, 1994-95, 1996, 1997, 1998.

ScottishPower [1991-1997], rapports annuels 1990-91, 1992-93, 1993-94, 1994-95, 1995-96, 1996-97.

ScottishPower [1991-1997], rapports annuels 1990-91, 1992-93, 1993-94, 1994-95, 1995-96, 1996-97.

Southern Electric [1997], rapport annuel 1997.

Stoffaës, C. (s.d.) [1994]. *op. cit.*

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Surrey J. (ed.) [1996] *The British Electricity Experiment*. Earthscan.

SWEB [1997], rapport annuel 1996-97.

Tenenbaum B., Lock R., Barker J. [1992] *op. cit.*

The Energy Group [1997], rapport annuel 1996-97.

Thomas, Y. [1994]. *op. cit.*

SUEDE

1. Généralités

Superficie : 450 000 km²

Population : 8,8 millions (Stockholm 1,5 million)

Densité : 21 hab. / km²

Croissance du PNB 1990-97 : 0,8 % / an

Taux de chômage 1997 : 8 %

PNB 1997 : 217 Mds \$

PNB / hab. : 24 700 \$ / hab.

Population en dessous du seuil de pauvreté de la Banque Mondiale : 5 %

Consommation nationale d'énergie : 53 millions tonnes équivalent pétrole

Consommation d'énergie par unité de produit : 0,24 tep / 1000 \$ de PNB

Consommation nationale d'électricité : 145 TWh

Consommation d'électricité par habitant : 16 500 kWh

Principales sources de la production d'électricité :

Charbon 2 %, Pétrole 3 %, Gaz 0,5 %, Nucléaire 47 %, Hydraulique 46 %

2. Les acteurs du système électrique suédois

2.1. Production

En Suède, malgré la centaine de producteurs recensés, le secteur est concentré autour de quelques compagnies. Les cinq plus importantes (Vattenfall, Sydkraft, Stockholm Energi, Gullspång Kraft et Stora Kraft) représentent 90 % de la production. Les deux principales, Vattenfall (entreprise publique nationale) et Sydkraft (société régionale d'économie mixte, autour de la ville de Malmö), représentent respectivement 50 et 20 %. On notera plusieurs participations étrangères (allemande et norvégienne dans Sydkraft, finlandaise dans Stockholm Energi et Gullspång, française dans Graninge). A cette concentration en production correspond aussi une concentration de la distribution autour des mêmes compagnies.

Avant l'instauration du marché de gros issu de la réforme (le Nord Pool partagé avec la Norvège, en janvier 1996), les plus grands producteurs du pays s'étaient entendus pour échanger de l'électricité sur la base d'un accord national de Pool. C'est avec l'ouverture des débats sur la libéralisation du secteur (dès 1991), que s'est initié un mouvement stratégique des producteurs par fusions entre producteurs, et rachats de compagnies de distribution. Le nombre de grands producteurs s'est ainsi réduit de 12 à 7. Parmi les regroupements importants, il faut noter le rachat de Bakab (5ème) par Sydkraft en 1993, et celui de Skandinaviska Elverk par Gullspång en 1997. Les producteurs, et au premier chef Vattenfall et Sydkraft, se sont aussi lancés dans l'intégration verticale en rachetant un trentaine de compagnies locales de distribution et une quinzaine de réseaux municipaux de chaleur. Enfin, le finlandais IVO (devenu Fortum) a acquis Gullspång, et a créé une nouvelle société Birka Energi qui coordonne aujourd'hui Gullspång (sa filiale) et Stockholm Energi (participation 50/50) et qui représente 14 % de la production suédoise et 16 % de la distribution suédoise.

2.2. Réseaux de Transport et Distribution

Il faut distinguer trois niveaux de réseaux d'électricité. Le réseau d'interconnexion national et international (220-400 kV) est, depuis 1992, géré par un établissement public national, Svenska Kraftnät, qui a été séparé de Vattenfall. Le réseau intermédiaire est le plus souvent propriété des filiales des compagnies de production exerçant dans la région, avec une importante partie possédée par l'entreprise nationale Vattenfall. Enfin, on trouve les réseaux locaux dont les propriétaires sont les nombreuses compagnies publiques locales de distribution.

En 1989, on recensait encore 290 compagnies de distribution. En 1998, ce nombre était descendu à 240. La disparition de 50 compagnies provient des rachats et fusions opérés dans les années 1990. Ce sont essentiellement le fait de producteurs (notamment Vattenfall, Sydkraft, et Gullspång) qui ont cherché à étendre leurs positions. Parmi ces rachats, on peut mentionner ceux de Orebro Energi (82 000 clients) par Sydkraft, Nykoping Energi (31 000) par Vattenfall, ou Jarfalla Energi (28 000) par Graninge. La quasi-totalité des acteurs électriques suédois sont publics, en majorité au niveau local ou régional, à l'exception des deux entreprises publiques d'état (Vattenfall et Svenska Kraftnät). Dans ce contexte, ce sont les entreprises à participation étrangère qui ressemblent le plus à des entreprises privées, bien que leurs actionnaires

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

étrangers soient souvent des entreprises publiques (EDF, Statkraft) ou semi-publiques (IVO – Fortum).

Principaux producteurs et distributeurs en Suède

	Production (TWh, 1996)		Nombre de clients (1997)
Vattenfall AB	71,3	Stockholm Energi Elnät AB	476 200
Sydkraft AB	24,7	Sydkraft Eldistribution	392 600
Stockholm Energi AB	10,4	Gullspång Kraft AB	340 000
Gullspång Kraft	9,8	Göteborg Energi AB	250 000
Stora Kraft	5,3	Grange Energi AB	130 000

Cependant, ces données officielles suédoises sous-estiment nettement la concentration en cours dans ce pays. En effet, 1° les activités de distribution de Vattenfall étant dispersées entre plusieurs sociétés distinctes, elles ne peuvent pas apparaître dans le classement des 5 premiers distributeurs suédois. En fait, le groupe Vattenfall est bien la première force de distribution de Scandinavie dès 1997 avec environ 720 000 clients en Suède et 175 000 clients en Finlande. 2° De même, le regroupement en été 1998 des activités de Gullspång, la filiale suédoise du finlandais IVO, avec les activités de Stockholm Energi, sous le nom de Birka Kraft, a créé un nouveau n° 1 de la distribution des pays nordiques, avec 805 000 clients en Suède et 355 000 en Finlande pour l'ensemble du groupe IVO (Vattenfall passant en n° 2 jusqu'à sa rentrée en Norvège chez Oslo Energi). 3° Enfin, la taille du groupe Sydkraft est sous-estimée pour les mêmes raisons (la dispersion des activités entre plusieurs sociétés distinctes). Le groupe Sydkraft atteindrait en réalité 620 000 clients, ce qui en fait le n° 3 de la distribution nordique - Norvège, Suède, Finlande -. On notera qu'aucune société norvégienne ne pourrait figurer dans un palmarès des distributeurs nordiques dépassant les 500 000 clients.

Globalement, le système électrique suédois se caractérise donc par une concentration importante et des prises de participations entre compagnies électriques. Cette concentration n'a fait qu'augmenter à l'approche de la réforme et continue depuis. C'est pourquoi la place prépondérante de Vattenfall en Suède (50 % de la production nationale) a toujours été un enjeu de discussions. Certains étaient partisans d'un démembrement de Vattenfall en plusieurs compagnies afin de limiter son pouvoir de marché. Mais c'est une toute autre solution qui a été adoptée : la « dilution » de Vattenfall par la fusion du marché de gros suédois avec celui de la Norvège. Le régulateur suédois,

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Energimyndigheten, met cependant à jour un nouveau problème. Les alliances et les prises de participation entre grands opérateurs du nord de l'Europe pourraient ramener le degré de concentration de l'électricité nordique au niveau qui était le sien en Suède avant à la réforme.

2.3. Nouveaux acteurs

Comme en Norvège, la mise en place en Suède de marchés concurrentiels s'est traduite par l'apparition de nouveaux métiers d'intermédiaires : « *traders* » (19 compagnies Suédoises sont présentes sur le Nord Pool) et « *brokers* » (5 compagnies suédoises).

3. Les principales caractéristiques du système électrique suédois

3.1. Le système suédois antérieur

La loi sur l'électricité en vigueur en Suède avant la réforme de 1996 datait de 1902. Le secteur électrique suédois reposait depuis cette date sur l'existence de monopoles locaux de distribution ; des monopoles de fait et non de droit. Les limites géographiques s'étaient imposées d'elles-mêmes car les opérateurs n'avaient pas voulu s'affronter dans une guerre concurrentielle dangereuse. Seule Vattenfall disposait d'un champ d'opération national. Dans ce cadre de juxtaposition de monopoles, des besoins de coopération s'étaient fait sentir, allant au delà de la coopération locale décentralisée. En 1964, les 12 plus gros producteurs constituaient un Pool national volontaire afin de permettre une meilleure gestion de leurs ressources par des échanges d'électricité. Cependant, la fourniture d'électricité entre l'amont et l'aval du secteur passait essentiellement par des contrats signés entre compagnies de distribution et grands producteurs nationaux (ou de manière interne pour quelques compagnies verticalement intégrées).

3.2. Le nouveau système suédois

La dérégulation du secteur électrique Suédois s'inscrit dans le cadre de la crise industrielle et de compétitivité qu'a traversé le pays à partir de la fin des années 80, et qui a suscité un fort mouvement de dérégulation sectorielle

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

(télécommunications, poste, transports aériens et ferroviaires,... et finalement l'électricité). Le mouvement de réforme du secteur électrique suédois peut être partagé en deux éléments : d'une part l'éclatement de la compagnie nationale Vattenfall et, d'autre part, la nouvelle loi proprement dite. C'est en janvier 1992 que le gouvernement a décidé de diviser Vattenfall en deux entités distinctes. D'un côté, les actifs de production, et de l'autre, le réseau national d'interconnexion ; donnant ainsi naissance à Vattenfall AB (un producteur, transformé en société anonyme dont l'état est le seul actionnaire) et à Svenska Kraftnät (gestionnaire du réseau national, demeuré un établissement public d'état).

Le vote et l'application d'une nouvelle loi sur l'électricité se sont faits plus tard, du fait de l'alternance politique et des discussions sur les modalités de réforme. La nouvelle loi a finalement été votée en octobre 1995, pour application à compter du 1er janvier 1996, remplaçant ainsi la vieille loi de 1902. Les principaux points mis en œuvre dans la réforme sont les suivants :

1° Ouverture aux tiers des réseaux d'interconnexion sur la base d'une « tarification par point ».

2° Intégration au marché électrique norvégien par création d'un marché nordique unique, géré par Nord Pool ASA (propriété filiale des deux gestionnaires publics de réseaux).

3° Séparation entre les activités ouvertes à la concurrence (production, vente) et celles restant en monopole régulé (les 3 niveaux de réseau). La séparation comptable est obligatoire entre ces diverses activités. De plus, la séparation juridique est exigée lorsqu'il y a une activité de réseau.

4° Possibilité de choix du fournisseur pour tout consommateur ; ceux qui ne désirent pas en changer bénéficient d'une garantie de fourniture par le distributeur local.

5° Mise en place d'une période transitoire de 5 ans pendant laquelle les compagnies concessionnaires locales auront deux obligations : celle de servir les clients locaux qui ne désirent pas changer de fournisseur, et celle d'acheter la production des petits producteurs locaux (jusqu'à une capacité de 1 500 kW).

6° Confirmation du rôle de Svenska Kraftnät comme gestionnaire du réseau national d'interconnexion (déjà désigné comme « Opérateur du Système » en 1992).

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

7° A l'inverse de la Grande-Bretagne, et comme en Norvège, la privatisation n'est pas un objectif de la réforme. D'ailleurs la majeure partie du secteur électrique n'appartient pas à l'état mais aux collectivités locales.

8° Délégation de la supervision du secteur à deux autorités indépendantes, l'autorité suédoise de la concurrence (Konkurrensverket) et l'autorité de régulation sectorielle (NUTEK-Nätmyndigheten avant 1998, Energimyndigheten depuis).

3.3. La concurrence sur le marché de détail suédois

Tous les consommateurs suédois ont en principe la possibilité, depuis janvier 1996, de choisir leur fournisseur d'électricité parmi l'ensemble des compagnies offrant ces services. Les consommateurs industriels ont activement utilisé cette possibilité : selon l'association professionnelle suédoise de l'électricité, en 1997, 30 % de leurs achats se sont effectués en dehors de la zone historique de l'ancien monopole.

Il n'en a pas été de même pour les consommateurs domestiques. Chargée de suivre les évolutions du marché, l'autorité suédoise de la concurrence (Konkurrensverket) notait qu'*aucun* client domestique n'avait changé de fournisseur durant les 9 premiers mois de la réforme. D'après les dernières informations disponibles (Energimyndigheten, décembre 1998), on ne recensait après trois ans de réforme, que 20 000 à 25 000 consommateurs domestiques ayant changé de fournisseur parmi plus de quatre millions d'abonnés, soit 0,5 à 0,6 %.

Différents facteurs explicatifs y contribuent.

1° La liberté de choix n'a été effective qu'à partir de juillet 1996, et un préavis de 6 mois était nécessaire pour changer de fournisseur (ce préavis n'est plus que d'une semaine en Norvège). La compagnie locale a donc la possibilité de faire une contre-proposition de prix qui permet au client de ne pas avoir à payer les coûts d'installation du compteur.

2° En effet, le changement de fournisseur était subordonné à l'installation d'un compteur horodateur. Or cette installation est coûteuse pour le client : environ 8 000 couronnes suédoises en 1996, coût plafonné à 2 500 couronnes depuis 1997 (1 couronne = environ 0,80 FF). Par ailleurs, le compteur installé et son usage restent de la responsabilité de l'opérateur historique (à la fois monopole de réseau et ancien fournisseur).

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

3° Tandis que la Norvège pratiquait déjà les « profils de consommation » qui peuvent dispenser d'un compteur horodateur, les consommateurs suédois ont pu refuser l'installation de ce compteur onéreux dont ils pourraient se passer dans le futur. Et, de fait, le nouveau parlement suédois, issu des élections de l'automne 1998, a voté le 4 décembre 1998 que l'utilisation de compteurs horodateurs ne serait plus obligatoire à partir du 1^{er} novembre 1999. D'autre part, le préavis de changement de fournisseur passe de 6 mois à 1 mois. C'est donc à partir de l'an 2000 qu'on verra poindre en Suède la légère mobilité des consommateurs domestiques déjà constatée en Norvège.

4. Bibliographie

Amundsen, E.S. & Bergman, L. [1998], « The Deregulated Electricity Markets in Norway and Sweden: A Tentative Assessment », in J.M. Glachant et D. Finon, op cit. [2000]

Andersson, B. & Bergman, L. [1995], « Market structure and the price of electricity: An ex ante analysis of the deregulated Swedish electricity market », *The Energy Journal*, Vol.16, n.2, pp.97-109

Andersson, B. & Bergman, L. [1995], « The "New" Electricity Market in Sweden: Competition and Prices », dans O.J.Olsen (ed.), *Competition in the Electricity Supply Industry*, pp.155-170

Arentsen, M.J. et Künneke, R.W. [1996], *op. cit.*

Barker J., Tenenbaum B., Woolf F. [1997] *op. cit.*

Barker, J.V., Dunn, W. et Shean, M.P. [1994], *op. cit.*

Blogle S., Edwards-Evans H., Plasket L. [1997], *op. cit.*

Cross E. D. [1996], *op. cit.*

Energimyndigheten [1997], *A Sustainable Energy Supply*, résumé du décret parlementaire (juin 1998).

Energimyndigheten [1998], *Energiläget i siffror*, édition 1998.

Energimyndigheten [1998], *Energy in Sweden*, édition 1998.

Energimyndigheten [1998], *Utveckling av nät- och elhandelspriser 1996-1998*.

Energimyndigheten [1998], *Utvecklingen på elmarknaden 1998*.

Eurostat [1993], *Prix de l'électricité 1985-1993*.

Eurostat [1998], *Prix de l'électricité, systèmes de prix*.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

- Eurostat [1999], *Prix de l'électricité 1990-1998*.
- Financial Times Energy [...], *Energy Economist*, publication mensuelle.
- Financial Times Energy [...], *Power in Europe*, publication bimensuelle.
- Financial Times Energy [1998], *Power 1999*.
- Finon D. [1995] *op. cit.*
- Finon D. [1997] *op. cit.*
- Gilbert R. J., Kahn E. P. (eds.) [1996] *op. cit.*
- Grosser A. (sld) [1993-1998] Les pays d'Europe occidentale. Editions 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998. Paris: La Documentation Française.
- Guchet Y. [1994] Les systèmes politiques des pays de l'Union européenne. Paris: Armand Colin.
- Gullspång [1992-1998], rapports annuels 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997.
- Hancher L. [1997] *op. cit.*
- Hancher, L. [1992]. *op. cit.*
- Hjalmarsson, L. [1996], « From club-regulation to market competition in the Scandinavian electricity supply industry », dans R.J.Gilbert & E.P.Kahn (ed.), *International Comparisons of Electricity Regulation*, pp.127-178
- Hunt S. & Shuttleworth G. [1996] *op. cit.*
- IEA [1994] Electricity Supply Industry: Ownership and Regulation in OECD Countries. OECD.
- IEA [1996] The Role of IEA Governments in Energy. OECD.
- IEA-OECD [1996], *Sweden 1996 Review*.
- International Energy Agency (IEA) - OECD [1998], *Electricity Information 1997*.
- IEA [1993] Energy Policies of IEA Countries, 1993 Review. OECD.
- Kahn E. [1997] *op. cit.*
- Kalaydjian, R. [1993], *op. cit.*
- Konkurrensverket [1996], *Deregulation of the Swedish Electricity Market*, résumé du rapport 1996:3.
- Konkurrensverket [1998], rapport annuel 1997.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Le Duc, M. (s.d.) [1995]. *op. cit.*

Midttun A. (ed.) [1997] *European Electricity Systems in Transition: A Comparative Analysis*. Elsevier.

Midttun, A. & Handeland, J. [1998], *op. cit.*

Midttun, A. [1996], « Electricity liberalization policies in Norway and Sweden », *Energy Policy*, Vol.24, n.1, pp.53-65

Midttun, A. [1998], « Loyalty or competition ? A comparative analysis of Norwegian and Swedish electricity distributors adaptation to market reform », *Energy Policy*, Vol.26, n.2, pp.143-158

MoDo Group [1991-1999], rapports annuels 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998.

MoDo Group [1991-1999], rapports annuels 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998.

Nord Pool ASA [1998], *Elspot - The Spot Market*.

Nord Pool ASA [1998], *Eltermin, The Financial Market*.

Nord Pool ASA [1998], rapport annuel 1997.

NUTEK [1995-1998], *Elmarknaderna runt Östersjön*, éditions 1995, 1996, 1997.

NUTEK [1996], *Swedish Electricity Market 1996*.

NUTEK [1996, 1997], *Energy in Sweden*, éditions 1996, 1997.

OECD [1997], *Application of Competition Policy to the Electricity Sector*, Sections sur la Norvège, la Suède et le Royaume-Uni.

Olsen, O.J. & Munksgaard, J. [1998], « Cogeneration and taxation in a liberalized Nordic power market », *Utilities Policy*, 7, pp.32-33

Olsen, O.J. [1995], « Markets for Electricity: Economic Reform of the Norwegian Electricity Industry », dans O.J.Olsen (ed.), *op.cit.*, pp.69-106.

Olsen, O.J. [1998], « Liberalization and cooperation in Nordic electricity », dans CRI (ed.), *Network industries in Europe: preparing for Competition*, mars

Skellefteå Kraft [1995-1997], rapports annuels 1994, 1995, 1996.

Skytte, K. & Olsen, O.J. [1998], « Liberalization of the electricity supply industry in Northern Europe », *op. cit, à paraître (2000)*,

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Statistiska Centralbyrån [1996], *Priser på elenergi och nättjänst 1996*, Örebro, Suède.

Statistiska Centralbyrån [1997], *El- gas- och fjärrvärmeförsörjningen 1996*, Örebro, Suède.

Statistiska Centralbyrån [1997], *Priser på elenergi och nättjänst 1997*, Örebro, Suède.

Statistiska Centralbyrån [1998], *Priser på elenergi och nättjänst 1998*, Örebro, Suède.

Stockholm Energy [1991-1997], rapports annuels 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996.

Stockholm Energy [1991-1997], rapports annuels 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996.

Stoffaës, C. (s.d.) [1994], *op. cit.*

Svenska Kraftnät [1993], *Handelsplats för el.*

Svenska Kraftnät [1993-1998], rapports annuels 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997.

Svenska Kraftnät [1997], *The Swedish electricity market and its implications for Svenska Kraftnät*, seconde édition.

Svenska Kraftnät [1998], *Foreign Links owned by Svenska Kraftnät 1998.*

Svenska Kraftnät [1998], *The Balance Service at Svenska Kraftnät 1998.*

Svenska Kraftnät [1998], *The National Grid Tariff System 1998.*

Svenska Kraftverksföreningen [1994-1999], rapports annuels 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998.

Sveriges El Leverantörer [1998], *The structural changes on the Swedish electricity market.*

Sydkraft [1991-1998], rapports annuels 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997.

Tekniska Verken i Linköping [1991-1998], rapports annuels 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997.

Tenenbaum B., Lock R., Barker J. [1992] *op. cit.*

Uppsala Energi [1992-1998], rapports annuels 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997.

- Vues détaillées des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Vattenfall [1992-1999], rapports annuels 1991, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997, 1998.

PARTIE II

**EVALUATION DES MARCHES ET DES
SECTEURS ELECTRIQUES EUROPEENS**

Chapitre III

ÉVALUATION DE L'ATTRACTIVITÉ ET DE L'ACCESSIBILITÉ DES MARCHÉS EUROPÉENS D'ÉLECTRICITÉ

Bien que le projet de réalisation d'un marché intérieur européen de l'électricité ait été lancé il y a une quinzaine d'années, il subsiste dans ce secteur assez de différences et de cloisonnements entre les États membres pour justifier que l'analyse des marchés soit essentiellement conduite pays par pays. Nous avons identifié deux dimensions qui permettent de caractériser les marchés d'électricité des États membres et de les comparer les uns aux autres pour dégager une typologie des marchés de l'Union européenne. Ce sont l'« *attractivité* » et l'« *accessibilité* » relatives des marchés pour les différents opérateurs du secteur de l'électricité.

L'« *attractivité* » des marchés d'électricité des États membres dépend de leur potentiel commercial, en statique (taille des marchés) ou en dynamique (croissance des marchés), pour les industriels qui y opèrent. Il est indispensable de distinguer au moins trois types de marchés, dont les évolutions et les caractéristiques commerciales sont bien différentes. Le premier type est le marché des clients industriels et du transport, qui accueille le cœur de la clientèle éligible définie par la directive européenne 96/92. C'est à la fois le marché le plus important par la taille (930 TWh dans l'Union européenne en 1998) et un marché déjà en déclin à l'échelle de l'Europe (avec -2,9 % de recul en valeur constante entre 1990 et 1998). Le deuxième type est le marché professionnel des services et des collectivités, dont l'éligibilité dépend essentiellement de mesures nationales volontaires. C'est le plus petit des trois types de marchés, avec 500 TWh consommés en 1998. Mais c'est aussi le plus dynamique, avec + 22,3 % de hausse en valeur constante entre 1990 et 1998. Enfin, le troisième type est le marché des clients résidentiels. Ceux-ci ne sont

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

éligibles, à ce jour, que dans cinq pays d'Europe : Allemagne, Royaume-Uni, Norvège, Suède et Finlande. C'est un marché de taille intermédiaire (620 TWh) et de croissance faible, avec seulement + 12,6 % de hausse en valeur constante entre 1990 et 1998, soit moins de 1,5 % en moyenne annuelle. Au total, ce sont donc quarante-huit marchés électriques élémentaires qui sont comparés dans ce chapitre : ceux des 15 pays de l'Union et ceux de la Norvège.

Attractif ou non, chacun de ces marchés ne se fondera dans un « marché européen unique de l'électricité » que s'il est accessible à d'autres opérateurs que ses opérateurs historiques. Une première évaluation de l'accessibilité des marchés européens nous est donnée par le degré d'ouverture *ex ante* de ces marchés. En effet, avant même la transposition de la directive européenne il est possible d'évaluer des degrés d'ouverture technique et d'ouverture commerciale des marchés nationaux. Il apparaît alors que la zone « *peu ou pas ouverte* » est la plus grande, avec 5 pays et 43 % de la consommation totale de l'Union européenne. Tandis que la zone « *très ouverte* » est la plus petite, avec 7 pays, mais seulement 26 % de la consommation totale de l'Union européenne. Une seconde évaluation de l'accessibilité des marchés européens s'exprime par le degré d'ouverture *ex post*. En effet, à partir de l'application de la directive européenne, on peut mesurer des degrés d'ouverture réglementaire (l'éligibilité des consommateurs) et d'ouverture industrielle (la concentration des structures de production). Dans ce cadre de mesure, nous constatons qu'il n'existe pas de « marché unique européen de l'électricité » qui couvrirait l'ensemble de l'Union européenne. En réalité l'Europe de l'électricité n'est ni très ouverte ni très unifiée, et les marchés nationaux les plus importants sont les marchés « *partiellement ouverts* » (55 % de la consommation totale de l'Union) ou « *peu ouverts* » (27 % de l'Union).

En définitive, un seul des 16 marchés nationaux examinés apparaît à la fois comme assez attractif et comme un marché très ouvert. Mais il ne représente que 4,4 % de la consommation totale de l'Union européenne.

1. L'attractivité des marchés d'électricité des États membres

La notion d'attractivité rend compte de l'attrait relatif des différents marchés nationaux d'électricité quand on les compare les uns aux autres à partir d'un petit nombre de variables mesurant leur potentiel commercial. En statique, il est raisonnable de mesurer l'attractivité à partir de la taille de la consommation intérieure (*cf.* 1-A), qui peut être exprimée en unités physiques comme le TWh (1 milliard de kWh). La dimension dynamique de l'attractivité sera donnée par

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

les évolutions des marchés. On peut mesurer cette évolution par la croissance physique du volume des consommations. Mais une meilleure mesure du dynamisme commercial est donnée par l'évolution en valeur réelle du chiffre d'affaires de l'industrie électrique (cf. 1-B). C'est pourquoi nous avons déflaté par un indice général de prix (prix industriels ou prix de la consommation des ménages) l'évolution de la valeur nominale des ventes d'électricité. La combinaison des critères de taille et de croissance dégage l'attractivité des marchés européens (cf. 1-C). Enfin, il est préférable de distinguer ici trois types de marchés, dont les évolutions et les caractéristiques commerciales sont bien différentes : 1° le marché des clients industriels et du transport, cœur de la clientèle éligible dans la directive européenne 96/92 (cf. 1-D) ; 2° le marché des services et des collectivités, dont l'éligibilité dépend de mesures nationales volontaires (cf. 1-E) ; et 3° le marché de la clientèle résidentielle, qui n'est éligible, à ce jour, que dans cinq pays d'Europe (Allemagne, Royaume-Uni, Norvège, Suède et Finlande) cf. 1-F.

1.1. La taille relative des marchés européens

Nous présentons 17 marchés européens d'électricité sur le tableau n° 1 : les 15 de l'Union européenne, plus ceux de la Norvège et de la Suisse qui sont intimement mêlés au fonctionnement d'autres marchés de l'Union. On peut distinguer trois groupes de marchés selon leurs tailles.

Un premier groupe est composé de quatre marchés de grande taille, représentant chacun de 12 % à 22 % du marché unique de l'Union (2100 TWh en 1998). Ce sont, par taille décroissante, l'Allemagne, la France, le Royaume-Uni et l'Italie. Ces quatre grands marchés pèsent ensemble les 2/3 du total des consommations d'électricité de l'Union.

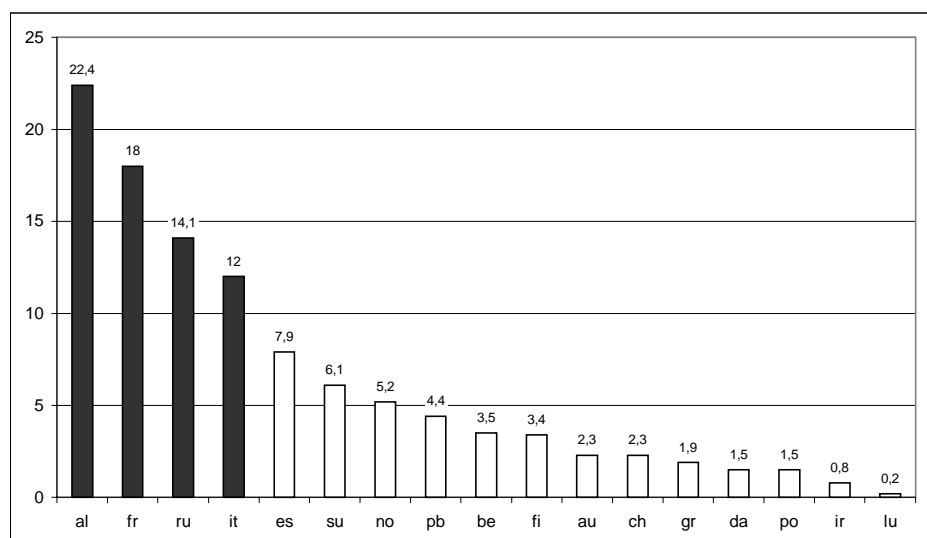
Ensuite, un deuxième groupe rassemble six marchés de taille moyenne (pesant chacun de 3 % à 8 % du marché unique de l'Union). Ce sont par taille décroissante : l'Espagne, la Suède, la Norvège non-membre de l'Union, les Pays-Bas, la Belgique et la Finlande. Ces six marchés moyens pèsent ensemble l'équivalent de 1/3 du total des consommations d'électricité de l'Union.

Enfin, le dernier groupe est celui de sept marchés de petite taille (pesant chacun de 0,2 % à 2,3 % du marché unique de l'Union). Ce sont dans l'ordre : l'Autriche, la Confédération Helvétique non-membre de l'Union, la Grèce, le Danemark, le Portugal, l'Irlande et le Luxembourg. Ces sept petits marchés pèsent ensemble l'équivalent de 10 % du total des consommations d'électricité du marché unique de l'Union (NB : le total des trois types de marchés

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

électriques dépasse 100 %, car deux pays ne sont pas membres de l'Union européenne).

Tableau 1 - Taille des marchés européens d'électricité en 1998
(en volume et en % du marché unique de l'Union européenne)



1.2. La croissance relative des marchés européens

De 1990 à 1998 (dernière statistique disponible), les taux de croissance des marchés européens ont été très différents entre les meilleurs et les moins bons. Cependant, au niveau de l'Union européenne entière, il faut constater que l'industrie électrique est définitivement entrée dans sa phase de maturité, avec une croissance moyenne faible (+ 16 % de croissance acquise en huit ans, c'est-à-dire + 1,9 % en moyenne annuelle). On peut quand même distinguer trois types de marchés, tant pour la croissance en volume (tableau n° 2) que pour la croissance en valeur constante (tableau n° 3, où la croissance des ventes de fournitures électriques est corrigée par un indice général des prix ¹).

(1) Les évolutions nationales en volume sont issues des données de l'Agence Internationale de l'Energie –AIE- (annuaires Electricity Information, éditions de 1996 à 1998, éd. OCDE, Paris) sauf l'année 1998 qui a été extrapolée à partir des indices nationaux d'évolution en volume donnés par l'UNIPÉDE (Electricity Outlook 1999, éd. UNIPÉDE, Bruxelles, 1999). Les indices de valeur constante ont été calculés en

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

En volume, on remarque tout d'abord un groupe de huit marchés en croissance forte (de + 23,9 % à + 47,9 % acquis au terme des huit années, soit de 2,7 % à 5 % de croissance annuelle). Ce sont dans l'ordre : l'Irlande, le Portugal, la Grèce, l'Espagne, le Luxembourg, la Belgique, les Pays-Bas et la Finlande.

On remarque ensuite un groupe de quatre marchés en croissance moyenne (de + 20,9 % à + 13,4 % au terme des huit années, y compris la moyenne de l'Union européenne à 16 %, soit de 1,6 % à 2,4 % de croissance annuelle). Ce sont : la France, l'Italie, l'Autriche et le Royaume-Uni.

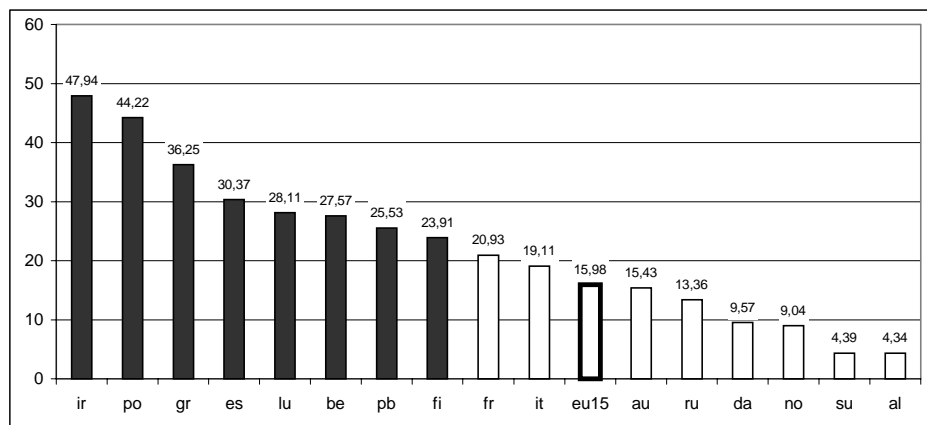
On remarque enfin un groupe de quatre marchés en croissance nettement plus faible (de + 4,3 % à + 9,6 % au terme des huit années, soit de + 0,5 % à + 1,1 % de croissance annuelle). Ce sont : le Danemark, la Norvège, la Suède et l'Allemagne. L'Allemagne est ainsi le premier marché pour la taille, mais le dernier des 17 pays pour le taux de croissance en volume.

En valeur constante, la répartition des pays entre les trois types de marchés (plus forts, moyens, plus faibles) est identique. Mais tous les taux de croissance chutent sensiblement. La croissance totale de l'ensemble des pays de l'Union européenne à la fin des huit années n'atteint plus que 8 % (c.a.d. moins de 1 % de croissance annuelle moyenne). Globalement, les marchés de l'Union européenne sont donc déjà entrés dans une phase de maturité accentuée, avec une quasi stagnation de la valeur dégagée par l'industrie électrique. Sur le grand marché de l'Allemagne, l'évolution de la valeur réelle des ventes d'électricité est même négative. La valeur y recule de -3 % entre 1990 et 1998, malgré une hausse de plus de 4 % des volumes d'électricité consommés.

appliquant à chaque pays les indices de prix réels de l'électricité pour l'Union européenne que publie l'AIE (annuaires Electricity Information, indice européen des consommations professionnelles et indice européen des consommations résidentielles).

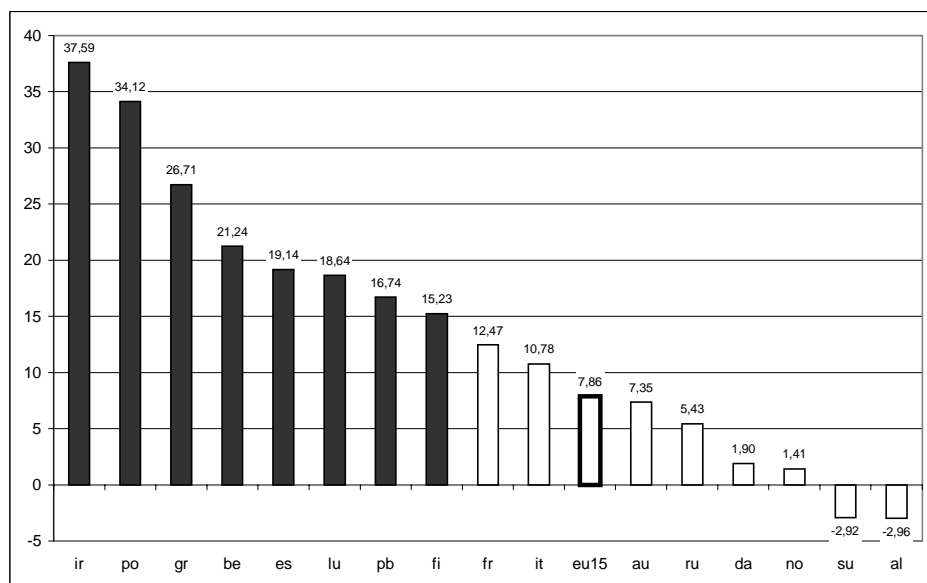
- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

Tableau 2 - Croissance de la consommation d'électricité en volume de 1990 à 1998



Sources : Eurostat et Unipede, 1999

Tableau 3 - Croissance de la consommation d'électricité en valeur constante de 1990 à 1998



Sources : AIE, Eurostat, Unipede, 1999

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

1.3. L'attractivité relative des marchés européens

1.3.1. Electricité

En croisant les mesures de taille et de croissance que nous venons d'établir, on met en évidence l'attractivité relative de chaque marché d'électricité.

Tableau 4 - Attractivité des marchés européens d'électricité en 1998
(Taille du marché des 15 en 1998 = 2 100 TWh / Croissance des 15 en valeur entre 1990 et 1998 = 8 %)

Grande Taille (de 12 à 23 % du Marché des 15)	Allemagne (T 22,4 / C -3)	France (T 18 / C 12,5) Royaume-Uni (T 14,1 / C 5,4) Italie (T 12 / C 10,8)	
	Suède (T 6,1 / C -2,9) Norvège (T 5,2 / C +1,4)		Espagne (T 7,9 / C 19,1) Pays-Bas (T 4,4 / C 16,7) Belgique (T 3,5 / C 21,2) Finlande (T 3,4 / C 15,2)
	Danemark (T 1,5 / C +1,9)	Autriche (T 2,3 / C 7,4)	Grèce (T 1,9 / C 26,7) Portugal (T 1,5 / C 34,1) Irlande (T 0,8 / C 37,6) Luxembourg (T 0,2 / C 18,6)
	Croissance Négative ou Faible (de -3 à + 2 %)	Croissance Moyenne (de + 5 à + 12 %)	Croissance plus Forte (de + 15 à + 40%)

Sources : EUROSTAT, UNIPEDE, 1999

On constate en général que les deux facteurs d'attractivité, taille et croissance, dispersent leurs effets. En effet aucun pays européen ne présente à la fois une grande taille et une croissance forte. Trois pays de taille grande ou moyenne (Allemagne, Suède et Norvège, équivalent à 34 % des consommations totales de l'Union) ne connaissent que des croissances faibles. A l'inverse, cinq pays de croissance plus forte ou moyenne (Grèce, Portugal, Irlande, Luxembourg et Autriche) ne possèdent qu'une petite taille (au total tous ces pays représentaient moins de 7 % des consommations totales de l'Union).

Toutefois, sept pays apparaissent relativement plus attractifs que les autres, puisqu'ils combinent soit une grande taille avec une croissance « moyenne » : la

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

France, le Royaume-Uni, l'Italie (soit 44 % de l'Union européenne), soit une taille moyenne avec une croissance « *plus forte* » : l'Espagne, les Pays-Bas, la Belgique et la Finlande (au total 19 % de l'Union).

Cependant, pour examiner précisément l'attractivité des différents marchés européens d'électricité, il faut découper chacun de ces marchés en au moins trois segments de clientèle : 1° la clientèle « Industrie et Transport » - comprenant les chemins de fer - ; 2° la clientèle « Services et Collectivités » ; et 3° les « Clients Résidentiels ». En effet, les taux de croissance de ces trois segments sont très différents les uns des autres.

1.3.2. *Industrie et transport*

Sur le segment « Industrie et Transport » (930 TWh dans l'Union en 1998), on constate une forte tendance à la baisse sur la plupart des marchés, avec un déclin déjà accentué sur certains marchés. Globalement, dans la majorité des pays (9 sur 17), on assiste à une diminution de la valeur réelle des ventes d'électricité entre 1990 et 1998, avec une variation de -2,9 % pour l'ensemble des marchés industriels de l'Union européenne. Cette régression des marchés industriels d'électricité est d'autant plus remarquable qu'elle s'est produite avant les transpositions de la directive européenne, et donc avant les baisses de prix substantielles des années 1999 et 2000 (on les évalue jusqu'à -10 % à -20 % suivant les pays et les types de fourniture).

Pour le groupe des trois pays à l'évolution la plus mauvaise (Suède, Allemagne, Confédération Helvétique), la contraction de valeur du marché d'électricité « Industrie et transport » se situe entre -10,4 % et -13,2 %.

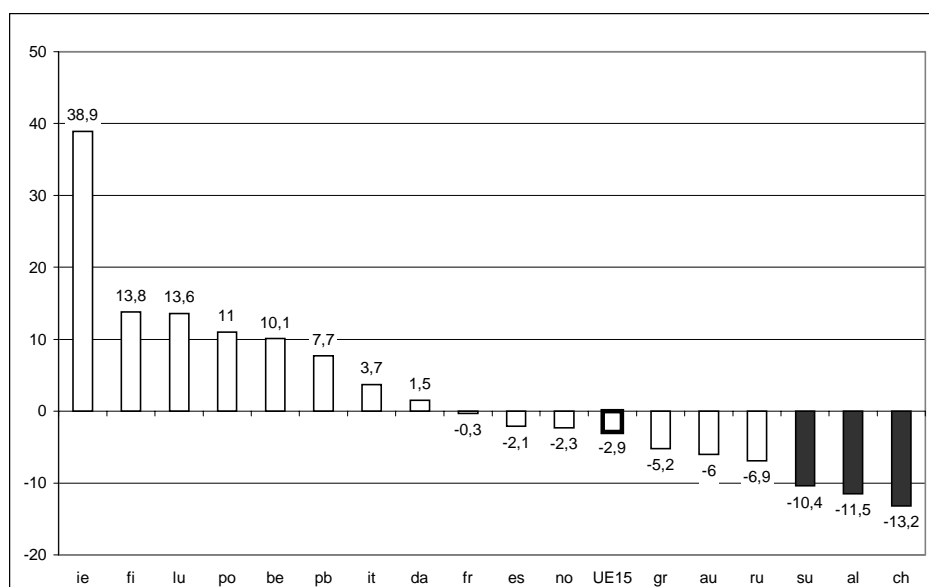
Dans le groupe des six pays en position moyenne (France, Espagne, Norvège, Grèce, Autriche et Royaume-Uni), la contraction de valeur varie de -0,3 % à -6,9 %.

Pour le groupe des huit pays les mieux placés (Irlande, Finlande, Luxembourg, Portugal, Belgique, Pays-Bas, Italie, Danemark), l'évolution de la valeur du marché est positive, de +1,5 % à +38,9 % sur l'ensemble de la période 1990-98. Cependant, en croissance annuelle moyenne, seuls cinq de ces marchés dépassent 1 % de croissance par an, et un seul dépasse 2 % de croissance par an. Enfin ces 5 marchés en légère croissance restent de petite taille. Ils ne pèsent pas plus de 15 % de la consommation industrielle totale de l'Union européenne. Globalement, à l'échelle de l'Europe, il n'existe donc aucun marché industriel

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

porteur de dynamisme commercial, à l'exception de l'Irlande qui pèse moins de 1 % des consommations industrielles de l'Union européenne.

Tableau 5 - Croissance des marchés Industrie et Transport de 1990 à 1998
(en valeur constante)



Comme les croissances restent faibles, même les marchés en croissance ne sont pas d'une forte attractivité. A cet égard, seul quatre marchés apparaissent relativement plus attractifs que les autres (l'Italie, la Finlande, les Pays-Bas et la Belgique, pesant 28 % des consommations industrielles de l'ensemble de l'Union) avec une croissance totale comprise entre + 3,7 % et + 13,8 % pour l'ensemble des années 1990-1998. La zone la plus négative de l'Union (Allemagne et Suède, plus de 30 % des consommations industrielles de l'ensemble de l'Union) présente un recul de valeur d'environ 11 %. En raison de ces évolutions généralement faibles ou négatives, il semble que le principal critère d'attractivité relative sur les marchés industriels soit leur taille. (Voir tableau n° 6)

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

Tableau 6 - Attractivité des marchés Industrie et Transport
(Taille du marché des 15 en 1998 = 930 TWh / Croissance des 15 en valeur entre 1990 et 1998 = -2,9 %)

<p>Grande Taille (de 11 à 25 % du Marché des 15)</p>	<p>Allemagne (T 24,3 / C -11,5)</p>	<p>France (T 14,7 / C -0,3) Royaume-Uni (T 11,8 / C -6,9)</p>	<p>Italie (T 14,6 / C +3,7)</p>	
	<p>Suède (T 6 / C -10,5)</p>	<p>Espagne (T 7,8 / C -2,1) Norvège (T 5,4 / C -2,3)</p>	<p>Finlande (T 4,5 / C +13,8) Pays-Bas (T 4,4 / C + 7,7) Belgique (T 4,2 / C +10,1)</p>	
	<p>Petite taille (de 0,4 à 2,3 % du Marché des 15)</p>	<p>Autriche (T 2,3 / C -6) Grèce (T 1,4 / C -5,2)</p>	<p>Portugal (T 1,7 / C +11) Danemark (T 1,1 / C + 1,5) Irlande (T 0,7 / C +38,9) Luxembourg (T 0,4 / C +13,6)</p>	
<p>Croissance fortement négative (de -12 à -10 %)</p>			<p>Croissance moyennement négative (de -7 à 0 %)</p>	<p>Croissance positive (de +1 à +40 %)</p>

Sources : AIE, EUROSTAT, UNIPEDE, 1999

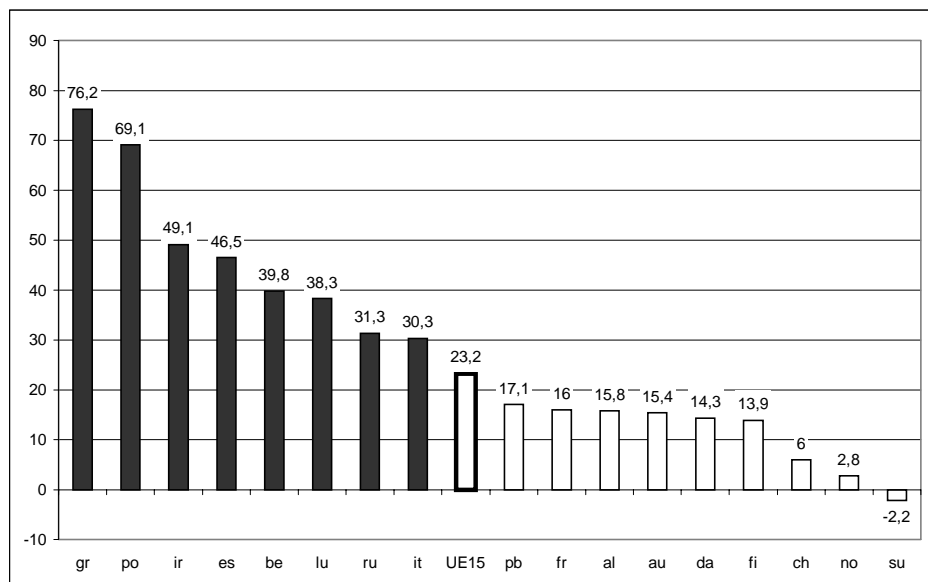
1.3.3. Services et Collectivités

Sur le segment « Services et Collectivités » (500 TWh dans l'Union en 1998), on constate une évolution contraire à celle de l'Industrie et du Transport, avec une nette augmentation de la valeur réelle du marché entre 1990 et 1998.

Pour les huit pays les mieux placés (Grèce, Portugal, Irlande, Espagne, Belgique, Luxembourg, Royaume-Uni et Italie, 44 % des consommations « Services et Collectivités » de l'ensemble de l'Union), l'évolution de la valeur réelle du marché est nettement positive au cours des années 1990, de + 30,3 % à + 76,2 % (soit de + 3,4 % à + 7,4 % par an). La moyenne est de + 23,2 % pour l'ensemble de l'Union européenne. Dans les six pays en position moyenne (Pays-Bas, France, Allemagne, Autriche, Danemark et Finlande, 51 % de l'ensemble de l'Union), la hausse de valeur est atténuée et varie de + 13,9 % à + 17,1 % (soit de + 1,6 à + 2 % en croissance annuelle). Pour les deux pays les plus mal placés (Suède, Norvège, équivalents à 10 % des marchés de l'Union), l'évolution est une croissance faible de 2,8 % ou un recul de valeur de 2,2 %.

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

Tableau 7 - Croissance des marchés Services et Collectivités de 1990 à 1998
(en valeur constante)



En raison de ces évolutions positives en valeur, six marchés apparaissent plus attractifs que les autres (l'Allemagne, la France, les Pays-Bas, le Royaume-Uni, l'Italie, l'Espagne, soit 82 % de l'ensemble de l'Union) avec des croissances comprises entre + 16 % et + 46 % pour la période 1990-1998. La zone la plus faible de l'Union (Suède et Norvège, équivalentes à moins de 10 % de l'ensemble de l'Union) présente une évolution conjointe à peu près nulle (Voir tableau n° 8).

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

Tableau 8 - Attractivité des marchés Services et Collectivités

<p>Grande Taille (de 10 à 20 % du Marché des 15)</p> <p>Taille Moyenne (de 4 à 8 % du Marché des 15)</p> <p>Petite taille (de 0,2 à 2,9 % du Marché des 15)</p>		<p>Allemagne (T 20,1 / C +15,8) France (T 19,7 / C +16)</p>	<p>Royaume-Uni (T 17,6 / C +31,3) Italie (T 11,2 / C +30,3)</p>
	<p>Suède (T 5,1 / C -2,2) Norvège (T 4,3 / C +2,8)</p>	<p>Pays-Bas (T 5,2 / C + 17,17)</p>	<p>Espagne (T 7,9 / C +46,5)</p>
	<p>Finlande (T 2,6 / C +13,9) Danemark (T 1,9 / C + 14,3) Autriche (T 1,2 / C +15,4)</p>	<p>Belgique (T 2,4 / C +39,8) Grèce (T 2,1 / C +76,2) Portugal (T 1,8 / C +69,1) Irlande (T 0,9 / C +49,1) Luxembourg (T 0,2 / C +38,3)</p>	
	<p>Croissance plus faible (de -2,2 à +6 %)</p>	<p>Croissance moyenne (de +13 à +17 %)</p>	<p>Croissance plus forte (de +30 à +80 %)</p>

Sources : AIE, EUROSTAT, UNIPEDE, 1999

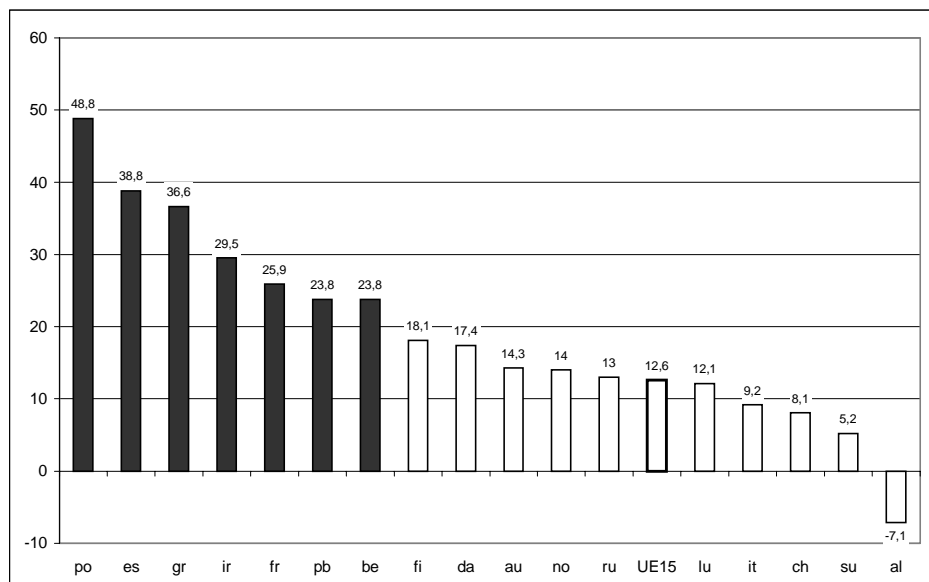
1.3.4. Clients résidentiels

Sur le segment « Clients Résidentiels » (620 TWh dans l'Union en 1998), on constate aussi une évolution positive, mais plus modérée que celle du segment « Services et Collectivités ».

Pour les sept pays les mieux placés (Portugal, Espagne, Grèce, Irlande, France, Pays-Bas et Belgique, 39 % des consommations résidentielles de l'ensemble de l'Union), l'évolution de la valeur du marché est nettement positive au cours des années 1990, de + 48,8 % à + 23,8 % (soit de + 2,7 % à + 5 % en croissance annuelle). Dans les sept pays en position moyenne (Finlande, Danemark, Autriche, Norvège, Royaume-Uni, Luxembourg et Italie, 43 % des consommations résidentielles de l'ensemble de l'Union), on retrouve des signes plus nets de maturité avec une hausse de valeur s'étageant de + 18,19 % à + 9,2 % (soit de + 1,1 % à + 2,1 % en croissance annuelle). La moyenne est de + 12,6 % pour l'ensemble de l'Union européenne. Pour les deux pays les plus mal placés (Suède, Allemagne, équivalents à 28 % des consommations résidentielles de l'Union), l'évolution se détériore jusqu'à un recul allemand de -7,1 % de la valeur réelle des ventes.

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

Tableau 9 - Croissance des marchés Clients Résidentiels de 1990 à 1998
(en valeur constante)



En raison de ces évolutions positives en valeur, quatre marchés de taille moyenne ou grande apparaissent plus attractifs que les autres (la France, l'Espagne, les Pays-Bas et la Belgique, soit 35 % des consommations résidentielles de l'ensemble de l'Union) avec des croissances comprises entre + 24 % et + 39 % pour la période 1990-1998. (Voir tableau n° 10).

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

Tableau 10 - Attractivité des marchés Clients Résidentiels

Grande Taille (de 10 à 20 % du Marché des 15)	Allemagne (T 21,1 / C -7,1)	Royaume-Uni (T 17,6 / C +13) Italie (T 9,5 / C +9,2)	France (T 20,3 / C +25,9)
Taille Moyenne (de 3 à 9,9 % du Marché des 15)	Suède (T 6,6 / C +5,2)	Norvège (T 5,7 / C +14)	Espagne (T 7 / C +38,8) Belgique (T 3,8 / C +23,8) Pays-Bas (T 3,4 / C +23,8)
Petite taille (de 0,1 à 2,9 % du Marché des 15)		Finlande (T 2,9 / C +18,1) Autriche (T 2,1 / C +14,3) Danemark (T 1,8 / C +17,4) Luxembourg (T 0,1 / C +12,1)	Grèce (T 2,1 / C +36,6) Portugal (T 1,5 / C +48,8) Irlande (T 1 / C +29,5)
	Croissance plus faible (de -7 à +5 %)	Croissance moyenne (de +9 à +18 %)	Croissance plus forte (de +23 à +50 %)

Sources : AIE, EUROSTAT, UNIPED, 1999

2. L'accessibilité des marchés d'électricité en Europe

2.1. Le degré d'ouverture des marchés avant transposition de la directive 96/92

L'attractivité des différents marchés d'électricité de l'Union européenne nous a donné une évaluation relative de leur potentiel commercial. Mais l'attractivité d'un marché ne préjuge pas de son accessibilité pour d'autres opérateurs que ses opérateurs historiques. Il nous reste donc à établir le degré d'ouverture européenne effective de ces marchés nationaux.

Nous opérons successivement deux évaluations de l'ouverture des marchés nationaux : l'ouverture *ex ante* (avant la transposition de la directive 96/92), et l'ouverture *ex post* (après transposition). En effet, on peut déjà mesurer *ex ante* (avant toute transposition) « l'ouverture technique » et « l'ouverture commerciale ». Deux autres mesures ne prennent de l'importance qu'*ex post* (après la transposition) : « l'ouverture réglementaire » et « l'ouverture industrielle ».

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

Le degré d'ouverture des marchés nationaux avant transposition de la directive 96/92 résulte d'une part de leur « *ouverture technique* » (cf. 2.1.1.). Cette ouverture technique dépend de la capacité de transport transfrontières des flux électriques, donc de la densité des interconnexions des réseaux nationaux avec les réseaux des autres pays européens. D'autre part, le degré d'ouverture des marchés nationaux avant transposition s'exprime aussi par leur « *ouverture commerciale* » (cf. 2.1.2.). Cette ouverture commerciale s'exprime par l'importance effective des achats de fournitures électriques à d'autres pays européens. Le degré d'ouverture commerciale des marchés nationaux se mesure à partir des statistiques d'importations, en calculant les importations brutes d'électricité en pourcentage du total des consommations intérieures. La combinaison des deux mesures, technique et commerciale, donne une évaluation des degrés d'ouverture *ex ante* des marchés nationaux (cf. 2.1.3.).

2.1.1. *Le degré d'ouverture technique est mesuré par « dire d'expert ».*

Une capacité de connexion transfrontières de l'ordre de 10 à 12 % de la capacité nationale de production en pointe semble capable d'« ouvrir » suffisamment un marché national pour en permettre la fusion avec un autre marché national. C'est d'ailleurs le cas de la Norvège et de la Suède qui partagent depuis janvier 1996 le même marché de gros d'électricité, appelé NordPool. Ce critère d'ouverture technique découpe les marchés nationaux de l'Union européenne en trois classes différentes :

1. les marchés isolés (Royaume-Uni, Irlande, Grèce), couvrant 17 % du « marché unique » de l'Union ;
2. les marchés régionaux (Portugal / Espagne ; Norvège / Suède / Finlande / Danemark) pesant 25 % de l'Union ;
3. les marchés continentaux (Danemark, Allemagne, Pays-Bas, Belgique, France, Italie, Autriche), soit 63 % du « marché unique » de l'Union.

On constate ainsi que le cœur de l'Europe électrique est constitué, en fait, par l'agglomération des marchés continentaux en un grand marché paneuropéen de l'électricité. A ce grand marché paneuropéen il faudrait rattacher la Suisse, véritable plaque tournante des échanges électriques paneuropéens.

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

2.1.2. *Le degré d'ouverture commerciale classe les pays de l'Union européenne d'après l'importance de leurs échanges transfrontaliers d'électricité.*

En moyenne, les marchés européens présentaient en 1997 une ouverture commerciale, mesurée par le ratio (importations / consommation intérieure), de 8 %. A partir de cette valeur moyenne, se découpent trois types de marchés nationaux.

Les marchés d'ouverture commerciale moyenne, autour de cette valeur de 8 %, regroupent deux pays européens ayant déjà fusionné leur marché de gros d'électricité, comme la Norvège et la Suède, plus l'Allemagne (les trois pesant au total 34 % du marché unique de l'Union).

Les marchés d'ouverture commerciale supérieure, de 12 % à 114 %, rassemblent neuf pays : Portugal, Finlande, Luxembourg, Suisse, Autriche, Italie, Pays-Bas, Belgique et Danemark (pesant 30 % du marché unique de l'Union).

Enfin, les marchés d'ouverture commerciale inférieure, de 0 % à 5 %, couvrent cinq pays : Royaume-Uni, Irlande, Grèce, Espagne, et France (soit 43 % de l'Union).

2.1.3. *L'ouverture globale des marchés avant transposition*

Enfin, en combinant l'ouverture technique et l'ouverture commerciale, on évalue l'ouverture globale des marchés nationaux d'électricité avant les transpositions de la directive européenne (cf. tableau n° 11). On y distingue trois zones d'ouverture différente et de taille inégale.

- La zone européenne « *très ouverte* » est en fait la plus petite des trois zones. Elle regroupe les sept pays qui cumulent une ouverture commerciale supérieure et une insertion dans le grand marché continental paneuropéen en formation (Luxembourg, Suisse, Autriche, Italie, Pays-Bas, Belgique et Danemark, équivalents à 26 % du marché unique de l'Union).
- La zone européenne « *partiellement ouverte* » est sensiblement plus importante. Elle rassemble quatre pays situés sur des marchés régionaux (Portugal, Finlande, Norvège et Suède) et un grand pays du bloc continental paneuropéen (l'Allemagne). Le tout équivalant à 39 % du marché unique de l'Union.

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

- Enfin, la zone européenne « *peu ou pas ouverte* » est la plus grande des trois zones. S'y retrouvent cinq pays (Royaume-Uni, Irlande, Grèce, Espagne et France) qui pèsent 43 % du marché unique de l'Union européenne.

Tableau 11 - Ouverture des marchés avant les transpositions de la directive

Ouverture commerciale supérieure (de 12 à 114 %)	Portugal (Ouv 17 %) Finlande.....(Ouv.12%) Danemark (Ouv 12 %)	Luxembourg (Ouv 114 %) Suisse (Ouv 40 %) Autriche (Ouv 18 %) Italie.....(Ouv. 16 %) Pays-Bas.....(Ouv. 15 %) Belgique.....(Ouv. 14 %) Danemark (Ouv 12 %)	
	Norvège (Ouv 8 %) Suède (Ouv 8 %)	Allemagne (Ouv 7 %)	
	Royaume-Uni.....(Ouv. 5 %) Irlande (Ouv 0,4 %) Grèce (Ouv 0,0 %)	Espagne.....(Ouv. 3 %)	France.....(Ouv. 1 %)
	Marchés isolés	Marchés régionaux	Marchés du bloc continental

Source : EUROSTAT, UCPTÉ, 1999

2.2. Le degré d'ouverture des marchés après les transpositions de la directive

Après avoir évalué l'ouverture *ex ante* (avant la transposition de la directive 96/92), nous pouvons mesurer maintenant l'ouverture *ex post*. En effet, deux dimensions d'ouverture des marchés nationaux ne prennent de l'importance qu'*ex post* (après la transposition) : « *l'ouverture réglementaire* » (cf. 2.2.1.) et « *l'ouverture industrielle* » (cf. 2.2.2.). La combinaison de ces deux mesures permet une évaluation des degrés d'ouverture *ex post* des différents marchés européens d'électricité (cf. 2.2.3.).

2.2.1. L'ouverture réglementaire

Avec la transposition de la directive européenne apparaît une nouvelle dimension d'ouverture des marchés d'électricité : *l'ouverture réglementaire*. Par simplicité, on peut l'assimiler au degré d'« éligibilité des consommateurs »

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

sur le marché unique de l'Union européenne. Les minima en ont été fixés à 26 % pour 1999, 30 % pour 2000 et 33 % pour 2003. Les différences d'ouverture réglementaire effective permettent de distinguer trois types de marchés électriques en Europe.

Dans quatre pays, la transposition de la directive est restée limitée aux minima européens en 1999 et pour 2000. Il s'agit de la France, l'Irlande, la Grèce et le Portugal (pesant au total 22 % des consommations de l'Union européenne).

Dans six pays, l'éligibilité fixée pour 2000 (de 33 % à 54 %) est plus forte que le minimum : Belgique, Italie, Espagne, Luxembourg, Autriche et Pays-Bas (soit 30 % des consommations de l'Union européenne).

Enfin, dans six pays l'éligibilité en vigueur pour 2000 atteint des valeurs maximales, avec 90 % à 100 % du marché national : Danemark, Finlande, Suède, Royaume-Uni, Allemagne et Norvège (équivalents à 52 % des consommations de l'Union européenne).

2.2.2. *L'ouverture industrielle*

Cependant l'exploitation du potentiel d'ouverture apporté par l'éligibilité dépend crucialement d'une autre modalité d'ouverture des marchés, qui est l'ouverture des structures industrielles des secteurs électriques. A cet égard, la mesure du degré de concentration des industries électriques nous donne des indications précieuses. C'est d'une part une évaluation du processus concurrentiel à l'œuvre sur les marchés nationaux d'électricité. C'est aussi un indicateur des possibilités, pour des opérateurs étrangers, d'entrer sur les marchés nationaux d'électricité à partir de fusions-acquisitions opérées sur le marché du capital. Trois types d'industries nationales doivent donc être distinguées selon la concentration de leurs structures de production.

Tout d'abord, des industries très intégrées où les deux premiers producteurs contrôlent de 80 % à 100 % des capacités de production. C'est le cas pour sept pays (Danemark Est, Belgique, Italie, France, Irlande, Grèce et Portugal, avec 38 % des marchés de l'Union. Cette taille chutera à 26 % après le démembrement de l'entreprise italienne ENEL).

Ensuite, des industries assez intégrées où les deux premiers producteurs contrôlent de 65 % à 75 % des capacités de production. On y trouve cinq pays (Finlande, Suède, Ecosse, Allemagne, Espagne) représentant 43 % de l'Union européenne et qui passeront à 55 % avec le renfort de l'Italie en 2001.

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

Enfin, des industries peu intégrées où les deux premiers producteurs n'atteignent pas 60 % des capacités de production. C'est le cas pour 5 pays (Norvège, Angleterre, Luxembourg, Autriche et Pays-Bas) équivalents à 23 % des marchés de l'Union européenne.

2.2.3. *L'ouverture globale des marchés après transposition*

Enfin, la combinaison du degré d'« *ouverture réglementaire* » des marchés et du degré d'« *ouverture industrielle* » des parcs de production nous donne une évaluation globale de l'ouverture effective des marchés européens après les transpositions de la directive 96/92. On constate alors que l'Europe de l'électricité n'est ni très ouverte ni très unifiée, et qu'elle est composée d'au moins trois types de marchés bien différents.

Seule une petite Europe de quatre pays présente des marchés très ouverts, réglementairement et industriellement (pesant l'équivalent de 21 % du poids total des marchés électriques de l'Union). Il s'agit de la Norvège (non membre de l'Union), de l'Angleterre (mais pas de l'Ecosse), du Luxembourg et des Pays-Bas. Cependant, sur ces quatre pays, seuls deux (Luxembourg et Pays-Bas, 4,6 % des marchés de l'Union) relèvent du bloc continental paneuropéen. En effet, la Norvège se situe dans un espace régional et l'Angleterre demeure un marché physiquement isolé.

En fait, la grande Europe électrique est donc celle de marchés partiellement ouverts, où l'éligibilité forte est tempérée par une concentration assez élevée du parc de production. On y trouve 5 pays (Finlande, Suède, Ecosse, Allemagne et Espagne), qui seront plus tard 6 pays avec l'Italie et 55 % de l'Union.

Enfin, le reste de l'Europe électrique (6 pays sans l'Italie et 27 % de l'Union : Danemark Est, Belgique, France, Irlande, Grèce, Portugal) demeure encore peu ouvert, en raison notamment de la forte concentration de la production qui s'y rencontre.

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

Tableau 12 - Ouverture des marchés après les transpositions de la directive

Éligibilité supérieure (de 90 à 100 %)	Danemark Est (Elig 90%, Int 93%)	<u>Finlande (Elig 100% / Int 64%)</u> Suède (Elig 100% / Int 70%) <u>Ecosse (Elig 100% / Int 76%)</u> Allemagne en 2000 (Elig 100% / Int 75%)	Norvège (Elig 100% / Int 33%) <u>Angleterre (Elig 100% / Int 40%)</u> Allemagne en 1998 (Elig 100% / Int 54%)
	Éligibilité plus forte (de 33 à 54 %)	<u>Belgique (Elig 35% / Int 95%)</u> Italie en 2000 (Elig 35% / Int 81%)	Espagne (Elig 54% / Int 73%) Luxembourg (Elig 45% / Int 0%) Autriche (Elig 33% / Int 58%) <u>Pays-Bas (Elig 33% / Int 40%)</u>
	Éligibilité minimale (30 %)	<u>France (Elig 30% / Int 95%)</u> Irlande (Elig 30% / Int 100%) Grèce (Elig 30% / Int 99%) Portugal (Elig 30% / Int 93%)	
	Production très intégrée (80 à 100% pour les deux premiers producteurs)	Production assez intégrée (65 à 75% pour les deux premiers producteurs)	Production peu intégrée (35 à 55% pour les deux premiers producteurs)

Sources : Union européenne 1999 et Financial Times 1997

(Les pays soulignés sont ceux des marchés les plus attractifs du tableau n° 4)

2.3. Le marché modèle de la nouvelle Europe électrique

Nous pouvons maintenant croiser les évaluations de l'ouverture *ex post* avec les évaluations de l'attractivité des marchés européens (cf. les soulignements du tableau n° 12). Les conclusions sont peu ambiguës. Des neuf marchés les plus attractifs à la fois par la taille, grande ou moyenne, et la croissance, moyenne ou plus forte, il n'y en a que deux (Angleterre et Pays-Bas) qui figurent dans la catégorie des marchés les plus ouverts après transposition de la directive européenne.

Enfin, nous devons aussi croiser les évaluations de l'ouverture *ex post* (après transposition) avec celles de l'ouverture *ex ante* (avant la transposition de la directive 96/92). En effet, les mesures *ex ante* et *ex post* ne sont pas des mesures alternatives ou successives, mais des mesures complémentaires. Elles décrivent en fait les quatre dimensions fondamentales de l'ouverture d'un marché d'électricité : son ouverture technique, son ouverture commerciale, son ouverture réglementaire, et son ouverture industrielle. Dans ce cadre complet d'évaluation, on ne retrouve plus qu'un seul marché national présentant à la fois une certaine attractivité et toutes les formes d'ouverture (technique, commerciale, réglementaire et industrielle). Il s'agit du marché des Pays-Bas

- Évaluation de l'attractivité et de l'accessibilité des marchés européens d'électricité -

(seulement 4,4 % de la consommation européenne), qui est une des composantes du grand marché continental paneuropéen en gestation. Cette position exceptionnellement ouverte d'un seul des seize secteurs électriques européens examinés se vérifie d'ailleurs dans l'évolution récente de son parc de production. En effet, trois des quatre producteurs néerlandais viennent de passer sous contrôle étranger (américain, allemand et franco-belge).

Le modèle effectif de la nouvelle Europe électrique ne se trouve donc pas au Pays-Bas, autour de la bourse d'électricité d'Amsterdam (l'APEX). Il habite ailleurs. Et c'est très vraisemblablement en Allemagne. Le cœur du grand marché paneuropéen d'électricité est un cœur « *rhénan* » : avec ses marchés intérieurs très grands mais très mûrs, parfois déjà en nette contraction ; avec une industrie électrique oligopolistique déjà concentrée aux $\frac{3}{4}$ en production, et engagée dans une violente bataille des prix qui devrait hâter la concentration de la distribution ; avec des électriciens qui contrôlent de très près l'évolution de l'industrie gazière. A cet égard, l'Angleterre électrique apparaît elle-même comme une exception insulaire, et non comme le modèle du grand marché électrique paneuropéen.

Chapitre IV

ÉVALUATION DES PERFORMANCES DES SECTEURS ÉLECTRIQUES ET DES RÉFORMES DANS SEPT PAYS

Ce dernier chapitre présente une évaluation comparative des performances des industries électriques dans un contexte de réforme concurrentielle et pour un nombre significatif de pays européens. Sept pays ont été choisis pour représenter la variété des situations à l'égard des réformes électriques actuellement en cours en Europe. Ce sont les pays déjà décrits au chapitre II (Allemagne, Belgique, Espagne, Norvège, Royaume-Uni, Suède). Ils ont été répartis en trois groupes, selon le degré de maturité des réformes électriques au début de 1999. Un premier groupe rassemble les pays pionniers, où la réforme électrique a été conçue et mise en oeuvre avant l'adoption de la directive européenne 96/92. Il s'agit du Royaume-Uni, de la Norvège et de la Suède. Un second groupe est formé par les pays de la deuxième vague, ayant opéré l'essentiel du travail de transposition de la directive européenne au cours de l'année 1998 (Espagne et Allemagne). Enfin, le troisième groupe présente les pays tardifs, n'ayant arrêté les modalités concrètes de leurs réformes qu'au cours de l'année 1999 (Belgique et Italie).

On aurait pu s'attendre, *a priori*, à ce que la réalisation de réformes concurrentielles dans les secteurs électriques de nombreux pays européens suscite une certaine homogénéisation des performances de ces industries. Certes l'on manque encore de recul sur les réformes les plus tardives, comme l'Italie et la Belgique, ou même sur les réformes récentes, comme celles de l'Espagne et de l'Allemagne. Mais une expérience significative a déjà été accumulée en Norvège et en Grande-Bretagne, depuis le début des années 1990, puis en Suède depuis 1996. Et ces trois expériences pionnières montrent déjà de substantielles différences à côté de certains caractères communs.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

L'expérience accumulée jusqu'à ce jour par les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège et Suède) ne confirme pas qu'il n'existerait qu'un seul type de réforme concurrentielle des industries électriques et un unique genre de conséquences qui lui serait associé sur chacune des dimensions de performance. Bien sûr, l'introduction de mécanismes concurrentiels a suscité partout des baisses de prix, des améliorations d'efficacité, un dégroupement de la fourniture en énergie et des prestations en services de réseaux, et une recrudescence de transformations (emploi et partage de la valeur ajoutée ; traitement des clientèles ; positions de marché : sectorielles, nationales ou internationales). Mais elles ne sont pas partout de même nature ni de même intensité.

Même au sein de la seule Grande-Bretagne, l'Angleterre présente un cas particulier qu'on ne retrouvera pas à l'identique en Ecosse. Ainsi en Ecosse, contrairement à l'Angleterre, les opérateurs historiques privatisés n'ont pas été démembrés, ni verticalement ni horizontalement, ni à l'origine de la réforme ni par la suite. Les opérateurs historiques écossais n'ont pas bouleversé leur parc de centrales, ni renversé leurs filières de production du charbon vers le gaz. Ils ont perdu peu de parts de marché sur leurs anciennes zones de monopole, et n'ont connu aucune entrée de compagnies étrangères. Leur différenciation des clientèles domestiques est restée limitée.

Toutefois, même avec des intensités différentes, c'est bien l'ensemble du secteur électrique de Grande-Bretagne qui va présenter une forte hausse de la productivité du travail (par baisse de l'emploi) et de la productivité du capital (par hausse de la disponibilité des équipements), une baisse sensible des coûts de combustible fossile et une envolée des profits et des dividendes. La baisse des prix sera très forte en moyenne, mais avec des traitements très différents selon le type de clientèle (très grands clients industriels, autres clients industriels, autres clients professionnels), et avec cinq premières mauvaises années pour les clients domestiques. Un nouveau segment inférieur des clientèles domestiques est d'ailleurs créé par l'implantation de compteurs - lecteurs de cartes de prépaiement au frais du consommateur (mettant fin à la pratique antérieure de coupure des clients domestiques en cas de non-paiement). Enfin, à la diversification de plusieurs compagnies électriques britanniques dans d'autres industries du secteur des *Utilities* (eau, gaz, télécoms) se superpose une poussée sans précédent d'internationalisation profonde d'une demi-douzaine de ces entreprises (dont l'activité à l'étranger atteint jusqu'à 100 % de l'activité nationale d'origine). En parallèle, l'internationalisation de l'industrie électrique en Grande - Bretagne atteint des niveaux jamais vus, avec une pénétration étrangère massive en Angleterre, contrôlant la moitié de la distribution et deux des producteurs. Enfin, à partir de 1998-1999, le système anglais est entré dans une nouvelle phase de réforme (éligibilité universelle des consommateurs,

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

moratoire sur les créations de centrales au gaz, nouveau démembrement des producteurs historiques troqué contre leur accès à l'intégration verticale, refonte complète des marchés de gros, etc.) dont toutes les conséquences ne sont pas encore connues.

En Norvège, où la privatisation et la dé-intégration verticale des compagnies n'ont jamais été des objectifs de la réforme (à l'exception de la dé-intégration du transport), et où les prix de l'électricité ont toujours été les plus bas d'Europe, on ne retrouve que bien peu des caractéristiques fortes de l'expérience britannique, à l'exception de la volatilité des prix sur un marché de gros organisé et de la différenciation des évolutions de prix selon les clientèles.

Dans le pays voisin, en Suède, la réforme concurrentielle, qui a encouragé la formation de « champions nationaux » et même de « champions scandinaves » (après neutralisation des métiers du transport), a nettement accéléré la concentration verticale et horizontale de l'industrie et suscité son internationalisation croissante. Profits et emploi y ont divergé durablement. Les prix n'ont baissé de manière perceptible par l'ensemble des consommateurs qu'à partir de 1999.

Les profils repérables dans les pays de la 2^e vague (Espagne et Allemagne) présentent eux - aussi une certaine diversité. L'Espagne a joué la carte du « champion national » en renonçant aux dé-intégrations horizontales ou verticales (à l'exception du transport). Cette politique a permis de ménager les transitions pour la filière charbon, et a favorisé la diversification et l'internationalisation de ses trois premiers opérateurs, au détriment des baisses des prix de gros dont les opérateurs ont pu garder la maîtrise (comme en Angleterre, les baisses des prix induites par la réforme concurrentielle ne détruisent pas la rentabilité des producteurs).

En Allemagne, bien que le pays supportait un retard important en matière de prix vis à vis de nombreux pays européens et une lourde charge d'aide au charbon et à la lignite, la réforme électrique de 1998 n'a imposé aucune restructuration verticale ou horizontale (pas d'avantage pour le transport que pour la filière charbon). Cependant, dans ce contexte de réforme concurrentielle peu volontariste, les « majors » de l'industrie électrique se sont lancés d'eux-mêmes dans une vive compétition pour gagner des parts de marché et pour atteindre une taille d'envergure « européenne ». En 1999, les leaders de l'électricité allemande, talonnés par les dépressions de prix en Europe centrale, en Suisse et en Scandinavie, ont déclenché une guerre des prix de gros (passés en dessous du coût complet de long terme), tout en intensifiant le mouvement des fusions - acquisitions verticales ou horizontales. Par ailleurs, la

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

diversification des grands opérateurs est déjà bien avancée et leur internationalisation est déjà en cours (notamment Preussen Elektra).

Les pays tardifs (Belgique et Italie) ne convergent pas non plus vers un modèle unique. En Belgique, la réforme concurrentielle a soigneusement protégé l'intégration verticale, horizontale et latérale du champion national de l'électricité et du gaz (Tractebel - Electrabel - Distrigaz, qui est aussi l'opérateur de l'Interconnector gazier européen de Zeebrugge). Le retard important de compétitivité prix a déjà été résorbé pour les clients éligibles, et l'ouverture à la concurrence du reste du marché ne s'opérera que progressivement. Tandis que le degré d'internationalisation de l'électricien Tractebel - Electrabel dépasse d'emblée tous les records européens, Electrabel est aussi un des trois grands actionnaires de la bourse d'électricité d'Amsterdam (APX) ouverte en été 1999. Enfin, la refonte des structures capitalistiques et d'organisation de l'ensemble Tractebel - Electrabel a renforcé son rôle de pôle énergétique du grand groupe « *multi-utilities* » Lyonnaise - Suez.

L'Italie, où le retard de compétitivité prix pour les consommateurs professionnels était le plus important de notre échantillon européen jusqu'en 1998, est aussi le seul pays ayant l'intention de démembrer l'opérateur historique national et de reproduire la politique anglaise de déintégration verticale et horizontale de l'industrie électrique. La reconstitution des profits et les réductions d'effectifs ont déjà bien avancé depuis le début des années 1990. La diversification de l'opérateur historique vers le téléphone est importante, mais son internationalisation est la plus faible de l'échantillon (avec celle de la Norvège, non - membre de l'Union européenne).

Au cours de ce chapitre, nous présenterons successivement :

1. Une comparaison des performances d'efficacité (- prix, - productivité des facteurs, - coûts des facteurs) ;
2. Une comparaison des performances de transformation (- partage de la valeur ajoutée, - traitement des clientèles, - renouvellement des filières de production, - évolution des parts de marché et modification des périmètres d'activité des entreprises). Nous avons reporté en annexes la méthodologie de l'étude et les éléments statistiques.

1. Les performances d'efficacité

Les performances d'efficacité sont mesurées successivement par les prix (1.1.), par la productivité des facteurs (1.2.), par les coûts des facteurs (1.3.). Compte tenu de l'hétérogénéité des sources statistiques, les comparaisons et calculs effectués ici ne constituent que des approximations raisonnables. Les données complètes pour chaque pays (tableaux et graphiques) figurent dans le rapport remis au Commissariat Général du Plan en 1999 (« *Tableaux de bord nationaux des performances de sept secteurs électriques d'Europe* »).

1.1. Les prix

Nous examinerons l'évolution des prix successivement :

1. dans les pays pionniers (Royaume-Uni, Norvège, Suède) ;
2. dans les pays réformateurs de la deuxième vague (Espagne, Allemagne) ;
3. puis par des comparaisons internationales entre les sept pays pour différentes catégories de consommateurs.

1.1.1. Les prix dans les pays pionniers (Angleterre, Norvège, Suède)

Les principaux éléments de comparaison des prix entre pays pionniers montrent des différences sensibles entre le cas du Royaume-Uni et ceux des pays nordiques.

1.1.1.1. Les prix de gros

Au Royaume-Uni, l'*Electricity Pool* ne couvre en fait que l'Angleterre et le Pays de Galles, mais il y est obligatoire pour tous les producteurs de plus de 100 MW de puissance. Après une première année d'effondrement des prix du marché de gros (1990-1991), les producteurs ont repris le contrôle de la formation des prix du Pool et obtenu près de 45 % de hausse. L'intervention du régulateur a alors imposé un plafond de prix calculé pour les centrales thermiques charbon. Ce plafond (PSP annuel à 26 £ / MWh) a été respecté *grosso modo* depuis 1995. Cependant, au printemps 1999, les producteurs ont perdu pendant quelques semaines le contrôle du marché, avec le premier effondrement des prix du Pool depuis les huit dernières années (PSP mensuel d'avril 1999 en dessous de 18 £ / MWh).

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Sur le Pool nordique (Norvège, Suède à partir de 1996), l'on n'a pas détecté un pouvoir de marché des producteurs semblable à celui de l'Angleterre. Globalement, les prix du *Nord Pool* ont donc reproduit les aléas climatiques de pays nordiques à électricité hydraulique, avec toutefois des sur-réactions des prix à la hausse comme à la baisse. De 1992 à 1999, les moyennes annuelles des prix du Pool n'ont jamais été stables, oscillant entre les prix de l'année la plus basse (moins de 5 centimes français le kWh en moyenne en 1992) et ceux de l'année la plus haute (environ 20 centimes français le kWh en moyenne en 1996). Sous l'influence climatique, les prix du Pool nordique se sont effondrés pendant les deux premiers trimestres de 1999 avec des cours inférieurs de - 15 à - 30 % à ceux des mêmes mois de 1998 (soit entre 6,6 centimes et 11 centimes le kWh au cours du 1^{er} semestre 1999).

1.1.1.2. La variabilité des prix de gros

Plus généralement, une des caractéristiques marquantes des nouveaux marchés de gros de l'électricité est l'extrême variabilité de leurs cours. En Angleterre, en janvier 1999, pour un prix mensuel moyen de 36,5 £ le MWh, le prix demi-horaire maximal du Pool a été de 161,5£ le MWh (158 centimes de Franc français le kWh), plus de soixante fois supérieur au prix demi-horaire minimal de 2,6 £ le MWh (2,6 centimes de Franc français le kWh). En août 1998, pour un prix mensuel moyen de 16,2 £ le MWh, les prix demi-horaires anglais ont évolué de 0 £ (énergie gratuite) à 92,3 £ le MWh. Pour le Pool nordique, sur près de 400 semaines entre 1992 et 1999, le prix hebdomadaire moyen le plus haut est quarante cinq fois supérieur au plus bas (359 couronnes / 8 couronnes le MWh ; soit 29 centimes de Franc français contre 0,6 centime de Franc français le kWh).

1.1.1.3. Les prix des services de réseau

En Angleterre, après une première période accommodante (1990-1993), le régulateur a nettement serré les prix des services de réseau (baisse de 30 % des prix courants entre 1993 et 1999). Au contraire, dans les pays nordiques, les régulateurs sont restés plus accommodants et ont conservé des prix courants stables (Suède) ou en baisse légère (de l'ordre de 6 %, Norvège).

1.1.1.4. Les prix des grands consommateurs industriels

En Angleterre, les très grands consommateurs (plus de 150 GWh) n'ont vraiment bénéficié de la réforme qu'à partir de l'intervention du régulateur sur les prix de gros du Pool (1995 et au delà), atteignant enfin 20 % de baisse des prix réels en 1998. Les autres professionnels éligibles dès 1990 ont bénéficié

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

plus continûment de la réforme, atteignant -12 % réels en 1994 et - 30 % réels en 1998.

En Norvège les très grands consommateurs des industries électro-intensives, qui s'approvisionnent dans le cadre de contrats spéciaux aux environs de 8 centimes français le kWh (soit en dessous des cours moyens du Pool), ne pouvaient rien attendre de la réforme concurrentielle en matière de baisse des prix. En Suède, les grands consommateurs (plus de 50 GWh / an) n'ont pas obtenu de gains sensibles au cours des deux premières années de la réforme, en raison des cours élevés des prix du Pool nordique en 1996 et 1997.

1.1.2. Les prix dans les pays de la deuxième vague (Espagne, Allemagne)

Pour l'Espagne et l'Allemagne, où la réforme est d'application récente, on dispose de moins d'éléments d'évaluation. Nous examinerons cependant l'évolution des prix de gros qui divergent en ce moment entre les deux pays : maintien des cours en Espagne, effondrement en centre - Europe.

En Espagne, l'ancien Pool a été réformé pour devenir en janvier 1998 un marché de gros « ouvert ». Sur les 17 premiers mois de fonctionnement, on constate une hausse de + 12 % des prix d'offre des producteurs entre 1998 et 1999 pour les mêmes mois de février - mars - avril, et de + 19 % entre mai 1998 et mai 1999, la tendance se maintenant en juin et juillet 1999. Ainsi le prix de revente du Pool est-il remonté au niveau du tarif légal du kWh dans l'ancien système espagnol d'administration des prix de gros (6 pesetas en 1997, environ 24 centimes français). Cette évolution suggère que les principaux producteurs espagnols parviennent à contrôler la formation des prix sur le Pool.

En Allemagne, la loi de réforme concurrentielle de 1998 n'a pas mis en place de marché de gros organisé. C'est seulement en juin 1999 qu'un accord a été conclu par les milieux professionnels pour créer ultérieurement une bourse d'échange d'électricité à Francfort. Cependant, il existe déjà plusieurs indicateurs représentatifs de la conjoncture au centre de l'Europe, notamment les indicateurs Dow Jones pour l'Allemagne et la Suisse. En Allemagne, l'indice Dow Jones / VIK montre que la moyenne pondérée des prix effectivement payés par l'ensemble des consommateurs industriels a chuté d'environ 12 % entre le premier semestre 1998 et le deuxième semestre 1999, puis de 5 % supplémentaires en janvier 2000. L'indice Dow Jones / Preussen Elektra pour des fournitures de court terme en haute tension affiche des tarifs de l'ordre de 8,5 centimes de Franc français le kWh (25 DM le MWh) en été 1999.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Pour la Suisse, le «*Swiss Electricity Price Index*» - SWEP - cote les fournitures de court terme des compagnies ATEL et EGL. En 1998, le jour le plus bas de l'année, le MWh cotait 28,06 francs suisses (environ 11,5 centimes de Franc français le kWh). Pour la première moitié de 1999, le minimum journalier est descendu nettement en dessous de ce niveau, à 16,40 francs suisses (environ 6,7 centimes de Franc français le kWh, à la mi-mai). Fin mai - début juin 1999, le cours moyen des vingt derniers jours s'établissait autour de 20 francs suisses le MWh (environ 8 centimes de Franc français le kWh), en recul de 38 % par rapport à la même période en 1998. Ces prix très bas des fournitures de court terme en été 1999 étaient révélateurs d'une tendance fortement baissière des marchés de gros centre - européens après l'entrée en vigueur de la directive européenne (février 1999). Cette tendance s'est cependant inversée et les prix de gros se sont redressés au cours de l'hiver 1999-2000, tant sur le marché court terme centre - européen que sur le marché spot nordique.

1.1.3. Comparaisons internationales de prix

Malgré les difficultés statistiques, avivées par l'entrée en concurrence, on peut présenter quelques comparaisons internationales de prix pour les grands clients professionnels, pour les professionnels moyens et petits, ou pour les clients domestiques. Globalement, on constate que les pays pionniers figurent le plus souvent parmi les pays les moins chers, avec des écarts de prix qui ont atteint jusqu'à 20 % et 40 %. Cependant, dès 1997, les écarts de prix se sont très nettement resserrés pour la fourniture aux grands clients éligibles, parfois aussi pour les autres clients professionnels (cas de l'Espagne). Par ailleurs, on remarque qu'en 1985 - avant l'émergence des réformes concurrentielles - l'Angleterre n'avait jamais été le pays européen le plus cher, ce rôle étant partagé entre l'Italie, la Belgique et l'Allemagne.

1.1.3.1. Comparaisons internationales pour les grands consommateurs professionnels

La notion de grand consommateur industriel varie d'un pays à l'autre. La directive européenne 96/92 n'accorde directement l'éligibilité qu'aux seuls très grands consommateurs (plus de 100 GWh /an), et a retenu le critère de 40 GWh pour le premier calcul communautaire d'un degré minimal d'ouverture des marchés nationaux. Les données publiées par l'association professionnelle *British Electricity Association* permettent de comparer les prix pour des industriels consommant 70 GWh / an (10 MW x 7 000 h) en 1996 et 1997. De tels consommateurs devant être éligibles dans toute l'Union européenne dès la transposition de la directive, cette comparaison est particulièrement intéressante.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Pour la Norvège et la Suède les données de *British Electricity Association* ne sont pas exploitables. Mais les sources nationales norvégiennes et suédoises permettent d'assurer que ce sont les pays les moins chers de notre échantillon. En Suède, où l'électricité est d'origine « mixte » (hydraulique et nucléaire), un consommateur de cette taille paie au début de 1996 environ 40 % de moins qu'en France ou en Angleterre, soit moins de 20 centimes de Franc français le kWh. En Norvège, où l'électricité est entièrement hydraulique, c'est moins de 10 centimes français le kWh, si ce consommateur opère dans une industrie à statut « électro-intensif ».

Pour mesurer la compétitivité anglaise à l'égard des autres pays européens pour la fourniture 70 GWh / an, on peut exprimer le différentiel de prix en % du prix anglais (en notant que sur la période 1996-97 le taux de change de la livre est orienté à la hausse face aux « euro-monnaies »). Au 1er janvier 1996, avant l'adoption de la directive européenne, les prix anglais sont les plus bas de tous. La France est 4 % au dessus, la Belgique 7 %, et l'Italie 11 %. L'écart est considérable avec l'Espagne (26 %) et l'Allemagne (34 %). Après l'adoption de la directive, au début de 1997, les positions relatives des prix anglais (qui ont pourtant baissé de 7 % en monnaie nationale) sont déjà nettement modifiées : la France est passée 7 % en dessous de l'Angleterre, et la Belgique 4 % en dessous. L'Allemagne n'est plus que 8 % au dessus et l'Espagne 11 %. Seul l'écart avec l'Italie s'est creusé : 19 %.

1.1.3.2. Comparaisons internationales pour les consommateurs professionnels moyens et petits

On peut utiliser ici les données d'Eurostat, l'Office statistique des Communautés européennes, bien qu'elles soient elles - aussi imparfaites et incomplètes. Nous retenons les données exprimées en Euros hors taxes, car elles facilitent les comparaisons internationales pour des fournitures professionnelles qui se trouvent déjà en concurrence, que ce soit sur le terrain des affaires ou celui des statistiques.

Une fois de plus, la situation n'est pas identique dans les trois pays pionniers (Angleterre, Norvège, Suède). Si les pays nordiques sont partout les champions absolus, l'Angleterre, qui était un pays européen moyen en 1985, n'est pas toujours la meilleure vis à vis des autres pays européens. On ne peut pas non plus confondre les deux pays « de la deuxième vague » (Espagne, Allemagne). A l'arrivée, en 1998 et 1999, les prix industriels espagnols figurent parmi les meilleurs des pays européens. Au contraire, les prix allemands s'envolent - comme les prix belges - jusqu'à 20 % ou 40 % au dessus des prix anglais.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

- Un consommateur professionnel de 10 GWh (2,5 MW x 4 000 h) est éligible en Angleterre (en 1990), en Norvège (en 1991), en Suède (en 1996), et en Allemagne (en 1999). En 1999, il reste inéligible ailleurs. Exprimés en Euros, les prix anglais sont devenus les moins chers en 1993 et le sont restés jusqu'en 1997, puis ont disparu des statistiques européennes. Au second semestre de 1998, les prix français et espagnol étaient descendus au niveau des prix anglais du début de 1997 et le sont restés jusqu'au second semestre 1999. A l'opposé les prix italien et belge se tenaient encore 15 à 20 % au dessus, et le prix allemand plus de 35 % au dessus. Les prix nordiques, hors concours, n'apparaissent dans les statistiques européennes qu'en 1995 ou 1996, mais se trouvent alors 40 à 45 % en dessous du dernier prix anglais.
- Un consommateur professionnel de 160 MWh (100 kW x 1 600 h) est éligible en Angleterre (en 1994), en Norvège (en 1991), en Suède (en 1996) et en Allemagne (en 1999). En 1999, il reste inéligible ailleurs. Exprimés en Euros, les prix anglais ne sont devenus les moins chers qu'en 1995 et ne le sont restés que jusqu'en 1997. En 1998 et 1999, les prix espagnols ou français sont revenus parmi les meilleurs. Au second semestre de 1998, le prix italien n'était plus qu'à 8 % au dessus du prix anglais. Seuls les prix allemand et belge se tenaient encore 40 % au dessus. Les prix nordiques, toujours hors concours, se trouvaient alors 30 à 35 % en dessous des prix anglais.

1.1.3.3. Comparaisons internationales pour consommateurs domestiques moyens et petits

On peut utiliser ici aussi les données d'Eurostat. Nous retiendrons les données exprimées en parités de pouvoir d'achat (PPA) hors taxes, car il s'agit ici de comparer des fournitures domestiques qui ne s'échangent pas directement entre les pays.

La supériorité des pays pionniers est moins nette pour les consommateurs domestiques que pour les consommateurs professionnels. Les prix nordiques ou anglais sont bien les meilleurs pour un consommateur domestique moyen, mais pas pour un petit consommateur (cette taille de consommateur étant d'ailleurs exceptionnelle dans les pays nordiques). Les performances relatives des pays « de la deuxième vague » sont mauvaises ou très mauvaises pour les prix espagnols et allemands. Enfin, la Belgique est uniformément parmi les plus chers. En Italie, les deux prix sont absolument anormaux, en raison de subventions croisées entre les 2 types de consommateurs.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -
- Un consommateur domestique moyen de 3 500 kWh /an est éligible en Angleterre (éligibilité sans frais en 1999), en Norvège (éligibilité sans frais en 1997), en Suède (éligibilité sans frais en 2000) et en Allemagne (éligibilité avec frais en 1999). Il reste inéligible ailleurs. Exprimés en parités de pouvoir d'achat (PPA), les prix anglais figurent parmi les moins chers depuis 1994-1995. En 1999, les prix espagnol, allemand et belge se tenaient 20 % à 25 % au dessus, et le prix italien plus de 80 % au dessus. Les prix nordiques, toujours hors concours, se trouvaient alors 40 à 45 % en dessous des prix anglais.
 - Un petit consommateur domestique de 1 200 kWh /an est éligible en Angleterre (éligibilité sans frais en 1999), en Norvège (éligibilité sans frais en 1997), en Suède (éligibilité sans frais en 2000) et en Allemagne (éligibilité avec frais en 1999). Il reste inéligible ailleurs. Exprimés en parités de pouvoir d'achat (PPA), les prix anglais ne sont pas devenus les moins chers, et ne figurent jamais parmi les moins chers. En 1999, le prix italien se tenait 60 % en dessous (manifestement subventionné par les prix très élevés du client domestique italien moyen). Les prix allemand et français se tenaient respectivement 7 % et 21 % en dessous du prix anglais. Le prix espagnol se situait 7 % au dessus, et le prix belge 20 % au dessus. Exceptionnellement les prix nordiques se trouvaient intercalés entre l'Italie et la France, ou entre la France et l'Allemagne. Mais cette petite fourniture de 1 200 kWh / an est peu représentative des consommateurs domestiques nordiques d'énergie électrique (de 15 à 20 MWh / an par ménage).

1.2. La productivité des facteurs

Nous examinerons l'évolution de la productivité successivement :

1. dans les pays pionniers (Royaume-Uni, Norvège, Suède) ;
2. dans les pays réformateurs de la deuxième vague (Espagne, Allemagne) ;
3. dans les pays réformateurs tardifs (Belgique, Italie).

1.2.1. La productivité dans les pays pionniers

La comparaison de l'évolution des productivités physiques (du travail, des équipements, ou des combustibles) montre des différences sensibles entre le cas du Royaume-Uni et ceux des pays nordiques. Sur chacun des critères retenus, les gains de productivité réalisés en Angleterre sont nettement plus importants.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

En Angleterre, la productivité physique de la main d'œuvre dans l'activité du réseau de transport a augmenté de plus de 50 % au cours cinq années postérieures à la réforme. Dans l'activité des réseaux de distribution, elle a augmenté de 30 % à 90 % pour onze compagnies sur douze. Au cours de la même période, le taux d'utilisation du parc de centrales a progressé de 8 % pour l'ensemble du Royaume-Uni. En particulier, le taux d'utilisation des centrales nucléaires anglaises a augmenté d'environ 50 %. Enfin, la productivité du combustible charbon a augmenté de près de 7 %.

En Norvège, au cours des cinq années qui ont suivi la réforme, la productivité physique de l'ensemble de la main d'œuvre du secteur électrique a progressé de moins de 15 %. Le taux d'utilisation du parc de centrales a baissé de 15 % (effets des aléas climatiques sur un parc hydraulique). En Suède, sur la même période, la productivité physique de l'ensemble de la main d'œuvre du secteur électrique a progressé de moins de 13 %. Le taux d'utilisation du parc de centrales a baissé de 3,5 % (effets des aléas climatiques sur un parc mixte : hydraulique et nucléaire). Cependant, les performances des centrales nucléaires suédoises ont toujours été supérieures aux performances des centrales anglaises.

1.2.2. La productivité dans les pays de la deuxième vague

La comparaison de l'évolution des productivités physiques montre des profils assez ressemblants en Espagne et en Allemagne. Entre 1992 et 1997, la productivité physique de la main d'œuvre du secteur électrique augmente de 33 % en Espagne et de 29 % en Allemagne. Entre 1990 et 1996, la productivité des équipements augmente de 6,3 % en Espagne et de 6,5 % en Allemagne. Enfin, la productivité des combustibles fossiles varie faiblement, à la baisse en Espagne et à la hausse pour la lignite en Allemagne.

1.2.3. La productivité dans les pays tardifs

La comparaison de l'évolution des productivités physiques montre des profils partiellement différents en Belgique et en Italie. Entre 1991 et 1996, la productivité physique de la main d'œuvre augmente sensiblement dans les deux pays : + 29 % chez Electrabel (Belgique) et + 37 % chez ENEL (Italie). Par contre, entre 1990 et 1996, la productivité des équipements augmente de 2,3 % en Belgique, mais diminue de 7 % en Italie. Enfin, la productivité des combustibles fossiles augmente de 8 % en Belgique, tout en restant inchangée en Italie.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

1.3. Les coûts des facteurs

Nous examinerons l'évolution des coûts des facteurs successivement :

1. dans les pays pionniers (Royaume-Uni, Norvège, Suède) ;
2. dans les pays réformateurs de la deuxième vague (Espagne, Allemagne) ;
3. dans les pays réformateurs tardifs (Belgique, Italie) .

1.3.1. Les coûts des facteurs dans les pays pionniers

La comparaison de l'évolution des coûts des facteurs variables (travail et combustibles) montre des évolutions très différentes entre le Royaume-Uni et la Norvège (données manquantes pour la Suède).

En Norvège, où les données se limitent à 1993-1996, la valeur en monnaie courante de la masse salariale augmente de 10 %. C'est uniquement la forte hausse du chiffre d'affaires (dû à la flambée des prix de gros à la suite du déficit hydraulique) qui permet de diminuer le poids du coût salarial de 11,6 % du chiffre d'affaires en 1993 à 8,31 % du CA en 1996. D'autre part, les prix de combustibles ne peuvent pas influencer les coûts de production de l'électricité, d'origine hydraulique.

Au contraire, au Royaume-Uni, sur une période à peu près identique (avril 1993 à mars 1997), la valeur en monnaie courante de la masse salariale de l'industrie électrique baisse de 33 %, soit 1,05 milliard £ courantes d'économies salariales par an en fin de période. Sur l'ensemble de la période 1990-1998, cette déflation salariale est le principal déterminant de la baisse des coûts salariaux (de 10,37 % du CA de l'industrie à 7,06 % du CA). D'autre part, l'expiration en 1993 des contrats charbonniers spéciaux avec British Coal, qui avaient imposés en 1990 aux compagnies électriques par le gouvernement britannique, apportent une autre économie annuelle de près d'un milliard £. Enfin, l'existence en Angleterre d'une taxe dite « *Fossil Fuel Levy* », reversée aux producteurs n'utilisant pas de combustibles fossiles (c.à.d. le nucléaire et les énergies renouvelables), peut être considérée comme un coût indirect de facteur. La suppression progressive de son versement à Nuclear Electric, à partir de 1994-95, a entraîné une baisse supplémentaire du coût de l'énergie électrique anglaise de 1,25 milliards £ annuelles. Le total de ces trois baisses de coût de facteurs atteint ainsi plus de 3 milliards £ (30 milliards de francs) par an, en fin de période.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

1.3.2. Les coûts des facteurs dans les pays de la deuxième vague

La comparaison montre des différences importantes entre l'Espagne et l'Allemagne. Pour les coûts salariaux, l'Espagne affiche une réduction entre 1991 et 1997 de 17,86 % du CA à 15,57 % du CA. Tandis que l'Allemagne, de 1992 à 1997, reste sur une progression de 16,43 % du CA à 16,65 % du CA.

Pour le combustible charbon (40 % de la production électrique en Espagne, 55 % en Allemagne), l'Allemagne affiche une forte réduction du coût unitaire par tonne en 1996 : - 64 % (soit - 165 DM par tonne). Cet effet provient d'un transfert de la charge des subventions charbonnières vers le budget fédéral (environ 7 milliards de DM par an, jusqu'à l'an 2000). Au contraire, en Espagne, la loi de 1998 consacre la couverture des subventions charbonnières par un impôt national sur l'électricité équivalent à 5 % du montant des facturations. En fait, selon l'Agence Internationale de l'Energie, la valeur réelle des subventions allemandes par tonne de charbon est supérieure de plus de 50 % à celui de l'Espagne.

1.3.3. Les coûts des facteurs dans les pays tardifs

La comparaison montre des différences sensibles entre l'Italie et la Belgique. Entre 1991 et 1996, les coûts salariaux faiblissent à l'ENEL (Italie) de 31,1 % du CA à 25,9 %, tandis qu'ils restent stables chez Electrabel (Belgique) à 26,5 % du CA.

Pour les combustibles fossiles, la variation des coûts d'approvisionnement est très différente entre l'Italie et la Belgique. L'Italie est beaucoup plus dépendante (avec 85 % de production à partir de combustibles fossiles, dont plus de 50 % en fuels lourds). L'Italie connaît aussi, entre 1990 et 1995, la plus forte hausse des coûts unitaires d'approvisionnement en monnaie nationale : le coût de la tonne de charbon en liras augmente de 31 %, le combustible fuel de +36 %, le combustible gaz de +51 %. Au contraire, en Belgique, où 60 % de la production est d'origine nucléaire, le coût unitaire en Franc belge des approvisionnements en combustibles fossiles diminue entre 1990 et 1995 : la tonne de charbon de -15 %, le combustible fuel de -5 %, le combustible gaz de -22 %.

2. Les performances de transformation

Les performances de transformation seront mesurées successivement : - par le partage de la valeur ajoutée entre les facteurs (2.1) ; - par le traitement des

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

clientèles (2.2) ; - par le renouvellement des filières de production (2.3) ; - par l'évolution des parts de marché des entreprises (2.4) ; - et par les modifications des périmètres d'activité des entreprises (2.5). Compte tenu de l'hétérogénéité des sources statistiques, les comparaisons et calculs effectués ici ne constituent que des approximations. Les données complètes pour chaque pays (tableaux et graphiques) figurent dans le volume II du rapport au Commissariat Général du Plan (« *Tableaux de bord nationaux des performances de sept secteurs électriques d'Europe* »).

2.1. Le partage de la valeur ajoutée

Nous examinerons l'évolution du partage de la valeur ajoutée successivement :

1. dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède) ;
2. dans les pays réformateurs de la deuxième vague (Espagne, Allemagne) ;
3. dans les pays tardifs (Belgique, Italie).

2.1.1. Le partage dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède)

Les principaux éléments de comparaison entre pays pionniers en matière de partage de la valeur ajoutée montrent des différences sensibles entre le cas de la Grande-Bretagne et ceux des pays nordiques.

En Grande-Bretagne, pour l'ensemble des compagnies issues des opérateurs historiques, la relation entre masse salariale et profit avant impôts s'inverse durablement. Les profits avant impôts, qui équivalaient à 88 % de la masse salariale (et 9,91 % du CA) en 1990/91, passent à 197 % de la masse salariale en 1995/96 (et 15,4 % du CA), et se situent encore à 184 % de la masse salariale en 1997/98 (13 % du CA). L'évolution de l'emploi est une variable explicative importante, puisque le volume d'emploi a déjà reculé de -35 % en 1995/96. Ce recul de l'emploi atteint -43 % en 1997/98 (avec - 62 000 emplois), et la masse salariale a baissé de -30 % en monnaie courante.

En Norvège, les relations entre masse salariale et profit fluctuent aussi amplement que les niveaux de prix sur le marché de gros dominé par un régime de production hydraulique. Ainsi les profits avant impôts évoluent de 79 % de la masse salariale en 1993 (6,22 % du CA) à 294 % de la masse salariale en 1996 (21,1 % du CA). Mais l'évolution de l'emploi n'y joue aucun rôle

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

puisque'il augmente légèrement (+ 1 %), tandis que la masse salariale en monnaie courante augmente de 27 % entre 1990 et 1996.

En Suède, les profits avant impôts de l'entreprise dominante (Vattenfall) passent de 80 % de la masse salariale et 5 % du CA (en 1992) à 189 % de la masse salariale et 12 % du CA (en 1997). L'évolution de l'emploi contribue en partie au résultat, puisque'il recule de -15 % entre 1993 et 1997 (- 1400 emplois).

2.1.2. Le partage dans les pays de la deuxième vague (Espagne, Allemagne)

Les évolutions montrent ici plusieurs points communs : montée importante de la part des profits, recul sensible de l'emploi avec une masse salariale encore à la hausse en monnaie courante.

En Espagne, les profits nets passent de 62 % de la masse salariale et 10,7 % du CA (en 1990) à 89 % de la masse salariale et 15,2 % du CA (en 1997). Le recul de l'emploi y contribue avec une baisse en volume de -20 % (- 9 800 emplois), tandis que la masse salariale en monnaie courante progresse de + 27 %.

En Allemagne, la part du profit net dans le CA passe de 7,37 % à 11,06 % chez Preussen Elektra (Groupe VEBA, entre 1992 et 1997), de 5,4 % à 11,28 % chez Bayernwerk (Groupe VIAG, entre 1992 et 1997), et de 2,14 % à 3,69 % chez RWE (entre 1993 et 1997). La masse salariale recule de 19,08 % du CA à 17 % du CA chez Preussen Elektra entre 1993 et 1997 (avec + 16 % en monnaie courante), et de 14,53 % du CA à 11,21 % du CA pour le groupe VIAG entre 1991 et 1997 (avec + 67 % en monnaie courante). Pour l'ensemble de l'industrie électrique allemande, l'emploi recule de 19 % entre 1992 et 1997 (- 39 000 emplois).

2.1.3. Le partage dans les pays tardifs (Belgique, Italie)

Les évolutions sont ici beaucoup plus marquées en Italie qu'en Belgique. En Belgique, chez Electrabel, le rapport entre les profits avant impôts et la masse salariale évolue légèrement (58,3 % de la masse salariale en 1997 contre 55,6 % en 1990). Les profits progressent un peu en proportion du chiffre d'affaires (16,6 % du CA en 1997 contre 14,5 % en 1990). Sur la période, l'emploi a reculé de - 15 % (- 2 700 emplois), tandis que la masse salariale en monnaie courante augmentait de 43 %.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

En Italie, à l'ENEL, le rapport entre les profits avant frais financiers et impôts et la masse salariale se modifie nettement : 52 % de la masse salariale en 1991 et 98 % en 1997. La progression est également sensible en proportion du chiffre d'affaires (16,6 % du CA en 1991 et 22,9 % en 1997). L'emploi a reculé de - 25 % sur la période (- 28 000 emplois), tandis que la progression de la masse salariale en monnaie courante était contenue à moins de + 6 %.

2.2. Le traitement des clientèles

Nous examinerons successivement l'évolution du traitement des clientèles :

1. dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède) ;
2. dans les pays réformateurs de la deuxième vague (Espagne, Allemagne) ;
3. dans les pays tardifs (Belgique, Italie).

2.2.1. Le traitement des clientèles dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède)

En Grande-Bretagne, on remarque des différenciations non négligeables de traitement des clientèles domestiques entre régions, et une nette accentuation de cette différenciation en fonction du mode de paiement choisi. En 1990/91, pour un consommateur domestique moyen de 3 300 kWh /an, la région la moins chère d'Angleterre et du Pays de Galles tarifait à 94 % de la moyenne des tarifs pour cette fourniture, et la région la plus chère à 107 %, avec l'Ecosse à 92 % de cette moyenne. En 1998/99, l'écart inter-régional s'est élargi en Angleterre et Pays de Galles (tarif maximum à 113 % de la moyenne, et tarif minimum à 92,5 %). Il s'est inversé avec l'Ecosse (passée à 104 % de la moyenne). Cependant, si l'on prend en compte les différents modes de paiement des factures, la région la moins chère d'Angleterre et Pays de Galles en 1997/98 pour les clients réglant par débit bancaire direct s'établissait à 91 % de la moyenne des tarifs pour ce mode de paiement. Tandis que le tarif de la région la plus chère atteignait 131 % pour la même fourniture électrique (3 300 kWh annuels) payée par la clientèle populaire équipée d'un compteur - lecteur de carte de prépaiement. L'écart est donc d'environ un tiers. Au contraire, en Ecosse, l'écart maximal entre ces deux modes de paiement n'était que de 5 %.

En matière de temps de coupure sur le réseau de distribution, la moyenne pour la Grande-Bretagne s'est réduite sensiblement de 1991 à 1997, en passant de 102 minutes à 88 minutes, mais en conservant des différenciations régionales importantes (minimum à 60 minutes et maximum à 325 minutes en 1991,

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

minimum à 50 minutes et maximum à 219 minutes en 1997). D'autre part, en raison de l'extension des compteurs à prépaiement à environ 15 % de la clientèle domestique, le nombre de déconnexions pour défaut de paiement est tombé de 41 000 en 1991 (soit 1,8 pour 1000) à moins de 500 en 1996.

Pour la Norvège et la Suède, quelques données de différenciation régionale sont disponibles. Elles font apparaître de fortes différenciations, sans doute en voie d'atténuation. En Norvège en 1993, sur la base de 20 régions, le tarif le plus élevé pour le consommateur moyen s'établissait à 115 % de la moyenne et le tarif le moins élevé à 75 %. En 1996, l'écart s'était resserré à 113 % pour le maximum et 89 % pour le minimum. En Suède en 1996, sur la base d'un découpage beaucoup plus fin (plusieurs dizaines de régions), le tarif minimal pour un consommateur domestique de bonne taille était de 45 % de la moyenne, avec 155 % pour la tarif maximal. En 1998, l'écart s'était encore peu modifié : 44 % pour le minimum et 143 % pour le maximum. Nous n'avons pas trouvé de données sur des différenciations par mode de paiement, ni sur les temps de coupure.

2.2.2. Le traitement des clientèles dans les pays de la deuxième vague (Espagne, Allemagne)

En Espagne, les tarifs domestiques sont uniformes sur l'ensemble du territoire et aucune différenciation par mode de paiement n'a été signalée. Une qualité globale de service est donnée par le temps d'interruption au niveau national : environ 400 minutes en 1990 et 160 minutes en 1998.

En Allemagne, il n'existe aucun tarif national uniforme. L'association des consommateurs industriels donne quelques éléments d'évaluation, sur la base de 52 régions, pour une gamme de fournitures industrielles comprises entre 160 MWh et 175 GWh. En 1997, le plus bas des prix régionaux du kWh industriel s'établissait à 89 % de la moyenne nationale, et le plus haut des prix régionaux à 114 %. Pour la qualité de service en basse tension, le temps de coupure annuel en 1996 s'établissait à 29 minutes en moyenne nationale, et à 19 minutes dans la zone de service de RWE (à comparer avec 180 minutes pour l'espagnol Iberdrola, et 73 minutes pour le britannique Scottish Power).

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

2.2.3. *Le traitement des clientèles dans les pays tardifs (Belgique, Italie)*

En Belgique et en Italie, il n'existe pas de différenciation régionale des tarifs domestiques, et aucune différenciation par mode de paiement n'est signalée. Cependant d'autres différenciations fortes peuvent être remarquées en Italie.

En Belgique en 1997, moins de 1 client domestique sur 1000 était équipé d'un compteur à prépaiement (contre 15 % en Grande-Bretagne), tandis que près de 7 clients pour 1000 avaient été déconnectés dans l'année pour non-paiement. D'autre part, en 1998, les petites consommations domestiques (1 200 kWh / an) paient le kWh 36 % plus cher que les consommateurs domestiques de 3 500 kWh, et 2,3 fois plus cher qu'un consommateur industriel de 10 GWh. Enfin, en 1996, le temps annuel de coupure en basse tension dans les zones desservies par Electrabel était de 50 minutes.

En Italie en 1996, le temps annuel de coupure en basse tension dans les zones desservies par l'ENEL était de 362 minutes. L'Autorité de l'Energie souligne l'existence de fortes inégalités régionales de qualité de service : en 1997, 12 coupures par an et par habitant en Sardaigne ou en Sicile contre 2,5 en Lombardie. D'autre part, on remarque en 1998 l'existence d'un tarif fortement préférentiel pour les petites consommations (1 200 kWh / an). En effet, ce tarif est plus de 3 fois inférieur au tarif du kWh pour des consommations de 3 500 kWh, et inférieur de 25 % au tarif pour des clients industriels de 10 GWh.

2.3. Le renouvellement des filières de production

Nous examinerons le renouvellement des filières de production successivement :

1. dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède) ;
2. dans les pays réformateurs de la deuxième vague (Espagne, Allemagne) ;
3. dans les pays tardifs (Belgique, Italie).

2.3.1. *Le renouvellement des filières de production dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède)*

On remarque d'importantes différences entre la Grande-Bretagne et les pays nordiques pour le renouvellement des filières de production.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

En Angleterre, entre 1990 et 1998, l'équivalent de 20 % des capacités de production est fermé et 10 % supplémentaires deviennent inutilisés, tandis que 30 % de capacités nouvelles sont ouvertes. Ce bouleversement du parc est aussi un changement de filière. Le charbon est délaissé, et 85 % des nouvelles capacités relèvent de la filière gaz à cycle combiné. La filière gaz atteint ainsi le ¼ du parc de production, et certains mois de 1998/99 elle livre le 1/3 de la production.

Le chambardement anglais n'a aucun équivalent dans les pays nordiques. Ni en Norvège, demeurée hydraulique à plus de 99 % de 1990 à 1997, et où moins de 3 % du parc a été renouvelé entre 1990 et 1996. Ni en Suède, à peu près également nucléaire et hydraulique en 1990 comme en 1997, et où moins de 5 % du parc a été renouvelé entre 1993 et 1998.

2.3.2. *Le renouvellement des filières de production dans les pays de la 2^e vague (Espagne, Allemagne)*

Ni l'Espagne ni l'Allemagne n'ont encore pratiqué de grands renouvellements de leurs parcs ou de leurs filières.

L'Espagne a continué d'agrandir son parc entre 1991 et 1998 (d'un peu plus de 10 %). Ce parc est composé d'environ 50 % de charbon, 30 % de nucléaire et 20 % d'hydraulique. Les modifications de filière n'y sont guère sensibles avant 1997, où près de 3 GW de la filière charbon ont été rééquipés pour utiliser du gaz.

En Allemagne, la taille du parc national s'est réduit d'environ 4 % entre 1991 et 1996, principalement chez les industriels autoproducteurs (- 20 %). La répartition de la production entre les filières a un peu évolué entre 1990 et 1997. Le charbon-lignite, parti de 59 %, recule de 6 points. Le nucléaire, près de 28 % en 1990, gagne 3,5 points. Le gaz, qui atteignait déjà 7,5 % en 1990, en gagne 1,5. Pour 1997-2000, sur les 5 600 MW nouveaux réalisés ou annoncés (moins de 5 % du parc existant), plus de 80 % relèveraient de la filière charbon-lignite et environ 17 % de la filière gaz.

2.3.3. *Le renouvellement des filières de production dans les pays tardifs (Belgique, Italie)*

En Belgique, plusieurs changements successifs ont marqué les années 1990. Les modifications de filière de production entre 1992 et 1997 n'ont pas touché le

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

nucléaire (stable à 60 % de l'ensemble), mais le charbon qui recule de - 4 points (à partir de 23 %) et le gaz manufacturé -1. Le gaz naturel progresse de 6 points, en passant de 9 % à 15 %. De 1994 à 1998, on a annoncé le renouvellement de l'équivalent de 6 % du parc initial, avec une pénétration des cycles combinés au gaz et des cogénérations réalisées en partenariat avec des industriels.

En Italie, de 1991 à 1997 le parc s'est agrandi de 26 % environ, avec une croissance importante de l'autoproduction (+ 48 %) et une extension du parc de l'Enel (+ 22 %). La filière thermique à combustible fossile et la filière hydraulique sont restées dans des positions à peu près stables, avec respectivement 80 % et 20 % de la production.

2.4. L'évolution des parts de marché des entreprises

Nous examinerons l'évolution des parts de marché en production et en vente d'énergie successivement :

1. dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède) ;
2. dans les pays réformateurs de la deuxième vague (Espagne, Allemagne) ;
3. dans les pays tardifs (Belgique, Italie).

2.4.1. Les parts de marché dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède)

Comme sur plusieurs autres indicateurs, on ne retrouve pas la même évolution dans les différents pays pionniers.

En Grande-Bretagne, l'évolution du métier de la production est dominée par l'ampleur du recul des opérateurs historiques anglais dans la filière non - nucléaire et par la fragmentation croissante du parc de centrales. En effet, National Power et PowerGen passent de 75 % des capacités totales de production en 1990 à 45 % en 1997, et finiront autour de 35 % en l'an 2000. La filière nucléaire est elle-même scindée en deux groupes distincts au moment de sa privatisation. Enfin, les nouveaux producteurs, indépendants des opérateurs historiques de la production, dépassent 25 % des capacités totales dès 1997. L'évolution du métier de la vente finale d'énergie est comparable. En Angleterre et Pays de Galles, la part de marché directe de chaque opérateur historique de la distribution n'atteignait plus en moyenne, en 1997, que 25 % du volume d'énergie vendu sur son ancienne zone de monopole pour la clientèle de puissance supérieure à 1 MW (éligible depuis 1990) et 47 % du volume pour la

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

clientèle entre 100 kW et 1 MW (éligible depuis 1994). Cependant, en Ecosse, où l'on a conservé l'intégration verticale en production, transport et distribution des deux compagnies régionales, la situation des producteurs et des distributeurs « historiques » est totalement différente de celle de l'Angleterre. La part de marché directe de chaque opérateur historique écossais sur son ancienne zone de monopole atteignait encore, en 1997, 79 % en volume pour la clientèle supérieure à 1 MW et 84 % pour la clientèle 100 kW-1 MW.

En Norvège, le métier de la production est entré dans la réforme avec un niveau de concentration beaucoup plus faible que l'Angleterre (30 % des capacités nationales pour le 1^{er} producteur norvégien, 6 % pour le second, 30 % pour les huit producteurs suivants). Le poids relatif des deux premiers producteurs - qui ne sont pas distributeurs - ne s'est pas modifié au cours des années. En l'absence de statistiques détaillées des parts de marché des opérateurs historiques dans la vente finale d'énergie, on peut cependant remarquer que : 1° les distributeurs sont peu concentrés (12 % de part de marché de la clientèle domestique pour le premier, 27 % pour l'ensemble des cinq premiers) ; 2° l'éligibilité complète du marché des clients domestiques en 1995, suivi de la gratuité du changement de fournisseur en 1997, n'a pas entamé la domination des anciens monopoles de distribution (plus de 95 % des parts de marché de la clientèle domestique sur leur zone historique en janvier 1999). Un mouvement de concentration par fusions, prises de participation ou alliances commerciales est cependant apparu en Norvège, avec une certaine accélération depuis l'été 1998.

En Suède, la concentration de la production était déjà élevée juste avant l'entrée dans la réforme de 1996 (53 % des capacités nationales de production chez le 1^{er} producteur, 20 % chez le 2^e, 91 % pour l'ensemble des cinq premiers). La volonté gouvernementale de ne pas mettre en cause ces structures de la production a été une des principales motivations de la fusion du marché de gros suédois avec le marché de gros norvégien (d'une taille comparable). La production a continué de se concentrer par fusion, acquisition ou alliance, et le rapprochement des 2^e et 3^e producteurs en 1998 a porté la part des 3 premiers à 87 % des capacités nationales de production. En l'absence de statistiques détaillées des parts de marché des opérateurs historiques dans la vente finale d'énergie, on peut cependant remarquer que : 1° les distributeurs sont eux - aussi de plus en plus concentrés (54 % de part de marché de la clientèle domestique pour les trois premiers distributeurs en 1998 - ce sont aussi les trois premiers producteurs - ; 64 % pour l'ensemble des cinq premiers distributeurs) ; 2° l'éligibilité complète du marché des clients domestiques en 1996, atténuée par la non - gratuité du changement de fournisseur jusqu'à la fin de 1999, n'a

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

pas remis en cause la domination des anciens monopoles de distribution (près de 99,5 % des parts de marché sur leur zone historique à la fin de 1998).

2.4.2. *Les parts de marché dans les pays de la deuxième vague (Espagne, Allemagne)*

On ne trouve pas la même situation en Espagne (où la concentration a d'ores et déjà atteint des sommets) et en Allemagne (où le processus de concentration ne fait que commencer, notamment en distribution).

En Espagne, la production s'est nettement concentrée au cours des années 1990 par un regroupement autour d'Endesa (passé de 25 % des capacités nationales de production en 1991 à 44 % en 1998). Avec un 2^e producteur à 31 % et un troisième à 10 %, on trouve en 1998 75 % chez les deux premiers producteurs et 85 % des capacités chez les trois premiers. En distribution en 1998, on retrouve dans l'ordre les trois producteurs qui sont les trois premiers distributeurs, avec respectivement 43 %, 36 % et 13,5 % de l'énergie vendue. Les statistiques accessibles ne mesurent pas encore les effets de l'éligibilité accordée aux grands consommateurs à partir de janvier 1999.

En Allemagne, en 1997, la concentration était inférieure à l'Espagne, avec 54 % de la production chez les deux premiers producteurs (RWE, Preussen). Mais elle est devenue du même ordre au début de l'année 2000 (environ 75 %). Elle avait commencé d'augmenter avec la perte d'indépendance de plusieurs compagnies secondaires (Berlin, Hambourg, pays de Bade). Elle a ensuite fait un bond avec le regroupement des n° 2 et n° 3 (Preussen, Bayern) en été 1999, puis avec la fusion de l'ancien n° 1 RWE avec l'ancien n° 5 VEW. En distribution, la concentration est moins forte qu'en production, avec 32 % des ventes finales effectuées par les trois premiers producteurs en 1997, et 50 % chez les neuf premiers producteurs. Cette concentration s'élève elle - aussi par fusion, acquisition ou alliance, soit directement avec les « majors » de la production, soit entre les très nombreuses compagnies régionales ou municipales contrôlant l'autre moitié de la distribution. Une véritable « course à la concentration de la distribution » a été lancée par les grands producteurs (VEBA-VIAG et RWE-VEW) et explique l'intensité de la concurrence par les prix en 1999-2000. Malheureusement, les statistiques accessibles ne mesurent pas encore les effets de l'éligibilité accordée à tous les consommateurs à partir de 1999.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

2.4.3. *Les parts de marché dans les pays tardifs (Belgique, Italie)*

A partir d'une situation ressemblante, les deux pays tardifs pourraient diverger assez rapidement entre la Belgique, qui conserverait une concentration élevée, et l'Italie, où une politique volontariste de déconcentration pourrait être appliquée à la production et à la distribution.

En Belgique, la concentration de la production a eu lieu avant le début des années 1990 et s'est maintenue depuis, avec près de 90 % des capacités de production chez le premier producteur (Electrabel). Le producteur dominant est aussi distributeur direct ou actionnaire de nombreuses compagnies mixtes de distribution, couvrant ainsi plus de 85 % de l'énergie distribuée. Les dispositions de la réforme belge ne prévoient pas d'éclatement de l'opérateur national dominant.

En Italie, au cours des années 1990, la part de l'opérateur dominant (Enel) a reculé de 84 % à 75 % de la production nationale, devant la montée de l'autoproduction et de la production indépendante de 12 % à 21 % (dont le 2^e producteur italien, Edison, avec 21 TWh et plus de 8 % de la production nationale), tandis que la production municipale restait stable à 4 %. En distribution, avant l'ouverture de l'éligibilité aux grands consommateurs italiens et leur accès direct par Edison, l'Enel était aussi l'opérateur dominant avec 87 % des volumes distribués, loin devant les distributeurs municipaux. La réforme italienne a prévu le principe d'un éclatement futur de l'Enel, tant en production (par revente d'un tiers de son parc) qu'en distribution (par régionalisation ou municipalisation).

2.5. La modification des périmètres d'activité des entreprises

Nous examinerons la modification des périmètres d'activité successivement :

1. dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède) ;
2. dans les pays réformateurs de la deuxième vague (Espagne, Allemagne) ;
3. dans les pays tardifs (Belgique, Italie).

2.5.1. *Les périmètres d'activité dans les pays pionniers (Grande-Bretagne, Norvège, Suède)*

Comme sur plusieurs autres indicateurs, on ne retrouve pas la même situation et la même évolution dans les différents pays pionniers.

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

En Angleterre et Pays de Galles, la réforme initiale a séparé verticalement les métiers de production, de transport, et de distribution - vente dans des compagnies indépendantes les unes des autres, tandis que l'Ecosse gardait ses deux compagnies régionales entièrement intégrées. Cependant, progressivement, une certaine réintégration verticale production / vente, puis production / distribution - vente, s'est opérée en Angleterre, et les trois grands producteurs (National Power, PowerGen et Nuclear Electric (British Energy)) ont finalement cherché à entrer dans la distribution - vente par acquisition de compagnies régionales. D'autre part, plusieurs industries du secteur des *Utilities* (électricité, eau, gaz, télécoms) ont été regroupées dans différentes formes de compagnies diversifiées (ce sont les *Multi - Utilities*), essentiellement pour combiner leurs activités d'aval et surtout pour la gestion des clientèles (marketing, action commerciale, facturation, paiement). L'entrée en 1999 du distributeur de gaz, Centrica, dans la vente d'électricité a été particulièrement remarquée. Enfin, l'internationalisation de l'industrie électrique britannique a atteint des niveaux exceptionnels, tant dans le sens des entrées (des firmes américaines ou européennes contrôlent la majorité de la distribution anglaise et une part significative de la production), que dans le sens des sorties (où les producteurs National Power, PowerGen, et British Energy, le transporteur NGC, et l'entreprise intégrée Scottish Power sont devenus tous les cinq d'importants opérateurs internationaux, en production, transport ou en distribution, notamment aux USA).

En Norvège, le tableau est presque inverse. La réforme initiale n'a vraiment frappé que le métier de transporteur qui a été rendu indépendant des autres et a été chargé de la gestion du marché de gros dans sa filiale Nord Pool. Les compagnies intégrées en production / distribution ont pu garder leurs structures verticales. C'est essentiellement par le jeu des fusions - acquisitions que la pratique de séparation des deux métiers concurrentiels en filiales distinctes s'est répandue dans les plus grandes compagnies norvégiennes. Très significativement, le grand producteur national Statkraft n'est pas entré directement dans les métiers propres à la distribution et à la vente aux consommateurs finals. D'autre part, la diversification des compagnies électriques dans d'autres industries de réseau est restée très faible, et l'intervention du pétrolier Statoil dans la vente d'électricité ressemble à un demi-échec. Enfin, le degré d'internationalisation de l'industrie électrique norvégienne, tant à l'entrée qu'à la sortie, n'a pas atteint de niveau réellement significatif jusqu'à la percée récente du suédois Vattenfall dans la distribution d'Oslo (printemps - été 1999).

En Suède, c'est encore un autre tableau. La séparation verticale du transport passe au second plan derrière l'intense réintégration verticale en distribution

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

opérée par le premier producteur suédois Vattenfall, encore peu présent en distribution au début des années 1990. Ce mouvement de concentration a été suivi et amplifié par d'autres compagnies, les n° 2, 3 et 4 du secteur, au point de changer la structure verticale et horizontale de l'industrie suédoise. D'autre part, la diversification des compagnies électriques y est aussi plus élevée qu'en Norvège, avec une importante activité de chaleur urbaine, et même une expansion de la distribution de gaz dans le sud du pays. Enfin, l'internationalisation de l'industrie électrique suédoise est devenue une réalité, tant à l'entrée qu'à la sortie, avec une percée de Vattenfall en Finlande puis en Norvège et en Allemagne, une alliance allemande pour Sydkraft, l'établissement de l'influence française (EDF) chez Gräninge, et le rattachement de la compagnie municipale Stockholm Energi à la filiale suédoise du groupe électrique et pétro-gazier finlandais Fortum (Ivo - Neste).

2.5.2. *Les périmètres d'activité dans les pays de la deuxième vague (Espagne, Allemagne)*

La modification des périmètres d'activité semble actuellement plus avancée en Espagne qu'en Allemagne.

En Espagne, la séparation verticale du réseau de transport est un fait important, surpassé cependant par l'ampleur des reconcentrations verticales et horizontales pratiquées par Endesa. D'autre part, les trois premiers opérateurs électriques espagnols ont cherché à se diversifier dans le téléphone et le gaz par des prises de participation et des alliances, et détiennent des intérêts dans l'activité charbonnière. Enfin, l'internationalisation de l'industrie a atteint des niveaux élevés, tant à la sortie (avec les bases conquises en Amérique Latine, le n° 1 espagnol Endesa et le n° 2 espagnol Iberdrola font désormais partie des cinq premiers opérateurs électriques internationaux ; Iberdrola est aussi devenu le partenaire privilégié de l'opérateur national portugais) qu'à l'entrée (avec la pénétration d'Enron, et surtout le récent partenariat stratégique du n° 3 espagnol Union Fenosa avec l'anglais National Power).

En Allemagne, aucune séparation verticale n'a encore été opérée et la loi de 1998 n'en prévoit pas, aussi tous les grands opérateurs pratiquent-ils tous les métiers de l'électricité, souvent étendus jusqu'aux combustibles de l'amont (charbon, lignite). D'autre part, deux des trois premiers opérateurs électriques allemands (Preussen et Bayern) étaient déjà, avant leur fusion, membres de groupes diversifiés multi-énergie et *multi-utilities* (respectivement Veba et Viag), ce que RWE a reproduit à son tour (y compris dans le téléphone). Enfin l'internationalisation, bien que nettement inférieure au niveau atteint en Grande-

- Évaluation des performances des secteurs électriques et des réformes dans sept pays -

Bretagne ou en Espagne, se développe rapidement, tant à l'entrée (dans les compagnies de Hambourg, de Berlin, dans ENBW – c'est EDF -, etc.) qu'à la sortie (percées allemandes dans les pays nordiques, baltes, d'Europe centrale et aux Pays-Bas).

2.5.3. *Les périmètres d'activité dans les pays tardifs (Belgique, Italie)*

La modification des périmètres d'activité présente des profils différents en Belgique et en Italie.

En Belgique, la séparation du transport a déjà été opérée, sans dé-intégration et par filialisation. L'éclatement de la firme dominante n'est donc pas à l'ordre du jour. D'autre part, Electrabel est aussi membre du groupe du premier opérateur national du gaz (90 % de la distribution, plus l'exploitation de l'Interconnector gazier), et s'est introduit dans la distribution d'eau (10 % du marché national) et la télédistribution. Enfin, tant par ses liens avec la nouvelle maison - mère Suez - Lyonnaise qu'avec sa sœur jumelle Tractebel, Electrabel appartient à un groupe très internationalisé (à l'échelle mondiale, Tractebel est l'un des quatre premiers opérateurs internationaux en production, avec un parc extérieur de centrales supérieur à celui d'Electrabel) tout en continuant de contrôler très fermement son marché intérieur. Leur percée récente aux Pays-Bas (acquisition d'un des 4 grands producteurs néerlandais et entrée au capital de la bourse d'électricité d'Amsterdam) confirme l'importance du groupe franco-belge sur l'échiquier énergétique européen.

En Italie, au contraire, l'éclatement futur, vertical et horizontal, de l'Enel a été annoncé. D'autre part, la diversification de l'Enel dans le téléphone a déjà été poussée assez loin et pourrait s'étendre jusqu'à la télévision. Par contre, l'internationalisation de l'Enel est restée très faible. Ce qui a incité la compagnie italienne à conclure plusieurs accords de coopération « coupe-feu » en Italie avec des firmes plus expérimentées (comme l'américain Enron) et, plus récemment, à tâter le terrain des alliances sur la péninsule ibérique.

ANNEXES

ANNEXE N° 1

LA METHODOLOGIE DE L'ETUDE

LA MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE

1. Le cadre d'évaluation

L'évaluation et la comparaison des performances des industries électriques, que nous avons réalisées en 1999 dans notre rapport au Commissariat Général du Plan (« *L'évaluation des performances des industries de service public en Europe. Le secteur de l'électricité* ») a nécessité la construction d'un cadre d'évaluation approprié. Un tel cadre d'évaluation ne préexistait pas à l'étude et a dû être construit pour elle. Ceci supposait 1° d'explicitier la nature des performances attendues et 2° de concevoir les indicateurs qui en permettent la mesure.

L'observation des expériences déjà réalisées dans les deux modèles différents du Royaume-Uni et de Scandinavie montre que la réforme des industries électriques ne s'est pas opérée sur une seule dimension de performance, « toutes choses égales par ailleurs », et s'est exprimée au contraire par une certaine diversité des dimensions de performance. De surcroît, ni les attentes ni les réactions des différents partenaires et « *stakeholders* » des réformes n'ont convergé vers des critères uniques d'évaluation.

Les changements à venir dans les industries électriques de l'Union européenne ne sont donc pas réductibles à une seule dimension qui exprimerait toutes les modifications attendues ou prévisibles. Nous proposons d'en tenir compte en distinguant plusieurs genres de performances et en combinant, pour chacun de ces genres de performances, plusieurs lignes d'évaluation. En principe, il conviendrait de distinguer deux genres différents de performances : - des performances d'efficacité ; - et des performances de transformation.

2. Les performances d'efficacité

Le rôle de ces « performances d'efficacité » est d'effectuer l'évaluation des industries électriques et de leurs évolutions en privilégiant la dimension des

- Annexe 1 -

prix, celle de la productivité des facteurs et celle des coûts de production. Les performances d'efficacité recouvrent donc plusieurs aspects différents.

a/ Tout d'abord, une première mesure des performances d'efficacité est donnée par l'indicateur synthétique qu'est le prix de vente, et qui exprime la compétitivité relative ou absolue des différents industries électriques européennes pour un ensemble de fournitures représentatives des principales catégories d'usages ou de clients

b/ On peut s'attacher ensuite à évaluer la contribution apportée par l'économie des ressources nécessaires à la production, telle que l'exprime la productivité des facteurs. Pour le secteur électrique, l'on peut distinguer la productivité des équipements, la productivité du travail, et celle des consommations d'énergie primaire, en évaluant séparément l'usage de chacune de ces ressources.

c/ Enfin, on peut rendre compte séparément des économies de coûts qui ont nécessité des modifications substantielles des technologies de production, que ce soit par substitution entre variétés d'un même facteur de production (*cf.* combustible charbon *vs* combustible gaz) ou par améliorations successives d'une nouvelle combinaison de facteurs (*cf.* les progrès de la nouvelle filière gaz dite « *CCGT* »). Par ailleurs, même à technologie et productivité physique identiques, d'autres économies de coût peuvent provenir directement d'une baisse des prix de facteurs (évolution du coût salarial, du coût du capital, ou du prix des combustibles).

En tenant compte de la nature des informations accessibles, nous avons traduit ces trois lignées d'évaluation des performances d'efficacité en autant d'indicateurs exprimant la diversité des procédés opératoires sous-jacents.

Indicateurs d'efficacité

1/ Les prix

- 1.1/ Prix de l'énergie
 - a/ Prix du marché de gros
 - b/ Prix de détail pour différentes catégories de consommateurs
- 1.2/ Prix des services de transport et de distribution
- 1.3/ Prix pour les grands consommateurs industriels
- 1.4/ Comparaisons internationales de prix

2/ La productivité des facteurs

- 2.1/ Productivité des combustibles
- 2.2/ Productivité de la main d'oeuvre
- 2.3/ Productivité des équipement de production

3/ Les coûts des facteurs

- 3.1/ Coûts des combustibles
- 3.2/ Coûts de la main d'oeuvre

3. Les performances de transformation

Ces « performances de transformation » marquent la coexistence de plusieurs autres dimensions, économiques ou sociales, des transformation des industries électriques. Pour ces « performances de transformation », trois lignes d'évaluation ont été privilégiées : a/ le traitement des clientèles, b/ le traitement des facteurs de production, et c/ le renouvellement de l'offre.

a/ Par « *traitement des clientèles* », on entend : les qualités de service (comme les coupures, les déconnexions, les engagements de qualité, ou la stabilité de la fourniture), la différenciation des services (y compris le dégroupement des prestations et leur tarification séparée), les péréquations et les différenciations tarifaires (sociales ou géographiques).

b/ Le « *traitement des facteurs de production* » présente le partage des gains et le partage des coûts de transition : l'évolution du partage de la valeur entre revenus du capital, revenus du travail, et fiscalité ; l'évolution des investissements et de l'emploi ; le traitement des facteurs de production « échoués » - investissements échoués et sureffectifs -.

- Annexe 1 -

c/ Le « *renouvellement de l'offre* » traite principalement des restructurations verticales et horizontales des opérateurs et de leur pouvoir de marché, de l'entrée de nouveaux opérateurs (nationaux ou étrangers), de l'apparition de nouveaux types d'opérateurs (multi-énergie ou « *multi-utilities* ») ou de nouvelles filières de production (comme la combinaison « chaleur - électricité » *CHP*).

En tenant compte de la nature des informations accessibles et vérifiables, les indicateurs de transformation retenus sont les suivants :

Indicateurs de transformation
<u>1/ Partage de la Valeur Ajoutée entre facteurs de production</u>
1.1/ Profitabilité
1.2/ Rémunération des salariés et emploi
<u>2/ Traitement des clientèles</u>
2.1/ Différenciation des clientèles
a/ Différenciation régionale
b/ Différenciation par modes de paiement
2.2/ Qualité du service
<u>3/ Renouvellement des filières de production</u>
3.1/ Ouvertures et fermetures de centrales
3.2/ Sources de la production
<u>4/ Modification des positions de marché.</u>
4.1/ Capacités de production
4.2/ Parts de marché en production
4.3/ Chiffre d'affaires par compagnie
4.4/ Taille des distributeurs
4.5/ Parts de marché des fournitures éligibles
4.6/ Prises de contrôle et participations dans le secteur électrique (nationales ou étrangères)
4.7/ Diversification des acteurs
4.8/ Importations et exportations
4.9/ Autoproduction et cogénération

4. Cette étude s'est déroulée en trois phases.

Au cours de la phase I, nous avons construit un cadre d'évaluation des performances des industries électriques en travaillant sur la définition de la nature des performances attendues, et sur la construction des indicateurs appropriés. Nous avons cherché à distinguer à cet effet deux niveaux de performances :

- les performances d'efficacité (celles des prix, de la productivité des facteurs, et des coûts) ;
- les performances de transformation (changement du traitement des clientèles, changement du traitement des facteurs de production - revenus et emplois -, et renouvellement de l'offre).

Pendant la phase II, nous avons rodé ce cadre d'évaluation sur un premier pays témoin, le Royaume-Uni, où la réforme électrique est entrée en application au 1^{er} avril 1990. Après rodage sur le Royaume-Uni, le cadre d'évaluation a été vérifié par application à deux pays nordiques - Norvège, Suède -. En effet, la Norvège présente le seul autre cas européen de réforme précoce, dès 1991, et la seule alternative éprouvée au cas britannique de réforme. D'autre part, la Norvège présente aussi l'unique cas d'extension volontaire d'une réforme à un autre pays. Dès 1996 la Norvège, non - membre de l'Union européenne, a absorbé la Suède, déjà entrée dans l'Union en 1995, dans son marché de gros nordique de l'électricité (le Nord Pool).

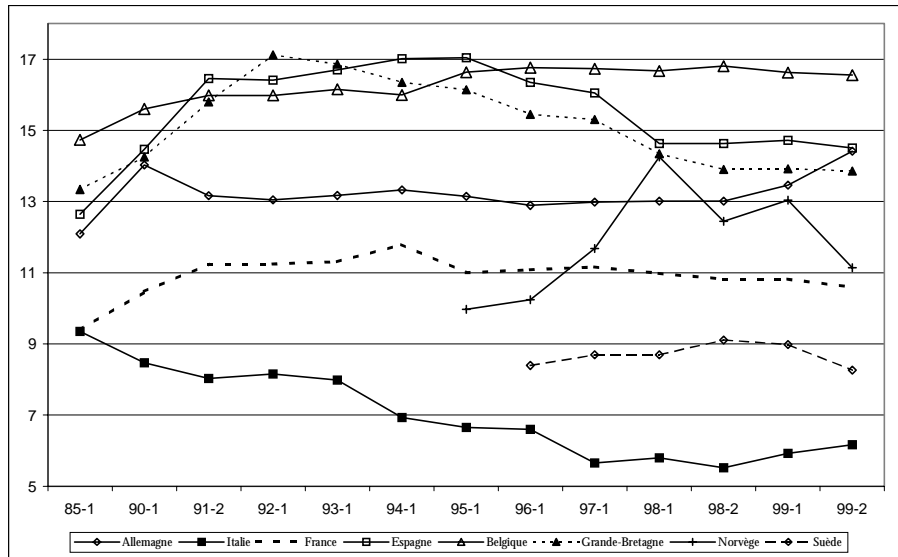
Après avoir traité les cas du Royaume - Uni et ces deux pays nordiques, il est apparu que ces indicateurs de performance étaient applicables autres pays européens retenus. Pendant la phase III, nous avons appliqué cette méthode aux autres pays de l'Union européenne retenus pour cette étude : Allemagne, Espagne, Italie et Belgique.

ANNEXE N° 2

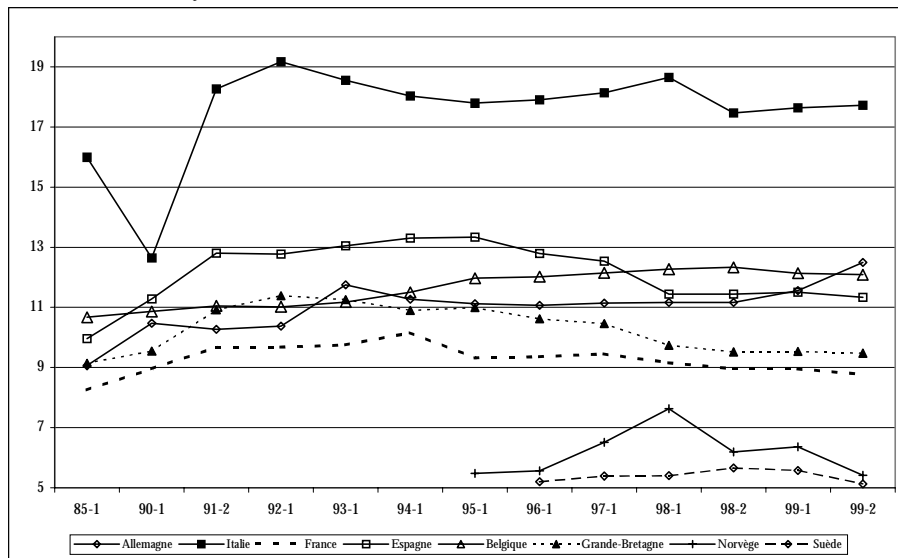
**LES PRIX DE L'ELECTRICITE
EN EUROPE**

Comparaisons de prix sur données Eurostat

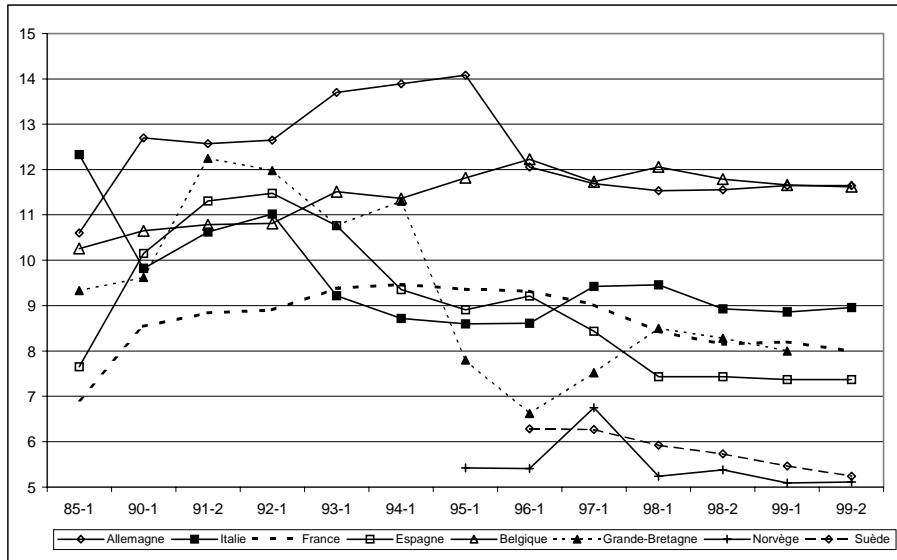
Graphique n° 1-A2 – Comparaison de prix pour le petit consommateur domestique Db (1 200 kWh/an) (1^{er} semestre 1985 au 2^{ème} semestre 1999) en moyenne semestrielle, en SPA/100 kWh, Source : Eurostat



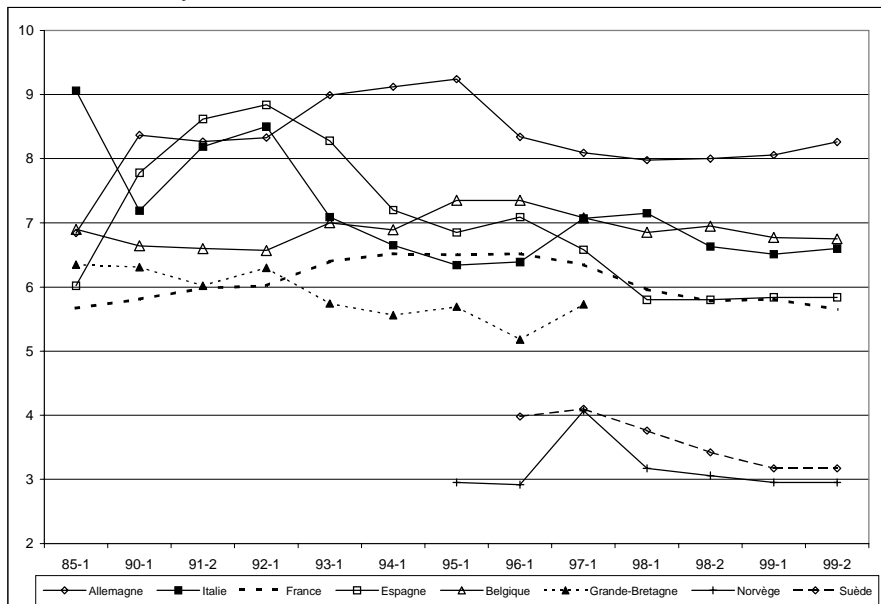
Graphique n° 2-A2 – Comparaison de prix pour le consommateur domestique moyen Dc (3 500 kWh/an) (1^{er} semestre 1985 au 2^{ème} semestre 1999) en moyenne semestrielle, en SPA/100 kWh, Source : Eurostat



**Graphique n° 3-A2 – Comparaison de prix pour le petit client industriel Ic
(160 MWh/an) (1^{er} semestre 1985 au 2^{ème} semestre 1999)**
en moyenne semestrielle, en ECU/100 kWh, *Source : Eurostat*



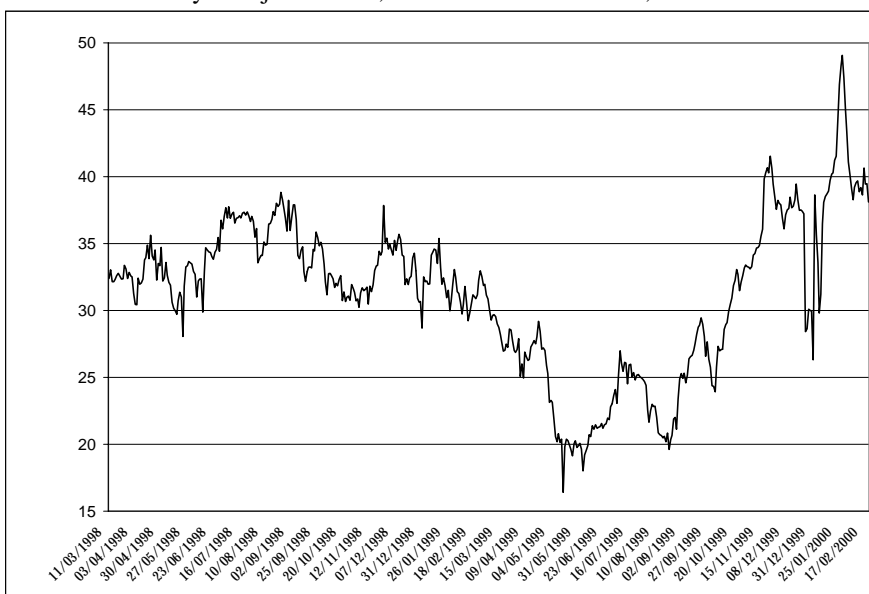
**Graphique n° 4-A2 – Comparaison de prix pour le client industriel moyen If
(10 GWh/an) (1^{er} semestre 1985 au 2^{ème} semestre 1999)**
en moyenne semestrielle, en ECU/100 kWh, *Source : Eurostat*



Les prix sur les marchés de gros européens

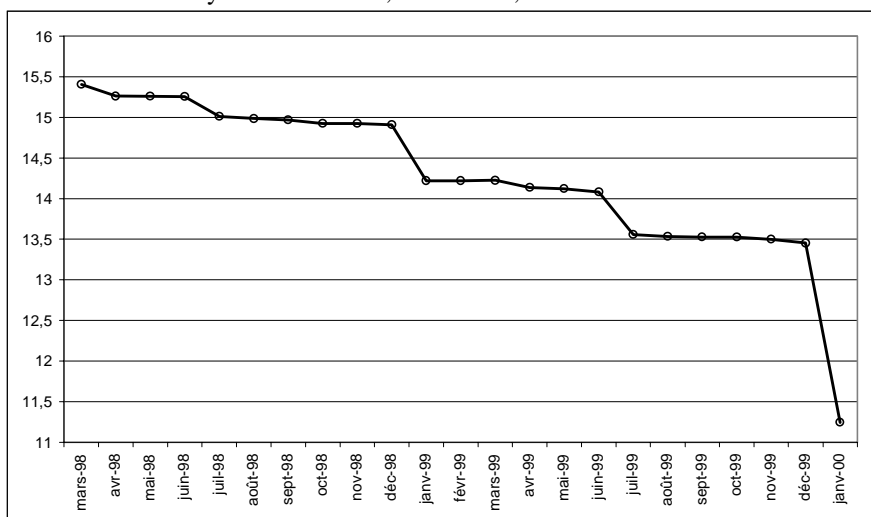
Graphique n° 5-A2 – Prix sur le marché de gros suisse (SWEF – Swiss Electricity Price Index) (mars 1998 à février 2000)

en moyenne journalière, en Francs suisses/MWh, *Source : ATEL*

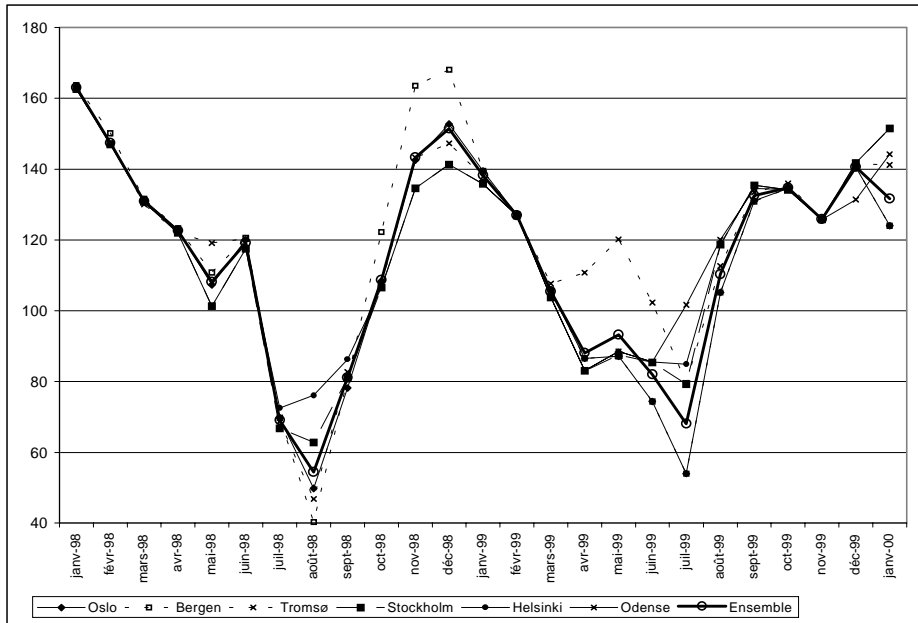


Graphique n° 6-A2 – Prix moyen pour les clients industriels en Allemagne (mars 1998 à janvier 2000)

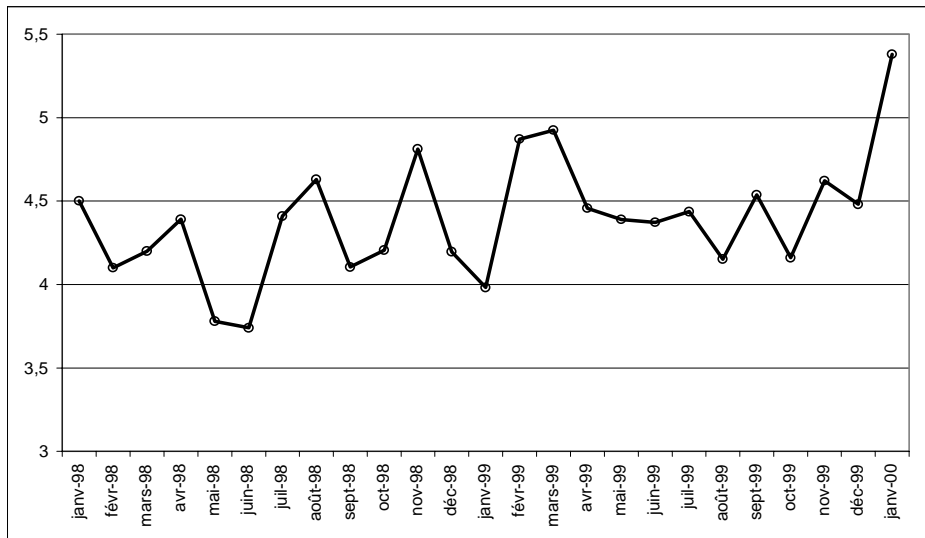
en moyenne mensuelle, en Pf/kWh, *Source : Dow Jones - VIK*



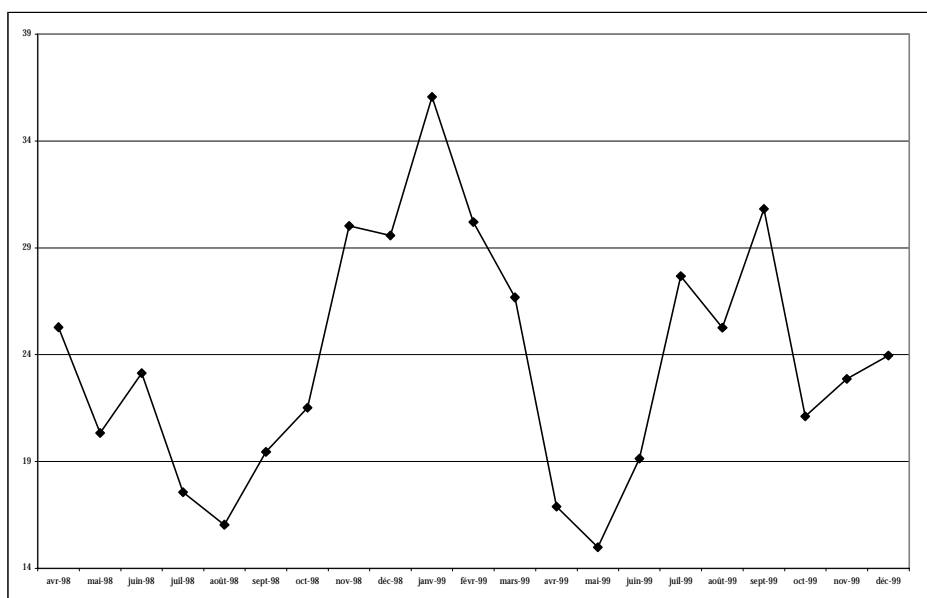
Graphique n° 7-A2 – Prix pour les différentes zones du Pool nordique (janvier 1998 à janvier 2000)
 en moyenne mensuelle, en couronnes/MWh, *Source : Nord Pool*



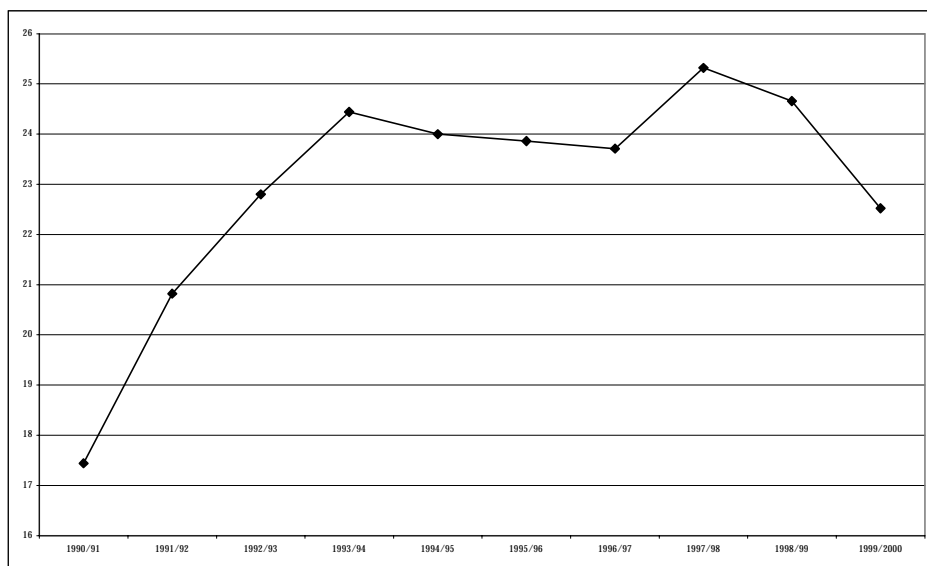
Graphique n° 8-A2 – Prix pour le Pool espagnol (janvier 1998 à janvier 2000)
 en moyenne mensuelle, en pesetas/kWh, *Source : OMEL*



**Graphique n° 9-A2 – Prix sur le *Pool* anglo-gallois
(avril 1998 à décembre 1999)**
en moyenne mensuelle, en £/MWh, *Source : NGC*



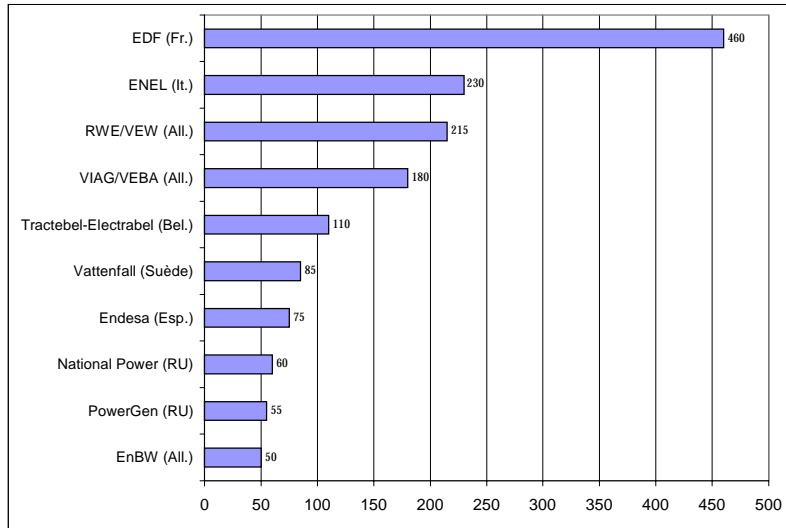
Graphique n° 10-A2 – Prix sur le *Pool* anglo-gallois (1990 à 1999)
en moyenne annuelle, en £/MWh, *Source : NGC*



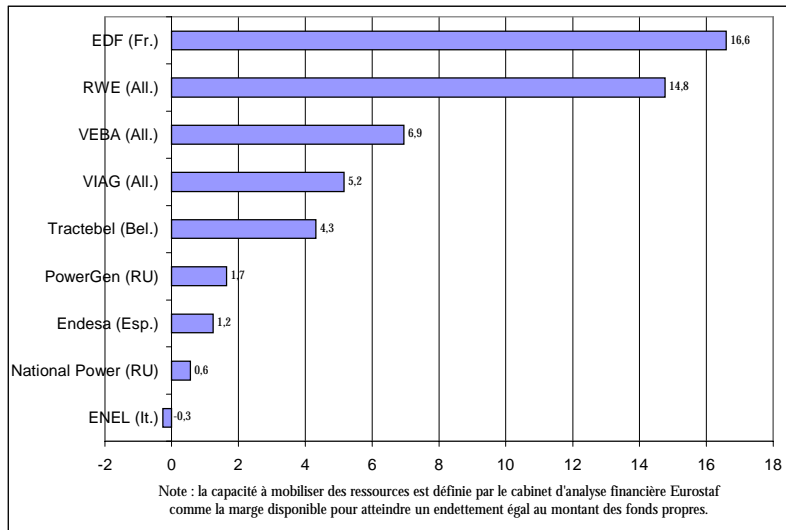
ANNEXE N° 3

**LES DIX PLUS GRANDES ENTREPRISES
ELECTRIQUES EN EUROPE**

Graphique n° 1-A3 - Les 10 premières entreprises européennes
Ventes en 1998, en TWh



Graphique n° 2-A3 - Capacités de mobilisation de ressources en 1997
en Mds \$, Source : Eurostaf (janvier 1999)



ANNEXE N° 4

**LES TRANSPOSITIONS DE LA
DIRECTIVE N° 96/92 DANS LES 15 PAYS
DE L'UNION EUROPEENNE**

LES TRANSPOSITIONS DE LA DIRECTIVE N° 96/92
DANS LES 15 PAYS DE L'UNION EUROPEENNE
(données de mars 2000)

	Eligibilité en 2000 (Min. 30 %)	Régime du GRT (Séparation juridique ou de gestion)	Régime de production (Autorisation ou appel d'offres)	Régime d'accès (Accès négocié ou réglementé)
Allemagne	100 %	séparation de gestion	Autorisation	ATR négocié
Autriche	33 %	Séparation juridique à l'ouest et de gestion à l'est	Autorisation	ATR réglementé
Belgique	33 %	séparation juridique	Autorisation	ATR réglementé au niveau national, négocié à l'international
Danemark	90 %	Séparation de gestion à l'ouest et juridique à l'est	Autorisation	ATR réglementé au niveau national, négocié à l'international
Espagne	54 %	séparation juridique	Autorisation	ATR réglementé
Finlande	100 %	séparation juridique	Autorisation	ATR réglementé
France	30 %	séparation de gestion	Autorisation	ATR réglementé
Grèce	30 %	séparation juridique	Les 2	ATR négocié
Irlande	30 %	séparation juridique	Les 2	ATR réglementé
Italie	35 %	séparation juridique	Autorisation	ATR réglementé
Luxembourg	40 %	nd	Autorisation	ATR réglementé
Pays-Bas	32 %	séparation juridique	Autorisation	ATR réglementé
Portugal	30 %	séparation juridique	Les 2	ATR négocié ou réglementé
Royaume-Uni	100 %	Séparation juridique en Angleterre-Pays de Galles et de gestion en Ecosse-Irlande du Nord	Autorisation	ATR réglementé
Suède	100 %	séparation juridique	Autorisation	ATR réglementé
Norvège *	100 %	séparation juridique	Autorisation	ATR réglementé

(*) La Norvège n'est pas membre de l'Union européenne et n'a donc pas transposé la directive