

# WORKING PAPER

# 9-05

## Réforme du marché de l'électricité en Belgique. Leçons de l'Espagne, de l'Allemagne et de la Grande-Bretagne.

Ch. Huveneers

Mai 2005



**Bureau  
fédéral du Plan**

Analyses et prévisions économiques

Avenue des Arts 47-49

B-1000 Bruxelles

Tél.: (02)507.73.11

Fax: (02)507.73.73

E-mail: [contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)

URL: <http://www.plan.be>

**.be**





**Réforme du marché de  
l'électricité en Belgique.  
Leçons de l'Espagne, de  
l'Allemagne et de la  
Grande-Bretagne.**

Ch. Huveneers

Mai 2005





## Le Bureau fédéral du Plan

Le Bureau fédéral du Plan (BFP) est un organisme d'intérêt public.

Le BFP réalise des études sur les questions de politique économique, socio-économique et environnementale.

A cette fin, le BFP rassemble et analyse des données, explore les évolutions plausibles, identifie des alternatives, évalue les conséquences des politiques et formule des propositions.

Son expertise scientifique est mise à la disposition du gouvernement, du parlement, des interlocuteurs sociaux, ainsi que des institutions nationales et internationales.

Le BFP assure à ses travaux une large diffusion. Les résultats de ses recherches sont portés à la connaissance de la collectivité et contribuent au débat démocratique.

## Internet

URL: <http://www.plan.be>

E-mail: [contact@plan.be](mailto:contact@plan.be)

## Publications

Publications récurrentes:

*Les perspectives économiques*

*Le budget économique*

*Le "Short Term Update"*

Planning Papers (les derniers numéros)

*L'objet des "Planning Papers" est de diffuser des travaux d'analyse et de recherche du Bureau fédéral du Plan.*

97 *Variantes de réduction des cotisations sociales et de modalités de financement alternatif*

D. Bassilière, F. Bossier, I. Bracke, I. Lebrun, L. Masure, P. Stockman - Janvier 2005

98 *Réforme de marché dans les industries de réseau en Belgique*

J. van der Linden - Mai 2005

Working Papers (les derniers numéros)

6-05 *The macroeconomic effects of an oil price shock on the world economy - A simulation with the NIME Model*

E. Meyermans, P. Van Brusselen - Mars 2005

7-05 *Trends in export market shares between 1991 and 2001 - An international comparison with a focus on the Belgium-Luxembourg Economic Union*

B. Michel - Mars 2005

8-05 *Hervorming van netwerkindustrieën: theoretisch kader*

J. van der Linden - Mai 2005

Reproduction autorisée, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source.

Editeur responsable:

Henri Bogaert

Dépôt légal: D/2005/7433/20

---

### **Remerciements**

Nous tenons à remercier, pour la relecture minutieuse de (parties de) ce rapport, Bernadette Biatour, Dominique Gusbin, Chantal Kegels, Peter Mistiaen et Jan van der Linden (du Bureau fédéral du Plan), de même que les experts extérieurs qui y ont aimablement contribué. Merci également à Joost Verlinden d'en avoir assuré la supervision générale. Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent en aucune façon les autorités belges de concurrence.

---



## Table des matières

Résumé	1
Samenvatting	7
Introduction	13
<b>I Réformes dans le secteur de l'électricité</b>	<b>17</b>
A. Le secteur électrique avant la réforme	17
1. La Grande-Bretagne	18
2. Allemagne	18
3. Espagne	19
4. Belgique	19
B. Chronologie de la réforme	20
1. Grande-Bretagne	20
2. Allemagne	21
3. Espagne	21
4. Belgique	21
C. Le secteur de l'électricité après la réforme	22
1. Grande-Bretagne	28
2. Allemagne	29
3. Espagne	30
4. Belgique	31
<b>II Analyse des réformes</b>	<b>33</b>
A. L'emploi	33
B. Les prix	35
1. Les prix de gros	35
2. Les tarifs d'accès au réseau	35
3. Les tarifs d'électricité	36
C. La qualité du service public et le service universel	38
D. Les effets de la libéralisation pour chaque pays	41
1. Grande-Bretagne	41
2. Allemagne	42
3. Espagne	42
4. Belgique	43

III	Conclusions pour la Belgique	45
	A. Les subventions croisées	45
	B. Les évolutions de prix	46
	Annexe : Aperçu des directives européennes / Europese richtlijnen	51
	Bibliographie	53

---





## Résumé

Cette étude présente une analyse des effets des réformes de marché dans le secteur de l'électricité en Belgique. Cette analyse est basée sur les leçons qui peuvent être tirées, pour la Belgique, des expériences de plusieurs pays, à savoir la Grande-Bretagne, l'Espagne et l'Allemagne. Ce travail d'étalonnage (benchmarking) se compose de trois parties précédées d'une introduction consacrée aux caractéristiques importantes du secteur. La première partie décrit brièvement la réforme du marché et l'évolution de sa structure depuis la première moitié des années 1990. La seconde présente un aperçu des indicateurs pertinents et tente de montrer dans quelle mesure les évolutions de ces indicateurs peuvent être imputées à la réforme en cours. La troisième donne les leçons que la Belgique peut tirer des expériences étrangères étudiées.

### *Le secteur électrique comme industrie de réseau*

Le secteur de l'électricité présente une structure verticale en 3 segments :

- Segment 1 : la génération ou production (activité en amont).
- Segment 2 : l'infrastructure qui comprend le réseau de transport (ou transmission) à haute tension, géré par un gestionnaire du réseau de transport (GRT, l'acronyme anglais étant Transport System Operator ou TSO) ; et le réseau de distribution à moyenne et basse tension, géré par des gestionnaires de réseau de distribution (GRD ou DSO, Distribution System Operators).
- Segment 3 : la fourniture ou vente au détail (activité en aval).

La réforme de marché dans le secteur de l'électricité est basée sur une *dissociation verticale* (' unbundling ') de la filière industrielle intégrée et sur l'*ouverture* des segments de marché quand c'est possible. Dans les segments 1 et 3, cette ouverture est possible si toutes les entreprises - tant les nouveaux entrants que l'entreprise installée - bénéficient d'un accès non discriminatoire aux réseaux (principes d'Open Network et de Third Party Access) : les producteurs d'électricité doivent accéder aux mêmes conditions au réseau de transport et les fournisseurs doivent accéder aux mêmes conditions aux réseaux de distribution.

Si cette condition est satisfaite, le monopole de l'opérateur historique peut être contestable. Cette notion de *contestabilité* mérite d'être précisée. Un monopole est dit *contestable* lorsque le risque de voir apparaître d'autres opérateurs impose une discipline au monopoleur et le pousse à se montrer compétitif. Dans ce cas, il adaptera ses prix, sa marge bénéficiaire et peut-être ses coûts de manière à accroître son efficacité. L'effet souhaité peut même être obtenu sans l'apparition effective de nouveaux opérateurs sur le marché. Cette théorie a cependant ses limites, notamment la pratique des *prix prédateurs* : ce sont des prix si bas qu'ils ne couvrent pas tous les coûts et qui sont pratiqués momentanément par l'entreprise installée pour tenir des candidats à l'entrée écartés du marché.

Au contraire des segments 1 et 3, le segment 2 est appelé à rester un monopole naturel. On parle de monopole naturel parce que la construction de l'infrastructure nécessite des investissements d'une ampleur telle qu'il n'est pas justifiable, du point de vue économique, d'avoir plusieurs réseaux concurrents les uns à côté des autres. De ce fait, le marché sur ce segment 2 est plus ou moins condamné à être un monopole. Il s'agit d'un monopole naturel non contestable parce que, selon la littérature, les hypothèses de la théorie du marché contestable ne sont pas d'application pour les réseaux de transport et de distribution, notamment à cause de l'information asymétrique. On parle d'*information asymétrique* lorsqu'il existe, d'un côté à l'autre du marché, une inégalité dans le degré de connaissance que l'on a de la demande et/ou des coûts. Dans ce cas de l'électricité, l'information asymétrique concerne les coûts d'investissement et d'entretien de l'infrastructure et cette asymétrie avantage les gestionnaires de ces réseaux au détriment des régulateurs et des utilisateurs (producteurs et fournisseurs).

A cet égard, le processus de réforme mis en place dans le secteur électrique comprend, outre la dissociation verticale et l'ouverture des segments 1 et 3, la régulation du segment 2. Le régulateur pratique notamment un système de prix maximums concernant les tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution.

#### Caractéristiques du bien "électricité"

Le secteur de l'électricité est particulièrement complexe en raison des caractéristiques suivantes :

- La demande d'électricité est variable dans le temps.
- L'électricité est un bien non stockable, contrairement au gaz. Cette caractéristique justifie aussi le choix du secteur de l'électricité plutôt que du gaz pour la présente étude.
- Le réseau doit être maintenu sous tension constante.
- La faible élasticité de la demande d'électricité au prix. *L'élasticité-prix de la demande* décrit l'effet d'une variation des prix sur les quantités consommées. Ainsi, la demande est dite faiblement élastique lorsqu'une hausse ou une baisse des prix n'entraîne pas de changement important au niveau des ventes ; en d'autres termes, pour provoquer une croissance même faible de la consommation d'électricité, de fortes baisses des tarifs sont nécessaires.

La combinaison de ces caractéristiques a des conséquences pour le fonctionnement du marché libre de l'électricité. En effet, compte tenu de ces spécificités, les réseaux doivent être bien connectés à l'échelle internationale, les centrales de production et le gestionnaire de réseau de transport (GRT) doivent être parfaitement coordonnés et la capacité de production doit être suffisante pour répondre aux demandes de pointe, c'est-à-dire qu'il faut une capacité de production de réserve.

Mais le bien 'électricité' pose un problème de dilemme entre ces réserves de capacité et la rémunération de l'investissement. La décision d'entreprendre de tels investissements de réserve requiert en effet des prix de vente suffisamment élevés et stables. Or, la disponibilité de telles capacités de réserve risque précisément de provoquer une baisse de prix, rendant ces investissements peu attractifs; et ces baisses de prix seront d'autant plus fortes que l'élasticité de la demande au prix est faible. A l'opposé, en cas d'indisponibilité de ces capacités de réserve, il y a un risque de hausse de prix et cette hausse de prix sera d'autant plus élevée que l'élasticité de la demande au prix est faible.

On voit donc que ces quatre caractéristiques peuvent être à l'origine de fortes fluctuations des prix spot, qui ont au demeurant déjà été observées depuis 2000 par exemple aux USA et en Europe.

### *Les directives européennes*

La réforme du secteur électrique en Europe est basée sur la Directive 96/92 remplacée et abrogée par la Directive 2003/54, ci-après la directive de 2003, qui devait être transposée par les Etats membres pour ce 1er juillet 2004. Les règles communes de la directive de 2003 exigent la *dissociation* juridique entre les trois segments définis ci-dessus et introduisent une concurrence effective entre producteurs sur le segment 1 et entre fournisseurs sur le segment 3 par un accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution. Les tarifs d'accès aux réseaux doivent refléter les coûts y compris les coûts d'infrastructure, doivent être non discriminatoires et contrôlés par le régulateur (Regulated Third Party Access, en abrégé RTPA). Le régulateur doit exercer son contrôle ex ante et doit être un régulateur sectoriel. La directive de 2003 accélère aussi le calendrier de l'*ouverture du marché* : le libre choix du fournisseur est introduit le 1er juillet 2004 pour les clients non-résidentiels et en juillet 2007 pour tous les clients. La directive confirme aussi les obligations des Etats membres en matière d'énergies vertes et elle prévoit aussi des obligations de service public pour assurer qu'il n'y ait pas de rupture d'approvisionnement, notamment l'obligation de service universel.

### *Etat de la mise en œuvre des réformes*

L'exercice de benchmarking est basé sur les expériences en Grande-Bretagne, en Espagne et Allemagne. L'Allemagne a transposé en 1998 la Directive 96/92, mais doit, pour se conformer à la directive de 2003, mettre en place dans le courant de l'été 2005 un véritable régulateur sectoriel et adopter le système RTPA des conditions d'accès aux réseaux. Par contre, l'Espagne a achevé l'ouverture complète en 2003 et la Grande-Bretagne a joué un rôle pionnier, l'ouverture du marché amorcée dès 1990 étant réalisée en 1998. La Grande-Bretagne a cependant pris des mesures correctrices de fonctionnement du marché électrique et mis sur pied de nouveaux régulateurs sectoriels en 2001.

En Belgique, la transposition des directives comprend la dissociation juridique (loi de 1999); les réformes en cours vont même plus loin par l'application des règles de Corporate Governance et par la diminution projetée de la part d'Electrabel dans le capital des gestionnaires des infrastructures. Le législateur belge a aussi désigné les régulateurs sectoriels : un régulateur par Région et la CREG au niveau fédéral. La réforme est moins avancée en Belgique que dans d'autres pays européens comme l'Espagne et la Grande-Bretagne puisque la bourse d'électricité ne sera pas opérationnelle avant 2006 et que l'ouverture du marché est incomplète : en Wallonie et à Bruxelles, les consommateurs résidentiels n'auront le choix de leur fournisseur qu'en 2007.

### *Effets de la réforme*

Les effets de l'ouverture du marché sont abordés sur la base des indicateurs suivants : degré de concurrence, service universel, productivité, prix et emploi.

### *Degré de concurrence*

De nouvelles entrées sont observées sur le segment 3 de la fourniture dans les trois pays étudiés. En Belgique aussi, il y a eu entrée de nouveaux fournisseurs indépendants. Par contre, dans les segments 1 et 2, on assiste à un mouvement de concentration en Allemagne, en Espagne et même en Grande-Bretagne où l'amorce de la réforme avait pourtant permis initialement l'entrée d'une quinzaine de petits producteurs. Une solution au problème de cette concentration est apportée, en particulier en Belgique, par les mises aux enchères, depuis fin 2003, de capaci-

tés de production de l'entreprise installée. A plus long terme, c'est une amélioration des capacités d'interconnexion aux frontières qui rendrait le segment 1 de la génération plus contestable.

#### *Services universels et d'intérêt général*

Concernant l'aspect service d'intérêt économique général, la sécurité de l'offre mesurée par la longueur des interruptions est satisfaisante mais néanmoins moins bonne en Grande-Bretagne et en Espagne. Cette observation pourrait être en partie imputée à la réforme plus poussée dans ces deux pays (Devogelaer et Gusbin, 2004). La durée des coupures de courant a plutôt une cause géographique : elle est plus basse dans les Etats membres à position centrale comme la France, la Belgique, les Pays-Bas et l'Allemagne. La performance pour le *service universel* - mesurée par un indice d'accès à l'électricité, à savoir la part du revenu par tête nécessaire pour payer une consommation annuelle moyenne pour des bas revenus - est en progrès dans tous les pays étudiés.

#### *Productivité*

Concernant l'efficacité productive, des progrès de productivité et des baisses de coûts sont observés après la réforme de 1990 en Grande-Bretagne, pays modèle à cet égard, mais la baisse de l'emploi dans le secteur électrique y a été dramatique durant les années 90.

#### *Prix et tarifs*

On a étudié si les baisses de coûts liées à la réforme se répercutent dans les prix. Les effets de la réforme sur les *prix de gros* sont ambigus : en Grande-Bretagne, ces prix ne baissent que vers la moitié des années 90. Dans l'ensemble des pays considérés, il y a aussi eu convergence à la baisse des prix de gros jusqu'en 2002-2003 mais on ne peut conclure avec certitude si ces baisses sont dues à la réforme plutôt qu'aux importantes réserves de capacité héritées de la période antérieure aux réformes. Ces prix de gros convergent néanmoins à la hausse depuis 2003 notamment pour les pays à position centrale comme l'Allemagne et la Belgique ; en Grande-Bretagne, la hausse est plus récente.

Quant aux *tarifs aux utilisateurs finals*, importants pour l'efficacité allocative, l'exercice d'étalonnage le plus récent de la Commission Européenne indique qu'en 2004, le niveau des tarifs restait certes plus élevé que la moyenne européenne en Belgique et en Allemagne (CCE, 2005). Cependant, les tarifs dans l'Union européenne ont suivi une tendance à la baisse depuis la moitié des années 90 avec cependant une hausse récente des prix pour les grands utilisateurs industriels dans certains pays. Ici aussi, il est difficile de distinguer, parmi les causes de ces variations de tarifs, entre la réforme et d'autres facteurs tels le degré de sous- ou de surcapacité ou, comme cela fut le cas en Belgique pour une baisse des tarifs, l'intervention du gouvernement. Concernant la hausse récente des prix dans certains pays, trois causes principales sont évoquées :

- L'anticipation par des producteurs d'électricité de la mise en œuvre du marché des permis de polluer (National Allocation Plans).
- La hausse du prix des combustibles combinée au recours croissant à des centrales du type turbine-gaz-vapeur (TGV) dont les coûts ont augmenté avec le prix du gaz naturel.
- La troisième cause serait le problème d'investissements insuffisants à long terme évoqué plus haut, à savoir un manque de réserve de capacité de génération en présence d'une demande croissante d'électricité.

## Emploi

Concernant l'impact sur l'emploi, l'UE estime que la création du marché intérieur de l'énergie aura, à long terme, des effets positifs sur les aspects quantitatifs et qualitatifs de l'emploi. Néanmoins, cette position n'est pas étayée par des études *macroéconomiques* et l'ouverture des marchés a mené, en particulier en Grande-Bretagne à une réduction des effectifs au niveau du secteur. Cette forte réduction d'emploi est la conséquence de la restructuration réalisée par la diminution du nombre de producteurs et de centrales et par l'évolution vers les centrales TGV, favorables à l'efficacité productive mais peu intensives en emploi. Il faut aussi constater qu'en France, un des marchés européens les moins ouverts à la concurrence, la perte d'emploi dans le secteur de l'énergie a été contenue.

## Leçons du benchmarking

Le cas de l'Allemagne offre une leçon : le niveau plus élevé des tarifs allemands s'expliquerait non seulement par la hauteur des coûts de production, mais aussi par l'absence d'un véritable régulateur sectoriel et par le maintien jusqu'au 1er juillet 2004 d'un système d'accès au réseau *négocié* plutôt que *régulé*, combiné avec la présence de 4 grands producteurs intégrés verticalement. Cette situation aurait peut-être rendu possible une collusion<sup>1</sup> entre producteurs d'électricité et gestionnaires de réseau et aurait créé des barrières à l'entrée dans le segment 3, la rentabilité des fournisseurs indépendants - par rapport à ces grands opérateurs intégrés - étant écrasée par des tarifs d'accès au réseau trop élevés (price ou margin squeeze).

Le cas de la Grande-Bretagne inspire une autre leçon : la nécessité de maintenir une réserve de capacité de génération pour bénéficier du potentiel de baisse des tarifs tout en maintenant des conditions économiques favorables à des investissements de capacité permettant d'éviter à long terme des hausses de prix pour les consommateurs. A cet égard, l'instabilité des prix de gros observée dans de nombreux pays n'est pas propice aux investissements. Une condition favorable aux investissements serait le maintien, au bénéfice des grands producteurs d'électricité, d'une part significative sur leur marché national des clients résidentiels, réputés plus stables que les consommateurs industriels. La stratégie des grands électriciens britanniques - tout comme celle d'Electrabel - consiste d'ailleurs à se concentrer sur un 'couplage' du segment 1 et des clients résidentiels du segment 3. Le maintien de conditions favorables à des investissements de capacité et à des entrées implique aussi que les régulateurs ne pratiquent pas de prix maximums ('price caps') trop stricts au niveau des tarifs au consommateur final.

En matière de réserves de capacité, le cas de l'Espagne est encourageant : les réserves de capacité y sont suffisantes et même en hausse depuis 2000, alors que les prix de l'électricité n'y sont guère plus élevés que dans les pays voisins.

En synthèse, l'analyse des effets de la réforme du secteur électrique est difficile et le modèle d'une dérégulation basée sur la concurrence entre un nombre le plus élevé possible d'acteurs sur chaque marché national n'est pas une garantie de baisse des tarifs pour le consommateur.

---

1. On parle de collusion lorsque des opérateurs se concertent de manière à détenir collectivement une position de monopole.





## Samenvatting

Deze studie analyseert de impact van de markthervorming in de Belgische elektriciteitssector. Deze analyse is gebaseerd op de lessen die voor België kunnen worden getrokken uit ervaringen in andere landen, met name Groot-Brittannië, Spanje en Duitsland. Deze ijking (benchmarking) bestaat uit drie delen die worden voorafgegaan door een inleiding waarin de belangrijke kenmerken van de sector worden beschreven. Ten eerste worden de markthervorming en de evolutie in de marktstructuur sinds de eerste helft van de jaren 90 beschreven. Ten tweede wordt er een overzicht van relevante indicatoren gegeven. Daarbij wordt geprobeerd na te gaan in hoeverre de evoluties hierin toe te schrijven zijn aan de hervorming. Ten derde worden uit de bestudeerde ervaringen in het buitenland enkele lessen voor België getrokken.

### *De elektriciteitssector als netwerkindustrie*

De elektriciteitssector heeft een verticale structuur die uit 3 segmenten bestaat:

- segment 1: de opwekking of productie (stroomopwaartse activiteit);
- segment 2: de infrastructuur, die het hoogspanningsnet (of transmissienet) omvat dat in handen is van een transmissienetbeheerder (TNB, in het Engels Transport System Operator of TSO) en het midden- en laagspanningsdistributienet dat door de distributienetbeheerders wordt beheerd (DNB of DSO, Distribution System Operators).
- segment 3: de levering aan eindgebruikers (stroomafwaartse activiteit).

De markthervorming in de elektriciteitssector is gebaseerd op een *verticale opsplitsing* ('unbundling') van de geïntegreerde productieketen en op de *marktopening* van de segmenten wanneer dat mogelijk is. In de segmenten 1 en 3 is die marktopening mogelijk als alle ondernemingen - zowel de nieuwkomers als de gevestigde onderneming - een niet-discriminerende toegang hebben tot de netwerken (principes van Open Network en Third Party Access): de elektriciteitsproducenten moeten onder dezelfde voorwaarden kunnen toetreden tot het transmissienet en de leveranciers moeten onder dezelfde voorwaarden toegang hebben tot de distributienetten.

Als die voorwaarde is vervuld, kan het monopolie van de historische operator een *betwistbare* markt worden. Het begrip *betwistbaarheid* moet worden toegelicht. Een monopolie is betwistbaar als het risico van toetreding de monopolist aanzet tot competitief gedrag. In dat geval zal hij zijn prijzen, winst en misschien ook kosten zo aanpassen dat de efficiëntie toeneemt. Het beoogde effect wordt dan bereikt zonder dat er daadwerkelijk toetreding plaatsvindt. Die theorie heeft evenwel beperkingen, met name de praktijk van de *rooftprijzen*: de prijzen zijn dan zo laag dat niet alle kosten worden gedekt en worden kortstondig door de gevestigde onderneming gehanteerd om nieuwkomers van de markt weg te houden.

In tegenstelling tot de segmenten 1 en 3, zal segment 2 een *natuurlijk monopolie* blijven. Men spreekt van natuurlijk monopolie omdat de bouw van de infrastructuur zodanig grote investeringen vraagt dat het economisch niet verantwoord is om meerdere, concurrerende netwerken naast elkaar te hebben. De markt is daarom min of meer gedoemd een monopolie te zijn. Het gaat om een onbetwistbaar natuurlijk monopolie omdat, volgens de literatuur, de hypothesen van de theorie van de betwistbare markt niet van toepassing zijn op de transmissie- en distributienetten, in het bijzonder ten gevolge van *asymmetrische informatie*. Er is sprake van asymmetrische informatie als er aan de ene kant van de markt meer kennis van de vraag en/of kosten is dan aan de andere kant van de markt. In het geval van de elektriciteit heeft de asymmetrische informatie betrekking op de investerings- en onderhoudskosten van de infrastructuur en die asymmetrie bevoordeelt de netbeheerders ten nadele van de regulatoren en gebruikers (producenten en leveranciers).

Het hervormingsproces in de elektriciteitssector omvat dus, naast de verticale opsplitsing en de opening van de segmenten 1 en 3, de regulering van segment 2. De regulator hanteert met name een systeem van maximumprijzen voor de toegang tot de transmissie- en distributienetten.

#### *Kenmerken van het goed "elektriciteit"*

De elektriciteitssector is bijzonder complex vanwege de volgende kenmerken:

- De vraag naar elektriciteit vertoont sterke schommelingen.
- Elektriciteit is een product dat niet kan worden opgeslagen, in tegenstelling tot gas. Dat kenmerk verklaart ook waarom in deze studie gekozen werd voor een analyse van de elektriciteitssector, en niet van de gassector.
- Het net moet onder constante spanning staan.
- De prijselasticiteit van de vraag naar elektriciteit is laag. De prijselasticiteit van de vraag beschrijft het effect van een prijschommeling op de verbruikte hoeveelheid. Zo wordt de vraag inelastisch genoemd als een prijsstijging of -daling geen aanzienlijke schommelingen teweegbrengt op het vlak van de verkoop; met andere woorden, om zelfs maar een lichte stijging van het elektriciteitsverbruik teweeg te brengen, zijn sterke tariefdalings nodig.

De combinatie van die kenmerken heeft gevolgen voor de werking van de vrije elektriciteitsmarkt. Rekening houdend met die bijzonderheden moeten de netwerken internationaal goed op elkaar aangesloten zijn, de productiecentrales en de transmissienetbeheerder (TNB) moeten perfect op elkaar afgestemd zijn en de productiecapaciteit moet volstaan om piekvragen op te vangen, d.w.z. er is een reserveproductiecapaciteit nodig.

Voor het goed 'elektriciteit' stelt zich evenwel een dilemma tussen de reservecapaciteit en de vergoeding van de investering. De beslissing om dergelijke investeringen voor het aanleggen van reservecapaciteit uit te voeren, vereist inderdaad voldoende hoge en stabiele verkoopprijzen. De beschikbaarheid van een dergelijke reservecapaciteit verhoogt echter het risico dat de prijzen dalen, waardoor die investeringen weinig aantrekkelijk worden en die prijsdalingen zullen des te groter zijn naarmate de prijselasticiteit van de vraag lager is. Omgekeerd geldt dat bij gebrek aan reservecapaciteit de prijzen kunnen stijgen en die prijsstijgingen zullen des te groter zijn naarmate de prijselasticiteit van de vraag lager is. Men stelt dus vast dat die vier kenmerken aan de oorsprong kunnen liggen



van de sterke prijschommelingen op de spotmarkten, die trouwens al sedert 2000 werden waargenomen bvb. in de VS en Europa.

### *De Europese richtlijnen*

De hervorming van de elektriciteitssector in Europa is gebaseerd op richtlijn 96/92, die later vervangen is door richtlijn 2003/54, hierna de richtlijn van 2003 genoemd. Die richtlijn zou tegen 1 juli 2004 door de lidstaten in nationale wetgeving moeten zijn omgezet. Volgens de gemeenschappelijke regels van de richtlijn van 2003 moeten de drie bovenvermelde segmenten juridisch gescheiden entiteiten worden. De richtlijn voert ook een effectieve concurrentie in tussen de producenten van segment 1 en tussen de leveranciers van segment 3 door het opleggen van een niet-discriminerende toegang tot het transmissienet en het distributienet. In de toegangstarieven tot de netwerken moeten alle kosten vervat zitten, ook de infrastructuurkosten. Bovendien mogen die tarieven niet discriminerend zijn en moeten ze door de regulator worden gecontroleerd (Regulated Third Party Access, afgekort RTPA). De regulator dient ex ante te controleren en het moet een sectorale regulator zijn. De richtlijn van 2003 versnelt ook het tijdschema voor de vrijmaking van de markt: de vrije keuze van leverancier moet al op 1 juli 2004 zijn ingevoerd voor niet-huishoudelijke afnemers en in juli 2007 voor alle afnemers. De richtlijn bekrachtigt ook de verplichtingen inzake groene energie en voorziet in verplichtingen van openbare dienst om ervoor te zorgen dat het aantal stroomonderbrekingen zoveel mogelijk beperkt wordt (de plicht tot universele dienstverlening).

### *Stand van zaken in de hervorming*

De benchmarking is gebaseerd op ervaringen in Groot-Brittannië, Spanje en Duitsland. Duitsland heeft in 1998 Richtlijn 96/92 omgezet, maar zal, om zich te voegen naar de richtlijn van 2003, in de zomer van 2005 een echte sectorale regulator aanwijzen en het RTPA-systeem voor de toegangsvoorwaarden tot de netwerken invoeren. Spanje heeft daarentegen de volledige vrijmaking al gerealiseerd in 2003. Groot-Brittannië speelde dan weer een voortrekkersrol vermits de openstelling van de markt al in 1990 van start ging en in 1998 voltooid was. Groot-Brittannië heeft echter corrigerende maatregelen moeten nemen voor de werking van de elektriciteitsmarkt en heeft nieuwe sectorale regulatoren in het leven geroepen in 2001.

In België omvat de omzetting van de richtlijnen de juridische opsplitsing (wet van 1999); de huidige hervormingen gaan zelfs verder door de toepassing van de regels inzake Corporate Governance en door de vooropgestelde daling van het aandeel van Electrabel in het kapitaal van de infrastructuurbeheerders. De Belgische wetgever heeft ook sectorale regulatoren aangewezen: een regulator per gewest en de CREG op federaal niveau. De hervorming is in België minder gevorderd dan in andere Europese landen zoals Spanje en Groot-Brittannië aangezien de elektriciteitsbeurs ten vroegste in 2006 operationeel zal zijn en de openstelling van de markt onvolledig is: in Wallonië en Brussel zullen de huishoudelijke afnemers pas in 2007 hun leverancier kunnen kiezen.

### *Impact van de hervorming*

De impact van de openstelling van de markt wordt geëvalueerd op basis van de volgende indicatoren: mate van concurrentie, universele dienstverlening, productiviteit, prijzen en werkgelegenheid.

### *Toetreding*

In segment 3 (de levering) werd toetreding waargenomen in de drie bestudeerde landen. Ook in België zijn er nieuwe onafhankelijke leveranciers bijgekomen. In de segmenten 1 en 2 daarentegen is er een tendens tot concentratie aan de gang

in Duitsland, Spanje en zelfs in Groot-Brittannië, waar de hervorming toch in eerste instantie de toetreding van een vijftiental kleine producenten mogelijk maakte. Een oplossing voor dat concentratieprobleem is de productiecapaciteit van de gevestigde onderneming te veilen, zoals dat bijvoorbeeld sinds eind 2003 in België gebeurt. Op langere termijn zal een verbetering van de interconnectiecapaciteit aan de grenzen ervoor zorgen dat segment 1 van de elektriciteitsopwekking meer betwistbaar zou worden.

*Universele diensten en dienstverlening van algemeen economisch belang*

Aangaande het aspect dienstverlening van algemeen economisch belang, is de bevoorradingszekerheid, die wordt gemeten aan de hand van de duur van de stroomonderbrekingen, bevredigend, maar toch minder goed in Groot-Brittannië en Spanje. Dat is deels te verklaren doordat de hervorming in die twee landen meer ingrijpend was (Devogelaer en Gusbin, 2004). De duur van de stroomonderbrekingen heeft veeleer een geografische oorzaak: ze duren minder lang in de centraal gelegen lidstaten zoals Frankrijk, België, Nederland en Duitsland. In alle bestudeerde landen wordt er vooruitgang geboekt op het vlak van de universele dienstverlening. Die wordt gemeten aan de hand van de index voor toegang tot elektriciteit, namelijk het aandeel van het inkomen per hoofd dat nodig is om een gemiddelde jaarlijkse consumptie voor lage inkomens te betalen.

*Productiviteit*

Voor de productieve efficiëntie werden er na de hervorming van 1990 in Groot-Brittannië productiviteitsstijgingen en dalende kosten vastgesteld. In de jaren 90 daalde de werkgelegenheid in de elektriciteitssector hierdoor echter dramatisch.

*Prijzen en tarieven*

Er werd nagegaan of de kostendalingen die het gevolg zijn van de hervorming een weerslag hebben op de prijzen. De impact van de hervorming op de *groothandelsprijzen* is ambigu: In Groot-Brittannië daalden de prijzen pas tegen het midden van de jaren 90. In alle beschouwde landen is er eveneens een algemene dalende trend van de groothandelsprijzen waar te nemen tot in 2002-2003, maar men kan niet met zekerheid stellen of die dalingen het gevolg zijn van de hervorming of van de aanzienlijke reservecapaciteit uit de periode van voor de hervormingen. De groothandelsprijzen kennen echter een stijgende tendens sinds 2003, vooral in de centraal gelegen landen zoals Duitsland en België; in Groot-Brittannië is de stijging recenter.

Wat de *tarieven voor de eindgebruiker* betreft, die belangrijk zijn voor de allocatieve efficiëntie, toont de recentste benchmarking van de Europese Commissie aan dat in 2004 het niveau van de tarieven in België en in Duitsland hoger bleef dan het Europees gemiddelde (CCE, 2005). De tarieven in de Europese Unie kenden echter een dalende tendens sinds het midden van de jaren 90 met desondanks toch een recente prijsstijging voor de grote industriële afnemers in bepaalde landen. Ook hier is het moeilijk om onder de oorzaken van die prijsschommelingen een onderscheid te maken tussen de hervorming en de overige factoren zoals de onder- of overcapaciteit of de tussenkomst van de overheid, zoals enkele jaren geleden het geval was in België bij een tariefverlaging. Voor de recente prijsverhoging in bepaalde landen worden drie belangrijke oorzaken aangehaald:

- De elektriciteitsproducenten anticiperen op het invoeren van een markt voor emissierechten (National Allocation Plans).
- De stijging van de brandstofprijzen en het toenemende gebruik van stoom-turbine-gas centrales (STEG), waar de kosten stegen als gevolg van de hogere aardgasprijzen.
- De ontoereikende investeringen op lange termijn zoals hierboven reeds vermeld, namelijk een tekort aan reservecapaciteit voor elektriciteitsopwekking, terwijl de vraag naar elektriciteit stijgt.

## Werkgelegenheid

Qua werkgelegenheid meent de EU dat de invoering van de binnenlandse energiemarkt op lange termijn positieve effecten kan hebben op de kwantitatieve en kwalitatieve aspecten van de werkgelegenheid. Die opvatting is echter niet gebaseerd op macro-economische studies. Bovendien heeft de vrijmaking van de markt, in het bijzonder in Groot-Brittannië, geleid tot een daling van het personeelsbestand op sectoraal niveau. Die sterke daling van de werkgelegenheid is het gevolg van de herstructurering die werd doorgevoerd door het aantal producenten en centrales te verminderen, en door over te stappen op STEG-centrales, die een goede productieve efficiëntie hebben, maar voor weinig werkgelegenheid zorgen. Er wordt tevens vastgesteld dat in Frankrijk, één van de minst voor concurrentie openstaande markten van Europa, het verlies aan werkgelegenheid in de energiesector beperkt is gebleven.

## Lessen uit de benchmarking

Op basis van de benchmarking kunnen lessen getrokken worden uit de situatie in Duitsland: aan de basis van de hogere Duitse tarieven liggen niet alleen de hoge productiekosten, maar ook het ontbreken van een sectorale regulator. Ook verloopt de toetreding tot het netwerk meer op basis van onderhandelingen dan op basis van regulering, een systeem dat men behoudt tot 1 juli 2004, samen met de aanwezigheid van 4 grote, verticaal geïntegreerde producenten. Die situatie zou kunnen leiden tot collusie<sup>1</sup> tussen de elektriciteitsproducenten en de netbeheerders, en zou daardoor de toetreding in segment 3 kunnen bemoeilijken, aangezien de rendabiliteit van de onafhankelijke leveranciers - in vergelijking met de grote, geïntegreerde operatoren - teniet zou kunnen worden gedaan door de veel te hoge toetredingstarieven tot het netwerk (price of margin squeeze).

Groot-Brittannië brengt ons een andere les bij: er moet een reserve aan productiecapaciteit behouden worden om voordeel te kunnen halen uit het potentieel aan tariefverlagingen, waarbij de economische omstandigheden gunstig moeten blijven voor investeringen in de capaciteit, zodat op lange termijn prijsstijgingen voor de consumenten worden voorkomen. In die optiek is de instabiliteit van de groothandelsprijzen die in vele landen werd vastgesteld niet gunstig voor investeringen. De omstandigheden zijn bijvoorbeeld gunstig voor de investeringen wanneer de grote elektriciteitsproducenten een significant deel van hun nationale markt van huishoudelijke afnemers behouden, een markt die traditioneel veel stabiel is dan die van de industriële afnemers. De strategie van de grote Britse elektriciteitsmaatschappijen - net zoals de strategie van Electrabel - is zich concentreren op een 'koppeling' van segment 1 met huishoudelijke afnemers van segment 3. Indien men de gunstige voorwaarden voor capaciteitsinvesteringen en toetredingen wil behouden, mogen de regulatoren geen al te strikte maximumprijzen ('price caps') hanteren voor de tarieven voor de eindgebruiker.

Wat de reservercapaciteit betreft, is Spanje een bemoedigend voorbeeld: de reservercapaciteit is er voldoende en ze stijgt zelfs sinds 2000, terwijl de elektriciteitsprijzen er nauwelijks hoger liggen dan in de buurlanden.

Samengevat kan worden gesteld dat het moeilijk is de gevolgen van de hervorming van de elektriciteitssector te analyseren en dat het model van een deregulering gebaseerd op concurrentie tussen zoveel mogelijk actoren op elke binnenlandse markt geen garantie is voor lagere tarieven voor de consument.

1. Men spreekt van een collusie wanneer de operatoren samenwerken om aldus samen een monopoliepositie te verwerven.





## Introduction

Le secteur de l'électricité est une industrie de réseau particulièrement complexe et assez différente des autres industries de réseau car il est soumis à des contraintes physiques et techniques très fortes. Tout d'abord, la production et la consommation d'électricité doivent être simultanées puisqu'il n'existe pas de forme de stockage intermédiaire entre l'unité de production électrique et le client. Ensuite, les possibilités de transport de l'électricité sont limitées entraînant parfois des problèmes de congestion. Enfin, l'équilibre en temps réel entre production et consommation implique une coordination technique et transactionnelle importante. A court terme, la coordination technique est d'ailleurs plus importante que la coordination économique. La première concerne la coordination entre les flux physiques produits et consommés tout en maintenant la qualité, la stabilité et la sûreté du réseau. Tandis que la seconde vise à obtenir l'équilibre du système à moindre coût.

Dans un marché concurrentiel, ces caractéristiques spatio-temporelles très fortes sont déterminantes car elles conduisent à dissocier les flux d'électricité des transactions commerciales passées entre les producteurs et les consommateurs. Elles donnent un éclairage sur l'ampleur du défi auquel les Etats Membres et le secteur électrique sont confrontés avec la réforme engagée. Elles soulignent surtout la nécessité de mettre en place des structures de marché complexes et rigoureuses.

En tenant compte de ces remarques, on saisit mieux la nature progressive et échelonnée du processus qui sous-tend les réformes des secteurs électriques européens. Le processus n'est au demeurant pas encore arrivé à son terme. Initiée par la Directive Européenne concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (Directive 96/92/EC), la réforme introduite en Europe a été abrogée et remplacée par la Directive 2003/54/CE, ci-après la directive de 2003, qui devait être transposée par les Etats membres pour le 1<sup>er</sup> juillet 2004. La synthèse de ces directives est donnée en annexe.

Elles établissent des règles communes pour tous les pays de l'UE, qu'on peut présenter en fonction des 3 segments du secteur électrique, à savoir (Gusbin et al., 2003) :

- Segment 1 : la génération d'électricité.
- Segment 2 : les réseaux de transport et de distribution. Le transport - ou transmission - désigne le transport sur le réseau haute-tension. La distribution désigne les réseaux de distribution et de transport local de moyenne et de basse tension.
- Segment 3 : la fourniture d'électricité au détail (supply).

Une entreprise verticalement intégrée est une entreprise qui exerce les fonctions de deux ou trois de ces segments. La stratégie préférée par les grands acteurs en Europe semble être une intégration des segments de la génération et de la fourniture au détail, en particulier au secteur résidentiel (ménages) dont la demande est la plus stable.

Les règles communes établies par les directives européennes ont trait principalement aux conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution et à l'organisation du secteur électrique selon le principe de la dissociation (unbundling) entre les différents segments. La Directive de 2003 modifie profondément certaines de ces règles, par exemple en exigeant que la dissociation soit juridique, et pas seulement comptable. On signale aussi que la directive demande aux Etats-membres de se fixer des objectifs en matière d'énergies vertes ou renouvelables.

Le résultat de ces règles communes est résumé dans le Tableau 1. La situation décrite dans ce tableau peut être, dans certains Etats membres, radicalement différente de la situation avant réforme : dans beaucoup de pays, une entreprise pouvait être présente sur tous les segments ; un monopole légal pouvait exister, exercé parfois par des entreprises publiques.

**TABLEAU 1 - Organisation du secteur selon la Directive 2003/54/CE**

Segment 1 génération	Concurrence entre producteurs
Segment 2 réseaux de transport (transmission) et de distribution	Unbundling : - Le gestionnaire du réseau de transport (GRT) ou Transport System Operator (TSO) est un monopole régulé et distinct juridiquement des segments 1 et 3. - Les gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) ou distribution system operators (DSO) sont régulés et distincts juridiquement des segment 1 et 3.
Segment 3 vente (fournisseurs) au détail	Concurrence entre les fournisseurs au détail.

Source : BFP, basée sur CCE (2002).

La directive de 2003 fixe également le calendrier de l'ouverture du marché : juillet 2004 pour les clients non-résidentiels et juillet 2007 pour tous les clients. Le Tableau 2 décrit la situation dans UE15 au 1<sup>er</sup> juillet 2004 pour l'ouverture sur le segment 3, en donnant le pourcentage de clients éligibles, c'est-à-dire ayant le choix de leur fournisseur d'électricité.

**TABLEAU 2 - Degré d'ouverture du marché de l'électricité en 2004 (en %) - Date à laquelle l'ouverture du marché atteint 100 %**

Pays	Degré d'ouverture du marché de l'électricité (en %)	Date à laquelle l'ouverture du marché atteint 100 %
Finlande	100	1997
Suède	100	1998
Royaume Uni*	100	1998
Allemagne	100	1999
Autriche	100	2001
Danemark	100	2003
Espagne	100	2003
Pays-Bas	100	2003
Portugal	100	2004
Belgique**	90	2003/2007
Italie	79	2007
France	70	2007
Grèce	62	2007
Luxembourg	57	2007
Irlande	56	2005

Source : CCE (2005).

\*) En Irlande du Nord, l'ouverture n'atteint que 35 %.

\*\* ) La date de 2003 ne concerne que la Région Flamande.

Dans l'analyse d'étalonnage qui va suivre, on s'est limité à 4 pays dont le choix procède aussi bien de raisons de fond que de raisons pratiques. La Grande-Bretagne est choisie parce que ce pays a libéralisé (et privatisé) le plus tôt son secteur électrique, et que ce secteur correspondait avant sa réforme au modèle typique du monopole public intégré verticalement sur les 3 segments. L'Allemagne correspond au modèle opposé, c'est-à-dire un secteur électrique composé - avant la réforme - d'un grand nombre d'acteurs privés et publics, dont certains ne sont présents que sur un seul segment ; et dans son application de la 1<sup>ère</sup> Directive européenne de 1996, l'Allemagne a adopté une politique minimaliste, au sens où - comme on le verra dans l'analyse - les tarifs sont déterminés par la négociation entre les acteurs, sans contrôle d'un régulateur sectoriel. Le choix de l'Espagne se justifie, quant au fond, par le fait que ce pays a appliqué 'avant la lettre' - dès 1985 - le principe de dissociation (unbundling) requis par la 1<sup>ère</sup> Directive européenne et a achevé l'ouverture du marché. Ensuite, d'après les sources techniques consultées, la péninsule ibérique constitue un marché régional assez distinct des autres marchés régionaux ; à l'intérieur de ce marché régional, l'Espagne a été préférée au Portugal pour des raisons d'abondance de données et d'accessibilité linguistique.







# Réformes dans le secteur de l'électricité

## A. Le secteur électrique avant la réforme

Le Tableau 3 ci-dessous résume brièvement la situation *avant* la réforme en fonction de la décomposition verticale des activités en 3 segments.

**TABLEAU 3 - Le secteur électrique en Grande-Bretagne, Allemagne, Espagne et Belgique avant la réforme**

Pays	Grande-Bretagne	Allemagne	Espagne	Belgique
Année de réf.	1989	1997	1997	1998
<i>Nombre d'entreprises</i>				
Segment 1	Monopole public (CEGB)	8 grands VU (Verbundunternehmen) + Frange Intégration verticale des VU	5 grands producteurs	CPTE, issu de Electrabel et de SPE + Frange
Segment 2	Transport : Monopole public (CEGB) Distribution: 12 firmes	Transport : 8 VU détiennent 8 réseaux supra-régionaux (Regelzonen) Distribution : distributeurs liés aux 8 VU + Distributeurs municipaux indépendants (ca. 600)	5 grands propriétaires de réseaux de transport et de distribution	Transport : CPTE Distribution : 32
Segment 3	idem distribution	idem distribution	idem distribution	idem distribution
<i>Concentration industrielle</i>				
Segment 1	100 % pour Angleterre et Wales. Duopole en Ecosse.	Part combinée des 2 grands (E.ON et RWE) : 66 %		Electrabel : 91 % SPE : 6,5 %
Segment 2	100 % pour Angleterre et Wales. Duopole en Ecosse.	Monopole par 'Regelzone' et par région	Firme dominante (REE) : 61 % de part de marché	Monopole
Segment 3	Monopoles régionaux	Monopoles régionaux et locaux		part de marché <i>directe</i> d'Electrabel ≤40 %*. Le reste du marché est réparti entre intercommunales pures, mixtes, et SPE
<i>Propriété</i>				
Segment 1	Public	Privé (VU)		Electrabel : privé SPE : public
Segment 2	Public	Privé (VU)		CPTE : privé/public Distribution : - privé/mixte (communes + Electrabel) - intercommunales pures
Segment 3	Public	Privé / Public		- privé/mixte (communes + Electrabel) - intercommunales pures

Pays	Grande-Bretagne	Allemagne	Espagne	Belgique
Année de réf.	1989	1997	1997	1998
<i>Type de régulation</i>				
Segment 1	Contrôle du Ministère (Secrétaire d'Etat à l'Energie)	Contrôle des Länder	Ministère de l'Industrie et de l'Energie : planning des investissements	Plan d'investissement
Segment 2	Contrôle du ministère Structure des prix de gros fixée administrativement (Bulk Supply Tariff)	Coordination des 8 VU qui sont les TSO au sein de Deutsche Verbundgesellschaft	Ministère de l'Industrie et de l'Energie	détermination des prix par CCEG (l'ancien regulateur)
Segment 3	Publication des tarifs		idem segment 2	Régulation (par CCEG) du type cost-plus au niveau des clients finals

Source : BFP.

\*) La part de marché indirecte d'Electrabel, à travers ses participations dans des intercommunales mixtes, s'élevait selon nos calculs à environ 30 %.

## 1. La Grande-Bretagne

La Grande-Bretagne n'a pas attendu la directive européenne de 1996 et apparaît comme ayant joué un rôle de pionnier dans l'UE. La réforme de l'électricité en Grande-Bretagne est en effet décidée en 1989 et les grands changements structurels sont introduits en mars 1990. La motivation de ces changements était l'absence de concurrence en particulier au niveau du segment de la génération (Amstrong *et al.*, 1999). Avant cette réforme, le secteur électrique britannique avait la structure typique d'un monopole public naturel, avec intégration verticale des segments 1 et 2 au sein de CEEB (Common Electricity Generation Board). Dans le cas de l'Ecosse, il s'agissait d'un duopole.

On souligne aussi que les coûts de génération d'électricité étaient influencés par des contrats de long terme obligeant les centrales à s'approvisionner en charbon domestique plus cher que le charbon importé.

## 2. Allemagne

Le système allemand est plus hétérogène que les cas français ou britannique, caractérisés avant la réforme par un monopole public intégré.

Les grands acteurs du secteur allemand de l'électricité sont les 'Verbundunternehmen' (VU), qui étaient initialement au nombre de 8 puis, par fusions et acquisitions, réduits à 4 et qui sont caractérisés par une forte intégration verticale. Ils étaient propriétaires d'une partie des capacités de génération (segment 1) et des réseaux de transport. Ils étaient aussi actifs dans la distribution et la fourniture au détail : ils possédaient déjà des participations de contrôle - de plus de 25 % - dans des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD); ces GRD sont ainsi 'incorporés' dans des Verbundunternehmen.

Le segment 1 et l'infrastructure de transport avaient donc une structure d'oligopole. Ainsi, le réseau de transport est un amalgame basé sur les 8 sous-réseaux supra-régionaux (Regelzonen) à très haute tension (extra high voltage network) gérés par les 8 VU. Par contre, le réseau de distribution (haute, moyenne et basse

tension) et le segment de la fourniture comprenaient, outre les sociétés liées aux Verbundunternehmen, environ 600 monopoles publics régionaux ou locaux.

Les distributeurs régionaux et locaux sont donc de deux types :

- soit ils sont liés (' incorporés ') aux Verbundunternehmen ;
- soit il s'agit de distributeurs municipaux, indépendants des Verbundunternehmen, qui constituaient des monopoles locaux ou régionaux.

Ces gestionnaires de réseaux indépendants sont qualifiés :

- soit de Public Utilities s'ils gèrent des réseaux exclusivement de moyenne et de basse tension ;
- soit d'entreprises dites intégrées, s'ils gèrent en outre des réseaux à haute tension (Growitsch & Wein, 2003).

Comme ces distributeurs étaient des monopoles locaux ou régionaux, avec en outre cette segmentation selon le voltage, on n'a pas pu, dans le Tableau 3 ci-dessus, calculer un taux de concentration et on a mentionné ' monopoles régionaux et locaux '. La régulation du secteur - notamment pour les autorisations de capacité - était dévolue aux Länder.

### 3. Espagne

Le système électrique espagnol a été basé dès avant la dérégulation sur une préfiguration de la dissociation entre d'une part, la transmission (le réseau de transport) et d'autre part, la génération et la distribution. L'entreprise propriétaire et gestionnaire d'une grande partie du réseau de transport s'appelle la ' Red Eléctrica de España ', en abrégé REE, créée dans sa forme actuelle en 1985.

### 4. Belgique

Le système électrique belge avant la réforme était marqué par la forte présence d'Electrabel sur tous les segments du marché de l'électricité, de même que du gaz. Au niveau de la génération, Electrabel, entreprise privée, avait une part de marché de 91 % et le producteur public SPE avait une part de 6,5 %. La frange restante était composée de petits producteurs autonomes et d'autoproduleurs industriels. En outre, Electrabel et SPE avaient créé en 1995 CPTe en vue de coordonner et de gérer leurs activités de génération (segment 1) et de transport (segment 2).

Quant aux réseaux de distribution, ils sont la propriété des communes. Ces réseaux sont gérés par 3 catégories de ' utilities ' : des compagnies communales, des intercommunales pures (c'est-à-dire à propriété purement publique) et des intercommunales mixtes, dans lesquelles la part d'Electrabel était d'environ 60 %.

Quant à la fourniture d'électricité, elle était assurée par ces compagnies communales et intercommunales, ou par Electrabel et SPE pour les clients qui sont directement connectés au réseau de transmission. Comme on le verra plus loin, l'ouverture du marché a permis, dès la fin des années 90, une entrée d'entreprises privées sur ce segment de la fourniture.

## B. Chronologie de la réforme

### 1. Grande-Bretagne

Il est essentiel de distinguer 2 sous-périodes de réformes : la première démarre en 1990 et la seconde en 2001. Les réformes de la première sous-période peuvent être présentées en fonction de la distinction entre génération, gestion des réseaux de transmission et de distribution et fourniture.

Dès 1990, on procède au démantèlement du monopole de CEGB qui est scindée en 4 sociétés pour l'Angleterre et le pays de Galles : 3 pour la génération et 1 pour la transmission. L'entreprise détenant ce monopole de transmission, la National Grid Company (NGC), est détenue par les 12 sociétés de distribution régionales. On procède ensuite, en plusieurs étapes, à la privatisation de ces sociétés de distribution et des producteurs. Pour l'Écosse, par contre, on assiste au maintien du duopole avec intégration verticale. La réforme met aussi en place un marché de gros de l'électricité - appelé Pool - avec un mécanisme de prix assurant en principe une mise en concurrence entre les producteurs, donc instaurant une concurrence effective au niveau du segment de la génération.

L'ouverture du marché a été graduelle : le libre choix du fournisseur a d'abord été accordé aux grands utilisateurs industriels puis, après plusieurs années seulement, à tous les consommateurs.

La seconde sous-période commence officiellement le 27 mars 2001, par l'entrée en vigueur du NETA (New Electricity Trading Arrangements) qui prend des mesures correctrices de fonctionnement du marché et abolit le Pool. C'est cependant dès 1998 que le fonctionnement du Pool fut critiqué et que le régulateur recommanda de le remplacer par le NETA.

La chronologie des réformes en Grande-Bretagne peut être résumée comme suit dans le tableau 4.

**TABLEAU 4 - Chronologie de la réforme en Grande-Bretagne**

1990-1991	Pour Angleterre et pays de Galles: scission de CEGB. Privatisation des sociétés de distribution et des producteurs, sauf le producteur d'électricité nucléaire. Pour Écosse : maintien de duopole avec intégration verticale. Seuls les consommateurs industriels ont le libre choix du fournisseur.
1994	Introduction d'un price cap
1996	Privatisation du producteur d'électricité nucléaire
1998	réforme complète: tout consommateur a libre choix du fournisseur
2001	NETA : abolition du Pool. Création de UK PX et ELEXON

Source : BFP ; Pepermans & Proost (2000).

## 2. Allemagne

La réforme transposant la directive européenne est contenue dans une loi du 29 avril 1998. Cette loi semble refléter une vision basée sur la confiance dans une politique générale (ou horizontale) de concurrence, plutôt qu'une approche sectorielle (ou verticale). En effet, en ce qui concerne les conditions d'accès aux réseaux, contrairement aux autres pays européens, l'Allemagne a choisi le système dit d'accès négocié des tiers au réseau (ANTR ; en anglais, l'acronyme est NTPA pour Negotiated Third Party Access). Outre ce système ANTR, on note qu'un opérateur disposait d'une option jusqu'en 2005 pour opérer comme 'Single Buyer'. En outre, la loi de 1998 ne créait pas d'organisme de régulation sectorielle et confiait le contrôle ex-post du comportement des acteurs du secteur électrique à l'autorité générale de concurrence, le Bundeskartellamt.

## 3. Espagne

La réforme est contenue dans une loi de 1997 entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1998.

La réforme en Espagne est assez typique du schéma européen, puisqu'elle prévoit non seulement l'ouverture du marché mais aussi elle libéralise le segment de la génération et des fournisseurs. Ces segments libéralisés coexistent avec des activités régulées, à savoir la gestion du marché de gros - créé par cette loi de 1997, le transport et la distribution.

## 4. Belgique

La transposition de la directive européenne a été réalisée au niveau fédéral en 1999, puis cette loi de 1999 a été complétée en juillet 2001. Les Régions ont également transposé la directive en 2000 et 2001. Cette réforme de 1999 réalise dans les textes une dissociation *juridique* entre d'une part les gestionnaires des réseaux et d'autre part, les activités de génération et de fourniture. Cette réforme de 1999 n'a pas - contrairement aux cas britannique et espagnol - dissocié formellement la *propriété* du segment de la génération par rapport aux segments du transport et de la distribution, Electrabel et même SPE restant présent - fût-ce indirectement - à ces différents niveaux (pour le détail, voir Gusbin et al., 2003, p.52).

Cependant, dans les faits, la réforme met aussi en route une dissociation de la propriété. D'une part, les communes sont beaucoup plus présentes dans le segment du transport et de la distribution que dans le segment de la génération. D'autre part, l'influence d'Electrabel au sein des entreprises gestionnaires des réseaux de transport et de distribution est appelée à diminuer. Cette réforme vise aussi à instaurer la concurrence dans les activités de génération et de fourniture (cfr. infra).

## C. Le secteur de l'électricité après la réforme

Le Tableau 5 ci-dessous donne, pour les différents pays examinés, une synthèse de l'état - après la réforme - de variables de structures (Market Structure) - par exemple la concentration industrielle - et de variables de performances, par exemple la productivité, les prix de vente et la rentabilité. Ensuite, pour chaque pays, le contenu de certaines cellules du tableau est explicité.

Outre ces variables tirées du paradigme Structure - Comportement - Performances, une attention particulière est consacrée à des traits importants de la structure et de la régulation des réseaux. La première variable à cet égard est le type de dissociation (unbundling) qui affecte les opérateurs des réseaux de transport et de distribution. La réforme minimale exigée par la directive de 1996 consistait en une dissociation comptable des activités de gestion des réseaux de transport (GRT) et des réseaux de distribution (GRD) lorsque l'entreprise électrique est intégrée verticalement sur plusieurs segments. La directive de 2003, qui doit être transposée par les États membres pour le 1<sup>er</sup> juillet 2004, exige quant à elle la séparation juridique. Cependant, cette séparation juridique n'implique pas nécessairement le découplage de la propriété : selon les termes de la directive de 2003, " la séparation juridique n'implique pas de changement de la propriété des actifs et rien n'empêche que des conditions d'emploi similaires ou identiques s'appliquent dans la totalité de l'entreprise verticalement intégrée. Il est rappelé que, dans le cas d'une entreprise assurant le transport ou la distribution et distincte, quant à sa forme juridique, des entreprises assurant la génération et/ou la fourniture, l'entreprise propriétaire de l'infrastructure peut être désignée comme gestionnaire de réseau. " (paragraphe (8) et (10) de l'exposé des motifs de la directive de 2003). Dans les pays où la séparation juridique a été poussée jusqu'au découplage de la propriété, c'est-à-dire jusqu'à la dissociation entre les propriétaires des réseaux et les entreprises de génération et de fourniture, cette situation est désignée par la mention ' propriété ' dans le Tableau 5.

Une deuxième variable est la régulation des tarifs et des conditions d'accès aux réseaux. Les États membres pouvaient théoriquement, sous l'empire de la directive de 1996, choisir entre 3 systèmes: l'accès régulé, l'accès négocié et le système d'acheteur unique (Single Buyer). La directive de 2003 abolit ces 2 derniers systèmes - qui sont brièvement décrits dans l'Encadré 1 ci-dessous - et ne retient donc que l'accès régulé.

L'accès régulé (Regulated Third Party Access, en abrégé RTPA) signifie que l'accès aux clients éligibles est accordé sur la base de tarifs publiés de transport et de distribution. La régulation est confiée à un organisme sectoriel qui contrôle ces tarifs.

Il peut y avoir interaction entre l'intensité de la dissociation et l'efficacité de la régulation : les entreprises de réseau dissociées en termes de propriété sont susceptibles de coopérer davantage avec les organismes de régulation.

**Encadré 1 : Conditions d'accès aux réseaux**

- L'accès régulé (Regulated Third Party Access, en abrégé RTPA) signifie que l'accès aux clients éligibles est accordé sur la base de tarifs publiés de transport et de distribution. Dans la plupart des pays, le contrôle de ces tarifs est ex ante; il peut aussi être ex post, par exemple dans les pays scandinaves.
- Le système de l'accès négocié des tiers au réseau (ANTR; en anglais, l'acronyme est NTPA pour Negotiated Third Party Access) est jusqu'à présent appliqué en Allemagne et en Grèce. Les conditions d'accès sont alors fixées par des contrats commerciaux librement négociés entre les producteurs, les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution. Pour faciliter ces négociations et assurer la transparence, les opérateurs des réseaux doivent publier une fourchette indicative des tarifs pour le transport et la distribution. Dans ce cas, on peut considérer que l'accès au réseau n'est pas contrôlé ex ante par l'organisme de régulation et le contrôle des tarifs d'accès est nécessairement ex post.
- Le système d'acheteur unique (' Single Buyer ', en abrégé SB) signifie qu'une entité juridique est responsable de la gestion du système de transport et des achats et ventes centralisés d'électricité.

Un troisième trait de structure et de régulation des réseaux est une variable qualitative appelée "équilibre" (balancing market). C'est un mécanisme de marché destiné à assurer en temps réel l'équilibre entre l'offre et la demande puisque le stockage d'électricité est impossible. Les redevances sur ce marché de l'équilibrage sont le prix que doivent payer les opérateurs (producteurs ou courtiers en électricité) dont l'offre n'est pas égale à leurs engagements de fourniture. Dans l'Encadré 2 ci-après, on discute dans quelle mesure les différentes conditions d'équilibrage sont favorables à l'entrée sur le marché. Selon le benchmarking de la Commission Européenne (CCE, op. cit., 2004), dans la plupart des Etats membres - dont la Grande-Bretagne, l'Allemagne et l'Espagne -, le prix de l'équilibrage sur le réseau électrique est établi sur base de principes de marché, avec des méthodes de calcul approuvées par le régulateur; dans d'autres cas, les prix sont dits administrés, c'est-à-dire soumis à un contrôle direct du régulateur. Pour la Belgique, selon les informations recueillies auprès de sources belges, ce sont le régulateur - la CREG - et le GRT qui supervisent l'équilibrage; et la redevance prélevée en Belgique ne peut plus être considérée comme un prix purement administré puisqu'elle est liée aux prix pratiqués sur les marchés de gros d'Amsterdam et de Paris.

### Encadré 2 : L'équilibrage (balancing market)

Sur le marché de l'électricité, la différence entre l'offre et la demande ne peut être compensée par une variation de stock et donne donc lieu à une situation de déséquilibre. Ce déséquilibre se marque par une injection sur le réseau si l'offre dépasse les engagements de fourniture et se marque par un prélèvement ou soutirage si les engagements de fourniture dépassent l'offre. Le marché de l'équilibrage est du ressort du gestionnaire du réseau de transport (GRT) qui prélève une redevance aux utilisateurs du réseau en échange de la fourniture d'un 'complément d'énergie' ou de l'élimination de l'énergie excédentaire sur le réseau. Si les conditions d'équilibrage sont restrictives, elles constituent une barrière à l'entrée pour ceux qui souhaitent utiliser le réseau car ces nouveaux venus sur le marché sont soumis à des risques plus élevés de déséquilibre entre l'offre et la demande. En effet, des fournisseurs nouveaux venus sur un marché d'électricité ne disposent que d'un portefeuille restreint de clients de telle sorte que pour eux la demande d'électricité est moins prévisible (moins 'lissée' par la loi des grands nombres) ; ils courent donc davantage de risques que les volumes d'électricité vendus à leur clientèle ne seront pas égaux à tout moment aux volumes qu'ils se sont engagés à acheter auprès des producteurs ou à produire eux-mêmes ; ce risque est encore plus élevé si ces nouveaux fournisseurs au détail n'ont pas de capacité de production propre (cas des 'courtiers en énergie'). En outre, si le GRT fait partie d'une entreprise verticalement intégrée - cas où il n'y a pas de dissociation entre les propriétaires des réseaux et les entreprises de production et d'approvisionnement -, le régulateur doit faire en sorte que ce GRT qui assure l'équilibrage impose aux entrants des redevances non discriminatoires à l'instar des tarifs fixés pour l'accès aux réseaux de transport et de distribution. Des redevances discriminatoires constitueraient une barrière à l'entrée utilisable par l'entreprise électrique en place (incumbent firm) et verticalement intégrée.

Dans la plupart des Etats membres, dont la Grande-Bretagne, l'Allemagne et l'Espagne, le prix de l'équilibrage sur le réseau électrique est établi sur base de principes de marché, avec des méthodes de calcul approuvées par le régulateur. Dans d'autres cas tels le Portugal, la France et la Belgique, les prix sont qualifiés par la Commission Européenne d'administrés, c.à.d. soumis à un contrôle direct du régulateur. Pour la Belgique, ce sont le régulateur - la CREG - et le GRT - ELIA - qui supervisent et réalisent l'équilibrage; la redevance prélevée en Belgique ne peut cependant plus être considérée comme un prix purement administré puisqu'elle est liée aux prix pratiqués sur les marchés de gros d'Amsterdam et de Paris.

C'est en Allemagne (et aux Pays-Bas) que l'écart moyen entre prix d'achat et prix de vente est le plus élevé: 60 euro/MWh pour la plus grande partie de la journée, et même près de 80 euro/MWh aux heures de pointe. Les prix administrés sont globalement assez similaires à ceux qui résultent du marché, c.à.d. du jeu de l'offre et de la demande, avec cependant deux exceptions notoires: en France et en Belgique, des prix de règlement particulièrement élevés s'appliquent dans des circonstances exceptionnelles, c.à.d. lorsque les déséquilibres dépassent un seuil prédéfini. Dans ce cas, l'écart entre prix d'achat et de prix de vente atteint 150 euro/MWh.

Dans le Tableau 5 ci-dessous, une variable de structure de marché mérite évidemment une attention particulière : le nombre d'offres et la distribution de leurs parts de marché mesurée par le degré de concentration industrielle. Cependant, dans ce secteur complexe et très particulier de l'électricité, cette variable de structure de marché doit être interprétée avec nuances et l'analyse contenue dans ce Tableau 5 reste en fait rudimentaire. Ainsi, dans le segment de la génération, les parts de marché des producteurs installés peuvent surestimer leur pouvoir de marché puisque dans certains Etats membres, tels la France et – comme mentionné plus haut - la Belgique, une partie de la capacité détenue par les producteurs en place doit être mise aux enchères. En outre, sur les marchés de gros, un nombre limité d'acteurs peut rendre l'exercice d'un pouvoir de marché plus risqué parce que le régulateur peut identifier plus facilement les auteurs d'un comportement anticoncurrentiel.



Cette variable de concentration basée sur les parts de marché des acteurs pose aussi le problème habituel du marché pertinent, mais avec une acuité particulière dans ce secteur électrique. Ainsi pour la génération, si on considère que le marché géographique pertinent est déjà européen, un producteur comme Electrabel n'a une part de marché que d'environ 7 %<sup>1</sup>, les gros producteurs allemands ayant une capacité double d'Electrabel et EDF ayant cinq fois cette capacité. Pour la distribution par contre, même si un Etat compte un grand nombre de distributeurs, on ne peut éviter un monopole local de chaque gestionnaire de réseau de distribution que par un système de concessions et par la dissociation appropriée entre l'activité de gestionnaire du réseau et l'activité de fournisseur d'électricité. Dans le cas de l'Allemagne par exemple, certains auteurs estiment que le gestionnaire de réseau reste dans sa zone le fournisseur attitré (host-retailer) et dispose donc d'un quasi-monopole local (Brunekreeft, 2002).

Une autre variable de structure prise en compte est l'apparition de bourses électriques ('power exchanges') dans certains Etats membres. Ces bourses électriques sont le lieu d'achats et de ventes pour le court et moyen terme (24 heures et des termes de 3 à 6 mois) ; les producteurs et les fournisseurs y exercent une activité commerciale (promesses de ventes et d'achats). Comme le relève la Commission Européenne, " bien que le degré de liquidité de ces marchés varie considérablement, ce qui réduit leur efficacité, ils contribuent tous à la formation d'un prix de marché transparent qui ne peut être que favorable au développement du marché intérieur ". La Belgique est parmi les Etats membres où de telles bourses ne sont pas encore opérationnelles. La bourse de l'énergie belge, baptisée provisoirement Belpex, aurait comme futurs actionnaires les GRT belge (ELIA), néerlandais (TenneT) et français (RTE), ainsi que la bourse Euronext. Afin d'augmenter sa liquidité, elle serait couplée aux bourses électriques hollandaise et française APX et Powernext. Belpex ne serait pas opérationnel avant la fin de l'année 2005.

---

1. En considérant le marché géographique constitué par le Benelux, la France, l'Allemagne, l'Autriche et l'Italie.

**TABLEAU 5 - Le secteur électrique actuel en Grande-Bretagne, Allemagne, Espagne et Belgique**

Pays	Grande Bretagne		Allemagne	Espagne	Belgique
Année de réf.	1999	1 <sup>er</sup> juillet 2004	1 <sup>er</sup> juillet 2004	1 <sup>er</sup> juillet 2004	1 <sup>er</sup> juillet 2004
<i>Nombre d'entreprises</i>					
Segment 1	3 + Frange de 15 petits producteurs entrés après 1989	6*	4 VU*	4*	Electrabel, SPE, EDF, RWE (+ VPP)
Segment 2 Transport : nombre de GRT	1 (NGC)	2	4 VU qui sont les GRT (ENBW, EON, RWE, Vattenfall Europe)	2 puis 1**** (REE, Redalta)	1 (ELIA)
Distribution : nombre de GRD	12	15	496 (dont 378 indépendants des VU)	308	27
Segment 3 Nombre de fournisseurs (dont indépen- dants du GRD)	12 (0)	80 (66)	1050 (50)	70 (62)	41 (17****)
<i>Concentration industrielle</i>					
Segment 1 Part de marché du Top 3	Proche de 100 %, avec frange pour énergie ' verte '	40 %	72 %	82 %	95 %
Idem, tenant compte des importations**		37 %	61 %	79 %	66 %
Segment 2 Transport	Monopole	Monopole	Monopole dans cha- cune des 4 ' Regelzonen '	REE : 84 % Redalta : 16 %	Monopole
Segment 2 Distribution	1 société de distribu- tion par région	1 société de distribu- tion par région	Top 3 = 22,8 %	REE : <25 % Au moins 5 concu- rents	Monopoles locaux
Segment 3 Fournisseurs : Part de marché du Top 3 (tous consom- mateurs confon- dus)		60 %	50 %*****	85 %	73,4 %*****
<i>Propriété</i>					
Segment 1	Privé	Privé	Privé	Privé	Privé / Public
Segment 2 Transport	Privé : capital de NGC détenu par 12 sociétés de distribu- tion	Privé sauf Northern Ireland Electricity	Privé (Verbundunter- nehmen du segment 1)	Privé	Privé/ Holding de communes (Publi-T)
Segment 2 Distribution	Privé : 12 sociétés de distribution cotées en bourse	Privé : 12 sociétés de distribution cotées en bourse	Privé (VU) / Public (municipalités)	Privé	Privé (Electrabel) / Public

Pays	Grande Bretagne		Allemagne	Espagne	Belgique
Année de réf.	1999	1 <sup>er</sup> juillet 2004	1 <sup>er</sup> juillet 2004	1 <sup>er</sup> juillet 2004	1 <sup>er</sup> juillet 2004
<i>Mode de régulation</i>					
Régulateurs	OFFER	Ofgem (Sauf Irlande du Nord : OFREG) + Autorités de concurrence	Ministère de l'Economie et Bundeskartellamt. Régulateur sectoriel : RegTP (jusqu'à été 2005)	National Energy Commission (CNE) qui dépend du Ministère de l'Economie	CREG 3 régulateurs régionaux
Segment 1	Prix de gros fixé sur le Pool. Contrôle et publication des prix de gros par régulateur	Bourse (marché de gros) : UK PX.	Bourse : EEX	Pool : OMEL	Bourse : Belpex fin 2005 ou 2006
Segment 2 Dissociation pour GRT	Angleterre et Pays de Galles : Propriété Ecosse : Maintien de l'intégration verticale	Angleterre et Pays de Galles : Propriété Ecosse : Maintien de l'intégration verticale	Juridique	Propriété	Juridique + règles Corporate Governance
Segment 3 Dissociation pour GRD		Juridique	Comptable	Juridique	Juridique
Segments 2 et 3 Régulation des tarifs d'accès		RTPA  Tarifs d'accès dans la moyenne	NTPA jusque 1/07/04 RTPA en voie d'adoption été 2005  Tarifs d'accès <i>supérieurs</i> à la moyenne	RTPA  Tarifs d'accès dans la moyenne	RTPA (Transit international : NTPA)  Tarifs d'accès dans la moyenne (baisses 01/2005)
Redevances d'équilibrage : Mode de fixation	Fixation par marché	Fixation par marché. Géré par ELEXON	Fixation par marché Jugé défavorable (CCE)	Fixation par marché	Fixation par GRT Jugé défavorable (CCE)
<i>Indicateur de performance : prix</i>					
Segment 3 Tarifs aux utilisateurs	Pas de baisse sensible avant 1998	Forte baisse (1999-2004)	Baisse jusqu'en 2002 puis hausse	Baisse modérée (2000-2004)	Stabilité ou baisse modérée à sensible selon profil de consommation (2000-2004)

Sources : CCE, Eurostat, REE, Gusbin et al. (2003), BFP.

\*) On n'a pu tenir compte que des producteurs détenant au moins 5 % de la capacité installée.

\*\*) Les parts de marché sont par rapport à la capacité totale, c.à.d. capacité domestique installée + capacité d'importation.

\*\*\*) Ces fournisseurs peuvent être en concurrence sur l'ensemble du territoire, puisque certains d'entre eux sont agréés à la fois dans la Région Flamande et la Région Wallonne.

\*\*\*\*) Option d'achat de REE sur l'autre firme Redalta

\*\*\*\*\*) Les fournisseurs dans lesquels les 4 grands VU ont pris des participations vendent environ 80 % de l'électricité en Allemagne en 2001.

\*\*\*\*\*) Les 3 plus grands fournisseurs sur le marché belge sont : Electrabel pour ses ventes directes (34,8 %), Electrabel Customer Solutions (31,0 %) et Luminus (7,6 %).

## 1. Grande-Bretagne

En ce qui concerne l'unbundling pour le réseau de *transport*, il y a eu dissociation de la *propriété* : comme on l'a mentionné plus haut, la CEBG qui était un monopole intégré verticalement, a été scindée d'une part en sociétés pour la génération et d'autre part, en une société pour la transmission. L'entreprise détenant ce monopole de transmission, la National Grid Company (NGC), est donc le gestionnaire du réseau de transport (GRT) et doit ouvrir son réseau aux producteurs. La NGC est détenue par les 12 sociétés de distribution et n'est donc plus la propriété des producteurs d'électricité.

En ce qui concerne le nombre d'entreprises sur le segment de la génération, l'évolution vaut la peine d'être mentionnée. Au départ de la réforme, le démantèlement du CEBG donne naissance à 3 grands producteurs anglais. Sur le marché de gros (Pool) créé par la réforme, outre ces 3 producteurs anglais, les 2 producteurs écossais et EDF font partie des offreurs. Ensuite, grâce à cette réforme, en particulier, l'accès au réseau de transport, 15 producteurs privés britanniques sont entrés sur le marché après 1990. Enfin, des opérations de concentration ont ramené à 6 le nombre de producteurs britanniques importants, c'est-à-dire ceux dont la part de marché atteint au moins 5 %.

Le comportement de ces producteurs britanniques illustre une tendance relevée dans l'introduction, à savoir une stratégie d'intégration des segments de la génération et de la fourniture au détail, en particulier au secteur résidentiel (ménages) dont la demande est la plus stable : cela permet à ces producteurs d'assurer un écoulement de leur production.

L'autre trait important de la régulation concerne la fixation et le contrôle des tarifs. A cet égard, l'autorité britannique de régulation était OFFER, acronyme de Office of Electricity Regulation. Cette institution assurait la régulation et la publication des prix pratiqués par le Pool. OFFER pouvait en outre déférer les producteurs à la Monopolies and Merger Commission (MMC). La politique de concurrence à l'égard du secteur électrique est assurée à la fois par l'Office of Fair Trading (OFT) pour les comportements (Conduct) et par la MMC pour les structures de marché (pouvoir de décider l'éclatement des gros producteurs en plus petites entités). Quant à l'octroi des licences pour les opérateurs, il est du ressort du Director General of Electricity (par exemple, pour l'obligation de service universel). Le Department of Trade and Industry (DTI) est le ministère compétent et est notamment responsable des autorisations pour les nouvelles centrales.

Le NETA (New Electricity Trading Arrangements) en mars 2001 a aboli le Pool et l'a remplacé par deux institutions : d'une part, UK PX pour la fonction de bourse électrique ; d'autre part, ELEXON, pour la gestion de l'équilibrage (balancing market). Le NETA a également remplacé l'ancien régulateur OFFER par Ofgem.

## 2. Allemagne

En ce qui concerne l'unbundling pour le réseau de transport, la législation allemande n'exigeait pas la dissociation juridique. Cependant, les GRT allemands ont opéré cette dissociation juridique sur une base volontaire.

En ce qui concerne la régulation des tarifs d'accès aux réseaux, on a vu que contrairement aux autres pays européens, l'Allemagne a choisi le système dit d'accès négocié des tiers au réseau (ANTR ; en anglais, l'acronyme est NTPA pour Negotiated Third Party Access) et qu'un opérateur de réseau dispose d'une option jusqu'en 2005 pour opérer comme 'Single Buyer'. Il va de soi que la deuxième directive européenne, qui prévoit l'abolition des systèmes ANTR et Single Buyer pour le 1<sup>er</sup> juillet 2004, requiert une profonde modification de cette loi du 29 avril 1998. De même, un régulateur sectoriel devait être installé ce 1<sup>er</sup> juillet 2004. Il s'agit d'un département de l'actuelle autorité de régulation pour les Télécommunications et la Poste (RegTP) ; ce département aura en charge à la fois l'électricité et le gaz. Cependant, le contenu de la régulation ne serait déterminé par le Parlement que dans le courant de l'été 2005.

Dans le système ANTR qui a été pratiqué jusqu'ici en Allemagne, la méthode de calcul des redevances d'accès avait fait l'objet d'accords entre le secteur électrique et les industries consommatrices au sein d'associations paritaires ('Verbändevereinbarung').

Si les tarifs d'accès aux réseaux régionaux et locaux étaient jugés excessifs, une commission d'arbitrage pouvait être saisie par une tierce partie (Third Party). Cette tierce partie pouvait aller en appel de la décision d'arbitrage devant l'autorité *générale* de concurrence - le Bundeskartellamt - qui avait ainsi la responsabilité d'intervenir *ex-post*.

En outre, en avril 2001, le Bundeskartellamt a mis sur pied une task force pour contrôler les tarifs d'accès, ceux-ci ayant été considérés comme excessifs.

D'après la littérature, la réforme a eu un effet sur les structures en provoquant un mouvement de concentration. Comme mentionné plus haut, les capacités de génération et de transport ont fait l'objet de fusions ou d'acquisitions qui ont réduit de 8 à 4 le nombre de Verbundunternehmen. Ces 4 entreprises intégrées verticalement sont: EnBW, EON, RWE, Vattenfall Europe.

**TABLEAU 6 - Structures de propriété des entreprises de distribution d'électricité en Allemagne.**

Liaison des firmes	Nombre de firmes	Verbundunternehmen actionnaire principal	Nombre de firmes	En pourcent
Indépendantes	378			76,2
Intégrées	118 (dont :)	EON	63	12,7
		RWE	31	6,3
		EnBW	19	3,8
		Vattenfall	5	1,0

Source : BFP.

En ce qui concerne les réseaux de distribution, on a vu que les distributeurs régionaux et locaux sont de deux types : soit ils sont liés ('incorporés') aux Verbundunternehmen et ont des propriétaires (actionnaires) privés ; soit il s'agit de distributeurs *indépendants* de ces Verbundunternehmen et leurs actionnaires sont publics, en particulier des municipalités. Il y avait environ 600 distributeurs indépendants avant la réforme. Après la réforme, un comptage de VDN - l'association allemande des gestionnaires de réseau - recense environ 500 entreprises de distribution. Un peu plus de 75 % de ces entreprises sont indépendantes des Verbundunternehmen. Le Tableau 6 ci-dessus donne la répartition exacte selon la propriété. Les données de ce tableau nous ont permis de calculer le Top 3 (12,7 + 6,3 + 3,8 = 22,8 %). Mais on répète que cet indice de concentration doit être interprété avec prudence : le gestionnaire du réseau de distribution peut être encore le fournisseur attitré (host-retailer) dans sa zone. Il dispose donc d'un quasi-monopole local, sauf dans de rares cas où de gros consommateurs sont directement approvisionnés par le GRT (TSO) ; on peut alors considérer que l'opérateur du réseau régional ou local est en concurrence avec le GRT. Il y a aussi le cas de petites centrales qui sont directement reliées au réseau moyenne tension sans passer par le réseau (très) haute tension.

En ce qui concerne le segment 3, les fournisseurs dans lesquels les 4 grands VU ont pris des participations vendaient environ 80 % de l'électricité en Allemagne en 2001 (CEC, 2003).

### 3. Espagne

L'Espagne justifie sa place dans la présente étude car, outre l'ouverture complète du marché - y compris pour les ménages - dès le 1<sup>er</sup> janvier 2003, l'unbundling y est devenu aussi poussé qu'en Grande-Bretagne. En effet, le GRT et les sociétés de distribution sont dissociés, jusqu'à la propriété, des producteurs et des fournisseurs d'électricité.

Pour le réseau de transport, la législation espagnole sur l'électricité prévoit la distinction entre d'une part la gestion économique du système et d'autre part, la gestion technique. Deux institutions sont donc compétentes :

- OMEL (Operadora del Mercado Español de Electricidad) est l'opérateur de la bourse électrique : cet organisme créé par la loi de 1997 est responsable de la gestion économique du marché (business management) ;
- Red Eléctrica de España (REE) est l'opérateur technique du système (technical management) et le GRT (TSO) : le capital de REE a été mis sur le marché boursier - pour près de 60 % - et le solde est détenu principalement par des entreprises de distribution d'électricité.

Les sociétés de distribution sont elles-mêmes privatisées.

Le contrôle sur les conditions d'accès aux réseaux est encore du ressort du Ministère de l'Industrie et de l'Energie. Les départements régionaux du Ministère sont compétents pour les autorisations pour les nouvelles centrales. La CNE (Comision National del Sistema Electrico) est l'organe sectoriel, créé à la fin des années 90. Il est notamment chargé de formuler des propositions pour la structure des tarifs.

## 4. Belgique

En ce qui concerne l'unbundling, on a mentionné plus haut que la réforme a établi une dissociation juridique entre d'une part les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution et d'autre part, la génération et la fourniture. Dans les faits, on se dirige vers une dissociation de la propriété par la perte de contrôle d'Electrabel sur le GRT et sur les GRD ayant le statut d'intercommunales mixtes.

En ce qui concerne le réseau de transport, l'activité de transmission devient un monopole légal. La dissociation juridique est réalisée à travers la création par CPTe d'une filiale distincte pour ses activités de réseau. Cette filiale, ELIA, a été créée en juin 2001 ; en septembre 2002, ELIA System Operator a été choisie par le gouvernement à titre de GRT. Les actions représentatives de son capital sont détenues à concurrence de 30 % par Publi-T, un holding de communes belges, et de 70 % par les producteurs (64 % pour Electrabel, 6 % pour SPE). En outre, Electrabel ne dispose plus, en vertu des règles de Corporate Governance, que de 3 mandats sur 12 au sein du conseil d'administration et la mise en bourse en 2005 de 40 % du capital d'ELIA devrait accentuer cette dissociation de la propriété.

En ce qui concerne les réseaux de distribution, la réforme introduit aussi une dissociation juridique des gestionnaires de ces réseaux (GRD) par rapport aux activités de vente au détail. Les GRD agréés par les régulateurs régionaux sont les compagnies communales ou intercommunales, pures ou mixtes, ainsi qu'ELIA et le gestionnaire de l'aéroport national (BIAC). Dans le cas des intercommunales mixtes, la part des actionnaires privés est plafonnée dans la Région flamande à 30 % dès 2006 et disparaîtrait en 2018, et dans la Région wallonne à 49 %. Rappelons qu'au départ, Electrabel avait en moyenne une part de 60 % dans le capital des intercommunales mixtes.

Au niveau de la génération, une intensification de la concurrence est poursuivie à travers des enchères d'une partie de la capacité de production d'Electrabel (public auctions of Virtual Power Plant, en abrégé VPP). En outre, EDF dispose de 50 % de la puissance produite par une des centrales de Tihange, soit environ 3 % de l'énergie produite en Belgique. Electrabel doit aussi partager avec le producteur allemand RWE la capacité de production d'une nouvelle centrale construite à la demande d'un gros utilisateur industriel du secteur de la chimie.

Au niveau du segment 3, la fourniture au détail, les intercommunales mixtes propriétaires d'une grande partie des réseaux de distribution ont, en vue de réaliser la dissociation, cédé à Electrabel Customers Solution (ECS) leur activité de fourniture d'électricité aux clients éligibles qui n'ont pas sélectionné un nouveau fournisseur. ECS est une filiale d'Electrabel mais les intercommunales pourront, en contrepartie de cette cession de leurs activités de fourniture, participer aux résultats d'ECS. Electrabel conserve ainsi une part significative du marché résidentiel en vue, à l'instar des producteurs britanniques, d'assurer un débouché stable pour sa production. Cependant, ECS n'a été autorisée par les autorités belges de concurrence à devenir le fournisseur par défaut des clients éligibles que moyennant des conditions très strictes, dont les enchères de VPP et des exigences de 'Chinese Walls' entre les activités de fourniture et celles d'exploitation des réseaux de distribution.

L'ouverture du marché sur ce segment 3 est, comme on le relève dans le Tableau 2 ci-dessus, déjà complète depuis juillet 2003 dans la Région flamande. Pour la

Région bruxelloise et la Région wallonne, elle ne le sera qu'en 2007, c'est-à-dire à l'échéance fixée par la directive européenne.

Cette progression dans l'ouverture du marché permet l'apparition de nouveaux fournisseurs, agréés pour approvisionner les clients devenus éligibles. Des exemples de nouveaux entrants sont City Power (passé sous le contrôle de SPE), Essent Belgium (anciennement WattPlus), EDF Belgium, E.ON Belgium, RWE et Nuon Belgium. En outre, 5 intercommunales pures en Flandre ont transféré leurs activités de fourniture au détail vers une nouvelle entité commerciale appelée Luminus, également détenteur d'une licence comme fournisseur en Wallonie. En Région wallonne, 3 intercommunales pures ont créé ALE-trading.

La répartition des compétences pour la régulation du secteur est assez complexe. Le ministre fédéral en charge de l'énergie accorde, sur avis du régulateur sectoriel fédéral, les licences nécessaires pour la génération, le transport et la fourniture. C'est lui aussi qui choisit le GRT. Le ministre fédéral en charge de l'économie a aussi le pouvoir de fixer des tarifs maximaux.

Les régulateurs sectoriels sont au nombre de 4 : 1 au niveau fédéral et 3 au niveau régional. La régulation des prix est assurée par le régulateur fédéral, la CREG. Ses compétences incluent des fonctions d'avis au ministre et de contrôle des prix, La CREG est aussi compétente pour l'approbation des redevances d'accès, elle établit un programme indicatif à 10 ans pour la génération d'électricité et contrôle l'application des dispositions législatives. Les Régions flamande et wallonne ont confié des responsabilités similaires - à l'exception des tarifs qui sont du ressort exclusif de la CREG - à leur régulateur : la VREG en Flandre, la CWaPE en Wallonie. Pour la Région de Bruxelles-Capitale, les fonctions du régulateur sont assurées par le département 'Energie' de l'IBGE-BIM.





## Analyse des réformes

Pour rappel, les variables suivantes de régulation ont été évoquées.

- La dissociation (unbundling) de la gestion des réseaux par rapport aux activités de génération et de fourniture.
- Les conditions et tarifs d'accès aux réseaux : l'Allemagne s'est distinguée par l'absence d'un organisme de régulation sectoriel et par l'absence d'un contrôle ex-ante ; les tarifs d'accès aux réseaux y sont aussi supérieurs à la moyenne. La 2<sup>ème</sup> directive oblige l'Allemagne à s'aligner sur le système d'accès régulé plutôt que négocié.
- Les conditions d'équilibrage favorables à l'entrée sur le marché. Un indicateur important pour cet aspect très technique est le pouvoir de contrôle du régulateur sur ces mécanismes d'équilibrage.
- Une autre condition favorable à la concurrence est le développement des capacités d'interconnexion entre les différents pays de l'Union Européenne.

### A. L'emploi

Une première dimension des performances est bien sûr constituée par l'emploi. Malheureusement, il n'apparaît pas encore possible à ce stade de se prononcer sur l'effet exact de la réforme du secteur électrique sur l'emploi dans ce secteur.

D'abord, il est difficile de distinguer les changements d'activité et d'emploi résultant de la réforme, d'autres causes sont possibles telle la progression de l'énergie électrique par rapport aux sources d'énergie primaire (charbon, gaz, pétrole). Ensuite, des effets en sens divers peuvent se manifester au niveau macroéconomique : la réduction d'emploi dans le secteur concerné par la réforme peut être compensée par des créations d'emploi dans le reste de l'économie grâce aux réductions de prix des biens et services offerts et à l'amélioration de la compétitivité des secteurs utilisant intensivement ces biens et services.

En ce qui concerne en particulier l'évolution de l'emploi, la crainte est généralement exprimée que la réforme, en accroissant la concurrence, va diminuer l'emploi. Ceci est en effet vraisemblable pour l'entreprise dite installée (incumbent firm), Electrabel pour la Belgique, dont la part de marché est en principe appelée à diminuer et dont la marge bénéficiaire est affectée par le bas niveau des prix de gros. Mais on espère évidemment que ces pertes soient plus que compensées par les emplois créés chez les nouveaux entrants et par les effets induits, c.à.d. la croissance de la demande pour les biens et services du secteur liée à la baisse des prix de l'électricité. En résumé, trois facteurs devraient influencer l'impact de la réforme sur l'emploi :

- la diminution du personnel de l'entreprise installée ;

- les emplois créés par les entrants et la croissance du secteur ;
- les emplois induits ou sauvegardés dans le reste de l'économie grâce aux réductions de prix de l'électricité et à l'amélioration de la compétitivité des secteurs intensifs en énergie ; mais une telle quantification n'a pas été entreprise.

Dans le secteur des *télécommunications*, l'effet net de ces trois facteurs sur l'emploi a été positif pour l'ensemble de UE15 depuis 1996, sauf en Belgique et en Suède (EC, 2002). Mais cette évolution positive n'a pu être confirmée dans le secteur de l'énergie. D'abord, il n'est pas sûr qu'on puisse transposer le résultat favorable des télécommunications dans le secteur électrique : celui-ci n'a pas connu de nouveaux produits - du type GSM - sauf dans le domaine de l'énergie verte. En outre, les nouvelles technologies, telles les centrales du type CCGT, représentent moins d'emplois que les centrales à charbon et thermiques et que les centrales nucléaires. Ensuite, il y a les difficultés statistiques pour distinguer de façon précise les différents secteurs de public utilities, en particulier le gaz et l'électricité. Les secteurs gaz et électricité auraient perdu jusqu'à 250 000 emplois entre 1990 et 1998 et malheureusement, vu la croissance du secteur gazier, on peut craindre que la plupart de ces emplois aient été perdus dans l'électricité (ECOTEC, 2001).

Il est aussi très difficile de déterminer la causalité d'une variation d'emploi, en particulier de distinguer entre l'effet de la réforme et l'effet des restructurations à caractère général. Ainsi, dans certains Etats membres de l'UE, les diminutions d'emploi semblent précéder la réforme, mais ceci qui ne signifie pas que la cause de ces diminutions d'emploi ne soit pas la réforme puisque les entreprises anticipent cette réforme en réduisant leurs coûts et leurs prix.

Au total, les études d'impact sur l'emploi global donnent des tendances très divergentes. D'une part, d'après des estimations de l'OCDE, la réforme dans les secteurs du gaz et de l'électricité aurait sur l'emploi macroéconomique des effets limités compris entre -0,28 % en Allemagne et +0,29 % aux Pays-Bas (OCDE, 1997). D'autre part, les diminutions d'emploi dans le secteur européen de l'énergie (électricité *et* gaz) ont été spectaculaires durant les années 90 - de 14 à 17 % - et, à l'appui d'un lien de causalité entre réforme et pertes d'emploi, les observateurs relèvent que durant ces années :

- En France, qui a maintenu le monopole public de EDF et de GDF, la perte d'emploi a été limitée à 4 %.
- La moitié de ces pertes d'emploi entre 1990 et 1998 en Europe était concentrée sur la Grande-Bretagne (diminution d'emploi de -30 à -42 %), pays qui précisément a été le premier pays à libéraliser les secteurs gaz et électricité. En particulier pour le seul secteur de l'électricité en Grande-Bretagne, l'emploi est passé d'environ 150 000 en 1990 à 60 000 en 2000.

Il faut aussi noter que les segments les plus intenses en facteur travail sont la gestion et l'entretien des réseaux de distribution (segment 2) et la fourniture (segment 3). C'est là que sont probablement concentrées les pertes d'emploi, même si l'emploi dans le segment de la génération est appelé à être affecté par le passage aux centrales du type CCGT. Ceci pose probablement aussi un problème de mismatch, la gestion et l'entretien des réseaux constituant des qualifications peu transférables dans d'autres secteurs ; les créations d'emploi dans le secteur électrique sont davantage dans les domaines des TIC, marketing, support au client, gestion de projets, trading.

## B. Les prix

Les prix constituent évidemment une variable primordiale des performances du secteur. Comme l'analyse qui précède le relève, il faut distinguer :

- les prix de gros (wholesale prices) ;
- les tarifs d'accès au réseau : les prix auxquels les fournisseurs d'électricité peuvent utiliser les réseaux de transport et de distribution ;
- les redevances d'équilibrage : la redevance à payer par les fournisseurs au GRT pour la fourniture d'un complément d'électricité (injection sur le réseau) ou pour l'élimination de l'énergie excédentaire (soutirage sur le réseau). Ces redevances ont été analysées ci-dessus ;
- les tarifs d'électricité : les prix auxquels les fournisseurs d'électricité vendent aux consommateurs.

### 1. Les prix de gros

L'observation régulière des prix de gros sur les bourses électriques, jusqu'en 2002-2003, révèle une convergence certaine à la baisse vers un prix d'environ 25 à 30 euro/MWh. La réforme n'est cependant pas nécessairement la seule cause possible de cette tendance à la baisse des prix de gros : cette baisse peut aussi s'expliquer par la situation de surcapacité qui a prévalu dans le passé.

Ensuite, des hausses se sont produites durant l'année 2003 dans la région centrale d'Europe continentale (Benelux, Allemagne, France, Autriche) où depuis décembre 2003, le prix de gros s'élève à 33 euro/MWh. En Grande-Bretagne, les prix de gros ont augmenté fin 2004 et durant le premier trimestre de 2005 et sont compris entre 40 et 50 euro/MWh. En Espagne, les prix de gros ont été assez stables à des niveaux proches de 35 euro/MWh.

Une autre controverse sur l'évaluation de cette tendance à la baisse des prix de gros porte sur la distinction entre l'efficacité allocative et l'efficacité productive. Une baisse des prix de gros, si elle se répercute dans les tarifs pour les clients finals, est certes favorable aux consommateurs, donc favorable en terme d'efficacité allocative. Mais le prix de gros est aussi - et peut-être même surtout - une variable pour les décisions d'investissement de capacités prises par les producteurs d'électricité. A cet égard, le coût marginal de long terme est estimé généralement à environ 35 euro/MWh et n'aurait donc pas été couvert par les prix de gros en vigueur sauf peut-être en Espagne. Cette observation est donc à long terme un indicateur négatif en terme d'efficacité productive. On reviendra dans la conclusion (infra, chapitre III) sur cette importante distinction entre efficacité allocative et productive au sujet du niveau des prix de gros.

### 2. Les tarifs d'accès au réseau

Le Tableau 7, publié par la Commission Européenne, fournit une comparaison du niveau des redevances d'accès au réseau en juillet 2002, les disparités entre pays de ces redevances pouvant être une cause de disparités des tarifs pour le consommateur final. Aux 4 pays étudiés, on a joint un autre pays voisin, les Pays-Bas.

**TABLEAU 7 - Tarifs cumulés (transport + distribution) d'accès au réseau (2004, euro/MWh)**

Pays	Moyenne tension Tarif moyen	Basse tension Tarif moyen
Belgique	14	50*
Allemagne	9	55
Pays-Bas	11	31
Espagne	7	36
Royaume Uni	15	35

Sources: CCE ; enquête de la DG TREN (transport-énergie).

\* Ce chiffre de 50 est le tarif en 2004 et ne tient pas compte de la réduction annoncée par la CREG en janvier 2005. En 2005, le tarif passe de 50 à 42 euro. Ce montant ne comprend pas de taxes, et ne comprend donc pas la nouvelle taxe ELIA. Ces calculs de la CREG veulent aussi réfuter les arguments et calculs avancés par Nuon et le bureau de consultant The Battle Group qui avait conclu que les tarifs moyens de transport et de distribution en Flandre étaient deux à trois fois plus élevés que dans les pays voisins pour les clients reliés à la moyenne tension.

Les résultats des comparaisons internationales sont difficiles à interpréter en raison du fait que sont comparés des gestionnaires de réseau dont les caractéristiques ne sont pas similaires du point de vue de la densité de population, de la consommation par tête, de l'intensité industrielle, de l'âge du réseau etc. En outre, il faut, pour que les comparaisons soient pertinentes, que les tarifs couvrent tous les coûts. Ainsi en France - pays non repris dans le benchmarking - les tarifs de distribution ne couvrent qu'une partie des coûts liés aux investissements de réseau ; pour la Belgique au contraire, les tarifs du Tableau 7 sont peut-être encore gonflés par les "dividendes immatériels" qui étaient versés aux communes.

### 3. Les tarifs d'électricité

Le Tableau 8 donnent un survol de la comparaison des tarifs *moyens* pour les utilisateurs. Les pays étudiés sont classés selon que les niveaux prix sont bas, moyens ou élevés par rapport à la moyenne de l'UE et selon que les prix ont augmenté ou baissé de plus de 5 % ou sont restés stables dans une fourchette de + ou -5 % depuis le 1<sup>er</sup> janvier 1999 jusqu'en juillet 2003.

Pour l'interprétation des tableaux, il est utile de préciser que pour l'ensemble de l'Union Européenne, les tarifs ont légèrement diminué jusqu'en 2002, tant pour les consommateurs résidentiels que pour les consommateurs industriels (CCE, 2002, 2003, 2004). Puis, les prix ont subi une légère hausse en 2003, hausse qui s'est poursuivie en 2004 pour les grands utilisateurs et qui renverse la tendance à la baisse relevée dans le tableau 8 (CCE, 2005b).

Cette hausse récente semble résulter d'une reprise de la consommation d'électricité, peut-être combinée à un plafonnement, voire une réduction de la capacité de génération ; cette réduction de capacité peut avoir été liée en partie à la vague de chaleur et à la faiblesse du débit des cours d'eau, qui affectent non seulement les centrales hydrauliques mais également, pour leur refroidissement, les centrales nucléaires et les centrales du type CCGT. Cette situation a pu contraindre les producteurs à utiliser des unités de production dont le coût - variable ou marginal - est plus élevé. Comme on l'a dit plus haut, la hausse du prix des combustibles - gaz et charbon - est aussi un facteur de hausse du coût. Cette hausse récente des

tarifs pourrait aussi refléter l'anticipation de l'instauration de systèmes de ' National Allocation Plans ' (NAPs).

Pour la Belgique, le Tableau 8 donne une tendance modérée à la baisse. Les mises à jour les plus récentes examinées plus loin font même apparaître une baisse prononcée des tarifs d'électricité pour certaines catégories de ménages.

**TABLEAU 8 - Tarifs d'électricité hors-taxes, début 1999 à juillet 2003 (variations de tarifs en %)**

	Bas	Moyens	Élevés
<b>A. Grands consommateurs</b>			
en baisse	UK (-28)	ES (-9)	DE (-4)
stable		EU (+3)	BE (0)
en hausse			
<b>B. Petites entreprises</b>			
en baisse	UK (-28)		DE (-17) BE (-18)
stable		ES (-3)	
en hausse		NL	
<b>C. Ménages</b>			
en baisse	ES (-6)	UK (-6)	BE (-6)
stable			DE (-2)
en hausse		EU (+6) NL (+23)	

Sources : CCE, Eurostat, ECB.

Note : BE = Belgique, DE = Allemagne, ES = Espagne, UK = Royaume Uni, NL = Pays-Bas.

Des divergences persistent donc entre les Etats membres, même lorsque ceux-ci ont des marchés de gros - des bourses d'électricité - qui semblent régis par des conditions relativement analogues. Ces divergences sont probablement le résultat de différences dans les redevances d'accès aux réseaux (cfr. Tableau 7 supra), de la relative faiblesse des capacités d'interconnexion et des flux transfrontaliers (cfr. infra) et de décalages dans le degré d'ouverture des marchés. En outre, la libéralisation des marchés ne se fait généralement pas en une fois : on ouvre d'abord le marché pour les grands consommateurs industriels, puis pour les PME et enfin pour les ménages. Ce caractère graduel de la libéralisation ouvre évidemment la voie à de possibles subventions croisées qui peuvent aussi expliquer des divergences de prix entre pays européens.

Pour évaluer le degré de concurrence effective (workable competition) sur le marché de l'électricité, on se base aussi sur un indicateur de la possibilité de choix du fournisseur dont bénéficient les consommateurs ; cet indicateur est le ' degré d'activité ' des consommateurs en termes de changements (switching) de fournisseurs et de renégociations des conditions de fourniture. Le Tableau 9 donne cet indicateur d'activité des consommateurs ; en se basant sur l'expérience des Etats membres ayant libéralisé le plus tôt leur marché électrique, l'étalonnage de la Commission avance que, dans un marché concurrentiel, environ 15 à 20 % d'entreprises changent chaque année de fournisseur et la plupart tentent de renégocier leurs tarifs chaque année. Pour les ménages, environ 10 % devraient changer de fournisseur chaque année.

**TABLEAU 9 - Estimations des changements de fournisseurs**

Pays	2003		Total 1998-2003			
	Switching grands industriels éligibles	Switching petits industriels et ménages	Grands industriels éligibles		Petits industriels et ménages	
			Switching	Switching ou renégociation	Switching	Switching ou renégociation
Royaume Uni	n.d.	22 %	>50 %	100 %	>50 %	n.d.
Allemagne	n.d.	n.d.	35 %	100 %	6 %	30 à 55 %
Espagne	5 %	0 %	18 %	>50 %	0 %	18 %
Pays-Bas	n.d.	n.d.	30 %	100 %	35 %	n.d.
Belgique	8 %*	19 %**	35 %	n.d.*	19 %**	n.d.

Source : CCE.

\*) En 2002, il y aurait eu 40 % de renégociations (CCE, 2004).

\*\*) En Région flamande seulement.

Le degré d'activité apparaît globalement satisfaisant et est cohérent avec la tendance à la baisse des prix pour les consommateurs industriels en Grande-Bretagne, Allemagne et Espagne, mais la Belgique manifeste un certain retard dû probablement au caractère très récent de sa libéralisation.

### C. La qualité du service public et le service universel

Une deuxième dimension de performance est relative au maintien et à la qualité du *service public* sur le marché déréglementé de l'électricité : sécurité d'approvisionnement, qualité du service à l'ensemble de la clientèle en particulier l'absence de coupures et de pannes, service de base et niveau des prix pour les consommateurs à faibles revenus, respect de l'environnement (sources d'énergie renouvelable et génération combinée de chaleur et d'électricité). Un indicateur opérationnel à cet égard est la position de chaque pays en termes de capacité de réserve (capacité nationale non utilisée et capacité d'importation). La situation semble très variable selon les Etats membres, comme il apparaît du Tableau 10 où l'Italie est reprise en raison de la panne intervenue récemment.<sup>1</sup> Ces chiffres de capacité nationale non utilisée publiés par la Commission Européenne apparaissent cependant étonnamment bas. Le concept de capacité de réserve calculé par la Commission est manifestement différent du concept utilisé par les électriciens qui considèrent 15 % de réserve comme le minimum soutenable. La Commission nuance cependant son opinion concernant l'Italie en disant que, vu les investissements en cours, le taux de réserve pour ce pays devrait être meilleur en 2005.

1. Notons que dans ce Tableau 10, on exprime la capacité d'importation en pourcentage de la *consommation* domestique, c.à.d. dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement du marché domestique en cas de croissance inattendue de la demande ou de mise à l'arrêt d'installations domestiques.

**TABLEAU 10 - Sécurité d'approvisionnement en électricité (2003)**

Pays	Capacité de génération en réserve hors capacité d'importation (en % de la capacité de génération)	Capacité d'importation (en % de la capacité de génération)
Italie	2	12
Grande-Bretagne	5-10	3
Allemagne	5	14
Espagne	11	5
Belgique	0	29

Sources : CCE (2005), REE.

Selon les estimations de l'association des producteurs européens d'électricité (Eurelectric), les taux de réserve hors capacité d'importation en 2005 seraient même proches de zéro pour l'Italie et la Belgique, mais l'Allemagne et l'Espagne disposeraient encore de taux de réserve d'environ 20 % et 30 % respectivement.

Les grands écarts en terme de capacité d'importation s'expliqueraient par l'existence de marchés régionaux, *au sein* desquels il y a des capacités d'interconnexion significatives et *entre* lesquels l'interconnexion est faible. Ceci justifie une typologie du marché européen de l'électricité en 6 marchés régionaux : le marché dit 'carolingien' (Autriche, Allemagne, Benelux, France), le marché nordique (Scandinavie), le marché britannique (y compris l'Irlande), l'Italie, le marché ibérique et la Grèce. La haute capacité d'importation de la Belgique correspondrait donc à son insertion dans le marché carolingien, notre pays disposant de bonnes connexions avec la France et les Pays-Bas. L'observation des flux d'échange transfrontaliers montre que les importations nettes de notre pays venaient surtout de France.

Il faut cependant nuancer ce Tableau 10 en tenant compte non seulement du potentiel de transactions transfrontalières mais surtout de l'utilisation de ce potentiel. Ainsi, les flux physiques transfrontaliers ne représentaient que 9 % environ de la consommation totale d'électricité en 2000 dans l'UE. Il semble que la répartition des capacités d'interconnexion entre les GRT nationaux concernés ne soit pas suffisamment coordonnée ou ne soit rendue très difficile à gérer en raison du caractère imprévisible de certains flux transfrontaliers; cela semble avoir des répercussions sur le degré d'utilisation de certaines liaisons d'interconnexion, par exemple entre la France et la Belgique. En outre, la direction des flux transfrontaliers est évidemment influencée par les différences de niveaux de prix entre les pays.

Un indicateur possible de performance pour la qualité du service public est la longueur cumulée des interruptions. Il s'agit des interruptions planifiées ou non voulues : cette statistique ne se limite donc pas aux pannes. Les observations sont données dans le Tableau 11.

**TABLEAU 11 - Interruptions de l'électricité - Longueur cumulée des interruptions, planifiées ou non voulues (en nombre de minutes par consommateur par an)**

Allemagne	15	Suède	192
Danemark	<30	Espagne	215
Pays-Bas	35	Finlande	230
Autriche	43	Italie	300
Belgique	<60	Irlande	385
France	65	Portugal	>500
Royaume Uni	85	Luxembourg et Grèce	n.d.

Source : CCE (2004).

Pour les pays pris en compte dans le benchmarking, la Grande-Bretagne et l'Espagne offrent une moins bonne sécurité de l'offre même si la longueur des coupures de courant n'y est pas inacceptable. Cette moins bonne sécurité pourrait être attribuée en partie à la réforme plus poussée dans ces deux pays (Devogelaer et Gusbin, 2004). Mais des facteurs géographiques peuvent également jouer un rôle : les coupures de courant sont plus courtes dans les pays ayant la position centrale du groupe dit ' carolingien ', et ce indépendamment de l'état d'avancement de la réforme du secteur dans ces pays.

En ce qui concerne le service universel, des mesures ont été prises par les 4 pays étudiés ici notamment :

- existence d'un fournisseur par défaut, le prix facturé par ce fournisseur pouvant être régulé même en cas d'ouverture totale des marchés ;
- uniformité de la tarification au bénéfice des consommateurs les plus éloignés (sauf en Allemagne), les coûts additionnels liés à l'approvisionnement des régions et utilisateurs les plus reculés étant répartis entre tous les utilisateurs;
- pour les consommateurs vulnérables, la Grande-Bretagne et la Belgique appliquent des tarifs spéciaux.

Un indicateur de performance en matière de service universel est la part du revenu nécessaire pour payer la consommation annuelle d'électricité des bas revenus, à savoir les ménages classés dans la tranche de 20 % des revenus les plus bas. Les résultats sont encourageants : durant cette période de libéralisation, l'accessibilité pour les bas revenus s'est améliorée (Tableau 12).

**TABLEAU 12 - Indice d'accèsion à l'électricité - Part du revenu par tête pour payer une consommation annuelle de 1 200 kWh des bas revenus (en %)**

	Grande-Bretagne	Allemagne	Espagne	Belgique
1996	1,3	1,3	3,0	1,5
2001	1,2	1,1	1,8	1,0

Source : CCE.



## D. Les effets de la libéralisation pour chaque pays

### 1. Grande-Bretagne

La réforme entamée en 1990 semble avoir profondément modifié les performances mais a suscité beaucoup de controverses. Du point de vue de *l'efficacité productive*, la productivité a augmenté dès 1990-91. Ainsi, la productivité apparente du travail dans les grandes centrales au charbon aurait doublé. En même temps, on a investi dans des centrales à cycle combiné moins polluantes, à meilleur rendement énergétique et requérant moins de main d'œuvre. Il y a eu aussi un mouvement de restructuration par concentration, tant au niveau des centrales électriques - de 250 à 80 depuis la moitié des années 80 - qu'au niveau des entreprises de génération : en 2003, les opérations de concentration avaient ramené le nombre de producteurs à 6 alors que, outre les 3 grands producteurs issus du démantèlement du monopole de CEGB, 15 producteurs privés étaient entrés sur le marché depuis 1990 suite aux privatisations et libéralisations.

Mais les diminutions d'emploi ont également été spectaculaires : l'emploi du secteur de l'électricité en Grande-Bretagne est passé d'environ 150 000 en 1990 à 60 000 en 2000; et les pertes d'emploi dans le secteur du charbon britannique durant les années 90 ont été du même ordre de grandeur. Suite à cette hausse de productivité et à la suppression progressive de la consommation obligatoire de charbon britannique, le coût moyen aurait baissé de 5 %.

Du point de vue de *l'efficacité allocative*, pour évaluer la pertinence du modèle britannique de déréglementation, il est important de savoir si cette baisse de coût a été ou non répercutée dans les prix. La réponse semble négative pour la première sous-période allant jusqu'en 2001. En effet, il n'y pas eu de tendance sensible à la baisse des prix de gros et des tarifs.

Cette absence de baisse significative de prix a fait l'objet d'explications divergentes. Une raison est le caractère partiel de la libéralisation jusqu'en 1998 : ce n'est qu'alors que la libéralisation s'étend aux consommateurs résidentiels, qui ont peut-être dû payer des tarifs incorporant des subventions croisées. Une autre raison, popularisée par l'économiste britannique Newbery (Newbery, 1999), est le fonctionnement du marché de gros de l'électricité, le Pool, marqué par une collusion tacite entre les offreurs. Selon d'autres auteurs encore, le problème ne trouvait pas nécessairement sa source dans l'existence du Pool, mais dans les contacts multi-marchés d'un petit nombre d'acteurs - les 3 grands producteurs britanniques - présents à la fois sur le marché de l'électricité et du gaz (Wolfram, op.cit., 1999 ; Soares, 2003). Cette situation aurait engendré un pouvoir de marché.

Pour tester l'éventuelle présence de pouvoir de marché, on se base habituellement sur l'indice de Lerner, aussi appelé mark up relatif, qui est donné par la formule:

$$LI = \frac{P - c}{P}$$

où  $P$  est le prix de vente du producteur, et  $c$  est le coût marginal. La littérature académique permet de retracer l'évolution de l'indice de Lerner : environ 0,25

jusqu'au price cap introduit en 1994 puis variation entre 0,15 à 0,32 selon les décisions du régulateur en matière de prix (Wolfram, 1999).<sup>1</sup>

Suite à ces analyses, le NETA abolit le Pool et durant la période qui a suivi l'entrée en vigueur de la réforme au début 2001, les prix de gros ont baissé d'environ 40 % (Evans & Green, 2003). Cependant, le lien de causalité entre la réforme du NETA et les baisses de prix est beaucoup discuté : ces baisses de prix seraient dues autant, si pas davantage, à la surcapacité dans le segment de la génération et à l'entrée des 15 nouveaux producteurs durant cette période qu'à l'intensification de la concurrence apportée par le NETA. L'hypothèse de surcapacité ou même de 'boom and bust' est soutenue par les difficultés financières de British Energy. L'hypothèse d'intensification de la concurrence est soutenue par la baisse des tarifs pour toutes les catégories d'utilisateurs entre 1999 et fin 2003 (Tableaux 5 et 8 ci-dessus) et par les estimations concernant les changements ou renégociations vis-à-vis des fournisseurs (Tableau 9). Il est en tous cas difficile de départager ces deux hypothèses sur base de l'observation d'un cycle incomplet. En outre, il faut aussi tenir compte de gains de productivité engrangés dès 1991.

Au total, ces observations pour la Grande-Bretagne semblent favorables pour le consommateur en terme d'efficacité allocative. Mais la réduction du nombre de producteurs à 6 peut faire craindre la constitution d'un oligopole moins favorable à terme du point de vue du consommateur (efficacité allocative), à moins que la réduction du nombre de producteurs britanniques ne rende des comportements anticoncurrentiels plus faciles à détecter par le régulateur et donc plus risqués.

## 2. Allemagne

Comme on le relève dans le Tableau 8 ci-dessus, les tarifs ont baissé pour les utilisateurs industriels et ont été stables pour les ménages pour la période comprise entre 1999 et 2003. Cependant, la hausse survenue en 2003 et 2004 pour tous les consommateurs a cassé cette tendance baissière.

La tendance à une concurrence accrue est certes confirmée par les estimations concernant les changements de fournisseurs ou renégociations sur la période 1998-2003. Il faut cependant rappeler que le fournisseur principal dans chaque zone (host retailer) bénéficie encore d'un quasi-monopole (Brunekreeft, op. cit., 2002).

## 3. Espagne

En ce qui concerne les tarifs, après une baisse générale de 1995 à 1999 ils sont encore en baisse entre 1999 et fin 2003 pour les grands consommateurs industriels, et en très légère baisse pour les ménages et les petits industriels, malgré une hausse en 2003. A nouveau, les estimations concernant les changements de fournisseurs ou renégociations depuis 1998 pour les grands consommateurs industriels sont proches des estimations pour l'Allemagne.

---

1. Sous des hypothèses raisonnables concernant l'offre et la demande d'électricité, le price cap imposé correspondait à un mark up d'environ 0,20. Dans les estimations économétriques de Wolfram, les écarts-type sont cependant assez élevés.

## 4. Belgique

L'évolution des tarifs en Belgique doit être nuancée en fonction des différentes catégories de consommateurs :

- Les prix ont été stables pour les grands consommateurs industriels de 1999 jusqu'à la mi-2004.
- Les tarifs sont en baisse pour les petites entreprises pour cette même période.
- Pour les ménages, on observe une légère baisse sur cette période. L'évolution de ces tarifs pour les ménages revêt une importance particulière. En effet, le gouvernement belge avait décidé en 2000 de réduire les tarifs d'électricité pour le consommateur final, de façon à éliminer les différences avec les pays voisins dès juin 2002. Les données de la CREG (2003) depuis 1996 révèlent une baisse de 3 à 22 % selon les scénarios de consommation, la baisse étant considérable notamment pour les ménages à faible consommation.

Cependant, les niveaux moyens des tarifs en Belgique restaient en 2004 supérieurs à la moyenne européenne (CCE, 2005) et les controverses concernant les comparaisons internationales de tarifs restent vives. Ainsi, une étude réalisée pour le compte de la CREG révèle que, pour le scénario de consommation le plus fréquent des ménages (3 500 kWh/an), les tarifs hors-taxes en Belgique étaient encore supérieurs de 12,45 % en 2003 par rapport aux pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas et Grande-Bretagne). Par contre, pour un scénario de consommation plus élevée (20 000 kWh/an dont 15 000 en tarif de nuit), les tarifs belges se comparaient bien avec la moyenne européenne.

Ces chiffres ont été fortement contestés par Test-Achat et par le consultant NUS Consulting qui concluent que les prix belges sont - avec les prix allemands et néerlandais - toujours en moyenne significativement plus élevés que la moyenne européenne.

Dans le cas de la Région flamande, l'ouverture du marché s'étend déjà aux ménages et cette libéralisation produit déjà des effets : d'après les observations du régulateur flamand (VREG), le changement de fournisseur permettait à un consommateur moyen (3 500 kWh/an), en 2004, de réduire sa facture d'environ 6 %, c'est-à-dire une économie d'environ 30 à 60 euro par an.

Bien sûr, cette pression à la baisse sur les tarifs provoque une réduction des bénéfices des gestionnaires des réseaux de distribution et des fournisseurs d'électricité; les communes, actionnaires directement ou indirectement, subissent donc une perte de revenus résultant de la réduction des dividendes. Cette perte peut être estimée à environ 100 millions euro par an ; cette perte peut être diminuée des dividendes attendus (environ 10 millions euro par an) par les communes de leur participation dans Publi-T qui est, comme vu plus haut, le véhicule financier des communes pour leur participation dans ELIA. Cette estimation de la perte nette de recettes pour les communes est tiré d'un avis publié par la CREG et est proche d'une estimation antérieure et non publiée réalisée par le Bureau fédéral du Plan (CREG, 2003). Des mesures ont été décidées afin de compenser les communes pour ces pertes de revenus, en particulier la taxe ELIA.





## Conclusions pour la Belgique

L'effet le plus attendu et le plus visible de la réforme concerne évidemment l'évolution des tarifs. Auparavant, la question des subventions croisées (cross-subsidies) est brièvement discutée.

### A. Les subventions croisées

Concernant les subventions croisées, le caractère progressif et partiel de la libéralisation rend théoriquement possible la "subsidiation" par les segments encore régulés au profit des segments libéralisés : les entreprises électriques pratiqueraient des prix très bas - voire inférieurs au coût c'est-à-dire des prix prédateurs ('predatory pricing') - pour protéger leur part de marché sur le segment libéralisé. En d'autres termes, les entreprises électriques essaieraient de récupérer une part disproportionnée des coûts fixes sur leurs clients captifs, surtout si les tarifs sont calculés sur base des coûts unitaires totaux plutôt que sur base du coût marginal.

Cependant, ce soupçon de subventions croisées repose sur plusieurs hypothèses discutables :

- Les segments encore régulés réaliseraient des profits élevés.
- Les producteurs d'électricité seraient vraiment désireux de conserver et d'accroître leur clientèle sur le segment libéralisé. Vu la volatilité des gros clients industriels, cette hypothèse n'est plausible que pour les producteurs d'électricité en situation de surcapacité.
- La possibilité de subventions croisées peut être évaluée à la lumière de la théorie des marchés contestables : un tel 'predatory pricing' sur le segment libéralisé n'est une barrière à l'entrée crédible que si ce prix est soutenable, c'est-à-dire permet à la firme installée de couvrir ses coûts. Si ce n'est pas le cas, l'entreprise installée devra à terme augmenter son prix et l'entrant potentiel va anticiper une hausse ultérieure de ce prix. Dans ce cas, une entrée de nouveaux fournisseurs est possible sous les 2 conditions suivantes.
  - i. Les coûts fixes irrécupérables (sunk costs) à consentir pour l'entrée sont bas ou nuls : cette hypothèse peut être satisfaite pour les candidats à l'entrée ayant des capacités disponibles, par exemple, de gros producteurs tels RWE, E.ON ou EDF qui est entré sur le marché britannique du Pool dès l'ouverture de celui-ci.
  - ii. Le délai d'entrée (entry lag) doit être inférieur au délai nécessaire à la firme installée pour réduire à nouveau son prix à un niveau assez bas pour rendre l'entrée non profitable<sup>1</sup>.

1. Voir par exemple Growitsch & Wein (2003) et Knieps (2001). Ces auteurs estiment que ce délai d'ajustement (price adjustment lag) est inférieur au délai requis pour réaliser une nouvelle entrée sur le marché électrique (entry lag) et que donc le marché n'est pas contestable.

## B. Les évolutions de prix

Concernant les évolutions de prix en Belgique durant cette période de libéralisation 1999-2004, on a vu qu'elles ont été favorables aux consommateurs alors que les prix remontent dans certains pays européens voisins. Cependant, le niveau des prix était au départ plus élevé en Belgique.

Il faut aussi poser la question du lien de causalité entre la libéralisation et la baisse de certains tarifs, en particulier pour les consommateurs résidentiels : l'évolution en 2002 a été très favorable probablement grâce à l'évolution du prix du gaz naturel (Gusbin et al., op.cit., 2003) et, plus généralement, cette baisse serait autant le résultat de décisions ' administratives ' sur le plan de la régulation des tarifs, que d'une concurrence accrue résultant de la libéralisation (Gusbin et al., op.cit., 2003 ; ECB, 2001). Ainsi, la flexibilité à la baisse des tarifs en Belgique a par exemple été favorisée par une décision de la Région flamande qui a limité au 31 décembre 2002 la validité des contrats de fourniture qui avaient été conclus par les clients devenus éligibles à la fin de 2002. De même, les décisions des autorités belges de concurrence concernant le transfert de clientèle des intercommunales mixtes vers ECS donnent aux clients devenus éligibles une faculté de résiliation unilatérale avec des délais de préavis courts qui favorisent la renégociation des contrats en cours ou le changement de fournisseurs.

L'étalonnage mené par la Commission européenne a même identifié des actions prioritaires à mener pour stimuler encore la concurrence. Ainsi, l'entrée de nouveaux concurrents sur le segment de la génération devrait être facilitée par deux types de marchés : d'une part, la mise en place d'une bourse d'électricité (' Power Market ') pour rendre possible la vente en gros par les producteurs ; d'autre part, l'amélioration du marché de l'équilibrage (' balancing market ').

Surtout, en dépit des mises aux enchères de capacités de production virtuelles d'Electrabel, les nouvelles entrées dans le segment de la génération dépendent encore trop des capacités - limitées - d'interconnexion entre la Belgique et les pays voisins. Et ces capacités limitées d'interconnexion seraient encore peu accessibles à de nouveaux entrants en raison de contrats d'approvisionnement de long terme. Depuis 2000, des mesures ont cependant été prises pour remédier à cette situation, notamment la mise aux enchères de capacités de transport aux frontières avec les Pays-Bas, de même qu'entre les Pays-Bas et l'Allemagne (Gusbin et al., 2003).

Ces critiques et recommandations se situent dans le cadre du plaidoyer des instances européennes en faveur d'une concurrence accrue dans les industries de réseau, en particulier en favorisant les nouveaux entrants et l'interconnectivité des réseaux nationaux (Broad Economic Policy Guidelines, en abrégé, BEPG). Pour la Belgique en particulier, l'Union Européenne estime que " dans les industries de réseaux et les services locaux, la concurrence reste globalement limitée, d'où des prix à la consommation élevés dans le cas, entre autres ... de l'électricité. Dans le secteur des réseaux, les difficultés rencontrées par les concurrents pour accéder aux réseaux, les goulots d'étranglement physiques, les liens historiques avec les autorités publiques sont autant de facteurs qui maintiennent le pouvoir de marché des opérateurs en place " (BEPG, 2002).

Ce type de plaidoyer des institutions de l'UE repose évidemment sur une foi dans la libéralisation, et ceci pose à nouveau, en guise de conclusion, la question des leçons à tirer de l'analyse de benchmarking.

*A titre de conclusion sur l'efficacité allocative et productive : les leçons du benchmarking*

On a vu que le secteur de l'électricité est particulièrement complexe en raison des caractéristiques suivantes :

- La demande d'électricité est variable dans le temps.
- L'électricité est un bien non stockable.
- Le réseau doit être maintenu sous tension constante.
- La faible élasticité au prix de la demande d'électricité.

Compte tenu de ces spécificités, les réseaux doivent être bien connectés à l'échelle internationale, les centrales de production et le gestionnaire de réseau de transport (GRT) doivent être parfaitement coordonnés et la capacité de production doit être suffisante pour répondre aux demandes de pointe, c'est-à-dire qu'il faut une capacité de production de réserve.

Mais le bien 'électricité' pose un problème de dilemme entre ces réserves de capacité et la rémunération de l'investissement. La décision d'entreprendre de tels investissements de réserve requiert en effet des prix de vente suffisamment élevés et stables. Or, la disponibilité de telles capacités de réserve risque précisément de provoquer une baisse de prix par excès d'offre, rendant ces investissements peu attractifs; et ces baisses de prix seront d'autant plus fortes que l'élasticité de la demande au prix est faible. A l'opposé, en cas d'indisponibilité de ces capacités de réserve, il y a un risque de hausse de prix et cette hausse de prix sera d'autant plus élevée que l'élasticité de la demande au prix est faible.

On voit donc que ces quatre caractéristiques peuvent être à l'origine de fortes fluctuations des prix spot, qui ont au demeurant déjà été observées depuis 2000 par exemple aux USA et en Europe. Cette volatilité des marchés en amont crée donc pour les investissements un risque quant aux revenus futurs des producteurs qui s'ajoute aux fluctuations cycliques. Il faudrait donc mener une analyse économique plus poussée des marchés électriques en amont pour étudier si leur libéralisation ne risque pas à long terme de remettre en cause l'efficacité productive et la sécurité d'approvisionnement.

A cet égard, une condition favorable aux investissements serait le maintien, au bénéfice des grands producteurs d'électricité, d'une part significative sur leur marché national des clients résidentiels, réputés plus stables que les consommateurs industriels. La stratégie des grands électriciens britanniques - tout comme celle d'Electrabel - consiste d'ailleurs à se concentrer sur un 'couplage' du segment 1 et des clients résidentiels du segment 3.

Les réformes du secteur électrique peuvent aussi entraîner une plus grande incertitude quant aux structures futures du marché. D'une part, la volonté est manifestée au niveau de l'UE de créer un grand marché européen de l'énergie, où les anciens monopoles historiques seraient en concurrence ; d'autre part, il faut reconnaître que les différents marchés nationaux divergent encore quant aux conditions de concurrence et aux prix en vigueur.

On peut encore mentionner deux autres problèmes relatifs aux investissements dans des capacités de réserve :

- Toute perception d'une insuffisance de la capacité du réseau de transport et de distribution d'électricité risque de décourager les investissements dans de nouvelles capacités. Or, ce risque de goulot d'étranglement au niveau du réseau est peut-être accru par la réforme. En effet, la dissociation verticale signifie qu'on casse la logique simple de proximité entre production et fourniture puisqu'un fournisseur n'achètera plus nécessairement son électricité auprès de la centrale la plus proche. Ceci rend encore plus difficile la coordination entre les flux physiques produits et consommés et conduira à dissocier encore davantage les flux d'électricité des transactions commerciales passées entre les producteurs et les consommateurs. En outre, la poursuite du Marché Unique de l'énergie va accroître les flux de transit internationaux. Il n'est donc pas exclu que la situation des flux de transport et de distribution d'électricité devienne sous-optimale, ce qui peut créer des congestions qui s'ajoutent à celles issues des limites physiques des réseaux existants.
- La difficulté de calculer le coût du kW de réserve, c'est-à-dire le coût des unités qui servent de réserve de capacité, en particulier celles de 'super-pointe' qui ne fonctionnent qu'un nombre limité d'heures par an : s'agit-il d'un coût en terme de production supplémentaire ou en terme de nouvelle capacité à installer ? Les électriciens le calculent plutôt en terme de capacité à installer et ne considèrent donc rentable de construire ces unités de réserve que si les prix de vente de l'électricité lors de ces pointes sont très élevés. Et l'élimination d'une unité de production au motif qu'elle est marginale, c'est-à-dire que son coût de production est trop élevé, poserait un problème de réserve de capacité et de sécurité.

En conclusion, il y a une tension entre d'une part, la nécessité d'assurer des taux de réserve assez élevés pour éviter tout black-out et d'autre part, la tendance structurelle des prix de gros à passer, en situation de surcapacité, sous leur équilibre de long terme, c'est-à-dire sous le niveau suffisant pour financer de nouveaux investissements. Il y aurait donc une incapacité du marché à éviter une succession de "boom and busts" c'est-à-dire une succession de sur- et de sous-investissements. Les capacités accumulées – et à mettre au crédit de l'ancien régime de régulation - auraient incité des producteurs à baisser exagérément leur prix de gros - mais sans stimuler la consommation vu la faible élasticité de la demande au prix - ce qui pourrait expliquer par exemple la déconfiture d'électriciens en Californie et les difficultés financières rencontrées par des producteurs britanniques comme British Energy après l'entrée en vigueur du NETA.

Ainsi en 2002, les prix de gros de l'électricité en Europe ne couvraient plus, selon certaines sources, le coût marginal de long terme des centrales au gaz sauf en Espagne (Scheepers et al., 2003). Parallèlement, les réserves hors capacités d'interconnexion auraient déjà sensiblement diminué entre 2000 et 2005 en Italie, en Belgique et aux Pays-Bas et, dans une moindre mesure, en France et en Allemagne. Le cas de l'Espagne est par contre encourageant : les réserves y sont suffisantes et même en hausse depuis 2000.

Cette situation serait, à son tour, une des explications de la tendance à la hausse des prix de gros depuis 2003 dans la zone constituée de la Belgique, les Pays-Bas, la France l'Allemagne, la Suisse et l'Autriche, ainsi qu'en Grande-Bretagne depuis la fin 2004.



Quant aux *tarifs aux utilisateurs finals*, importants pour l'efficience allocative, ils ont certes suivi une tendance à la baisse depuis le milieu des années 90 dans l'Union Européenne, surtout en Grande-Bretagne et - pour certaines catégories de consommateurs - en Belgique. Cependant, une tendance récente à la hausse des prix pour les grands utilisateurs industriels est observée dans certains pays. Trois causes principales sont évoquées pour expliquer ces hausses :

- L'anticipation par des producteurs d'électricité de la mise en œuvre du marché des permis de polluer (National Allocation Plans), impliquant peut-être - notamment - l'anticipation du caractère plus aléatoire de l'offre lié à l'augmentation de la part de l'énergie éolienne. De façon plus générale et plus inquiétante, la rentabilité exigée des investissements dans le secteur électrique - et partant le coût du capital - serait revue à la hausse à cause de l'incertitude provoquée par les réformes en cours quant à la structure future des marchés. Par exemple, y aura-t-il rapidement concurrence entre les grands producteurs au niveau européen ou la concurrence sera-t-elle limitée à chaque marché national ? Il peut y avoir aussi incertitude sur les réactions du régulateur dont on craint une asymétrie, à savoir l'imposition de price caps en cas de hausse de prix mais l'absence d'intervention en cas de baisse.
- La hausse du prix des combustibles combinée au recours croissant à des centrales du type turbine-gaz-vapeur (TGV) dont les coûts ont augmenté avec le prix du gaz naturel.
- La troisième cause serait le problème d'investissements insuffisants à long terme évoqué plus haut, à savoir un manque de réserve de capacité de génération en présence d'une demande croissante d'électricité.

Si ces deux dernières explications s'avèrent correctes, on peut craindre que la remontée des tarifs ne se poursuive.

On a mentionné plus haut qu'il faudrait mener une analyse économique plus poussée des marchés électriques en amont pour étudier si leur libéralisation ne risque pas à long terme de remettre en cause l'efficacité productive. L'efficacité allocative, en d'autres mots le bien-être des consommateurs, pourrait aussi être remise en cause par le niveau trop bas ou la volatilité des prix de gros :

- Le niveau déprimé et le caractère volatile des prix de gros peuvent causer une réduction du nombre de producteurs, par faillite ou rachat des entreprises les plus faibles financièrement. Or, d'après la théorie de l'oligopole, une hausse de concentration mène, à partir d'un certain seuil et en cas d'entrée impossible, à une menace de hausse de prix, ce qui est considéré comme néfaste pour le consommateur (perte d'efficacité allocative). Cependant, on peut aussi défendre l'idée que le régulateur et les autorités de concurrence n'auraient pu trouver les coupables des pratiques collusives sur le Pool en Grande-Bretagne, en raison du nombre élevé d'offreurs sur ce Pool. Selon cette thèse, la réduction du nombre d'offreurs sur le marché de gros - donc de producteurs d'électricité - devrait faciliter le contrôle par le régulateur et donc rendre ces comportements collusifs anti-concurrentiels plus risqués.
- La combinaison de prix de gros volatiles, de tarifs d'accès élevés et de prix prédateurs par l'entreprise installée - ou de price caps fixés à des niveaux trop bas pour les tarifs au consommateur final - peut décourager l'entrée ou la survie sur le marché de nouveaux concurrents.

Le cas de l'Allemagne offre une leçon à cet égard : le niveau plus élevé des tarifs au consommateur allemand s'expliquerait non seulement par la hauteur des coûts de production, mais aussi par l'absence d'un véritable régulateur sectoriel et par le maintien jusqu'au 1er juillet 2004 d'un système d'accès au réseau  *négocié* plutôt que  *régulé*, combiné avec le maintien de 4 grands producteurs intégrés verticalement. Cette situation aurait peut-être rendu possible une collusion entre producteurs d'électricité et gestionnaires de réseau et aurait créé des barrières à l'entrée dans le segment 3, la rentabilité des fournisseurs indépendants - par rapport à ces grands opérateurs intégrés - étant écrasée par des tarifs d'accès au réseau trop élevés (price ou margin squeeze).

Ce problème de margin squeeze suggère que le régulateur sectoriel national et l'autorité de concurrence pourraient être confrontés à un choix difficile entre d'une part, favoriser l'entrée et le maintien de nouveaux concurrents indépendants sur le segment de l'offre en aval et d'autre part, accepter le maintien d'une relation verticale entre des entités de l'ancien monopole intégré. Par exemple, un fournisseur d'électricité lié au producteur historique en position dite dominante tel EDF pourrait obtenir l'électricité à un prix égal au coût de production et celui-ci pourrait devenir inférieur au prix de gros en vigueur sur la Bourse électrique puisque ce prix de gros est en croissance depuis 2003 dans plusieurs pays. Les coûts et prix de vente des concurrents indépendants seraient alors supérieurs à ceux du fournisseur lié à l'opérateur historique.

En synthèse, le modèle d'une dérégulation basée sur la concurrence entre un nombre le plus élevé possible d'acteurs sur chaque marché national n'est pas une garantie de baisse des tarifs pour le consommateur, en dépit de la baisse des prix de gros jusqu'en 2002-2003. La priorité consiste plutôt à promouvoir l'interconnexion des réseaux de transport et à réduire les obstacles techniques et économiques à l'intégration des différents marchés nationaux. La réforme du secteur de l'électricité doit aussi prévoir des incitants adéquats pour garantir à long terme la stabilité ainsi qu'une capacité de réserve.



## Annexe : Aperçu des directives européennes / Europese richtlijnen

Le point de départ de la réforme du secteur électrique en Europe est bien sûr la Directive Européenne prévoyant des règles communes pour un Marché Intérieur de l'électricité (Directive 96/92/EC, adoptée par le Conseil des Ministres en décembre 1996 et entrée en vigueur en février 1997). Cette directive a été remplacée par la Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant - avec effet au 1<sup>er</sup> juillet 2004 - la Directive 96/92/CE (Journal Officiel N° L 176 du 15 juillet 2003). L'objectif poursuivi par cette directive 2003/54/CE est l'accélération de la libéralisation du marché, afin d'établir un véritable marché intérieur du gaz et de l'électricité. Les Etats membres doivent la transposer au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2004.

Ces Directives établissent des règles communes pour tous les pays de l'UE pour les 3 segments du secteur électrique, à savoir :

- Segment 1 : production d'électricité (génération) ;
- Segment 2 : transport, désigne le transport sur le réseau haute-tension ;
- Segment 3 : la distribution et les fournisseurs d'électricité au détail.

La distribution désigne les réseaux de distribution et de transport local de moyenne et de basse tension.

Ces règles communes concernent les aspects suivants :

- L'accès au réseau : la directive de 2003 opte *exclusivement* pour l'accès régulé des tiers au réseau (ARTR ; en anglais, l'acronyme est RTPA, pour Regulated Third Party Access). Cette directive demande donc aux Etats membres de renoncer au système d'accès négocié des tiers au réseau (ANTR ; en anglais, l'acronyme est NTPA pour Negotiated Third Party Access) et au système d'acheteur unique. Le système de Third Party Access signifie que les fournisseurs d'électricité ont le droit d'utiliser le réseau de transport et de distribution à des tarifs d'accès qui ont été publiés et approuvés par le régulateur.
- La désignation d'un ou de plusieurs régulateurs dans chaque Etat membre fixant ou approuvant les méthodes de calcul des tarifs de transport et de distribution. Ces organismes de régulation doivent être indépendants de l'industrie électrique et du monde politique.
- L'ouverture du marché. Les Etats membres doivent spécifier les consommateurs qui sont éligibles, c.à.d. qui ont la possibilité légale de choisir leur fournisseur. Et l'ouverture se fait de façon progressive. Ainsi, tous les consommateurs au-dessus du seuil de 100 GWh par an doivent être inclus dans cette catégorie d'éligibles. Le seuil d'éligibilité a été abaissé à 40 GWh dès février 1999, à 20 GWh en 2000 et à 9 GWh en 2003. En juillet 2004,

L'ouverture du marché doit être totale pour tous les clients autres que les ménages ; en juillet 2007, ces seuils seront encore abaissés pour y inclure les ménages, et l'ouverture devra donc être totale pour tous les consommateurs à cette date. Et les sociétés de distribution - qui n'ont pas été désignées clients éligibles - ont aussi la possibilité légale de choisir leur fournisseur pour le volume d'électricité fourni aux clients considérés comme éligibles.

- Le fonctionnement du secteur, notamment les clauses de réciprocité : toute entreprise d'électricité établie dans un Etat membre doit pouvoir fournir à des clients éligibles dans tout autre Etat membre et le niveau d'éligibilité doit être le même dans l'ensemble du marché intérieur. Dès lors, un Etat membre peut restreindre l'accès à ses réseaux à l'encontre de fournisseurs d'Etats membres dont le marché électrique est moins ouvert.
- Le renforcement des obligations de service public (PSO : Public Service Obligations), par exemple la sécurité d'approvisionnement et des obligations de service universel, par exemple le respect de tarifs raisonnables, en particulier pour les consommateurs réputés vulnérables (ménages et petites entreprises).
- L'organisation du secteur : la synthèse de la réforme introduite par les directives est résumée dans le tableau ci-dessous. Les directives prévoient - en vue d'assurer l'accès au réseau dans des conditions efficaces - l' ' unbundling ' , c.à.d. la *dissociation* au sens où les activités de réseaux doivent être distinctes de la production et de la fourniture d'électricité, c.à.d. les gestionnaires des réseaux doivent être indépendants des intérêts des producteurs et des fournisseurs. Selon la directive de 1996, la dissociation ne devait être que *comptable*, mais la directive de 2003 requiert qu'elle soit *juridique*. En particulier, l'opérateur en charge du segment 2 – les gestionnaires du réseau de transport, en abrégé GRT, (Transport System Operator, en abrégé TSO) - doit être dissocié pour le 1<sup>er</sup> juillet 2004 et l'opérateur en charge du segment 3 - les gestionnaires du réseau de distribution, en abrégé GRD (DSO : Distribution System Operators), doivent être dissociés pour le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Mais cette directive précise que cette séparation juridique n'implique pas de changement de propriété : l'entreprise électrique peut rester verticalement intégrée; et l'entreprise propriétaire de l'infrastructure peut-être désignée comme gestionnaire de réseau.

En synthèse, l'organisation du secteur selon les règles de cette 2eme Directive se présentera comme suit.

**TABLEAU A1 - Organisation du secteur selon la Directive 2003/54/CE**

Segment 1 : génération	Concurrence entre producteurs
Segment 2 : reseaux de transport (transmission) et de distribution	Unbundling : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Le gestionnaire du réseau de transport (GRT) ou Transport System Operator (TSO) est un monopole régulé et distinct juridiquement des segments 1 et 3.</li> <li>- Les gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) ou distribution system operators (DSO) sont régulés et distincts juridiquement des segment 1 et 3.</li> </ul>
Segment 3 : vente (fournisseurs) au détail	Concurrence entre les fournisseurs au détail.

Source : BFP, basée sur CCE.



## Bibliographie

- Amstrong, M., S. Cowan & J. Vickers, 1999, *Regulatory reform: Economic Analysis and British Experience*, 5th Edition, MIT Press, Cambridge.
- BEPG, 2002, *Broad Economic Policy Guidelines*, Commission of the European Communities (EC), Brussels.
- Brunekreeft, G., 2002, *Regulatory Threat in Vertically Related Markets : the Case of German Electricity*, *DAE Working Paper N° 0228*, University of Cambridge.
- Comité de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), 2003, *La Compensation des Revenus des Communes dans le Cadre de la Libéralisation du Marché de l'Electricité et du Gaz*, Bruxelles.
- Commission of the European Communities (CEC), 2002, *Market Performance of Network Industries: A First Horizontal Assessment*. Brussels.
- Commission of the European Communities (CEC), 2003, *Competition Indicators in the Electricity Market*. Brussels.
- Commission des Communautés Européennes (CCE), 2002, *Premier Rapport d'Etalonnage sur la Mise en œuvre du Marché Intérieur du Gaz et de l'Electricité*, Bruxelles.
- Commission des Communautés Européennes (CCE), 2003, *Deuxième Rapport d'Etalonnage sur la Mise en œuvre du Marché Intérieur du Gaz et de l'Electricité*, Bruxelles.
- Commission des Communautés Européennes (CCE), 2004, *Troisième Rapport d'Etalonnage sur la Mise en œuvre du Marché Intérieur du Gaz et de l'Electricité*, Bruxelles.
- Commission des Communautés Européennes (CCE), 2005, *Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, COM(2004)863, Bruxelles.
- Commission des Communautés Européennes (CCE), 2005b, *Quartely Review of European Electricity and Gas Prices*, DG TREN, Brussels.

- Devogelaer D. en D. Gusbin (2004), *Een kink in de kabel: de kosten van een storing van de stroomvoorziening*, Federaal Planbureau, WP18-04, Brussel.
- ECOTEC, 2001, *The Effects of the Liberalisation of the Electricity and Gas Sectors on Employment*. Rapport pour la Commission Européenne. Birmingham.
- EU-Japan Centre for Industrial Cooperation, 2000, *Analysis of the Electricity Sector - Liberalisation in European Union Member States Pursuant to Directive 96/92/EC on the Internal Market in Electricity*. Bruxelles.
- European Central Bank (ECB), 2001, *Price Effects of Regulatory Reform in Selected Network Industries*. Frankfurt am Main.
- Evans J. & R. Green, 2003, *Why Did British Electricity Prices Fall after 1998? Working Paper*, Centre for Economic Policy, University of Hull Business School.
- Green, R., 2002, *Retail Competition and Electricity Contracts*, Working Paper, Centre for Economic Policy, University of Hull Business School.
- Growitsch, C. & T. Wein, 2002, *The Contestable Markets Theory: Efficient Advice for Economic Policy? Working Paper N° 274*, University of Lüneburg.
- Growitsch, C. & T. Wein, 2003, *Network Access Charges, Vertical Integration, and Property Rights Structure: Experiences from the German Electricity Markets*. Paper presented at the Seventh EUNIP Conference, Porto, septembre.
- Gusbin, D., C. Kegels, P. Vandenhove, J. van der Linden & M. van Overbeke, 2003, *Network Industries in Belgium: Economic Significance and Reform*. Working Paper N° 1-03. Federal Planning Bureau, Brussels.
- Knieps, G., 2001, *Wettbewerbsökonomie*. Springer, Berlin und Heidelberg.
- Ministry of Economic Affairs, 2002, *Economic Reform of the Products, Services and Capital Markets: Belgian Report for the European Union*, Brussels.
- Newbery, D.M., 1999, *Privatisation, Restructuring and Regulation of Network Industries*. MIT Press, Cambridge.
- Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), 1997, *The OECD report on regulatory reforms*, Paris.
- Pepermans, G., & S. Proost, 2000, *The Liberalisation of the Energy Sector in the European Union*. Working Paper N° 2000-03, CES, ETE, KULeuven.
- Red Electrica de Espana (REE), 2002, *Informe Annual*, Madrid.
- Red Electrica de Espana (REE), 2003, *Informe Annual*, Madrid.

Scheepers, M.J.J., A.F. Wals et F.A.M. Rijkers, "Position of large producers in electricity markets of north western Europe", *Report for the Dutch Energy Council on the electricity markets in Belgium, France, Germany and the Netherlands*, avril 2003.

Soares, I., 2003, *Liberalisation and Public Service: Credible Liberalisation in the Electricity Market*, Presentation to the Seventh EUNIP Conference, Porto, Septembre.

Van der Linden, J., 2004, *Netwerkindustrieën in België: Effecten van Recente en Voorziene Markthervormingen*, Nota 1 - Theoretisch Kader. Federaal Planbureau, Brussel.

Wolfram, C., 1999, Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market. *American Economic Review*, Vol. 89, pp.805-826.

### **Informations obtenues dans le cadre de conversations ou d'é-mails**

Courcelle, Christophe Comité de Regulation de l'Electricité et du Gaz, Bruxelles

Growitsch, Christian University of Lüneburg

Gusbin, Dominique Bureau Fédéral du Plan, Bruxelles

Mulpas, Lise ELIA, Bruxelles

Pepermans, Guido Katholieke Universiteit Leuven

Soares, Isabel University of Porto

Tulkens, Henry Université Catholique de Louvain

Wunsch, Pierre Tractebel, Bruxelles