



Les Directives européennes sur le gaz et l'électricité

**par
Steve Thomas
octobre 2005**

SOMMAIRE

financé par la FSESP

European Federation of Public Service Unions (EPSU)

45 Rue Royale ♦ 1000 Brussels ♦ Belgium

Tel. : 32 2 250 10 80 ♦ Fax : 32 2 250 10 99

E-mail : epsu@epsu.org ♦ Website : www.epsu.org

Introduction

La raison d'être des Directives sur l'électricité et le gaz, promulguées en 1996 et 1998 et révisées en 2003, était de permettre la transformation des activités de gros et de détail de ces secteurs fonctionnant sur un mode monopolistique en entreprises commerciales pour, à terme, déboucher sur un marché unique européen de l'électricité et du gaz (voir l'annexe pour une synthèse des dispositions de ces directives). Elle reposait sur l'argument, qu'on peut croire plausible, qu'un régime de marché s'avérerait plus efficace qu'un monopole. Les dispositions de ces directives, autres que celles visant directement à créer des marchés de gros et de détail, comme le dégroupage et la création d'autorités de contrôle du secteur, n'avaient de sens que si un régime de concurrence était effectivement instauré.

Les consommateurs, et en particulier les ménages, ne se soucient guère de savoir comment les secteurs de l'électricité et du gaz sont organisés. Leur souci premier est que la fourniture d'électricité soit fiable, son prix abordable et, pour certains, qu'elle soit écologiquement durable. Choisir un fournisseur d'énergie n'est pas une activité qui suscite l'enthousiasme et le fait de changer de fournisseur ne vous donne pas une électricité de meilleure qualité, ce qui veut dire que la concurrence n'intéresse le consommateur que si elle peut lui faire économiser de l'argent. Par conséquent, la création de marchés de gros et de détail n'a de sens à leurs yeux que si la nouvelle structure leur propose de l'électricité moins chère et qu'elle est au moins aussi fiable que l'ancien système.

Les questions fondamentales à se poser pour évaluer les directives sont :

- Peut-on créer des marchés de gros et de détail dans l'électricité ?
- Les prix proposés seront-ils inférieurs à ceux qu'offrirait un monopole réglementé ?
- La fiabilité des réseaux d'électricité et de gaz sera-t-elle maintenue ?

Le présent rapport étudie l'application des directives dans les grands États membres de l'Union européenne et pose les questions suivantes :

- A-t-on créé un marché de gros efficace ?
- Les utilisateurs privés changent-ils de fournisseur et quelle a été leur expérience ?
- Une structure d'organisation compétitive s'est-elle dégagée ?
- Quel a été l'incidence sur la fiabilité de l'approvisionnement énergétique ?

Pour pouvoir répondre à ces questions, il est bon de répartir les pays de l'Union européenne en cinq régions :

- Les pays nordiques : Danemark, Finlande, Norvège et Suède
- L'Europe méridionale : Italie, Portugal et Espagne
- L'Europe centrale et occidentale : Autriche, Belgique, France, Allemagne et Pays-Bas
- Le Royaume-Uni
- L'Europe centrale et orientale : République tchèque, Hongrie, Pologne, Slovaquie et Slovénie.

Parmi ces cinq régions, on s'intéressera surtout aux analyses de la région nordique et du Royaume-Uni parce que ces pays sont généralement considérés comme des exemples réussis de libéralisation. S'agissant de la concurrence sur le marché de détail, nous nous intéresserons surtout aux consommateurs privés. Les consommateurs industriels sont mieux placés pour faire jouer la concurrence à leur profit, alors que les ménages ne sont probablement pas à même, pour diverses raisons, de tirer le meilleur parti du marché.

Marchés de gros

Pour que les marchés de gros de l'énergie aient une utilité, il faudrait qu'une partie importante de l'énergie fasse l'objet de transactions immédiates ou qu'elle soit vendue à des prix proches de ceux des transactions au comptant (par exemple, un contrat dans lequel le prix est indexé sur le prix "spot"). Sur les divers marchés de l'électricité, seul celui du Nord Pool dispose de suffisamment de liquidités pour attirer la confiance des producteurs et des revendeurs pour une part importantes de leurs ventes et achats (voir Tableau 1). Or, les investissements ont été minimes dans la région, sauf dans les sources renouvelables qui échappent au marché. Cela s'est traduit par des hausses énormes des prix de gros en 2002, et le prochain hiver sec devrait provoquer des flambées des prix et, éventuellement, de nouvelles pénuries.

Au Royaume-Uni, le marché de gros pose problème et il ne représente qu'une part infime des transactions. En Europe méridionale, les régulateurs italien et espagnol enquêtent sur des allégations de manipulation du marché. Seul le Royaume-Uni a un marché du gaz jugé suffisamment instable et, même là, les données sur les volumes et les prix ne sont pas faciles à obtenir.

Marchés de détail

Si les marchés de gros fonctionnent bien, la concurrence sur le marché de détail devrait être limitée, les détaillants en présence devant payer la même redevance pour la distribution et le transport et, si le marché de gros est efficace, le coût sera environ le même pour tous ceux qui l'utilisent. Cela veut dire que la concurrence ne se fera que sur la marge du détaillant. Or, comme nous l'avons dit, les marchés de gros ne sont pas efficaces et la tendance à l'intégration croissante du gros et du détail aura pour conséquence que les entreprises intégrées n'auront aucune envie de vendre leur électricité sur le marché au comptant étant donné qu'un marché de gros instable ouvrirait la porte à de nouveaux producteurs et de nouveaux détaillants. C'est alors sur le choix du consommateur qu'il faut compter pour imposer la concurrence dans une industrie où les marchés de gros ne fonctionnent pas.

Il n'y a qu'en Norvège et au Royaume-Uni que 20% des consommateurs changent de fournisseur, c'est-à-dire la proportion que la Commission juge indiquer un marché de détail en bonne santé (voir Tableau 2). En Norvège, la forte consommation d'électricité dans le secteur résidentiel (chauffage domestique) est un facteur d'incitation à changer de fournisseur, une solution qu'on ne retrouve pas dans d'autres pays.

Au Royaume-Uni, les marchés de détail de l'électricité et du gaz ont fusionné et tous les distributeurs du secteur résidentiel proposent à la fois le gaz et l'électricité à leurs clients. Si le taux de changement de fournisseur semble satisfaisant, un examen approfondi fait apparaître de sérieux problèmes, notamment :

- Les tarifs élevés pratiqués pour les ménages et les consommateurs à faible revenu par rapport aux consommateurs industriels;
- Des pratiques de vente contraires à l'éthique;
- Le coût élevé du changement de fournisseur;
- Des problèmes logistiques pour les consommateurs qui veulent changer de fournisseur;
- L'utilisation du profilage de la demande plutôt que des compteurs électroniques;
- L'impossibilité pour les petits consommateurs de connaître le fournisseur le moins cher;
- Les changements de fournisseur semblent avoir atteint un palier.

Du fait de ces problèmes, les consommateurs privés n'ont rien gagné de la concurrence sur le marché de détail, les fournisseurs réservant leurs tarifs les plus bas au marché industriel, tandis que les ménages doivent payer le prix fort.

Changements au niveau des entreprises

Il n'est pas intéressant de mettre en place des marchés de gros et de détail bien organisés si le marché est aux mains de quelques entreprises dominantes. Ni la Commission ni la plupart des États membres ne semblent désireux de remettre en cause la position de ces grandes entreprises sur le marché et, très souvent, elles ont même accru leur part de marché, sous l'influence, semblerait-il, de gouvernements nationaux désireux de leur laisser une emprise totale sur le marché de leur pays (voir Tableau 3).

En Finlande, en Norvège et en Suède, des entreprises contrôlées au niveau national ont étendu leurs activités dans d'autres pays de la région tout en conservant une position très forte sur leur marché domestique, tandis que le rachat probable de la première compagnie d'électricité du Danemark, Elsam, par la société nationale de gaz DONG pourrait amener la création d'un géant danois.

En Europe méridionale, et dans la péninsule ibérique en particulier, Endesa, EDP et Iberdrola ont renforcé leurs positions et des entreprises extérieures à la région ont peu de possibilités de s'implanter sur le marché. En Italie, ENEL a été en partie scindée, mais reste solidement implantée sur le marché de la production. EDF et Endesa ont pris des participations importantes, contrebalançant ainsi l'arrivée d'ENEL en Espagne et en France.

EDF, E.ON et RWE sont toutes beaucoup plus grandes que leurs concurrents européens. Très peu a été fait jusqu'à présent pour dégroupier ces entreprises. Electrabel domine le marché belge tandis que la position de Verbund reste forte en Autriche et elle pourrait encore se renforcer si le projet du gouvernement d'encourager d'autres fusions avec Verbund pour constituer Energie Austria aboutit. Aux Pays-Bas, on a aussi assisté à un processus massif de concentration et les quatre grandes entreprises qui en résultent pourraient bien se regrouper encore, pour éventuellement créer un géant national néerlandais.

En Europe centrale et orientale, la situation est moins tranchée. EDF, E.ON, RWE et ENEL ont investi la région en rachetant la plupart des entreprises qui étaient à vendre. Toutefois, en Hongrie et en République tchèque, le gouvernement pourrait conserver les entreprises dominantes, MVM et CEZ, et favoriser une extension de leurs activités dans d'autres pays de la région.

On a beaucoup moins restructuré dans le secteur du gaz et, dans la plupart des pays, les entreprises qui dominaient le marché dans le passé n'ont pratiquement pas changé. Les seules grandes restructurations ont eu lieu au Royaume-Uni où British Gas a été scindée en plusieurs entités et où quelques compagnies d'électricité ont fait leur entrée en force dans les activités de détail, de distribution et de transport.

Incidence sur la fiabilité

Les directives portent en elles trois grands défis au moins pour la fiabilité de l'approvisionnement énergétique :

- Le marché ne construira pas suffisamment de centrales électriques;
- Les entreprises n'investiront pas assez dans la formation et la R&D, et
- La réglementation incitative va pousser les entreprises à faire des économies sur les coûts qui auront, à terme, une incidence négative sur la fiabilité.

Nouvelles centrales électriques

La libéralisation de l'électricité repose sur le postulat selon lequel les forces du marché feront en sorte qu'il y ait juste assez de capacité de production pour répondre à la demande. Cela semble très improbable étant donné les délais nécessaires à la construction de nouvelles centrales et aussi parce qu'il est peut-être probable que les entreprises investissent des milliards d'euros sur la base de tendances du marché à court terme. La Commission semble en être consciente puisque, dans la directive de 2003, elle demandait aux gouvernements de surveiller les capacités de production et, en cas de suspicion de pénurie, elle leur enjoignait d'ordonner la construction d'un nombre suffisant de centrales neuves. Or, trois problèmes se posent. Tout d'abord, cette disposition compromet le fonctionnement du marché dans la mesure où des entreprises ne vont pas investir dans de nouvelles centrales sur un marché hasardeux si elles peuvent soumissionner dans le cadre d'un marché public assorti d'un contrat d'achat de longue durée et à faible risque. Deuxièmement, sur un marché libre, beaucoup de projets potentiels seront annoncés, mais seuls quelques-uns verront le jour. Aucune autorité centrale ne peut prédire dans quelle proportion ces projets se réaliseront et, par conséquent, prédire s'il y aura pénurie ou non. Troisièmement, la construction de nouvelles centrales aura tendance à faire baisser les prix du marché et pourrait entraîner des mises à l'arrêt anticipées qui réduiraient l'impact des nouvelles capacités de production.

Formation et R&D

Les industries de l'électricité et du gaz sont tributaires d'une main-d'œuvre qualifiée et expérimentée pour assurer l'entretien des infrastructures et d'un effort de R&D pour répondre aux défis technologiques qu'elles rencontrent. Dans l'ancien système, les entreprises devaient investir dans la formation et la R&D, souvent en coopération, pour répondre à cette nécessité. Dans un marché concurrentiel, les entreprises qui investissent dans la formation et la R&D risquent que leurs concurrents en profitent sans rien déboursier. C'est cet effet de "parasitisme" qui a fait que les dépenses de formation et de R&D ont fortement diminué au Royaume-Uni. La situation s'aggrave encore avec le nombre élevé de salariés qualifiés qui ont dû quitter l'industrie et par la moyenne d'âge élevée de l'industrie, beaucoup de compagnies ayant un personnel dont la moyenne d'âge se situe dans la tranche supérieure de la quarantaine.

Réglementation incitative

La réglementation incitative permet aux entreprises qui compriment leurs coûts de conserver une part des économies ainsi réalisées à titre de profits. Bien que cela puisse conduire, dans une certaine mesure, à des gains d'efficacité, cela pourrait aussi inciter les entreprises à faire des économies sur les coûts qui pourraient, à terme, compromettre la fiabilité. L'instabilité des régimes de propriété que les restructurations ont provoquée dans le secteur et la facilité avec laquelle les entreprises peuvent changer de mains peuvent souvent encourager des politiques d'économies irresponsables ne visant qu'à engranger un profit immédiat.

Peut-on créer des marchés de gros efficaces ?

Quand il s'avère impossible de créer des marchés de gros et de détail efficaces, la réaction naturelle consiste à prendre des mesures favorisant la concurrence, par exemple en améliorant le fonctionnement du marché et en scindant les grandes entreprises pour mettre fin à leur contrôle du marché. Cependant, si la mise en place d'un marché efficace a été impossible pour des raisons de fond, ces mesures seront contre-productives. Lorsqu'on démantèle de grandes entreprises, on ne fait que remplacer des entreprises compétentes et dotées d'une vision à long terme par des entités plus faibles et opportunistes.

Les caractéristiques propres à l'électricité, qui sont souvent les mêmes que pour le gaz, distinguent l'électricité des autres biens de consommation et expliquent que les facteurs qui régissent le marché de ces biens sont sans objet pour l'électricité. Parmi ces particularités, citons :

- L'impossibilité de stocker l'énergie. Les poussées des prix et de la demande ne peuvent être écrêtées grâce à des stocks.
- L'offre et la demande doivent se rejoindre à tout moment.
- Absence de produits de substitution. Dans le cas d'autres produits de consommation, la présence de produits de remplacement contraint à une certaine discipline s'agissant des producteurs, des prix et de la disponibilité.
- Un rôle vital dans la société moderne.
- L'électricité est un produit standard. Le fait de changer de fournisseur ne signifie pas qu'on reçoit un produit de meilleure qualité.
- Les impacts sur l'environnement.

Les avantages de la concurrence compensent-ils son coût ?

Les arguments des partisans de la concurrence dans le secteur de l'électricité et du gaz sont que la concurrence est un "bien gratuit" ou que son coût est si faible que ses avantages l'emportent forcément sur son coût. L'expérience montre que ce postulat est faux.

Le coût le plus flagrant de la concurrence est la prime de risque sur l'investissement. La construction d'une centrale électrique est une entreprise risquée, quelle que soit la structure de l'industrie. Dans un marché monopolistique, le risque est répercuté sur les consommateurs dans le cas où les coûts du producteur sont supérieurs aux prévisions. De ce fait, l'investissement dans une centrale représentait un risque faible pour les propriétaires de la compagnie productrice et le coût annuel du capital était peut-être de 6 à 8%. En Grande-Bretagne, même pour la construction d'une centrale assortie d'un contrat d'achat de longue durée, le coût réel du capital est d'au moins 15%. Ainsi, si les actionnaires paient en cas d'échec d'un investissement, les consommateurs paient par la hausse du coût du capital.

À cela s'ajoute le coût de la mise en place et du fonctionnement du marché. En 2003, en Grande-Bretagne, le National Audit Office a constaté que le coût du développement et du fonctionnement du NETA a été, pour les cinq premières années, d'environ 770 millions £, soit 30 £ par consommateur. L'introduction de la concurrence sur le marché de détail de la consommation privée a coûté près de 900 millions £ aux consommateurs.

Il semble très peu plausible que le jeu de la concurrence, par l'amélioration de l'efficacité et la discipline quant aux décisions d'investissement, puisse être d'une efficacité telle qu'il compense les coûts financiers et de transaction additionnels.

Les problèmes des Directives et les alternatives

La Directive a causé au moins cinq problèmes auxquels les amendements à la Directive devraient apporter une solution :

- La directive ne permet pas aux autorités nationales de réguler les mouvements d'entrée et de sortie du marché et laisse aux forces du marché le soin d'assurer la concordance entre l'offre et la demande. il faudrait amender la Directive pour exiger que des autorités publiques responsables veillent à ce que la capacité de production soit suffisante et que les contrats portent sur des quantités de gaz suffisantes.
- La concurrence sur le marché du détail pour tous les consommateurs expose les petits consommateurs à l'exploitation. Les directives devraient être amendées de façon à

permettre aux États membres de limiter la concurrence à un tiers du marché, comme le faisait la première Directive sur l'électricité.

- La Directive a causé de très nombreuses pertes d'emplois et pertes de qualifications dans l'industrie de l'électricité. Il faudra réviser les directives pour responsabiliser les entreprises et les obliger à faire en sorte que les compressions de coûts ne se fassent pas au détriment des conditions d'emploi des travailleurs.
- La réglementation des mesures d'incitation fait courir le risque d'une industrie exploitée pour le seul profit à court terme au détriment de la fiabilité à long terme. Il faut trouver un meilleur équilibre qui pousse les entreprises à améliorer leur efficacité tout en les obligeant à démontrer que les réductions de coûts n'auront pas un effet délétère sur la fiabilité du système.
- Déficit démocratique du secteur. L'introduction des forces du marché et du régime de propriété privée a limité le contrôle public sur un service public essentiel. Les organes de contrôle doivent s'ouvrir à une participation plus large et intégrer des représentants de toutes les parties intéressées, y compris des mouvements écologistes, les organisations de consommateurs et les syndicats.

Table 1 Wholesale electricity markets in the EU

	Nordic	S Europe	C W Europe	UK	C E Europe
Wholesale market	Nord Pool	Italy and Spain	Austria, France, Germany, Netherlands	BETTA	Czech Rep, Poland, Slovenia
Liquidity	~30%	Low in Italy. Compulsory Pool in Spain	Some liquidity in Netherlands (but falling) and Germany	1-2%	1-2%
Market manipulation	A few concerns	Regulators in Italy and Spain investigating market manipulation			
Investment	Little market-driven investment	'Dash for gas'	Little market-driven investment	Feast and famine	Prior overcapacity

Table 2 Retail electricity markets in the EU

	Nordic	S Europe	C W Europe	UK	C E Europe
Residential market open	All countries	Spain only	Open Austria, part of Belgium, Germany and Netherlands	Open	Not open
Switching rate	Norway ~20%, Sweden ~10%, Finland, Denmark < 5%	Negligible	Low	>20%	n/a
Experience	Finland, regulator concerned about lack of price incentives. Sweden regulator concerned about low rate of switching, lack of information and practical difficulties		Little experience yet in Flanders and Netherlands. Switching rates minimal in Germany and Austria	Majority of switchers moving to the most expensive supplier	n/a

Table 3 Corporate changes in the EU electricity sector

	Nordic	S Europe	C W Europe	UK	C E Europe
Dominant companies	DONG (D), Fortum (F), Statkraft (N), Vattenfall (S)	ENEL (I), EDP (P), Endesa (S), Iberdrola (S)	Verbund (A), Electrabel (B), EDF (F), RWE (G), E.ON (G)	EDF, E.ON, RWE, S&SE, Centrica, SP,	CEZ (C), MVM (H), SE/ENEL (Sk)
Entrants	E.ON (S)	EDF (I)	Vattenfall (G)	EDF, E.ON, RWE	EDF, ENEL,

from outside region					E.ON, RWE
Changes	Full unbundling of transmission, but consolidation in generation and retail	Unbundling of transmission. Endesa, EDP and Iberdrola consolidating in generation and retail, ENEL still dominant in Italy	Unbundling incomplete. Electrabel, EDF, RWE and E.ON dominant in home markets. Strong concentration in Austria and Netherlands, national champion still possible	Unbundling of transmission and distribution. Further consolidation likely with UK based firms under threat of takeover	CEZ and MVM may become national champions

Appendix 1 The provisions of the 2003 Directives

Most countries adopted the more liberal options within the 1996 Electricity and 1998 Gas Directives, opening their retail market further than was required. By 2001, the Commission was keen to introduce new Directives that accelerated market opening, taking away the less liberal options from the earlier Directives. The new Directives established rules in four areas: production/import; retail supply; transmission and distribution; regulation; and unbundling. The Electricity Directive also had important provisions on security of supply.

Electricity generation

Authorisation would be the rule for new generating capacity although tendering would be allowed for certain special cases. Under authorisation, anyone can build a plant whenever and wherever they want provided it complies with planning law and its specifications, in terms of factors such as safety and the commercial credentials of the company. Capacity need would play no part in whether a plant was authorised.

Retail supply

The new Directives required that all non-residential electricity and gas consumers be allowed to choose their retail suppliers by 2004 and that residential consumers should be allowed retail competition by 2007.

Transmission and distribution

Access to the transmission and distribution networks should be by Regulated Third Party Access. In addition, the tariffs or at least the methodologies for calculating the tariffs had to be approved by a regulatory body.

Unbundling

For integrated companies that were Transmission System Operators (TSOs) or Distribution System Operators (DSOs) a full legal separation between their TSO or DSO activities and their activities in generation or retail was required. This meant that the DSO and the TSO activities had to be carried out by legally separate companies, although an integrated company could still own a TSO or DSO company as well as, say, a generation company.

Regulation

Member states were required to designate a sector regulator that had to have a minimum set of competences, for example, on the setting of network charges. The Directive requires that: 'National regulatory authorities shall contribute to the development of the internal market' (Article 23 (12)).

International trade

International trade in electricity assumed a much more prominent role in the new Electricity Directive. For example, Member States were required to report on: 'any practical measures taken at national level to ensure a sufficient variety of market actors or practical measures taken to enhance interconnection and competition' (Article 23 (11)).

Security of Supply

If it seemed likely that the market-driven system would not result in sufficient generating capacity being available, Member States could launch a tendering procedure to provide the additional capacity needed. Member states could also use tendering to promote 'infant' technologies and to meet environmental objectives