



Directives de l'Union européenne sur le gaz et l'électricité

par

Steve Thomas

Septembre 2005

Sommaire

1.1 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 es 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.

1.2 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.

1.3 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. 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.

1.4 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 dégrouper 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.

1.5 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.

1.5.1 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 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.

1.5.2 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.

1.5.3 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.

1.6 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 écartées 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.

1.7 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.

1.8 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 des 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.

RAPPORT

1. Introduction

En décembre 1996 et en juin 1998, le Conseil des Ministres adoptait les Directives 96/30/CE et 98/30/CE concernant les règles communes du marché intérieur de l'électricité et du gaz respectivement. Celles-ci furent par la suite abrogées et remplacées par les Directives 2003/54/CE (électricité) et 2003/55/CE (Gaz). Aux termes de l'Article 26 de la Directive sur l'Electricité de 1996:

Article 26

La Commission réexamine l'application de la présente directive et soumet un rapport sur l'expérience acquise dans le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et l'application des règles générales mentionnées à l'article 3, cela afin de permettre au Parlement européen et au Conseil, à la lumière de l'expérience acquise, d'examiner, en temps utile, la possibilité d'une nouvelle ouverture du marché, qui deviendrait effective neuf ans après l'entrée en vigueur de la présente directive, en tenant compte de la coexistence des systèmes visés aux articles 17 et 18.

Par ailleurs, l'article 25 de la Directive Gaz de 1998 prévoit que:

Article 28

La Commission réexamine l'application de la présente directive et soumet un rapport sur l'expérience acquise en ce qui concerne le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et l'application des règles générales mentionnées à l'article 3, afin de permettre au Parlement européen et au Conseil, à la lumière de l'expérience acquise, d'examiner en temps utile la possibilité d'adopter des dispositions visant à améliorer encore le marché intérieur du gaz naturel et qui deviendraient effectives dix ans après l'entrée en vigueur de la présente directive.

Les Directives 96/92/CE et 98/30/CE ont été abrogées en Juillet 2004 et remplacées par les Directives 2003/54/CE et 2003/55/CE conservant le principe d'un réexamen en 2006 aux termes de leurs articles 28 (électricité) et 31 (gaz) respectivement:

3. Au plus tard le 1er janvier 2006, la Commission transmet au Parlement européen et au Conseil, un rapport détaillé décrivant les progrès accomplis concernant la création du marché intérieur de l'électricité. Le rapport examine, notamment:

- s'il existe un accès non discriminatoire au marché,
- si la réglementation est efficace,
- le développement d'une infrastructure d'interconnexion et la situation en matière de sécurité des approvisionnements dans la Communauté,

- dans quelle mesure les petites entreprises et les clients résidentiels tirent pleinement parti de l'ouverture du marché, notamment en ce qui concerne le service public et les normes de service universel,

- la mesure dans laquelle les marchés sont effectivement ouverts à la concurrence, y compris les aspects de position dominante sur le marché, de concentration sur le marché et de comportements prédateurs ou anticoncurrentiels,

- dans quelle mesure les clients changent réellement de fournisseurs et renégocient les tarifs,

- l'évolution des prix, y compris du prix des fournitures, par rapport à l'ouverture du marché,

- les enseignements que l'on peut tirer de l'application de la présente directive pour ce qui concerne l'indépendance effective des gestionnaires de réseau dans les entreprises verticalement intégrées ainsi que la question de savoir si, outre l'indépendance fonctionnelle et la dissociation comptable, d'autres mesures ont été mises en place ayant des effets équivalents à la dissociation juridique.

Le cas échéant, la Commission soumet au Parlement européen et au Conseil des propositions visant notamment à garantir des normes élevées de service public.

Le cas échéant, la Commission soumet au Parlement européen et au Conseil des propositions visant notamment à assurer, avant le 1er juillet 2007, l'indépendance entière et réelle des gestionnaires de réseau de distribution. Au besoin, ces propositions concernent également, dans le respect du droit de la concurrence, des mesures relatives aux questions de position dominante sur le marché, de concentration sur le marché et de comportement prédateur ou anticoncurrentiel.

Le présent rapport analyse le fonctionnement des Directives et vise à contribuer au débat sur l'avenir de la politique européenne dans ce domaine.

Malgré leur complexité et le grand nombre d'obligations qu'elles font porter sur les Etats Membres, les Directives visent un objectif simple, à savoir transformer les industries électriques et gazières d'une position de monopole à un statut fondé selon les principes de la concurrence, en créant des marchés concurrentiels de gros et de détail. Le présent texte se concentrera sur l'ampleur de l'introduction de la concurrence sur le marché. Pour chacun des pays, nous analyserons dans quelle mesure des marchés performants ont été créés, et là où ce n'est pas le cas, quelles ont été les entraves à leur création. Nous examinerons par ailleurs les coûts liés à la création de ces marchés, en étudiant si le fonctionnement des activités électriques et gazières est viable dans un marché opérant selon les principes de marché ouvert.

2. Les Directives

2.1 La Directive Electricité de 1996

La directive de 1996 établit des règles dans quatre domaines: production, fourniture, transport et distribution, dissociation et régulation. Elle présentait en outre des conséquences éventuelles importantes pour la détention des actifs et le négoce international.

2.1.1 Production

La directive de 1996 offrait deux options aux Etats membres en matière de construction de nouvelles centrales: l'appel d'offres ou l'autorisation. Dans le cadre de la procédure d'appel

d'offres, le système électrique continue de faire l'objet d'une planification centralisée. Un organisme officiel compétent est chargé de définir les besoins de capacité à construire et d'établir le cahier des charges à respecter par les soumissionnaires. Il publie l'appel d'offres et sélectionne le soumissionnaire moins-disant pour adjudication du marché. Même si la directive ne le précise pas explicitement, l'adjudicataire se voyait accorder un accord d'achat d'énergie (AAE) à long terme, offrant des garanties sur les volumes et le prix de vente lui permettant ainsi de financer la construction de la centrale objet du marché.

Dans le cadre de la procédure d'autorisation, n'importe qui peut construire une centrale n'importe quand et n'importe où, sous réserve de respect de la législation applicable à la planification et de critères tels que la sûreté ou bien les références commerciales du demandeur. Les besoins de capacité n'entrent pas en jeu dans la décision d'accorder ou non l'autorisation de construire la nouvelle centrale.

Du point de vue de la concurrence, la procédure d'autorisation était clairement l'option privilégiée par la Commission, puisqu'un marché libre nécessite la liberté des mouvements d'entrée et sortie.

2.1.2 Fourniture

La Directive de 1996 exigeait des Etats membres qu'ils ouvrent leur marché de la fourniture aux gros utilisateurs et aux distributeurs. En février 1999, le marché était ouvert à hauteur d'environ 26% (40 GWh/an), 28% (20 GWh/an) devant être atteint en 2000, puis 33% (9 GWh) d'ici février 2003. Une certaine latitude était laissée aux Etats membres sur la manière d'interpréter cette exigence, et la liste des consommateurs concernés pouvait en outre inclure des entreprises de fourniture d'électricité.

2.1.3 Transport et distribution

Pour permettre aux producteurs et aux fournisseurs d'acheminer leur électricité vers le consommateur final, la directive prévoyait des mesures garantissant à tous les concurrents un accès non discriminatoire au réseau. Trois options existaient: l'ATR (accès des tiers au réseau) négocié; l'ATR régulé; et l'Acheteur unique.

Dans le cadre de l'ATR négocié, les fournisseurs et les producteurs devaient négocier avec les propriétaires de réseau pour obtenir l'accès au système. Les propriétaires de réseau pouvaient refuser cet accès pour motif de manque de capacité et des tarifs indicatifs d'accès devaient être publiés, même si ces tarifs faisaient l'objet de négociations. Les "notes explicatives" à la directive précisent que les opérateurs de réseau ne seraient pas soumis à l'obligation de construire de nouvelles capacités en réponse à des demandes d'accès si les capacités existantes étaient insuffisantes.

Dans le cadre de l'ATR régulé, l'accès au réseau doit être accordé selon des tarifs publiés. A l'instar de l'ATR négocié, le propriétaire peut refuser l'accès au réseau au motif de capacité insuffisante, mais les notes explicatives sont peu claires sur l'obligation éventuelle du propriétaire de construire de nouvelles capacités afin de répondre à une demande d'accès à laquelle il ne pourrait être accédé en l'état.

L'option d'Acheteur unique n'était pas très clairement définie et n'a été adoptée dans aucun des Etats membres. Selon le concept initial, l'Acheteur unique était chargé d'imposer à une agence centralisée la responsabilité des achats d'électricité du pays selon une forme ou une autre de procédure concurrentielle. La directive précise en son article 2(22):

[1] «acheteur unique»: toute personne morale qui, dans le réseau dans lequel elle est établie, est responsable de la gestion unifiée du système de transport et/ou de l'achat et de la vente centralisés de l'électricité;

Les dispositions concernant l'Acheteur unique étaient confuses et très peu claires sur la façon dont cet Acheteur unique aurait dû fonctionner en pratique.

2.1.4 Dissociation des comptes/Unbundling

Afin de contrer le risque que les entreprises intégrées exploitent leur détention des réseaux pour donner un avantage déloyal à leurs propres activités de production et/ou de fourniture, certaines dispositions de la Directive exigeaient une séparation entre les activités de réseau et les activités de production/fourniture.

Des gestionnaires de réseau de transport et de distribution (GRT et GRD) devaient être désignés pour déterminer l'accès aux réseaux. Les GRT et les GRD pouvaient faire partie de sociétés ayant d'autres intérêts dans le secteur électrique, par exemple des producteurs ou des commercialisateurs, mais devaient fonctionner selon des procédures objectives et non-discriminatoires ne favorisant pas leurs propres centrales. Les entreprises de réseau devaient maintenir des comptes distincts pour leur activités de réseau, démontrant par là que toutes activités de production ou de commercialisation n'étaient pas indûment subventionnées par leurs activités de réseau.

La Directive n'aborde pas la question de savoir dans quelle mesure l'intégration de la production et de la commercialisation devrait être autorisée.

2.1.5 Régulation

La Directive n'exigeait pas l'existence d'un régulateur du secteur, mais une instance indépendante devait être nommée pour résoudre les conflits éventuels dans le secteur, liés par exemple à l'accès au réseau.

2.1.6 Propriété

La Commission n'a pas de compétence juridictionnelle sur la propriété des actifs et la Directive gardait nécessairement le silence sur des obligations éventuelles de privatisation. Cependant, l'esprit de la Directive impliquait que les pays où il existe une propriété publique prédominante devraient inévitablement en arriver à la privatisation. En France, en Italie, en Irlande et en Grèce, l'industrie de l'électricité étant dominée par une seule société d'état, il fallait par conséquent faire rentrer de nouvelles entreprises privées sur ces marchés pour respecter l'esprit de la Directive, à savoir mettre en place des marchés de production et de commercialisation concurrentiels et dissocier les activités de réseau. Pour que les marchés soient réellement concurrentiels, il fallait qu'aucune entreprise n'ait de position dominante, et donc que toute entreprise publique restant sur le marché n'en détienne qu'une part ne dépassant pas environ 25%.

Dans les pays où la propriété publique locale est élevée, tels que la Suède ou les Pays-Bas, la privatisation n'apparaissait pas comme une conséquence incontournable. L'expérience de la Norvège semblait démontrer qu'un nombre élevé d'entreprises publiques locales pouvait très bien servir de base à un marché concurrentiel.

2.1.7 Négoce international

La Directive parlait très peu du négoce, hormis sur le sujet de la réciprocité. Elle autorisait un pays à empêcher des entreprises des pays où le marché de la fourniture n'était pas encore entièrement ouvert, à entrer en concurrence sur leur marché national. Ses dispositions étaient assez confuses sur le sujet et il n'est pas très clair si ces dispositions auraient même pu être applicables.

2.2 Directive Gaz de 1998

La Directive Gaz de 1998 est essentiellement comparable à la Directive Electricité, et impose des obligations en matière de construction de grosses installations gazières, de transport et de distribution, de dissociation et de régulation.

En raison des différences intrinsèques entre le gaz et l'électricité, notamment dues au fait que l'implantation des installations de production gazières est déterminée par l'emplacement des ressources physiques, cette directive ne propose pas d'équivalent à la procédure d'appel d'offres pour les nouvelles installations de production, ni d'équivalent à l'option d'Acheteur unique.

En matière de fourniture/commercialisation, la Directive exigeait une ouverture immédiate de 20% du marché, puis de 28% cinq ans plus tard en 2003, et de 33% 20 ans après l'entrée en vigueur (soit en 2018). La directive laissait une certaine latitude aux pays dont l'industrie gazière était émergente (Portugal et Grèce) ainsi qu'aux pays n'ayant qu'un fournisseur unique (Finlande) en leur autorisant une dérogation à certaines dispositions.

2.3 Evaluation des Directives de 1996 et 1998

Ces directives ont été critiquées comme laissant trop de moyens possibles aux entreprises intégrées pour contourner les dispositions visant à garantir un accès non-discriminatoire aux réseaux. Tout ce qu'avaient à faire les entreprises intégrées, c'était de dissocier leurs comptes entre leurs activités de réseau et leurs activités de fourniture et de production/importation. En outre, l'option d'ART négocié ainsi que la disposition leur permettant de refuser l'accès pour motif de sécurité du système, furent jugées comme laissant aux entreprises une trop large marge de manœuvre pour éviter d'ouvrir leur réseaux. Il n'existait aucune exigence de mettre en place une autorité régulatrice du secteur. En l'absence de surveillance de la part d'un régulateur disposant de moyens adaptés, il semblait fort peu vraisemblable que des abus de marché par les entreprises dominantes soient détectés de façon suffisamment fiable pour permettre la concurrence.

2.3.1 Scission des entreprises dominantes

Sur les 14 Etats membres (à l'exclusion du Luxembourg), et dans le domaine de production électrique: 6 avaient des monopoles de fait (Belgique, France, Grèce, Irlande, Italie et Portugal), 4 des duopoles (Allemagne, Espagne, Danemark et Royaume Uni), et seul 4 autres disposaient de structures potentiellement concurrentielles (Autriche, Finlande, Pays-Bas et Suède). Dans beaucoup de ces pays, le secteur de la commercialisation était tout aussi concentré, alors que (et comme nous le défendons plus bas) la concurrence sur le marché de la fourniture n'a aucun sens en l'absence d'une concurrence sur le marché de production. Une situation équivalente existait en outre dans le secteur gazier. Mais rien dans les Directives n'obligeait les pays à créer un champ concurrentiel ni en production ni en commercialisation.

2.3.2 Marchés de gros

Bien que les Directives s'efforcent de garantir que les producteurs/importateurs aient accès aux réseaux, il n'existe aucune disposition permettant aux producteurs/importateurs concurrentiels de bénéficier d'une perspective raisonnable d'accès à un marché pour leur électricité. Par exemple, dans un pays avec un producteur/commercialisateur dominant, et même avec un ART régulé et une procédure d'"autorisation", il restait fort peu vraisemblable que de nouveaux producteurs puissent entrer sur le marché national, puisqu'il n'existait personne à qui vendre leur propre électricité. Dans les pays à monopole ou à duopole de production notamment, les chances pour qu'une nouvelle entreprise parvienne à pénétrer le marché restaient minimes.

En théorie, la réponse idéale aurait été un marché de type "Pool" sur lequel tous les producteurs/importateurs pourraient faire une offre. Si le producteur/importateur peut fournir

de l'énergie à un prix inférieur au pris du Pool, alors c'est le Pool qui achèterait leur production à des prix leur permettant de faire un bénéfice. Même un marché de type "volontaire", comme cela existe pour l'électricité dans les pays scandinaves, aurait pu être porteur de quelque espoir de permettre à de nouveaux entrants de pouvoir vendre leur électricité sur un marché concurrentiel.

2.3.3 Ouverture du marché de la fourniture

Les dispositions des directives sur l'ouverture du marché étaient également très limitées. Un maximum de quelques milliers de gros consommateurs auraient pu avoir le choix, même six ans après l'adoption de la Directive, et il suffisait aux pays de répondre partiellement aux exigences en autorisant les entreprises de distribution à faire leurs courses sur le marché pour répondre à leurs besoins en fourniture énergétique.

2.4 Les Directives de 2003

La plupart des pays ont adopté les options les plus libérales des directives et ouvert leur marché de la fourniture au-delà des exigences. Dès 2001, la Commission a souhaité introduire de nouvelles directives pour accélérer l'ouverture des marchés, répondant ainsi aux critiques sur l'accès aux réseaux et sur le déficit de régulation, et éliminant par là-même les options les moins libérales. La nouvelle directive une fois encore établit des règles dans quatre domaines: production/importation, fourniture/commercialisation, transport et distribution, régulation et dissociation. Elle ajoute par ailleurs des dispositions importantes sur la sécurité d'approvisionnement.

2.4.1 Production d'électricité

Aux termes de la nouvelle directive, la procédure d'autorisation devenait la règle pour la construction de nouvelles capacités de production, même si la procédure d'appel d'offres était permise dans certains cas particuliers. Si par exemple il semble probable que le système piloté par le marché ne générera pas des capacités suffisantes, les Etats membres peuvent alors lancer une procédure d'appel d'offres pour fournir les capacités supplémentaires nécessaires. Les Etats membres peuvent également utiliser la procédure d'appel d'offres pour encourager les technologies "embryonnaires" et répondre à des objectifs environnementaux.

2.4.2 Fourniture

La nouvelle directive a anticipé sur le bilan de la concurrence en commercialisation exigé pour 2006 par l'ancienne directive Electricité. Elle exigeait que tous les consommateurs non-résidentiels de gaz et d'électricité soient autorisés à choisir leurs fournisseurs d'ici 2004 et que la concurrence sur le marché résidentiel soit ouverte d'ici 2007.

2.4.3 Transport et distribution

L'option d'ART négocié, qui n'avait pas été très largement adoptée, est retirée et l'ART régulé reste l'unique option. En outre, les tarifs, ou du moins les méthodologies de calcul des tarifs, doivent être approuvés par une instance réglementaire. L'option d'Acheteur unique est également retirée.

2.4.4 Dissociation

Les exigences de dissociation des activités ont été significativement renforcées, avec désormais l'obligation pour les sociétés intégrées agissant en tant que GRT ou GRD d'opérer une séparation juridique complète entre leurs activités de GRT ou GRD et celles de production ou de fourniture. Ceci implique que les activités de GRT ou de GRD doivent être réalisées par des sociétés juridiquement distinctes, même si une société intégrée peut toujours rester propriétaire d'un GRT ou d'un GRD en même temps que d'une entreprise de production par exemple. Il est à noter que, comme précédemment, le GRT ou le GRD n'est pas nécessairement le propriétaire du patrimoine de transport ou de distribution. Le point

essentiel ici, c'est que le GRT et le GRD déterminent eux-mêmes l'usage et l'extension du réseau.

Tout comme dans les directives Electricité 1996 et Gaz 1998, ces nouvelles directives gardent le silence sur la question de savoir jusqu'où il convient d'autoriser l'intégration de la fourniture et de la production/importation.

2.4.5 Régulation

Les dispositions concernant la régulation étaient bien plus strictes dans les directives antérieures. Les Etats membres avaient l'obligation de désigner un régulateur du secteur disposant d'un minimum de compétence, par exemple sur la tarification de l'accès aux réseaux. La Directive obligeait par ailleurs la Commission à établir un "Groupe de régulateurs européens sur l'électricité et le gaz", chargé de promouvoir la coopération entre les instances de régulation. La Directive de 2003 exige en son Article 23-12 que:

12. Les autorités de régulation nationales contribuent au développement du marché intérieur et à la création de conditions de concurrence équitables en coopérant entre elles et avec la Commission dans la transparence.

2.4.6 Négoce international

Le négoce international d'électricité endosse un rôle beaucoup plus prédominant dans la nouvelle directive Electricité, et la promotion de la construction d'interconnexions entre les réseaux nationaux semble devenir une fin en soi plutôt qu'un simple moyen, par exemple pour améliorer la sécurité d'approvisionnement ou favoriser la concurrence. A titre d'exemple, les Etats membres ont l'obligation de remettre à la Commission un rapport concernant:

...les mesures concrètes prises au niveau national pour garantir la présence sur le marché d'une diversité suffisante d'acteurs ou les mesures concrètes prises pour favoriser l'interconnexion et la concurrence.

(Directive 1996 Article 23-8)

2.4.7 Sécurité d'approvisionnement

Les directives précédentes contenaient peu de données explicites sur la sécurité d'approvisionnement et seules y figuraient des exigences pour les GRT de sécuriser le réseau de transport. Tous les autres aspects de la sécurité devaient être gérés dans le cadre des "obligations de service public" soumises à la décision des gouvernements nationaux. A titre d'exemple, la Directive Electricité de 1996 dans son préambule alinéa 13 autorisait les Etats membres à imposer des obligations de service public:

(13) [...] pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la protection du consommateur et la protection de l'environnement que, selon eux, la libre concurrence, à elle seule, ne peut pas nécessairement garantir.

Elle ne reconnaissait en aucune façon qu'un marché libre de la production électrique pourrait ne pas offrir une capacité de production suffisante.

Les Directives de 2003 reconnaissent le risque qu'une dépendance vis à vis des signaux du marché pourrait ne pas suffire à garantir une capacité de production suffisante. L'alinéa 23 du préambule des deux directives stipule que:

(23) Pour assurer la sécurité d'approvisionnement, il convient de surveiller l'équilibre entre l'offre et la demande dans les différents États

membres et d'établir un rapport sur la situation au niveau communautaire, en tenant compte de la capacité d'interconnexion entre zones. Cette surveillance devrait avoir lieu suffisamment tôt pour que des mesures appropriées puissent être prises si la sécurité d'approvisionnement se trouvait compromise.

L'article 22 de la Directive Electricité précise en outre:

(22) [...] Toutefois, les États membres devraient assurer la possibilité de contribuer à la sécurité d'approvisionnement par le recours à une procédure d'appel d'offres ou une procédure équivalente au cas où la capacité de production d'électricité construite sur la base de la procédure d'autorisation ne serait pas suffisante.

La Directive Gaz ne contient aucune disposition équivalente.

2.5 Evaluation des Directives 2003

Plusieurs des Etats membres ayant fait preuve de beaucoup de lenteur pour mettre en oeuvre les exigences des Directives Electricité et Gaz de 2003, la Commission a émis en octobre 2004 des avertissements officiels à 18 des 25 Etats de l'Union, les mettant en garde contre leur non-respect des exigences des directives. En mai 2005, il restait toujours dix Etats membres en non-conformité avec les directives.

2.5.1 Scission des entreprises dominantes

Les directives parlent du besoin de "réduire le risque de domination du marché et de comportement prédateur" (Préambule alinéa 2). Elles exigent des Etats membres qu'ils publient "conformément à la législation sur la concurrence, [...] le 31 juillet de chaque année au plus tard, un rapport concernant les positions dominantes sur le marché ainsi que le comportement prédateur et anticoncurrentiel." Pour l'électricité, "le rapport examine également l'évolution des structures de propriété et mentionne les mesures concrètes prises au niveau national pour garantir la présence sur le marché d'une diversité suffisante d'acteurs ou les mesures concrètes prises pour favoriser l'interconnexion et la concurrence. À compter de 2010, les autorités compétentes présentent un tel rapport tous les deux ans." (Article 23 alinéa 8).

Pour le gaz, "Le cas échéant, ce rapport peut contenir des recommandations et des mesures à prendre pour lutter contre les effets négatifs de la domination ou de la concentration du marché." (Article 31)

La Commission doit également jouer un rôle dans ce domaine. L'Article 28.1.a de la directive électricité exige de la Commission qu'elle soumette un rapport annuel au Parlement européen qui doit couvrir entre autre:

a) l'expérience acquise et les progrès réalisés dans la création d'un marché intérieur de l'électricité complet et pleinement opérationnel, ainsi que les obstacles subsistant à cet égard, y compris les aspects de position dominante sur le marché, de concentration sur le marché et de comportement prédateur ou anticoncurrentiel et leur effet en termes de distorsion du marché;

Et l'Article 31.1.a de la Directive Gaz oblige la Commission à soumettre au Parlement européen un rapport annuel couvrant entre autre:

a) l'expérience acquise et les progrès réalisés dans la création d'un marché intérieur du gaz naturel complet et pleinement opérationnel, ainsi que les obstacles qui subsistent à cet égard, y compris les aspects de position dominante sur le marché, de concentration sur le marché et de comportement prédateur ou anticoncurrentiel;

Le problème de savoir dans quelle mesure ces dispositions obligent la Commission et les instances nationales de régulation à scinder les entreprises dominantes ou bien dans quelle mesure elles exigent uniquement de prendre des mesures pour mitiger les effets de leur dominance reste ouvert à débat. La formulation suggère que les autorités nationales, qui doivent examiner "l'évolution des structures de propriété", ont l'obligation de casser les positions dominantes de façon plus active que la Commission qui est simplement tenue de rendre compte des "aspects de position dominante sur le marché". Ni les autorités nationales ni la Commission n'ont d'obligation de garantir un champ concurrentiel d'entreprises.

2.5.2 Marchés de gros

Même si les nouvelles directives sont quelque peu plus explicites sur les marchés de gros, elles ne semblent cependant pas en faire une question prioritaire. La Directive Electricité déclare que (Préambule alinéa 5):

(5) Les principaux obstacles à l'achèvement d'un marché intérieur tout à fait opérationnel et compétitif sont liés, entre autres, à des questions d'accès au réseau, de tarification et de diversité des degrés d'ouverture des marchés entre les États membres.

tandis que la Directive Gaz dans son Préambule alinéa 6 précise que:

(6) Les principaux obstacles à l'achèvement d'un marché intérieur tout à fait opérationnel et compétitif sont liés, entre autres, à des questions d'accès au réseau, d'accès aux installations de stockage, de tarification, d'interopérabilité entre systèmes et de diversité des degrés d'ouverture des marchés entre les États membres.

L'alinéa 22 du préambule de la Directive Electricité précise que:

(22) La quasi-totalité des États membres ont choisi d'ouvrir le marché de la production d'électricité à la concurrence au moyen d'une procédure d'autorisation transparente. [...]

Des mesures garantissant la possibilité pour les nouveaux entrants d'acquérir des capacités de production sont clairement une condition nécessaire à un marché libre, mais elles n'en sont cependant pas une condition suffisante. Sans moyen de vendre l'électricité produite, le fait de pouvoir construire une centrale et d'accéder au réseau ne saurait constituer une motivation suffisante pour que les producteurs rentrent sur un marché.

2.5.3 Ouverture du marché de la fourniture

Encouragées par les mesures prises par les États membres pour ouvrir leurs marchés plus largement que ne l'exigeaient les directives de 1996 et 1998, les nouvelles directives ont été beaucoup plus agressives sur le sujet de l'ouverture des marchés. La possibilité de choisir son fournisseur de gaz ou d'électricité n'a pas été présentée, comme on aurait pu s'y attendre, comme une option économiquement avantageuse pour les consommateurs, mais

plutôt comme un droit fondamental dans le cadre du Traité (Préambule alinéa 4 des deux directives):

(4) Les libertés que le traité garantit aux citoyens européens - libre circulation des marchandises, libre prestation de services et liberté d'établissement - ne peuvent être effectives que dans un marché entièrement ouvert qui permet à tous les consommateurs de choisir librement leur fournisseur et à tous les fournisseurs de délivrer librement leurs produits à leurs clients.

Que ce soit le cas ou pas reste une question d'interprétation du Traité, mais l'important, incontestablement, n'est-il pas de savoir si les consommateurs désirent cette liberté et surtout s'il s'agit d'une liberté qui leur apporterait des avantages économiques. S'il ne s'agit pas d'une liberté dont veulent les consommateurs et si cette liberté leur est défavorable, alors il semblerait difficile de justifier l'introduction de la concurrence.

La mise en oeuvre d'une protection des consommateurs relève de la compétence des Etats membres, et l'Annexe A des deux directives présente une liste des mesures que doivent faire appliquer les Etats. La majorité de ces mesures sont du même type que celles concernant la protection des consommateurs pour la plupart des biens de consommation. A titre d'exemple, l'Annexe A alinéa c précise que les consommateurs:

c) reçoivent des informations transparentes relatives aux prix et aux tarifs pratiqués, ainsi qu'aux conditions générales applicables, en ce qui concerne l'accès aux services d'électricité et à l'utilisation de ces services,

Cependant, aucune mention n'est faite de la politique tarifaire. Il n'existe par exemple aucune exigence que les tarifs reflètent les coûts ni que les entreprises doivent s'abstenir de toute discrimination envers certaines catégories de consommateurs, par exemple en proposant aux gros consommateurs des conditions avantageusement disproportionnées par rapport aux petits consommateurs. L'hypothèse implicite semble être que le fonctionnement du marché évitera de tels abus.

2.5.4 Sécurité d'approvisionnement

Les dispositions sur la sécurité d'approvisionnement électrique sont totalement erronées dans leur fondement. Elles exigent que les autorités nationales surveillent l'équilibre entre l'offre et la demande suffisamment à l'avance pour pouvoir prendre des mesures correctives si une pénurie semble probable, notamment en missionnant la construction de capacités supplémentaires pour répondre aux insuffisances. Même en presumant l'usage d'options à délais courts, cette disposition obligera les Etats membres à faire des prévisions d'équilibre 6 ans à l'avance au minimum. Ce système est destiné à donner suffisamment de temps pour: la mise en place de la procédure d'appel d'offres, l'obtention par l'adjudicataire du marché des permis de planification requis, la construction et la mise en service de la nouvelle centrale. L'adjudicataire devra bénéficier d'un accord d'achat d'énergie (AAE) à long terme lui permettant de financer son investissement à un coût raisonnable. Ce mécanisme ne pourra pas fonctionner pour un certain nombre de raisons:

- Sur un marché où les centrales électriques sont construites selon les "procédures d'autorisation", il est impossible de prévoir l'ampleur des capacités qui seront construites. Au Royaume Uni, il a été annoncé des projets totalisant environ 40 GW, dont tous pourraient être en service d'ici 2010. Seule une petite partie de ces projets seront réellement construits. Cependant, les autorités nationales n'ont aucun moyen de prédire si 10% des projets seront construits (ce qui pourrait être trop peu) ou bien 25% (ce qui pourrait être suffisant). Les dates de mise en service des centrales

constituent des informations commercialement sensibles, car la mise en service d'une centrale de taille importante affecte les prix sur le marché de gros, ce qui veut dire qu'une personne au courant de la date de mise en service pourrait alors spéculer très rentablement sur les marchés à terme de l'électricité.

- Si cette position de repli existe pour assurer la sécurité d'approvisionnement, il n'y a alors aucune motivation à construire des centrales de type spéculatives en réponse aux signaux envoyés par le marché. La Commission, reconnaissant ce risque dans ses Notes à la Directive¹ précise: "le lancement d'une procédure d'appel d'offres constitue une intervention sur le marché de la part des autorités; -une telle procédure, comme c'est le cas pour d'autres interventions, crée une distorsion des signaux d'investissement existants sur le marché et pourrait aboutir à une approche de type 'attendons qu'un appel d'offres soit lancé' de la part des investisseurs". La Commission ne propose cependant aucune mesure pour éviter ce risque.
- Le lancement d'un appel d'offres aurait tendance à modifier l'équilibre offre/demande. Les entreprises ayant prévu la construction d'une centrale pourraient décider de ne pas poursuivre leur projet car la capacité de la "centrale objet de l'appel d'offres" ferait alors baisser les prix du marché, et par conséquent aussi la rentabilité d'un nouvel investissement. De même, les propriétaires des centrales existantes pourraient décider de mettre hors service certaines de leurs centrales plus tôt que prévu car la baisse des prix du marché réduirait la rentabilité de leur centrales existantes.
- Enfin, une proportion importante des offres sélectionnées n'aboutissent jamais. Au moment de la soumission des offres, les entreprises ne disposent que de quelques indications préliminaires sur les aspects financiers, sur la possibilité d'obtenir les permis d'aménagement requis ou sur le coût des équipements. Au moment de la finalisation, il pourrait survenir des problèmes de planification, ou de coûts plus élevés que prévu, rendant le projet commercialement difficile. Ceci pourrait s'avérer d'autant plus vrai pour les plus petites entreprises, moins expérimentées et disposant de plus faibles moyens. Des sanctions pourraient en outre être imposées aux soumissionnaires pour garantir qu'ils réalisent bien le projet objet de leur offre, mais celles-ci ne feraient que favoriser les grosses entreprises et augmenter les coûts de façon significative.

2.6 Directive sur la Sécurité d'approvisionnement énergétique

La Commission européenne a publié en Décembre 2003 une proposition de directive sur la sécurité d'approvisionnement énergétique (COM(2003) 740 final 2003/0301 (COD)), dont le texte a été approuvé par le Parlement Européen en Juillet 2005². Cette directive entrera en vigueur en décembre 2007, et en 2009 la Commission publiera un rapport sur son impact.

Ouvrtement, ce projet de directive semble faire suite au Livre Vert publié par la Commission en 2001, intitulé "*Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*". Cependant, le Livre Vert répondait principalement à des préoccupations relatives à la dépendance vis à vis des importations, alors que le projet de directive se préoccupe plutôt de la sécurité technique du réseau électrique. Elle comporte des mesures touchant trois domaines.

2.6.1 Sécurité du réseau

¹ Note de la DG Energie & Transport relative aux Directives 2003/54/CE et 2003/55/CE sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel: Mesures pour sécuriser l'approvisionnement en électricité. 16.1.2004

² Le texte est consultable sur le site web de la Commission
http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/florence/12_en.htm

L'article 4 oblige les Etats membres (ou leur autorités compétentes) à s'assurer que les réseaux de transport et de distribution sont exploités selon une norme de fiabilité adéquate et en coordination avec les pays voisins. Ceci doit être géré par les autorités de régulation selon des normes de performance imposées aux gestionnaires de réseau de transport (GRT) et de distribution (GRD).

2.6.2 Maintien de l'équilibre entre offre et demande

L'article 5 couvre la nécessité de s'assurer qu'il existe bien une capacité de production suffisante pour répondre à la demande. Tout en prétendant se fonder sur l'hypothèse que le marché offrira des investissements suffisants, le projet de directive renvoie néanmoins aux GRT la charge de garantir une capacité de réserve suffisante. Elle fait mention d'une gestion "interruptible" de l'offre et de la demande, mais son principal outil semble être constitué d'obligations imposées aux producteurs et de l'établissement d'un marché de gros performant.

2.6.3 Investissements dans les réseaux

L'article 6 sur le sujet exige simplement des Etats membres qu'ils s'assurent, par l'intermédiaire de leurs autorités de régulation, de l'existence d'investissements suffisants sur les réseaux.

2.6.4 Rapports

Les rapports font l'objet de cinq dispositions à l'article 7, de loin la mesure la plus conséquente de la directive, et concernent notamment la construction et l'exploitation d'interconnexions. Elle impose aux GRT des obligations détaillées de soumettre aux autorités de régulation leurs plans d'interconnexions transfrontalières. L'autorité de régulation doit à son tour consulter la Commission avant de valider le plan avec le GRT.

2.7 Evaluation de la Directive Sécurité

La proposition de la Commission ressemble à un mélange de dispositions inutiles et peu judicieuses.

2.7.1 Réseaux

Les réseaux resteront des monopoles régulés, si bien que peu de choses ont vraiment changé sous certains aspects. La régulation devient cependant plus formalisée, avec l'obligation pour tous les pays de mettre en place une instance réglementaire autonome chargée soit de fixer les prix soit de surveiller la fixation des prix pour les activités sous monopole. Par ailleurs, les Directives exigent que les propriétaires de réseau n'aient aucun lien effectif avec les entreprises produisant ou vendant l'électricité. Cette exigence aboutira vraisemblablement à une détention distincte des réseaux.

Il est difficile de prédire dans quelle mesure ces modifications affecteront le secteur. Néanmoins, une étude portant sur le black-out de 2003 en Amérique du Nord fait sans équivoque porter le blâme sur les restructurations:

"La déréglementation et les restructurations concomitantes de l'industrie énergétique aux USA ont eu un effet dévastateur sur la fiabilité des réseaux électriques en Amérique du Nord, et constituent la cause ultime du black-out du 14 août 2003."³

Une régulation plus formalisée s'est fréquemment accompagnée de l'introduction d'une régulation de type incitative. Dans ce cadre, le régulateur pré-autorise des dépenses et des investissements d'exploitation et de maintenance sur une période généralement de cinq ans

³ J. Casazza, F. Dele G. Loehr (2005) "Contribution of the restructuring of the electric power industry to the August, 14, 2003 blackout" <http://www.pest-03.org/>

et, si l'entreprise pense pouvoir faire des économies par rapport à ces prévisions, elle est alors autorisée à conserver ces gains sous forme de bénéfices complémentaires. Ce système donne aux entreprises une incitation à exploiter ses réseaux de façon plus performante, mais aussi une incitation à réaliser des réductions de coûts à court terme. Afin de contrer le risque que les gains ne se fassent au détriment de la fiabilité du réseau, les régulateurs introduisent des normes de performance imposées aux propriétaires de réseau. Ces obligations soulèvent un certain nombre de questions:

- Les indicateurs de performance peuvent-ils servir de mesure suffisamment précise de la véritable fiabilité du réseau? Au Royaume Uni, le régulateur exige désormais que les entreprises de réseau installent des équipements de surveillance du réseau permettant de mesurer la fiabilité du système, plutôt que d'utiliser des indicateurs de performance partielle.
- Le sous-investissement parviendra-t-il à se montrer sous forme de mauvaise performance avant d'avoir durablement endommagé les infrastructures? Au Royaume Uni, la ponctualité des trains du réseau ferroviaire avait atteint des niveaux record avant qu'une série d'accidents survenus depuis 1999 ne révèle l'état de négligence du réseau. Selon les prévisions actuelle, il faudra sans doute attendre 2013 avant que les taux de ponctualité ne reviennent à leur niveau de 1999.
- Les changements rapides de propriétaire dans le secteur électrique signifient-ils que les propriétaires vendront leurs participations avant que les conséquences de leurs actions n'apparaissent au grand jour? En Grande-Bretagne, le réseau de distribution de la région Est a changé cinq fois de propriétaire en l'espace de 6 ans.

2.7.2 Maintien d'une adéquation de la production

La Commission reconnaît désormais qu'il est inacceptable de se fonder sur l'hypothèse que les signaux du marché suffiront à assurer le maintien d'une capacité de production mise en ligne exactement suffisante pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Comme indiqué précédemment, la révision de la Directive Electricité envisage l'emploi de procédures d'appel d'offres s'il apparaît vraisemblable que le marché seul n'offrirait pas une capacité de production suffisante. Comme nous l'avançons plus haut, ces propositions sont peu judicieuses et seront inefficaces.

La Commission aborde en outre, dans la directive sécurité d'approvisionnement, le sujet des capacités de pointe. Elle précise dans son Mémoire explicatif à la Directive sur la sécurité d'approvisionnement énergétique :

"Le deuxième problème est de savoir si les investisseurs sont disposés à investir dans des capacités de pointe permettant de couvrir les périodes de plus forte demande ou des incidents rendant indisponible une importante proportion des autres capacités de production. D'aucuns pensent que ces investissements ne se feront pas car de tels événements sont peu fréquents et leur occurrence est imprévisible. Par conséquent, ceci pourrait justifier des mesures complémentaires de la part des gouvernements, en sus des mécanismes de marché, afin de garantir la disponibilité de capacités adéquates. Ceci pourrait être réalisé en associant d'une part la fixation de niveaux cibles de réserve de capacités, ou autres mesures équivalentes, par exemple du côté demande, et d'autre part l'adoption de mesures garantissant que ces niveaux seront bien respectés, par l'intermédiaire soit d'incitations soit d'obligations imposées aux entreprises d'électricité."

Les concepts sous-jacents aux mesures proposées sur les capacités de pointe sont également erronés. Dans un système parfaitement équilibré, une unité de pointe est une proposition risquée. En effet, elle ne sera utilisée que dans des conditions climatiques de froid inhabituelles qui pourraient ne survenir au plus qu'une fois tous les 10 ans en moyenne. Si l'on pouvait garantir que la réserve du reste de la centrale soit d'une taille optimale, des

mesures de lissage du risque pourraient éventuellement se justifier. Mais, comme avancé précédemment, le stock balancera en toute vraisemblance entre des états de sous-capacité et de sur-capacité. Lorsqu'il y a sur-capacité, alors l'unité de pointe ne sera pas utilisée quelles que soient les conditions climatiques, alors qu'en situation de sous-capacité, même une quantité optimale de capacité de pointe ne permettra pas d'alimenter l'éclairage lors d'un hiver particulièrement froid.

3- Termes des rapports d'évaluation des Directives sur le gaz et l'électricité

Si le rapport d'évaluation prévu dans le cadre de la Directive de 1996 sur l'électricité était de portée générale, il mettrait également l'accent sur la décision à prendre en 2006 concernant l'éventuelle ouverture du marché au-delà du pourcentage fixé par la Directive (33 pour cent). Cette démarche avait le mérite de laisser aux Etats membres le temps de se forger une expérience, avant d'entamer le démantèlement de la structure éprouvée de ce secteur. Les pays nordiques et le Royaume-Uni étaient alors engagés sur la voie de la libéralisation totale de leur marché de détail dans un délai d'un à deux ans. D'ici 2006, l'expérience acquise aurait été suffisamment riche pour pouvoir être analysée et permettre de conclure si le choix d'ouvrir le marché de l'électricité à tous les consommateurs était justifiable.

Les termes du rapport requis par la Directive de 1998 sur le gaz étaient plus flous puisqu'il était uniquement demandé d'« améliorer encore le marché intérieur du gaz naturel », le calendrier étant quelque peu plus étalé (2010).

En revanche, les rapports demandés par les Directives de 2003 sont bien plus détaillés et la Commission est plus normative quant à leur contenu, ce qui constitue, en particulier pour le gaz, une accélération importante ainsi qu'un renforcement des exigences. Les Directives attendent de la Commission qu'elle produise des rapports d'avancement annuels et qu'elle soumette au Parlement européen et au Conseil, au plus tard le 1^{er} janvier 2006, un rapport complet exposant les avancées obtenues grâce aux Directives.

Certaines exigences ont trait à la réglementation, à l'accès au réseau et aux interconnexions internationales. Cependant, ces questions sont secondaires. Une réglementation effective est nécessaire, que ce secteur soit ouvert ou non à la concurrence. L'accès au réseau n'est pertinent que si une certaine forme de concurrence est mise en place et les interconnexions internationales sont un moyen de parvenir à une fin, par exemple à une plus grande sécurité d'approvisionnement ou à une baisse des prix, et non un but en elles-mêmes.

Les principales exigences concernent les marchés de détail et la structure du secteur. Relativement aux marchés de détail, le rapport doit établir « dans quelle mesure les petites entreprises et les clients résidentiels tirent pleinement parti de l'ouverture du marché, notamment en ce qui concerne le service public et les normes de service universel » et « dans quelle mesure les clients changent réellement de fournisseurs et renégocient les tarifs ». S'agissant de la structure de l'industrie, le rapport doit déterminer, pour l'électricité, « la mesure dans laquelle les marchés sont effectivement ouverts à la concurrence, y compris les aspects de position dominante sur le marché, de concentration sur le marché et de comportements prédateurs ou anticoncurrentiels », et, pour le gaz, « l'expérience acquise et les progrès réalisés dans la création d'un marché intérieur du gaz naturel complet et pleinement opérationnel, ainsi que les obstacles qui subsistent à cet égard, y compris les aspects de position dominante sur le marché, de concentration sur le marché et de comportements prédateurs ou anticoncurrentiels ».

Si les termes du rapport et de la Directive sont explicites au sujet de la concurrence des marchés de détail, ils n'abordent cependant pas la question des marchés de gros. Or, la

mise en place des marchés de gros était le principal motif à l'origine des dispositions, du fait de la domination des prix de gros sur les prix globaux de l'électricité et du gaz. En outre, si les marchés de gros fonctionnent correctement, la marge de manœuvre sera faible concernant la concurrence des marchés de détail. Les termes du rapport et de la Directive passent également sous silence le problème connexe de l'intégration de la production/l'importation à l'approvisionnement de détail. Si cette forme d'intégration est autorisée, tout marché de gros perdra inévitablement la quasi totalité de son importance et l'industrie prendra peu à peu la forme d'un oligopole, car les barrières à l'entrée des nouveaux acteurs seront trop élevées.

3.1 Rapports d'étalonnage des performances⁴

Les articles 28 (1) (électricité) et 31 (1) (gaz) des nouvelles Directives stipulent : « La Commission surveille et examine l'application de la présente Directive et elle soumet au Parlement européen et au Conseil, avant la fin de la première année suivant son entrée en vigueur, et ensuite tous les ans, un rapport général sur l'état de la situation. » Cette exigence est satisfaite grâce à la publication, par la Direction générale Energie & transports (DG TREN), d'un rapport annuel d'étalonnage des performances couvrant à la fois l'électricité et le gaz. Ce rapport existe depuis 2001, il en est à présent à sa quatrième édition. Accompagné d'annexes techniques, il a pour objectif de fournir des indicateurs de l'avancement des principaux éléments de réformes requis par les Directives. Il doit former la base du rapport que doit rendre la Commission au Parlement européen et au Conseil au plus tard le 1^{er} janvier 2006.

La première remarque qui s'impose est la suivante : il est totalement inapproprié que ce soit la DG TREN qui réexamine la Directive. La DG TREN ayant promu la Directive, elle ne peut être considérée comme un commentateur indépendant. Si le Parlement européen et le Conseil souhaitent évaluer la situation de manière impartiale, ils doivent ordonner la conduite d'une étude autonome, par une autorité d'audit par exemple, et non par un organe directement intéressé dans la promotion de la Directive. Si les rapports d'étalonnage contiennent de nombreuses informations intéressantes, ils ne sont toutefois pas une source d'information objective. La première page du Rapport d'étalonnage de 2005, par exemple, présente un tableau des résultats d'une étude sur la productivité de la main d'œuvre dans les secteurs de l'eau, du gaz et de l'électricité. Au sujet de ce tableau, le texte stipule :

« Un rapport récent établi pour la direction générale 'Entreprises' sur la croissance de la productivité européenne a montré les résultats impressionnant sur la productivité des secteurs du gaz, de l'électricité et de l'eau, comme le montre le tableau 1 ci-dessous. Cela illustre l'importance de l'ouverture des marchés pour améliorer l'efficacité dans ces secteurs, ainsi que la manière dont le secteur de l'énergie peut contribuer à la réalisation des objectifs de Lisbonne. »

Cette affirmation est manifestement fautive pour plusieurs raisons. Premièrement, le rapport amalgame trois secteurs de statut différent – un monopole régulé (eau), un secteur en début d'ouverture (gaz) et un secteur dont l'ouverture est un peu plus avancée (électricité) – et, pourtant, il impute les gains de productivité à « l'ouverture des marchés ». Deuxièmement, la période étudiée s'étend de 1995 à 2001. Or, à cette époque, aucune réforme n'a eu lieu dans le secteur du gaz et les réformes engagées dans le secteur de l'électricité n'ont commencé qu'à la fin de cette période. Troisièmement, et cela constitue le point le plus important, la productivité de la main d'œuvre est un indicateur d'efficacité très insuffisant. Il

⁴ http://europa.eu.int/comm/energy/index_fr.html

existe de nombreuses façons d'améliorer les statistiques sur la productivité de la main d'œuvre sans pour autant accroître également l'efficacité sous-jacente du secteur. Par exemple, l'externalisation de la main d'œuvre, la diminution des activités de recherche et développement (R&D) ou le passage d'une technologie de production basée sur le charbon à une technologie basée sur le gaz sont des stratégies qui permettent toutes d'augmenter la productivité de la main d'œuvre, sans générer le moindre avantage pour les consommateurs. La réduction des activités de maintenance permet elle aussi de faire progresser les statistiques sur la productivité de la main d'œuvre à court terme, tandis que, sur le long terme, les conséquences peuvent se révéler désastreuses pour les consommateurs.

Les déclarations relatives à l'amélioration de la productivité de la main d'œuvre suite à la libéralisation des secteurs ont été examinées de façon approfondie par Hall⁵. Il a tiré les conclusions suivantes :

- Les chiffres sur l'emploi prouvent clairement que la libéralisation/privatisation d'un secteur est systématiquement liée à des réductions du nombre de postes – soit l'inverse de ce que le Rapport d'évaluation horizontale prétend.
- Les résultats des enquêtes suggèrent que les gains de productivité de la main d'œuvre observés suite à la libéralisation et la privatisation forment en fait un pic de productivité d'ordre « exceptionnel », provoqué par les licenciements, et que les avantages obtenus ne se prolongent pas à l'issue de la restructuration initiale. Ces mêmes résultats suggèrent également que la dérégulation pourrait être la cause d'une *baisse* des niveaux de productivité et d'une *réduction* des taux de R&D et de croissance. Ces conclusions ébranlent sérieusement l'argument en faveur de la libéralisation.

4- Pays nordiques : l'électricité

Les pays nordiques ont la réputation d'avoir probablement mis en place la réforme du secteur de l'électricité la plus efficace (avec celle de la Grande-Bretagne). Cette réputation est due en grande partie au succès apparent de Nord Pool, qui semble avoir réussi à associer les systèmes de production d'électricité nationaux des quatre pays nordiques pour former un marché unique. [Nord Pool est sans doute le seul marché de gros du monde dont la liquidité soit suffisante et dont les signaux de prix semblent refléter l'offre et la demande (voir tableau 1)] et affichant des signaux de prix qui semblent refléter l'offre et la demande (voir tableau 1) . A l'heure actuelle, environ 30 pour cent de l'ensemble des échanges commerciaux d'électricité des pays nordiques ont lieu via Nord Pool. Il est donc important d'en comprendre les principes de base, ce que l'expérience acquise a pu ou non prouver à ce jour, et si cette expérience est transférable.

Tableau 1. Structure du marché de la production d'électricité dans les pays nordiques

	Ouverture du marché de gros	Intégration de la vente de détail à la production	Part de marché (%) du plus gros/des trois plus gros producteur(s)	% d'électricité échangée à la bourse de l'électricité
Danemark	Nord Pool (bourse volontaire d'échange d'électricité) 1999	Faible	(15/40)	34
Finlande	Nord Pool (bourse	Moyenne	(15/40)	34

5 D. Hall (2005) : « Evaluating the impact of liberalisation on public services: a critique of the European Commission 2004 report 'Evaluation horizontale de la performance des services de réseau d'intérêt économique général' EC SEC(2004) 866 », PSIRU (Unité de recherches internationales sur les services publics), Londres. Consultable à l'adresse : <http://www.psir.org/reports/2005-03-EU-U-horizeval.doc> (document en anglais).

	volontaire d'échange d'électricité) 1998			
Norvège	Nord Pool (bourse volontaire d'échange d'électricité) 1991	Partielle	(15/40)	34
Suède	Nord Pool (bourse volontaire d'échange d'électricité) 1996	Forte	(15/40)	34

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « Mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Note : les pourcentages d'électricité échangée sont donnés pour l'ensemble de la zone Nord Pool.

4.1 Nord Pool

C'est en 1971 qu'apparaît en Norvège un marché spot de l'électricité, géré par le biais de l'organisation Samkjoringen. Ce marché de l'électricité « occasionnelle » est né d'une initiative de l'industrie rassemblant 60 membres norvégiens. Il est accessible de façon indirecte aux producteurs suédois et danois. Ce marché a pu être mis en place parce que la Norvège est alimentée à près de 100 pour cent par l'énergie hydroélectrique produite à partir de barrages de stockage. Il doit permettre aux producteurs d'optimiser leurs ressources en eau : s'ils bénéficient d'une retenue d'eau plus importante que ne l'exigent leurs besoins, ils peuvent revendre l'électricité supplémentaire sur le marché. A l'inverse, si la retenue d'eau est trop faible, ils peuvent acheter de l'électricité. Les prix du marché sont donc basés sur le « coût d'opportunité » de l'eau et non sur le coût marginal effectif de la production qui, dans le cas des centrales hydroélectriques, est quasiment nul.

En 1992, ce marché, en s'ouvrant à la demande, à la fois des détaillants et des utilisateurs finaux, devient la base des réformes norvégiennes. Statnett, le gestionnaire du réseau né de la scission d'avec Statkraft, prend en charge l'exploitation du système, qui est alors rebaptisé Statnett Marked AS. La majeure partie du marché est de type spot à 24 heures, mais existe également un marché à terme et d'autres instruments commerciaux.

En 1996, le marché prend le nom actuel de Nord Pool, lorsque la Suède s'associe à la Norvège. La Finlande les rejoint en 1998, puis le Danemark occidental en 1999 et enfin le Danemark oriental en 2000. Nord Pool est possédé conjointement par le norvégien Statnett (50 pour cent) et le suédois Svenska Kraftnät (50 pour cent). Les échanges commerciaux de longue date entre les pays nordiques permettent aux Etats dépendant de l'énergie hydraulique (la Norvège et la Suède) d'avoir accès à des ressources thermiques pendant les années sèches et aux Etats dépendant de l'énergie thermique de profiter de l'énergie hydraulique bon marché pendant les années pluvieuses.

Le degré de participation des marchés nationaux à Nord Pool varie très largement d'un pays à un autre. Un rapport rédigé pour le Ministère finlandais du commerce et de l'industrie indique qu'entre 2000 et 2003, 40 à 47 pour cent de l'électricité norvégienne a transité par le marché spot de Nord Pool⁶. Pour la Suède, le chiffre est d'environ 18 à 26 pour cent, tandis que pour la Finlande, il n'atteint que 12 à 18 pour cent (aucun pourcentage n'a été donné pour le Danemark, mais les considérations géographiques et le niveau d'interconnexion suggèrent qu'il se situe en bas de la fourchette)⁷.

⁶ P Lewis, T Johnsen, T Närvä & S Wasti (2004) : « Analysing the relationship between wholesale and end-user prices in the Nordic electricity market », Ministère finlandais du commerce et de l'industrie. Consultable en anglais à l'adresse : http://www.vaasaemg.com/pdf/466696_SahkonhintaselvitysKTM2004ENG.pdf.

⁷ NdT : pour plus de clarté, nous avons fait le choix d'inverser les deux paragraphes précédents par rapport au texte source.

A partir de 1992, les prix ont été le plus souvent relativement stables, à l'exception de deux fortes augmentations en 1994 et en 1996, provenant bien moins de conditions hydrologiques particulières que des spéculations stratégiques des producteurs.⁸ Cependant, depuis 1992 également, très peu de nouvelles capacités de production ont été construites, en particulier en Norvège, Suède et Finlande. L'adéquation de l'approvisionnement a été le fruit d'un surplus de capacité au moment de la réforme, d'une faible croissance de la demande et de précipitations suffisantes.

La « chance » des pays nordiques a radicalement tourné en 2002. L'année s'est avérée particulièrement sèche pour l'Europe du Nord et, à l'automne, les prix de l'électricité ont brusquement monté. A la fin du second semestre 2002, les afflux d'eau cumulés vers les réservoirs norvégiens ne représentaient que 56 pour cent de leur volume habituel. L'automne 2002 a été le plus sec enregistré depuis la mise en place des statistiques sur les afflux d'eau en 1931. En outre, il a également été plus froid que la normale. La réunion de ces conditions défavorables a provoqué une chute rapide des eaux des réservoirs des centrales hydroélectriques. A mesure que l'eau se raréfiait, les tarifs de l'électricité sur le marché spot et sur le marché à terme se sont mis à augmenter. Du début du mois d'août 2002 jusqu'à mi-janvier 2003, les prix de gros de l'électricité ont crû de plus de 600 pour cent, passant d'environ 15 euros à 100 euros par mégawatt-heure.⁹ L'eau des barrages a retrouvé son niveau normal en novembre 2004. A cette date, les prix étaient retombés.

En Norvège particulièrement, où les prix spot sont étroitement liés aux prix finaux, les pics de prix ont provoqué d'importantes hausses des tarifs de détail et généré des pressions réclamant une action politique. L'augmentation des importations depuis le Danemark et la Finlande et la réduction parallèle de la demande ont permis de juguler la crise sans perturbation grave de l'approvisionnement. Toutefois, l'hiver relativement sec de 2003 a entraîné le maintien des tarifs à un niveau plutôt élevé, jusqu'au moment où les précipitations ont à nouveau été suffisantes pour permettre aux prix de baisser.

Les critiques se sont poursuivies en 2005. Kredittilsynet ; l'agence gouvernementale norvégienne indépendante chargée de superviser les entreprises et les marchés, et Okokrim, l'organisme norvégien , chargé d'enquêter sur les délits économiques, ont découvert que les règles de Nord Pool avaient été enfreintes par Morgan Stanley en décembre 2002. Nord Pool a choisi de ne pas condamner Morgan Stanley à verser une amende mais a décidé de modifier ses procédures relatives aux infractions des règles.¹⁰ De son côté, l'Autorité suédoise de contrôle financier, Finansinspektionen, a publié en mai 2005 un rapport affirmant que les acteurs du marché ne recevaient pas toujours les mêmes informations au même moment et que, pour de nombreuses compagnies d'électricité, il existe des failles dans la « muraille de Chine », supposée séparer l'activité commerciale et financière de l'unité de production.¹¹ En juin 2005, la société productrice finlandaise PVO a réclamé une enquête à propos de Nord Pool pour le motif suivant : « le système est obsolète et doit être changé ».¹²

Nordel¹³, l'organisation responsable de la sécurité du réseau dans la région nordique, reste

⁸ A Midttun (1997) : « The Norwegian, Swedish and Finnish reforms » in « European electricity systems in transition », ed A Midttun, Elsevier.

⁹ A Midttun (1997) : « The Norwegian, Swedish and Finnish reforms » in « European electricity systems in transition », ed A Midttun, Elsevier.

¹⁰ Datamonitor, 4 avril 2005.

¹¹ http://www.fi.se/Templates/NewsListPage___878.aspx

¹² Utility Week, 17 juin 2005, p 12.

¹³ <http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageName=Home%20news>

optimiste face à l'avenir et déclare, au sujet de l'année 2007, que « si les conditions hivernales sont normales, les pics de demande seront pris en charge sans difficulté notable. Si un hiver de dix ans se produit, l'équilibre de l'approvisionnement en électricité sera mis à rude épreuve. Le réseau électrique norvégien dépend des importations depuis l'Europe via de solides interconnexions. » Cependant, « s'il se produit une seule année de production hydroélectrique extrêmement faible ou deux années sèches de suite [comme en 2002-2003], on pourrait assister à un très sérieux déséquilibre. Il est possible que le marché ne puisse pas résoudre le problème d'une partie du réseau Nordel, auquel cas la situation nécessiterait plusieurs formes de rationnement ou d'autres mesures à appliquer sur le marché. »

Néanmoins, Nordel compte sur l'élasticité des prix pour équilibrer l'offre et la demande. En d'autres termes, des pénuries d'approvisionnement provoqueraient une augmentation des prix qui conduirait l'industrie à économiser voire à fermer temporairement et les consommateurs résidentiels à limiter leur consommation. Ce mécanisme pourrait être particulièrement douloureux pour les consommateurs résidentiels norvégiens, attendu que les appareils de chauffage domestique du pays sont le plus souvent électriques.

Dans les autres régions, les producteurs tentent de réaliser des intégrations en aval afin d'éviter les risques du marché de gros. Ce comportement pourrait substantiellement réduire l'importance du marché de gros.

4.2 Investissements dans la production

Dans les pays nordiques, le problème de l'adéquation de la capacité de production est accentué, d'une part, par les problèmes environnementaux et, d'autre part, par la présence d'industries à forte intensité énergétique. Il est clair que, quel que soit le type d'organisation, l'ajout de nouvelles capacités de production ne peut être que très controversé. Dans les quatre Etats, il n'est pas envisageable de construire de nouvelles centrales au charbon ou hydroélectriques de grande envergure. En Norvège, au Danemark et probablement en Suède, l'énergie nucléaire n'est également pas une option. Même les centrales alimentées au gaz se révèlent très difficiles à mettre en place en Norvège, et, excepté au Danemark, les énergies renouvelables font l'objet de très peu d'efforts de développement.

Le chiffre très élevé de la consommation par personne reflète l'importance de l'électricité pour les industries norvégienne, suédoise et finlandaise à forte intensité énergétique ainsi que pour le chauffage des habitations en Norvège. Il est probable qu'en cas d'augmentation du prix de l'électricité au niveau que d'autres pays européens connaissent, certaines industries choisiraient de délocaliser leur activité dans les pays émergents où les coûts de l'énergie sont moins élevés. Si la Norvège décidait d'exploiter certaines de ses importantes ressources en gaz naturel pour le chauffage domestique, la demande en électricité baisserait. Le mécanisme de tarification et la décision des politiques norvégiens d'utiliser le gaz naturel (ce qui augmenterait les émissions de gaz à effet de serre), associés à un programme d'efficacité énergétique fort, permettraient de libérer une partie de la capacité de production électrique, évitant ainsi la construction de nouvelles installations pendant un certain temps. Il est difficile de savoir si la perte d'industries à forte intensité énergétique est acceptable sur le plan politique. Par ailleurs, si elle était confirmée, la décision de la Suède de supprimer progressivement l'énergie nucléaire diviserait par près de deux la capacité de production.

Cela étant, il est évident que le succès apparent de Nord Pool a rendu plus difficile la construction de nouvelles centrales. La majeure partie de la capacité de production dépend du prix pratiqué par Nord Pool, défini sur une base horaire pour le calcul de ses revenus.

Au cours d'une année pluvieuse, le prix de gros peut chuter fortement, donc plusieurs années pluvieuses consécutives pourraient aisément pousser à la faillite une centrale thermique alimentée en combustible fossile. Par conséquent, il est très risqué d'investir dans de nouvelles centrales dans la région nordique, sauf si, comme cela est le cas pour la nouvelle centrale nucléaire construite en Finlande, il est possible de vendre à des consommateurs captifs (dans ce cas : les propriétaires de la centrale) à des coûts prédéterminés. La centrale nucléaire finlandaise présente également l'avantage d'être exploitée par une organisation à but non lucratif et d'avoir accès au capital à faible coût des propriétaires industriels.

4.3 Marché de détail

Tableau 2. Structure du marché de détail de l'électricité dans les pays nordiques

	Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	% des clients résidentiels et petites entreprises ayant changé de fournisseur en 2003	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
Danemark	2003	67 / 5	5	0
Finlande	1997	30 / 6	4	25
Norvège	1991	44 / 4	19	2
Suède	1996	70 / 4	10	39

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Comparé à la plupart des marchés du reste de l'Europe, le marché de détail, si l'on en juge par les taux de changement de fournisseur, se porte relativement bien, notamment en Suède et en Norvège (voir tableau 2). La très forte consommation électrique des foyers norvégiens incite bien plus que dans les autres pays à changer de fournisseur. Cependant, malgré le taux de changement relativement élevé de la Suède, l'Autorité de régulation est loin d'être satisfaite. Dans son rapport 2004 sur le marché, elle déclare ¹⁴:

« [La] majorité des consommateurs résidentiels n'a pas encore activement choisi un fournisseur d'électricité. Ceux qui ont effectué la démarche et changé de compagnie sont généralement des entreprises ou d'autres types de clients très consommateurs d'énergie. D'un autre côté, il n'est pas si simple pour les particuliers de décider de changer de fournisseur. De très nombreuses informations doivent circuler entre plusieurs parties. Si les renseignements ne sont pas tous corrects, le processus est retardé et le changement peut ne pas avoir lieu à la date fixée. Les problèmes de communication entre le propriétaire du réseau et le vendeur d'électricité peuvent aboutir à l'envoi de factures incorrectes au client. De plus, ceux-ci déclarent qu'il est difficile d'effectuer des comparaisons directes entre les offres des fournisseurs, en particulier au niveau des prix. Enfin, les consommateurs se considèrent insuffisamment informés des conditions en vigueur sur le marché dérégulé de l'électricité. »

En Finlande, l'EMA (Autorité de régulation finlandaise du marché de l'énergie) explique le faible taux de changement de fournisseur de la façon suivante ¹⁵:

¹⁴ http://www.stem.se/WEB/STEMEx01Eng.nsf/F_PreGen01?ReadForm&MenuSelect=BFBB3A865FD5FC54C1256EF9004E77F6&WT=Energy%20markets

¹⁵ http://www.energiainvirkavirasto.fi/files/Emv_vuosikertomus2003.pdf

« La concurrence entre les fournisseurs pour attirer les nouveaux clients – ou, du moins, les clients de petite envergure – s’est ralentie. Les consommateurs ne sont pas impatient de changer de fournisseur, la différence de prix devrait sinon être plus importante. Les tarifs auxquels les petits fournisseurs locaux vendent l’électricité à leurs clients habituels sont si faibles que ces clients ne sont pas encouragés à aller voir ailleurs. Le taux de changement de fournisseur est également limité par le fait que les compagnies proposant les prix les plus bas ne souhaitent pas nécessairement gagner de nouveaux clients. La situation est différente de celle que l’on observe pour les gros clients, où les quantités d’électricité utilisées sont suffisamment importantes pour qu’une différence de prix, même minime, ait une répercussion significative au niveau de la facture finale. »

Au Danemark, les taux de changement de fournisseur du marché de détail récemment ouvert sont encore plus faibles : ils se situent aux alentours de 2 pour cent.

Le succès apparent avec lequel Nord Pool peut proposer des signaux de prix aux clients finaux signifie que lorsque la capacité deviendra insuffisante, les consommateurs finaux en subiront les conséquences très rapidement et très directement. Les flambées des prix en 1994, 1996 et 2002 ont suscité d’intenses débats politiques au sujet des réformes, en particulier en Norvège où les clients résidentiels et les industries à forte intensité énergétique ont été le plus touchés. Il semble que ce ne soit qu’une question de temps avant qu’un nouvel hiver sec associé à une croissance de la demande, non compensée par de nouveaux investissements, ne provoque une nouvelle augmentation sévère des tarifs. Il reste toutefois à déterminer si la pression visant à mettre en œuvre des mécanismes garantissant - de façon plus soutenue - la disponibilité de capacités nécessaires sera suffisante.

4.4 Changements au niveau des entreprises

Immédiatement après la création du marché nordique à la fin des années 1990, il a semblé qu’on allait assister à l’entrée dans la région de nombreux autres acteurs venus du reste de l’Europe et du monde. E.ON, EDF, TXU et RWE ont tous pris des positions importantes en Suède et en Finlande. Cependant, de toutes ces entreprises, seule E.ON est encore en place et elle pourrait être prochainement repoussée hors de Finlande. Au Danemark, le marché se concentre très rapidement. Elsam s’annonce comme la société dominante, mais elle sera probablement rachetée par la compagnie du gaz danoise ou Vattenfall (voir tableau 3).

Tableau 3. Les grandes compagnies d’électricité de la région nordique

	Société n° 1 (e : étrangère, l : locale) N : société possédée par l’Etat à plus de 50 %	Autres sociétés importantes d’origine nordique	Autres sociétés importantes d’origine étrangère
Danemark	Elsam (l)	DONG, E2, Vattenfall	
Finlande	Fortum (l) N	Vattenfall	E.ON
Norvège	Statkraft (l) N		
Suède	Vattenfall (l) N	Fortum, Statkraft	E.ON

Source : recherches de l’auteur.

En Suède, l’Autorité de régulation a signalé une rapide concentration du marché :

« Lorsque le marché de l’électricité a été dérégulé, sept entreprises produisaient 90 pour cent de l’électricité du pays. Aujourd’hui, trois entreprises produisent 86 pour cent. A lui seul, le Groupe Vattenfall représente 46 pour cent de l’électricité fabriquée

en Suède. »¹⁶

En Finlande, le marché ouvert (à l'exception de l'électricité fournie par les propres centrales des usines de production) est dominé par Fortum, qui a renforcé sa position depuis les réformes. La Norvège a réussi à retenir les entreprises étrangères hors de ses frontières, bien que de nombreuses fusions et acquisitions aient eu lieu au niveau des sociétés nationales.

Dans l'ensemble, le marché nordique semble s'orienter sur la voie d'un oligopole réunissant les quatre « champions nationaux » : Vattenfall, Fortum, Statkraft et Elsam. L'avenir nous dira si les motivations sont suffisamment fortes pour qu'elles incitent ces entreprises à se faire rude concurrence.

L'un des facteurs à ne pas oublier lorsque l'on étudie l'expérience plutôt positive des pays nordiques par rapport aux autres régions de l'Europe est la domination constante de la propriété publique. Tous les « champions nationaux », à l'exception de Fortum, sont des entreprises publiques et l'Etat est toujours l'actionnaire majoritaire de Fortum. S'il s'agissait de sociétés privées cherchant à maximiser leurs bénéfices, il est probable qu'on aurait assisté à la même situation qu'en Grande-Bretagne ou en Californie : à chaque opportunité mise à leur disposition par le marché, les entreprises auraient cherché à retenir une partie de l'électricité afin de forcer les prix à la hausse, dans leur propre intérêt.

5- Pays nordiques : le gaz

Contrairement aux marchés de l'électricité relativement bien développés, les marchés du gaz des pays nordiques sont quasiment inexistants. La Norvège est un gros producteur de gaz naturel mais elle exporte la totalité de sa production. La Suède n'utilise que des volumes de gaz négligeables (moins de 2 pour cent de ses besoins en énergie primaire) et ne peut pas être évaluée en tant que marché. En Finlande, le gaz ne représente qu'environ 11 pour cent des besoins en énergie primaire et la totalité du combustible consommé est importée de Russie, si bien que, pour l'heure, les dispositions de la Directive sur le gaz (voir annexe 1) ne s'appliquent pas à la Finlande.

Seul le Danemark possède à la fois les conditions d'un marché et une consommation de gaz suffisante (environ 23 pour cent des besoins en énergie primaire). Le Danemark est un producteur de gaz important et exporte environ 40 pour cent de sa production. Cependant, même si le Danemark a relativement bien respecté les conditions en matière de séparation (« *unbundling* »), le marché est fortement dominé par la compagnie du gaz nationale DONG et la concurrence sur les marchés de détail et de gros est encore faible (voir tableaux 4 et 5).

¹⁶ STEM (2004) : « The energy market », Agence suédoise de l'énergie, Stockholm
(http://www.stem.se/WEB/STEMEx01Eng.nsf/F_PreGen01?ReadForm&MenuSelect=D0365D7F9A1E1665C1256DE500428A73&WT=News.New%20publications)

Tableau 4. Structure du marché de détail du gaz dans les pays nordiques

	Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	% des clients résidentiels et petites entreprises ayant changé de fournisseur en 2003	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
Danemark	2004	65 / 4	3	4

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Tableau 5. Les grandes compagnies du gaz de la région nordique

	Société principale (e : étrangère, l : locale) N : société possédée par l'Etat à plus de 50 %
Danemark	DONG (l)
Finlande	Gasum (l) N

Source : recherches de l'auteur

6- Europe du Sud : l'électricité

6.1 Marchés de gros de l'électricité

L'expérience en matière de marché de gros de l'électricité en Europe méridionale (voir tableau 6) est soit insuffisante (Espagne et Italie), soit inexistante (Portugal). En janvier 2005, après seulement neuf mois d'activité, l'Autorité de régulation AEEG a ordonné deux enquêtes au sujet de mouvements de prix inhabituels en Italie. Elle a ainsi découvert des preuves attestant d'une collusion entre ENEL et Endesa Italia visant à fixer les prix du marché italien de l'énergie. L'affaire a été transmise en avril 2005 à l'Autorité de la concurrence AGCM pour évaluation et d'éventuelles poursuites.

Tableau 6. Structure du marché de la production en Europe du Sud

	Ouverture du marché de gros	Intégration de la vente de détail à la production	Part de marché (%) du plus gros/des trois plus gros producteur(s)	% d'électricité échangée à la bourse de l'électricité
Italie	Janvier 2005 (ouverture partielle en avril 2004)	Partielle	55/75	5
Portugal	Mibel (bourse volontaire d'échange d'électricité) : lancement en 2005	Complète	65/80	-
Espagne	Pool Omel. Lancement de la bourse volontaire d'échange d'électricité Mibel prévu en 2005.	Complète	40/80	100

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « Mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Notes :

1. Le marché italien a été partiellement ouvert en 2004.
2. Le Pool espagnol est un marché obligatoire : toute l'électricité transite par lui, même si des contrats de couverture peuvent signifier qu'une grande partie de l'électricité, voire la totalité, peut être achetée et vendue à des prix indépendants du prix du Pool.

En mars 2005, en Espagne, l'Autorité de régulation CNE a transmis au Ministère espagnol de l'économie un rapport confirmant l'existence d'activités largement répandues de fixation des prix et de prises de bénéfices excessifs pratiquées par les compagnies d'électricité du pool de production quotidien depuis au moins juin 2004¹⁷. Ce rapport indique qu'au cours du seul mois de janvier 2005, les compagnies d'électricité avaient obtenu des revenus injustifiés dans certaines centrales « de plus de 100 pour cent des coûts variables estimés ». Certains jours, jusqu'à 2 000 MW de production à cycle combiné étaient retirés du marché afin d'augmenter les prix d'une moyenne de 10 MWh, affirme la CNE.

La Commission européenne reste sceptique quant au fait que le marché de gros ibérien, appelé MIBEL, permette l'intégration du Portugal au marché espagnol bien plus important. Elle déclare :

« Sur la base de l'étude approfondie effectuée par la Commission, on peut conclure 1) que le marché en cause est actuellement de dimension nationale et 2) qu'il est très peu probable que, malgré l'accord politique conclu par les gouvernements espagnol et portugais, il atteindra une dimension ibérique dans un proche avenir. »

Le niveau élevé d'intégration entre la production et la fourniture de détail signifie qu'il est très peu probable que les marchés de gros soient fortement utilisés. Les producteurs/détaillants sont bien plus susceptibles de vouloir alimenter leurs propres clients que de fournir de l'électricité à un marché de gros, qui permettrait à des détaillants indépendants de s'installer. Les producteurs indépendants découvriront, comme en Grande-Bretagne, qu'ils sont vulnérables aux fluctuations des prix inévitables dans de si « petits » marchés.

6.2 Investissements dans la production

L'Italie, le Portugal et l'Espagne semblent entrer dans une phase chaotique de sur-investissements dans de nouvelles centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel, similaires à ce que l'on a pu observer en Grande-Bretagne en 1991 et 1997. A l'instar de la Grande-Bretagne, ce mouvement serait le résultat de la course à la position dominante engagée entre les compagnies d'électricité sur leurs marchés. En Grande-Bretagne, cette « ruée vers le gaz » avait abouti aux mises hors service prématurées de centrales encore en état, à la faillite de plusieurs entreprises et à la répercussion des coûts de certaines méthodes de production très chères vers les petits consommateurs. Bien que les investisseurs aient dû payer une partie des coûts de ces investissements superflus, les petits consommateurs avaient aussi dû mettre la main à la poche. Ils continueront d'ailleurs d'être désavantagés financièrement, puisque toute future centrale non isolée totalement du marché se verra imposer une prime de risque associée aux coûts d'immobilisation.

¹⁷ Power in Europe, 11 avril 2005, p 1.

6.3 Marché de détail de l'électricité

Il n'existe aucune expérience en matière de concurrence entre fournisseurs des consommateurs résidentiels dans cette partie de l'Europe, excepté en Espagne, où le marché a été ouvert à la concurrence en 2003 (voir tableau 7). Cette année-là, les taux espagnols de changement de fournisseur étaient encore plus faibles que dans la plupart des pays européens.

Tableau 7. Structure du marché de détail de l'électricité en Europe du Sud

	Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	% des clients résidentiels et petites entreprises ayant changé de fournisseur en 2003	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
Italie	2007	35 / 6	-	Inconnue
Portugal	2007	99 / 3	1	33
Espagne	Janvier 2003	85 / 5	0	8

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « Mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Note : la concurrence sur le marché des petits consommateurs et consommateurs résidentiels n'existait pas en 2003 en Italie et en Grèce.

6.4 Changements au niveau des entreprises

En Italie et en Espagne, certaines parties concernées sont clairement insatisfaites de la structure très concentrée (voir tableau 8), en particulier les Autorités de régulation. En Espagne, Endesa et Iberdrola semblent avoir consolidé leur position et seule une action de régulation a permis d'éviter une plus grande concentration : les fusions entre Endesa et Iberdrola en 2000 et entre Gas Natural et Iberdrola en 2003 ont ainsi été empêchées. Cependant, il existe toujours des pressions incitant à des fusions ou à des acquisitions entre les trois sociétés espagnoles et les compagnies du gaz (Repsol et Gas Natural), avec la collaboration éventuelle de Endesa et Gas Natural.

Tableau 8. Les grandes compagnies d'électricité en Europe du Sud

	Société principale (e : étrangère, l : locale) N : société possédée par l'Etat à plus de 50 %	Autres sociétés nationales importantes	Autres sociétés importantes d'origine étrangère
Italie	ENEL (l)	ACEA, Hera, AEM, ASM Brescia, AEM Torino	Endesa, EDF, Electrabel, Verbund
Portugal	EDP (l)		Endesa
Espagne	Endesa, Iberdrola (l)	Union Fenosa	EDP, ENEL

Source : recherches de l'auteur

En Italie, la puissance de monopole d'ENEL a été réduite, mais ce Groupe est toujours dominant dans le secteur de la production et il est permis de douter de la volonté politique du gouvernement de réduire encore cette domination. Le secteur est actuellement en pleine agitation, de nombreuses entreprises étrangères – comme EDF, Endesa, Electrabel et Verbund – essaient d'y établir des positions fortes, tandis que les anciennes compagnies municipales tentent également de se transformer par fusion ou privatisation pour devenir des acteurs du marché importants. Etant donné les conditions actuelles, il est impossible de prévoir l'évolution future du secteur.

Au Portugal, des réticences se font toujours sentir quant au démantèlement du monopole de l'ancienne entreprise publique, malgré sa privatisation partielle. A l'heure actuelle, elle domine toujours le marché national.

7- Europe du Sud : le gaz

Du fait de l'immaturation de son marché du gaz, le Portugal a obtenu une dérogation à l'application des dispositions de la Directive sur le gaz. Sa situation n'est donc pas détaillée dans ce document.

7.1 Marchés de gros du gaz

Ni l'Italie, ni l'Espagne ne possèdent encore un marché de gros du gaz concurrentiel. L'Italie a lancé un programme de cession temporaire de gaz pour l'entreprise dominante, ENI, afin d'encourager de nouveaux entrants à s'implanter sur le marché, mais le rapport annuel 2005 de l'Autorité de régulation affirme : « L'entrée de nouveaux gestionnaires sur le marché grâce aux programmes de cession temporaire de gaz n'a pas encore permis le transfert des avantages de la concurrence aux consommateurs. » L'Espagne a elle aussi mis en œuvre un programme de cession temporaire, qui s'est déroulé de 2001 à janvier 2004, grâce auquel six nouveaux entrants ont pu acquérir du gaz auprès de la plus grosse entreprise, Gas Natural. Le pourcentage de gaz disponible accessible à Gas Natural est ainsi passé de 85 pour cent en 2002 à 40 pour cent en 2003, bien qu'en 2004, la part de Gas Natural soit remontée à 45 pour cent. La majeure partie du reste du marché (28 pour cent) est détenue par les deux grandes compagnies d'électricité, Endesa et Iberdrola. Il reste dorénavant à voir si un marché de gros du gaz peut à présent se développer.

En 2004, l'Italie a été confrontée à de graves problèmes car un volume de gaz insuffisant avait été prévu dans les contrats. L'Autorité de régulation explique dans son Rapport annuel 2005 :

« Les avertissements émis, depuis quelque temps déjà, par l'Autorité, relatifs à l'inopportunité de craindre un excès ou une "bulle" de gaz se sont malheureusement révélés fondés pendant la crise du mois de mars de cette année. A ce moment, qui marquait la fin d'une longue période de conditions climatiques hivernales et bien que l'hiver n'ait pas été particulièrement froid, plusieurs procédures d'urgence ont dû être mises en place, qui ont nécessité de puiser dans les réserves stratégiques et de faire appel aux clauses d'interruptibilité d'un certain nombre de contrats. »

Pour résoudre le problème, l'Autorité a formulé la proposition suivante :

« A cet effet, un gestionnaire de réseau indépendant doit être constitué dès que possible, comme cela a été le cas dans le secteur de l'électricité, pour prendre en charge les activités de stockage et de transport, ainsi que le développement de réseaux d'entrée du gaz à nos frontières. »

7.2 Marchés de détail du gaz

En Espagne et en Italie, les marchés de détail du gaz sont ouverts depuis 2003, mais les taux de changement de fournisseur annuels espagnols ne sont que de 5 pour cent (voir tableau 9). En Italie, selon le Rapport d'étalonnage 2005, le taux annuel 2003 de changement de fournisseur des petits consommateurs a été de 35 pour cent. Ce chiffre est

difficile à concilier avec la déclaration suivante, présente dans le Rapport annuel 2004 de l'Autorité de régulation : « Plus d'un an après la période capitale de janvier 2003, on s'aperçoit que les clients résidentiels n'ont pas particulièrement changé de fournisseur et n'ont ainsi pas réellement bénéficié de réductions de prix effectives. » Le Rapport annuel 2005 ajoute : « Les sociétés de vente liées aux distributeurs continuent de prédominer au niveau local. Les instruments de communication avec le client auxquels elles ont recours sont parfois conçus pour faire obstruction à la transparence de la concurrence. »

Tableau 9. Structure du marché de détail du gaz en Europe du Sud

	Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	% des clients résidentiels et petites entreprises ayant changé de fournisseur en 2003	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
Italie	Janvier 2003	63 / 5	-	Inconnue
Espagne	Janvier 2003	80 / 4	5	19

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

7.3 Changements au niveau des entreprises

Dans les deux pays, le secteur était dominé, avant la libéralisation, par une entreprise intégrée, ENI en Italie, et Gas Natural en Espagne. Dans les deux cas, le réseau de transport est distinct, via Enagas en Espagne et SNAM Rete en Italie, mais les deux plus grandes entreprises dominent encore les marchés de gros et de détail directement ou par le biais de leurs filiales (voir tableau 10).

Tableau 10. Les grandes compagnies du gaz en Europe du Sud

	Société principale (e : étrangère, l : locale) N : société possédée par l'Etat à plus de 50 %	Autres sociétés nationales importantes
Italie	ENI (l)	ACEA, Hera, AEM, ASM Brescia, AEM Torino
Espagne	Gas Natural (l)	Endesa, Iberdrola (n)

Source : recherches de l'auteur

8- Europe centrale occidentale : l'électricité

8.1 Marchés de gros de l'électricité

Aux Pays-Bas et en Allemagne, les marchés de gros sont désormais bien établis et plus actifs que les autres marchés d'Europe, à l'exception de Nord Pool (voir tableau 11). Cependant, la liquidité du marché spot d'Amsterdam diminue, suite, notamment, au retrait des sociétés de trading. Comme ailleurs, la tendance est à l'intégration des producteurs et des détaillants, ce qui devrait limiter le poids des marchés de gros.

Tableau 11. Structure du marché de la production d'électricité en Europe centrale occidentale

	Ouverture du marché de gros	Intégration de la vente de détail à la production	Part de marché (%) du plus gros/des trois plus gros producteur(s)	% d'électricité échangée à la bourse de l'électricité
Autriche	Bourse volontaire d'échange d'électricité, EXAA, mars 2002	Faible Forte si Energie Austria est autorisée	45 / 75	2
Belgique	Bourse volontaire d'échange d'électricité, BELPEX, prévue pour 2005	Partielle	85 / 95	-
France	Bourse volontaire d'échange d'électricité, Powernext, décembre 2001	Complète	85 / 95	2
Allemagne	Bourse volontaire d'échange d'électricité, EEX, 1999	Forte	30 / 70	8
Pays-Bas	Bourse volontaire d'échange d'électricité, APX, 1999	Partielle	25 / 80	15

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

8.2 Investissements dans la production

Il existe très peu d'installations de production en cours de construction dans cette région. La plupart des centrales susceptibles d'être mises en service sont des centrales basées sur des énergies renouvelables qui ont fait l'objet d'un appel d'offres de l'Etat et qui doivent être isolées du marché.

8.3 Marchés de détail de l'électricité

Tableau 12. Structure du marché de détail de l'électricité en Europe centrale occidentale

	Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	% des clients résidentiels et petites entreprises ayant changé de fournisseur en 2003	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
Autriche	Octobre 2001	67 / 4	1	2
Belgique	Mars 2003 ⁽²⁾	90 / 2	19	< 10
France	2007	88 / 1	-(¹)	9
Allemagne	1999	50 / 3	Inconnu	20
Pays-Bas	Juillet 2004	88 / 3	Inconnu	18

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Notes :

1. La concurrence sur le marché des petits consommateurs et des consommateurs résidentiels n'existait pas en 2003 en France.
2. La concurrence sur le marché de détail est totale dans la région des Flandres de la Belgique depuis mars 2003, mais elle ne sera lancée à Bruxelles et en Wallonie qu'en 2007.

L'expérience en matière de concurrence sur le marché de détail des petits consommateurs est minime voire inexistante en Belgique, en France et aux Pays-Bas. L'Autorité de régulation néerlandaise a signalé de sérieux problèmes logistiques pour les petits consommateurs qui ont essayé de changer de fournisseur (voir tableau 12). En Allemagne, les taux de changement de fournisseur semblent faibles, bien que le marché soit ouvert depuis six ans. En Autriche, l'Autorité de régulation a signalé que les détaillants ne cherchent pas particulièrement à attirer de nouveaux consommateurs en dehors de leurs marchés locaux personnels.

8.4 Changements au niveau des entreprises

La façon dont les Etats considèrent le secteur varie énormément dans la région (voir tableau 13). Les gouvernements autrichien et allemand sont particulièrement motivés pour créer ou conserver des champions nationaux, comme l'a démontré l'absence d'opposition du gouvernement allemand à la reprise de la plus grosse compagnie du gaz, Ruhrgaz, par E.ON, l'une des deux plus grandes compagnies d'électricité. Suite à cette acquisition, il existe désormais une position de duopole pour RWE et E.ON sur les marchés du gaz et de l'électricité. En Autriche, la création d'Energie Austria (qui dominerait la production et la vente de détail) est très vivement soutenue par le gouvernement, malgré les fortes inquiétudes de l'Autorité de régulation.

Tableau 13. Les grandes compagnies d'électricité en Europe centrale occidentale

	Société principale (e : étrangère, l : locale) N : société possédée par l'Etat à plus de 50 %	Autres sociétés nationales importantes	Autres sociétés importantes d'origine étrangère
Autriche	Verbund (l) N (Energie Austria)	EnergieAllianz	EDF, GDF, RWE
Belgique	Electrabel (e)		Centrica, GDF
France	EDF (l) N	Electrabel	Endesa, ENEL
Allemagne	RWE, E.ON (l)		Vattenfall, EDF
Pays-Bas	Electrabel (e)	Essent, Nuon, Eneco, Delta	E.ON

Source : recherches de l'auteur

En France et en Belgique, la volonté d'affaiblir la position dominante de respectivement EDF et Electrabel semble minime. Aux Pays-Bas, le gouvernement paraît plus intéressé par la séparation entre la distribution, d'une part, et la production et la vente de détail, d'autre part, que par la création de zones concurrentielles pour la production et la vente de détail. Cependant, il est encore possible qu'un champion national hollandais émerge, suite, peut-être, à la fusion des quatre compagnies néerlandaises restantes.

9 Europe centrale occidentale : le gaz

9.1 Marchés de gros du gaz

Un certain nombre de « hubs » de gaz ont été développés (lieux où les infrastructures se rejoignent et où le gaz peut être vendu), par exemple à Zeebrugge en Belgique et Bunde-Oude à la frontière entre l'Allemagne et les Pays-Bas, mais jusqu'à présent, l'activité de ces hubs est très faible et les signaux de prix ne sont pas fiables.

9.2 Marchés de détail du gaz

Les marchés du gaz de France et des régions wallonne et bruxelloise de la Belgique ne sont pas encore ouverts aux consommateurs résidentiels, tandis que les marchés des Flandres et des Pays-Bas ne sont complètement ouverts que depuis juillet 2003 et janvier 2004, respectivement. Les taux annuels de changement de fournisseur des clients résidentiels de ces deux marchés sont inférieurs à 5 pour cent. En théorie, les marchés du gaz allemand et autrichien sont totalement ouverts depuis 1999 et 2002, respectivement, mais, en pratique, très rares sont les consommateurs à changer de fournisseur (voir tableau 14).

Tableau 14. Structure du marché de détail du gaz en Europe centrale occidentale

	Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	% des clients résidentiels et petites entreprises ayant changé de fournisseur en 2003	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
Autriche	2002	90 / 3	0,5	Inconnue
Belgique	Juillet 2003	95 / 3	4	5
France	2007	91 / 2	-	3
Allemagne	1999	10 / 0	0	Inconnue
Pays-Bas	2004	87 / 3	Inconnu	31

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Notes :

1. La concurrence sur le marché des petits consommateurs et des consommateurs résidentiels n'existait pas en 2003 en France.
2. La concurrence sur le marché de détail est totale dans la région des Flandres de la Belgique depuis mars 2003, mais elle ne sera lancée à Bruxelles et en Wallonie qu'en 2007.

9.3 Changements au niveau des entreprises

Avant les Directives, la France était alimentée en gaz par Gaz de France (GDF), entreprise publique unique, tandis que l'Autriche, la Belgique et les Pays-Bas étaient dominés sur le segment de gros du marché par des entreprises uniques, respectivement OMV, Distrigaz et Gasunie, et possédaient un grand nombre de détaillants et distributeurs, souvent des entreprises publiques locales. Le gouvernement autrichien est le plus gros actionnaire, il détient 31,5 pour cent des parts via son agence de privatisation et de holding OIAG. L'agence gouvernementale Abu Dhabi, IPIC, possède 17,6 pour cent des actions. En Allemagne, la structure était plus complexe. L'entreprise la plus importante, Ruhrgas, possédait quelque 70 pour cent de part de marché, le reste se répartissant entre RWE et ses filiales. La distribution était assurée par de nombreuses entreprises locales, souvent publiques.

Tableau 15. Les grandes compagnies du gaz en Europe centrale occidentale

	Société principale (e : étrangère, l : locale) N : société possédée par l'Etat à plus de 50 %	Autres sociétés nationales importantes
Autriche	OMV (l)	EconGas
Belgique	Distrigaz (e)	
France	GDF (l) N	Total
Allemagne	Ruhrgas/E.ON (l)	RWE, Wintershall
Pays-Bas	Gasunie Trade & Supply	Essent, Nuon, Eneco, Delta

Source : recherches de l'auteur

GDF reste intacte, bien qu'il soit prévu de séparer juridiquement le réseau pour former une branche « infrastructures » (voir tableau 15). Le gouvernement français doit commencer à vendre des actions de l'entreprise en 2005, mais il restera l'actionnaire majoritaire. OMV reste également largement intacte, avec une simple séparation juridique entre le réseau et les activités concurrentielles. Distrigaz a détaché la gestion du réseau pour former une nouvelle entreprise distincte, Fluxys, mais avec 63,5 pour cent des actions, l'actionnaire majoritaire de Fluxys et Distrigaz est la société française Suez-Electrabel, dominante sur le marché belge de l'électricité.

Auparavant, Gasunie était détenue à 50 pour cent par l'Etat néerlandais, ainsi que par Exxon-Mobil et Shell (25 pour cent chacune). Le 1^{er} juillet 2005, Gasunie a été officiellement divisée en deux entreprises, une compagnie du réseau qui continuera à s'appeler Gasunie et une société d'achat et de vente de gaz naturel, Gasunie Trade and Supply. L'Etat néerlandais a racheté les parts de Shell et Exxon-Mobil dans la compagnie du réseau, tandis que le profil de propriété de la société de vente et d'achat reste le même. Le gouvernement néerlandais a exprimé le souhait de voir la société Trade and Supply séparée en deux sociétés concurrentes, l'une possédée par Exxon-Mobil et l'autre par Shell, mais il n'existe aucun plan ferme visant à faire aboutir ce projet.

Le marché du gaz allemand est dominé par Ruhrgas, rachetée en 2002 par l'une des deux compagnies d'électricité allemandes dominantes, E.ON. L'autre grande compagnie d'électricité, RWE, est un autre acteur majeur de l'industrie du gaz. Les réseaux ne sont séparés que sur une base comptable et la distribution continue d'être assurée par de nombreuses sociétés locales.

10 Royaume-Uni : l'électricité

Pour un certain nombre de raisons, le Royaume-Uni doit être étudié séparément, car il ne peut être considéré comme l'acteur d'un marché régional de l'électricité. Tout d'abord, il s'agit d'un territoire insulaire disposant de peu de connexions internationales et il est peu probable que ces connexions soient développées plus avant. Une connexion vers la République d'Irlande a été envisagée, mais elle aurait un impact négligeable sur la Grande-Bretagne, du fait de la faible superficie du réseau irlandais. Par ailleurs, une connexion vers les Pays-Bas est prévue, mais elle doit équivaloir à moins de 1 pour cent de la capacité britannique installée, d'où - également - un impact très faible.

Le « modèle britannique » a par ailleurs inspiré les Directives et, à l'exception de la Norvège (qui n'a pas suivi la préférence implicite de la Commission pour la privatisation), la Grande-Bretagne possède bien plus d'expérience en matière de libéralisation du secteur de l'électricité que tout autre pays d'Europe. En conséquence, les dispositions des Directives sur l'électricité ont été appliquées bien avant la ratification des Directives elles-mêmes, à l'exception de la recommandation stipulant que la capacité des interconnexions internationales doit être égale à 10 pour cent de la capacité nationale.

10.1 Marché de gros de l'électricité

Le Power Pool a été opérationnel de 1990 à 2001 (voir tableau 16). Il s'agissait d'une tentative ambitieuse de minimiser les barrières à l'entrée de nouveaux concurrents et de forcer les producteurs à se faire concurrence sur leur marché sur une base horaire. Le dispositif a souffert d'une conception insuffisante, de logiciels inadaptés, d'une concentration sévère du marché et de mesures gouvernementales visant à accorder une protection transitoire aux industries britanniques du charbon et du nucléaire. Il a donc été impossible pour le Pool de devenir une zone de fixation des prix majeure et la décision a été prise de l'abandonner avant que le concept de base d'un marché de Pool universel n'ait pu être testé.

Tableau 16. Structure du marché de la production d'électricité au Royaume-Uni

Ouverture du marché de gros	Intégration de la vente de détail à la production	Part de marché (%) du plus gros/des trois plus gros producteur(s)	% d'électricité échangée à la bourse de l'électricité
Power Pool 1990, NETA 2001	Complète	20/40	2

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « Mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Le nouveau concept, fruits des accords NETA, devenus en avril 2005 BETTA, repose sur un marché spot facultatif et se révèle beaucoup moins ambitieuse. L'activité du marché spot est bien trop faible pour que ce marché puisse jouer un rôle majeur dans la fixation des prix de gros. Il est difficile de déterminer si cette faiblesse de l'activité est due à certains paramètres de conception et dans quelle mesure elle est due à la décision d'intégrer la production et la vente de détail, qui incite les entreprises intégrées à ne pas proposer d'électricité au marché spot.

Tableau 17. Capacité de production en Grande-Bretagne

Entreprise	Capacité (%)
British Energy	11558 (16)
Scottish & Southern	8555 (12)
Powergen (E.ON)	8037 (11)
NPower (RWE)	8035 (11)
Scottish Power	5927 (8)
EDF	4823 (7)
International Power	3723 (5)
Centrica	2878 (4)
BNFL	2668 (4)
Centrale à vendre	9426 (13)
Capacité totale en Grande-Bretagne	71867

Sources : Ministère du commerce et de l'industrie (2004), « Digest of UK Energy Statistics », Imprimerie nationale, Londres, et calculs de l'auteur.

Note : ne prend en compte que les centrales supérieures à 1 MW.

Les actions réglementaires n'ont pas abouti à la division des deux sociétés productrices dominantes qui avaient été créées en 1990, mais la décision d'autoriser l'intégration de la production et de la vente de détail a été à l'origine du remplacement rapide du duopole par un oligopole d'entreprises intégrées. Après une brève période, en 1997/98, au cours de laquelle de nouveaux producteurs d'électricité indépendants sont entrés sur le marché, le prix de gros s'est effondré en 2001 et tous les producteurs indépendants à l'exception d'International Power (une filiale de National Power) ont échoués (voir tableau 17). Aujourd'hui, il est très peu probable que de nouveaux producteurs puissent entrer sur le marché, sauf s'ils sont subventionnés et/ou sous-traitants à long terme de l'une des entreprises intégrées.

10.2 Investissements dans la production

Depuis 1990, les investissements dans la production sont très irréguliers. Deux pics de commande ont eu lieu en 1991 puis en 1997/98, suivis de périodes creuses sans commande ou presque. A présent, la Grande-Bretagne semble être entrée dans une phase de transition : la surcapacité qui existait en 2002, sous la propriété des producteurs indépendants, est rachetée à faible prix par les entreprises intégrées. Par conséquent, la seule installation en cours de construction est un petit parc éolien on-shore. Il reste à déterminer quels projets, parmi ceux qui ont été annoncés mais pour lesquels aucun travail de construction n'a encore été lancé, verront effectivement le jour. A moins d'entamer très prochainement la construction, en particulier des nombreuses centrales d'exploitation des énergies renouvelables dont il est question, la Grande-Bretagne ne pourra pas respecter ses engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre et pourrait bien se retrouver à court d'électricité d'ici quelques années.

10.3 Marché de détail de l'électricité

Du fait du taux de changement de fournisseur élevé parmi les petits consommateurs (voir tableau 18), le marché de détail britannique est généralement considéré comme l'un des rares marchés européens de détail de l'électricité qui soit en bonne santé. Pourtant, une analyse plus détaillée du marché de détail des clients résidentiels révèle - au bas mot - les sept problèmes suivants :

1. Les prix demandés aux clients résidentiels, en particulier les plus pauvres, sont trop élevés par rapport aux prix appliqués aux clients industriels.
2. Les pratiques de vente ne sont pas éthiques.
3. Le changement de fournisseur est une démarche très coûteuse.
4. Les clients souhaitant changer de fournisseur rencontrent des problèmes logistiques.
5. Le profil de demande est utilisé au détriment des compteurs électroniques.
6. Les petits consommateurs sont dans l'impossibilité d'identifier les fournisseurs les moins chers.
7. Le taux de changement de fournisseur semble atteindre un plateau.

Tableau 18. Structure du marché de détail de l'électricité au Royaume-Uni

Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	% des clients résidentiels et petites entreprises ayant changé de fournisseur en 2003	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
1998/99	60 / 6	22	50

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « Mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Etant donné ces conditions, les petits consommateurs se retrouvent à payer les réductions de tarifs dont les gros consommateurs bénéficient, et d'importants coûts supplémentaires de « transaction », comme les frais d'enregistrement et de marketing, sont supportés par les consommateurs, ce qui accroît d'autant les prix. Il est également prouvé que les petits consommateurs qui changent de fournisseur ne profitent pas non plus de la situation, car ils n'ont aucun moyen d'identifier les contrats les moins chers. En dépit du taux de changement de fournisseur relativement élevé, le nombre de consommateurs ayant effectivement quitté leur fournisseur local se stabilise autour de 40 pour cent. Il est probable que les fournisseurs puissent émettre l'hypothèse qu'au moins 60 pour cent de leurs clients résidentiels sont fidèles et donc assimilables à des clients captifs. Sur cette base, loin d'être une réussite, la concurrence sur le marché de détail britannique apparaît plutôt comme un échec pour les petits consommateurs de ce pays.

10.4 Changements au niveau des entreprises

Le gouvernement britannique est quasiment le seul de l'Union européenne à avoir montré peu d'intérêt pour la conservation ou même la promotion de « champions nationaux » dans le secteur de l'électricité (voir tableau 19). La plupart des sociétés privatisées ont changé de propriétaire plusieurs fois et depuis 2001, les trois plus grosses compagnies d'électricité européennes (EDF, RWE et E.ON) occupent une position toujours plus dominante sur le marché du Royaume-Uni. Les trois entreprises britanniques restantes sont comparativement plus petites et il serait surprenant qu'elles ne fassent pas faillite ou qu'elles ne soient pas rachetées par l'un des trois grands acteurs au cours des 5 à 10 années à venir. Scottish Power a acquis une grande compagnie d'électricité aux Etats-Unis, Pacificorp, mais elle a entamé un processus de vente en 2005. Lorsque cette vente sera achevée, probablement au début de l'année 2006, il est prévu que Scottish Power soit rachetée. E.ON est souvent mentionnée comme l'acheteur le plus probable, mais une fusion avec SSE a également été évoquée. Il y a peu de chance qu'un nouvel entrant fasse son apparition sur le marché. Le secteur continuera donc sans doute à se concentrer encore, jusqu'à ce qu'il n'y ait plus que trois ou quatre entreprises dominant chacune leur marché régional et n'ayant donc aucune raison d'entrer en concurrence les unes avec les autres.

Tableau 19. Les grandes compagnies d'électricité au Royaume-Uni

Société principale (e : étrangère)	Autres sociétés nationales importantes	Autres sociétés importantes d'origine étrangère
RWE (e) ou E.ON (e)	SP, Centrica, SSE	EDF

Source : recherches de l'auteur

11 Royaume-Uni : le gaz

Tout comme celui de l'électricité, le marché du gaz britannique doit être considéré comme un marché distinct. Jusqu'en 1998, la Grande-Bretagne était de fait une île productrice de gaz sans réseau de connexion la reliant à l'Europe continentale et, jusqu'en 2002, le pays était plus qu'autosuffisant. Cela signifie qu'il avait les moyens de contrôler l'approvisionnement en gaz et qu'il pouvait appliquer des tarifs différents par rapport aux marchés européens continentaux (l'indexation sur le pétrole était bien moins importante). Aujourd'hui, la production de gaz à partir des gisements naturels décline rapidement : l'importation de gaz via les gazoducs ou sous la forme de gaz naturel liquéfié (GNL) est appelée à représenter une part croissante des besoins britanniques. Dans quelques années, la Grande-Bretagne sera bien plus intégrée aux marchés européens et il sera possible de la considérer comme un membre d'un marché international.

11.1 Marché de gros du gaz

Un marché de gros est en place depuis une dizaine d'années. Il s'appuie sur le NBP (National Balancing Point), un point notionnel sur le NTS (National Transmission System). Le marché est généralement considéré comme actif, bien que les volumes soient difficiles à identifier. Les accords détaillés en vigueur, connus sous le nom de New Gas Trading Arrangements, existent depuis environ cinq ans et ont servi de modèle au marché de l'électricité équivalent (NETA/BETTA). Suite aux mesures gouvernementales et réglementaires visant à réduire la puissance sur le marché de l'ancienne entreprise de monopole British Gas, le marché est fragmenté. Aucune société ne contrôle plus de 25 pour cent du marché et il existe cinq sociétés dont la part de marché est d'au moins 5 pour cent.

11.2 Marché de détail du gaz

Dans la plupart des cas, les marchés de détail du gaz et de l'électricité des clients résidentiels ont fusionné : tous les fournisseurs majeurs proposent du gaz et de l'électricité sous la forme d'une offre « double énergie » (voir tableau 20). Cependant, alors que l'ancienne structure de distribution de l'électricité était régionale, avec 14 entreprises distinctes vendant de l'électricité, une seule compagnie du gaz, British Gas, était entièrement intégrée verticalement. La division des ventes de détail de British Gas a été détachée en 1997 pour former Centrica, une entreprise distincte, bien qu'en Grande-Bretagne, elle soit autorisée à vendre du gaz en tant que British Gas. Elle détient toujours quelque 60 pour cent du marché du gaz résidentiel. Le reste du marché se divise entre les cinq compagnies d'électricité majeures : RWE/Npower, E.ON/Powergen, EDF, Scottish and Southern et Scottish Power. Centrica ne domine qu'un faible pourcentage du marché industriel, largement dominé par les grandes puissances du pétrole et du gaz. Pour une analyse des problèmes liés au marché de détail du gaz, voir section 10.3.

Tableau 20. Structure du marché de détail du gaz au Royaume-Uni

Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	% des petits consommateurs ayant changé de fournisseur en 2003	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
1996/98	82 / 6	13	27

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « Mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

11.3 Changements au niveau des entreprises

L'entreprise publique British Gas a été privatisée en 1986, puis subdivisée pendant les 15 années suivantes sous la pression de l'Autorité de régulation et du gouvernement (voir tableau 21). En 1997, la division des ventes de détail a été détachée pour former Centrica, qui est autorisée en Grande-Bretagne à vendre du gaz sous le nom British Gas. La société mère, BG plc, qui opère hors de Grande-Bretagne sous le nom British Gas, a détaché le gestionnaire de réseau Transco pour former une entreprise séparée, Lattice, en 2001. Mais en 2002, celle-ci a fusionné avec la société équivalente du secteur de l'électricité pour former National Grid Transco (NGT). L'Autorité de régulation a demandé à NGT de séparer le réseau de distribution du gaz local du réseau de distribution du gaz national et de diviser le pays en 8 régions. En 2004, NGT a vendu trois de ces régions, à des distributeurs d'électricité notamment, et d'autres régions devraient également être cédées. BG plc ne joue aucun rôle essentiel en amont du secteur du gaz britannique.

Tableau 21. Les grandes compagnies du gaz au Royaume-Uni

Société principale (I : locale)	Autres sociétés nationales importantes	Autres sociétés importantes d'origine étrangère
Centrica (I)	SP, SSE	EDF, RWE, E.ON + grandes compagnies pétrolières

Source : recherches de l'auteur

12 Pays périphériques : l'électricité

La Grèce et l'Irlande sont toutes deux des marchés relativement petits qui, pour le moment, ne peuvent être facilement reliés aux grands marchés de l'Europe continentale. En conséquence, il est difficile de savoir comment des marchés réellement concurrentiels pourraient être développés.

12.1 Marchés de gros de l'électricité

Aucun de ces pays ne possède un marché de gros. Un tel marché a été proposé en Irlande, mais il est difficile d'imaginer qu'il puisse se développer autrement qu'en devenant un marché très concentré présentant très peu d'opportunités de concurrence (voir tableau 22).

Tableau 22. Structure du marché de la production d'électricité dans les pays périphériques

	Ouverture du marché de gros	Intégration de la vente de détail à la production	Part de marché (%) du plus gros/des trois plus gros producteur(s)
Grèce	Aucun	Complète	100 / 100
Irlande	Aucun	Complète	85 / 90
Irlande du Nord	Aucun	Aucune	Inconnue

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Note : il n'existe aucune bourse d'échange d'électricité dans ces pays.

12.2 Investissements dans la production

Signe du manque de concurrence sur ces marchés, un assez grand nombre de nouvelles unités de production sont en cours de construction ou planifiées, principalement des centrales alimentées au gaz destinées à exploiter les nouvelles grosses installations d'importation de gaz mises en service au cours de ces dernières années.

12.3 Marchés de détail de l'électricité

Le marché de détail des clients résidentiels n'est encore ouvert à la concurrence dans aucun de ces deux pays (voir tableau 23). Le marché de la production étant si restreint et la production étant soit intégrée à la vente de détail (ESB), soit sous-traitée à long terme, il n'y aurait aucun sens à tenter d'ouvrir le marché des petits consommateurs à la concurrence.

Tableau 23. Structure du marché de détail de l'électricité dans les pays périphériques

	Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	% des clients résidentiels et petites entreprises ayant changé de fournisseur en 2003	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
Grèce	2007	100 / 1	-	0
Irlande	Février 2005	88 / 4	1	12
Irlande du Nord	2007	inconnue	-	Inconnue

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Note : la concurrence sur le marché des consommateurs résidentiels n'existait pas en 2003 en Irlande, il est donc supposé que les chiffres cités s'appliquent aux petites entreprises.

12.4 Changements au niveau des entreprises

Du fait de leur situation géographique isolée, ces deux pays sont peu susceptibles d'attirer de nouveaux entrants : dans l'impossibilité de profiter de la synergie d'autres marchés, leurs marchés sont destinés à rester séparés des autres (voir tableau 24). En Irlande du Nord, les contrats à long terme très lucratifs octroyés à AES et BG signifient que ces deux entreprises resteront très certainement en place, sauf si l'Autorité de régulation réussit à renégocier ces contrats de telle sorte que leurs termes soient bien plus favorables aux consommateurs. Le marché irlandais est très certainement appelé à devenir un duopole partagé entre ESB et Viridian, basé sur leurs marchés de détail captifs.

Tableau 24. Les grandes compagnies d'électricité des pays périphériques

	Société principale (e : étrangère, l : locale) N : société possédée par l'Etat à plus de 50 %	Autres sociétés importantes d'origine étrangère
Grèce	PPC (l) N	-
Irlande	ESB (l) N	Viridian
Irlande du Nord	Viridian (h)	BG, AES, ESB

Source : recherches de l'auteur

Note : dans les trois cas, aucune grande entreprise locale n'existe à l'exception de l'entreprise dominante.

13 Pays périphériques : le gaz

Du fait de l'immaturité de son marché du gaz, la Grèce s'est vu octroyer une dérogation à l'application des dispositions de la Directive sur le gaz. Sa situation n'est donc pas détaillée dans ce document. En Irlande du Nord, un ancien réseau de transport du gaz existait, principalement à Belfast, mais il a été progressivement désaffecté aux alentours de 1980. Un gazoduc a été achevé entre l'Ecosse et l'Irlande du Nord et il est prévu que les petits consommateurs de Belfast puissent bientôt acheter du gaz naturel. Cependant, aucun marché n'existe encore.

13.1 Marchés du gaz

Il n'existe aucun marché de gros en Irlande et le marché de détail des petits consommateurs doit être ouvert à la concurrence en 2005.

13.2 Changements au niveau des entreprises

La principale entreprise du secteur du gaz est l'entreprise publique Bord Gais, qui a commencé à étendre son activité aux secteurs de la vente de détail (avec 7 pour cent du marché libre au début de l'année 2005) et de la production d'électricité.

14 Europe centrale orientale : électricité

14.1 Marchés de gros de l'électricité

14.2

La liquidité des marchés de gros des trois pays où il en existe un est minimale et il semble très peu probable que ces marchés fournissent des signaux de prix valides aux consommateurs ou aux investisseurs (voir tableau 25).

Tableau 25. Structure du marché de la production d'électricité en Europe centrale orientale

	Ouverture du marché de gros	Intégration de la vente de détail à la production	Part de marché (%) du plus gros/des trois plus gros producteur(s)	% d'électricité échangée à la bourse de l'électricité
République tchèque	Bourse volontaire d'échange d'électricité, OTE, 2002	Forte	65 / 75	1
Hongrie	Aucune	Faible	30 / 65	-
Pologne	Bourse polonaise d'échange d'électricité, 1999	Faible	15 / 35	1
Slovaquie	Aucune	Faible	75 / 85	-
Slovénie	Borzen, 2001	Faible	70 / 95	2

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

14.3 Marchés de détail de l'électricité

Le marché de détail est ouvert à la concurrence pour les gros consommateurs, mais peu de ces derniers, dont on pourrait attendre qu'ils tirent parti de leur importante consommation pour négocier de meilleures conditions, ont changé de fournisseur (voir tableau 26).

Tableau 26. Structure du marché de détail de l'électricité en Europe centrale orientale

	Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
République tchèque	2006	46 / 5	Inconnue
Hongrie	2007	56 / 7	97
Pologne	2006	32 / 3	17
Slovaquie	2005	84 / 4	28
Slovénie	2007	71 / 6	20

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Note : en 2003, la concurrence sur le marché des petits consommateurs et des consommateurs résidentiels n'existait dans aucun de ces pays.

14.4 Changements au niveau des entreprises

La structure des entreprises n'est pas favorable à la concurrence (voir tableau 27). Trois des pays (République tchèque, Hongrie et Slovénie) disposent d'entreprises dominantes et semblent prêts à les soutenir afin d'en faire des « champions nationaux ». Si ces trois entreprises dominantes doivent être privatisées, les gouvernements chercheront à tout prix à les privatiser en l'état afin de maximiser le prix de vente. Dans les pays où la privatisation a eu lieu, la plupart du temps via la vente des distributeurs régionaux, les trois plus grandes compagnies d'électricité européennes – EDF, RWE et E.ON – sont dominantes. Le Groupe ENEL est devenu actionnaire majoritaire de la société de production slovaque la plus solide. Cette situation de domination de trois entreprises d'Europe occidentale est semblable à la situation observée dans le secteur du gaz, où E.ON, RWE et GDF sont les sociétés les plus actives.

Tableau 27. Les grandes compagnies d'électricité en Europe centrale orientale

	Société principale (e : étrangère, l : locale) N : société possédée par l'Etat à plus de 50 %	Autres sociétés importantes d'origine étrangère
République tchèque	CEZ (l) N	E.ON
Hongrie	MVM (l) N	EDF, E.ON, RWE
Pologne		RWE
Slovaquie	SE/ENEL (e)	EDF, E.ON, RWE
Slovénie	HSE (l) N	

Source : recherches de l'auteur

15 Europe centrale orientale : le gaz

Les pays d'Europe centrale orientale ont bien moins progressé sur la voie de l'ouverture de leurs marchés du gaz que ce n'est le cas pour les marchés de l'électricité. Bien que les principaux Groupes français et allemands particulièrement actifs aient entrepris de nombreuses opérations d'acquisitions, la plupart des pays sont toujours effectivement dans une situation de monopole.

15.1 Marchés de gros du gaz

Dans les cinq pays, il existe une entreprise dominante qui contrôle de fait l'ensemble du gaz entrant dans le réseau. Aucun programme de cession temporaire de gaz n'est pour l'instant mis en place.

15.2 Marchés de détail du gaz

Aucun des pays d'Europe centrale orientale ne dispose actuellement d'un marché dans lequel les consommateurs résidentiels peuvent choisir leur fournisseur de gaz (voir tableau 28).

Tableau 28. Structure du marché de détail du gaz en Europe centrale orientale

	Ouverture du marché de détail	Part de marché (%) des 3 principaux fournisseurs / nombre de fournisseurs au-dessus de 5 %	Part de marché des entreprises d'origine étrangère
République tchèque	2007	59 / 7	Inconnue
Hongrie	2007	62 / 7	69
Pologne	2007	65 / 6	< 5
Slovaquie	2007	100 / 1	49
Slovénie	2007	86 / 4	0

Sources : recherches de l'auteur et Rapport annuel 2005 de la Commission européenne sur la « mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité » {COM(2004)863 final}, Bruxelles.

Note : en 2003, la concurrence sur le marché des petits consommateurs et des consommateurs résidentiels n'existait dans aucun de ces pays.

15.3 Changements au niveau des entreprises

Peu d'efforts ont été entrepris pour mettre en place un marché concurrentiel. Cependant, de grands changements de propriété ont eu lieu (voir tableau 29).

Tableau 29. Les grandes compagnies du gaz en Europe centrale orientale

	Société principale (e : étrangère, l : locale) N : société possédée par l'Etat à plus de 50 %	Autres sociétés importantes d'origine étrangère
République tchèque	RWE	E.ON
Hongrie	MOL (l)	GDF, RWE, E.ON, ENI
Pologne	PGNIG (l) N	
Slovaquie	SPP (GDF/E.ON) (l)	
Slovénie	Geoplin	

Source : recherches de l'auteur

16 Compétences, sécurité de l'approvisionnement et emploi

Les secteurs du gaz et de l'électricité ont fortement besoin d'une main d'œuvre expérimentée et extrêmement compétente pour pouvoir assurer la sécurité de l'approvisionnement. Très souvent, les compétences requises sont spécifiques à ces secteurs, d'où la responsabilité particulière des compagnies du gaz et de l'électricité en matière de formation et de recrutement. Le secteur du gaz est bien moins documenté que celui de l'électricité en termes de compétences et d'emploi, c'est pourquoi la présente section de ce rapport ne traite que du secteur de l'électricité. L'une des priorités de la Commission doit d'ailleurs être de s'assurer que le niveau d'informations disponibles dans le domaine du gaz sera, à l'avenir, bien plus élevé qu'il ne l'est pour le moment.

En matière de formation, les responsabilités sont les suivantes :

- Programmes de formation à court terme pour maintenir et renforcer le niveau de compétences des salariés actuels
- Programmes de recyclage dans les domaines qui nécessitent de nouvelles compétences et où les salariés peuvent être réaffectés
- Programme de reconversion pour permettre aux employés ne pouvant être réaffectés dans l'entreprise de trouver un nouvel emploi dans un autre secteur

Les entreprises sont également responsables de la poursuite des premiers recrutements d'étudiants nouvellement qualifiés. Sans cette action de leur part, certains cours universitaires, de génie électrique par exemple, pourraient disparaître.

La responsabilité globale des entreprises doit s'exprimer sur le long terme. Bien qu'un soudain manque d'intérêt pour la formation et l'éducation ne puisse provoquer à court terme aucune détérioration de la qualité du service, il est en tout autrement à long terme, et la reconstitution d'une main d'œuvre compétente et expérimentée est un processus très long et très coûteux.

L'organisation précédente du secteur, lorsqu'il s'agissait d'un monopole régulé, permettait aux entreprises de répondre aux besoins en compétences pour les raisons suivantes :

- Comme les entreprises bénéficiaient d'un monopole, elles avaient tendance à considérer les autres sociétés du secteur comme des collègues, plutôt que des concurrents, ce qui favorisait la mise en place de systèmes de formation coopératifs.
- Leurs bénéfices étaient plus ou moins régulés, donc des réductions des dépenses de

formation ne pouvaient pas donner lieu à un surplus de profits.

- La structure de propriété du secteur était très stable, ce qui encourageait les entreprises à engager des politiques stratégiques à long terme en matière de compétences.

Ces conditions ont toutes été supprimées par les dispositions des Directives. Les entreprises sont désormais en concurrence les unes avec les autres et sont fortement incitées à ne prendre aucune initiative qui pourrait bénéficier à leurs concurrents (problème du « cavalier seul »). Même les monopoles régulés (les gestionnaires de réseau) le sont de plus en plus souvent au moyen de méthodes comparatives (comparaison des performances des différentes entreprises pour fixer les objectifs des sociétés les plus pauvres), ce qui incite les entreprises à tout faire pour paraître plus efficaces que leurs rivales.

Les tarifs aux consommateurs sont de plus en plus fréquemment fixés par le marché, et les réductions de coûts des sociétés opérant dans les segments concurrentiels du marché peuvent être transformées en bénéfices supplémentaires. Les prix fixés pour les gestionnaires du réseau sont souvent déterminés par le biais d'une réglementation incitative, grâce à laquelle il est possible de convertir des économies de coûts en bénéfices supplémentaires.

Les droits de propriété du secteur sont devenus instables du fait des fréquents changements au sein des entreprises, suite aux fusions et acquisitions. Dans ce secteur d'activité, la propriété à court terme engendre le risque de voir les entreprises réduire les coûts à court terme de façon imprudente, pour ensuite vendre leur activité avant que l'impact ne soit apparent. Les acquisitions placent également les nouveaux propriétaires sous la pression de devoir immédiatement réaliser des économies de coûts pour justifier le rachat auprès de leurs actionnaires ou des agences de notation.

Les Directives ne mentionnent ni la formation, ni l'éducation, et les Rapports d'étalonnage des performances ne contiennent aucun indicateur à ce sujet. Le Rapport d'étalonnage le plus récent s'intéressait particulièrement aux mesures d'augmentation de la productivité. Les mesures de la productivité de la main d'œuvre sont très trompeuses dans ce secteur (une centrale hydroélectrique apparaît plus productive qu'une centrale au charbon) et facilement manipulées. De plus, la productivité de la main d'œuvre est un indicateur très insuffisant de l'efficacité. Il existe de nombreuses façons d'améliorer la productivité de la main d'œuvre, sans pour autant faire progresser l'efficacité du secteur. Par exemple, l'externalisation de la main d'œuvre, la baisse des activités de R&D ou le passage d'une technologie de production alimentée au charbon à une technologie alimentée au gaz sont des stratégies qui permettent toutes d'augmenter la productivité de la main d'œuvre, sans générer le moindre avantage pour les consommateurs. La réduction des activités de maintenance permet elle aussi de faire progresser les statistiques sur la productivité de la main d'œuvre à court terme, mais sur le long terme, les conséquences peuvent se révéler désastreuses pour les consommateurs.

Du point de vue des consommateurs, les mesures en faveur de la productivité sont hors de propos. Les consommateurs veulent un approvisionnement en électricité abordable et fiable, et non la réduction du nombre de personnes-heures requis pour fabriquer un kWh¹⁸.

¹⁸ Pour une critique détaillée de l'utilisation des indices de productivité, voir D. Hall (2005) : « Evaluating the impact of liberalisation on public services: a critique of the European Commission 2004 report 'Evaluation horizontale de la performance des services de réseau d'intérêt économique général' EC SEC(2004) 866 », PSIRU (Unité de recherches internationales sur les services publics), Londres. Consultable à l'adresse : <http://www.psiru.org/reports/2005-03-EU-U-horizeval.doc> (document en anglais).

16.1 L'emploi dans le secteur de l'électricité

Plusieurs facteurs peuvent aboutir à des réductions apparentes ou réelles du nombre de salariés dans le secteur de l'électricité. Les plus importants sont les suivants :

- Augmentation de l'efficacité. Tout au long de l'histoire de secteur de l'électricité, la technologie n'a cessé de progresser et les pratiques se sont constamment améliorées. Au cours des dernières décennies, à mesure que la croissance de la demande ralentissait, ces progrès ont engendré un déclin en matière d'emploi dans le secteur, à chaque fois que le taux d'augmentation de l'efficacité (en général 1 à 2 pour cent par an) dépassait le taux de croissance de la demande.
- Modification des technologies de production. Les différents types de centrales ne nécessitent pas le même type de main d'œuvre : par exemple, une centrale alimentée au charbon peut avoir besoin de plusieurs centaines d'opérateurs tandis qu'une centrale au gaz ou hydroélectrique est le plus souvent très automatisée. Au cours des dix dernières années, dans la plupart des pays, la tendance a été au remplacement du charbon par le gaz, d'où la baisse en matière d'emploi.
- Externalisation des activités non essentielles. Les entreprises ont cherché à réduire leurs coûts et à améliorer la productivité apparente de leur main d'œuvre en externalisant notamment les activités périphériques à qualification relativement réduite, comme l'entretien des locaux ou les restaurants d'entreprise. Cette opération n'aboutit pas nécessairement à une réduction nette du nombre de postes : elle peut n'entraîner qu'un déplacement des emplois des compagnies d'électricité vers les sous-traitants. Notons que si le sous-traitant exerce son activité dans plusieurs secteurs, cela peut signifier que les postes n'apparaissent plus dans les statistiques officielles du secteur électrique. Il est toutefois difficile de savoir si ces changements ont effectivement permis de réduire les coûts, et si les économies enregistrées proviennent réellement de la meilleure efficacité des sous-traitants et non de la détérioration des conditions d'emploi des personnes concernées.
- Externalisation d'activités plus centrales. Certaines compagnies d'électricité ont essayé de réduire les coûts en sous-traitant des activités, comme la maintenance ou encore le développement et la construction des nouvelles installations, à des sociétés spécialisées ou aux fournisseurs d'équipements. Comme dans le cas évoqué ci-dessus, sans qu'il n'y ait réellement eu une baisse du nombre d'emplois, il peut cependant sembler que des postes ont été supprimés si les emplois sont répertoriés dans un autre secteur.
- Réductions des activités de R&D. Depuis la libéralisation, les programmes de R&D ont été fortement réduits dans la plupart des pays, ce qui a souvent donné lieu à la fermeture des installations de R&D et à des pertes d'emplois.
- Fusions et acquisitions. Les fusions et acquisitions entraînent des économies d'échelle, par exemple la fusion des fonctions administratives, d'où des suppressions de postes.
- Réduction des coûts à court terme. Bon nombre d'activités du secteur, comme la maintenance, peuvent être réduites à court terme sans impact immédiat sur la fiabilité des systèmes, ce qui entraîne une baisse du nombre de salariés et des bénéficiaires supplémentaires.

Thomas & Hall¹⁹ sont arrivés à la conclusion que l'externalisation pouvait être potentiellement très dangereuse pour le secteur de l'électricité :

« En externalisant certaines de leurs activités, les distributeurs d'électricité risquent de subir les problèmes de l'externalisation sans en récolter les bénéfices. [...] En

¹⁹ S Thomas & D Hall (2003) : « Restructuring and outsourcing of electricity distribution in EU », rapport commandé par la fondation Energeia, Italie.

http://www.psuru.org/reports/2003-05-E-distriboutsource.doc#_Toc40506036

dépôt de faibles bénéfices, l'externalisation dans le domaine de la distribution d'électricité présente des risques en matière de service public, de responsabilisation vis-à-vis des activités centrales, de formation des salariés spécialisés, etc. Les cas présentés dans la section précédente illustrent cet impact. Certaines des activités souvent externalisées – la maintenance du réseau lui-même, les centres d'appels des services clients – sont des compétences fondamentales pour une entreprise de distribution d'électricité. Si les sous-traitants sont insuffisamment surveillés, les obligations de service public ne peuvent pas efficacement leur être transmises. »

Globalement, plus de 300 000 emplois ont été perdus dans le secteur depuis 1990. L'impact de la Directive sur l'emploi dans le secteur dépend de la date à laquelle les dispositions ont été mises en application. Le secteur de l'électricité britannique, par exemple, a effectivement été libéralisé en 1990 tandis que le secteur de l'électricité français commence tout juste à l'être. Lorsque le processus de réforme implique une privatisation, l'impact sur l'emploi est généralement très lourd. Hall met en évidence que : « les relations industrielles et les politiques de ressources humaines positives sont facilitées lorsque la propriété est publique » et que : « les conséquences pour l'emploi d'une privatisation du type de celle qui s'est déroulée au Royaume-Uni sont rudes et doivent être soigneusement évaluées lors de toute considération de cette option ». ²⁰

Présentés par région, les chiffres se révèlent très parlants.

16.1.1 Pays nordiques

A l'exception de la Grande-Bretagne, les pays nordiques ont été les premiers d'Europe à libéraliser leurs secteurs électriques : la Norvège, en 1991, la Suède et la Finlande, au milieu des années 1990 et le Danemark, vers l'année 2000. Les chiffres indiquent que le nombre d'emplois dans le secteur a baissé d'environ 36 pour cent (environ 34 000 employés) au cours des 15 dernières années (de 1990 à 2004), mais que le processus s'est globalement déroulé à une vitesse assez régulière (voir tableau 30).

16.1.2 Europe du Sud

Entre 1990 et 2002, les pays d'Europe du Sud affichent un pourcentage de réduction du nombre d'emplois (environ 61 000) semblable à celui des pays nordiques (voir tableau 31). Il est difficile de savoir si la forte chute entre 1997 et 1998, puis la hausse entre 1998 et 1999 correspondent à une véritable tendance ou s'il s'agit simplement d'anomalies au niveau du recueil des données.

16.1.3 Europe centrale occidentale

L'emploi dans le secteur de l'électricité a baissé d'environ 24 pour cent (94 000) entre 1994 et 2003 (voir tableau 32). Les suppressions d'emploi en Allemagne ont été particulièrement nombreuses, peut-être du fait des fusions d'entreprises et de la disparition de la production au charbon. En France, les pertes d'emplois ont été relativement limitées.

16.1.4 Royaume-Uni

Entre 1990 et 2003, l'emploi dans le secteur de l'électricité britannique a chuté d'environ 60 pour cent (autour de 85 000), la plupart des suppressions de postes ayant eu lieu entre 1991 et 1998. Depuis, la tendance semble s'être stabilisée (voir tableau 33).

²⁰ D Hall (1997) : « Restructuring and Privatisation in the Public Utilities – Europe » in « Labour and Social Dimensions of privatisation and restructuring – public utilities (water, gas, electricity) », ed Loretta de Luca (ILO, Genève, 1998).

16.1.5 Pays périphériques

En République d'Irlande et en Grèce, l'emploi a baissé de près de 25 pour cent entre 1994 et 2004 (environ 13 000 emplois), les pertes les plus lourdes étant enregistrées au moment de la ratification de la première Directive sur l'électricité (voir tableau 34).

16.1.6 Europe centrale orientale

Les données relatives aux pays d'Europe centrale orientale sont rares et difficiles à interpréter (voir tableau 35).

16.2 L'impact de la libéralisation

Il existe peu d'études détaillées de l'impact de la libéralisation. Toutefois, une enquête autrichienne rigoureuse a comparé l'expérience d'un certain nombre de secteurs de service étrangers avec celle de l'Autriche²¹. Les principales conclusions sont notamment les suivantes :

- Réduction importante du nombre d'emplois dans tous les secteurs. Dans la plupart des industries considérées, les réductions de personnel peuvent atteindre 50 pour cent pendant les dix premières années suivant le lancement de la libéralisation/privatisation.
- Baisse du coût de la main d'œuvre par le biais de diminutions de salaires et de modifications des structures de paiement. Les primes et versements supplémentaires ainsi que les prestations sociales (prestations de maladie) et les plans d'épargne retraite sont réduits et, dans de nombreux secteurs, les nouveaux embauchés sont contraints d'accepter des conventions collectives de qualité inférieure.
- Augmentation de la flexibilité, cumul et allongement des horaires de travail. Les heures supplémentaires sont plus fréquentes (pour compenser les suppressions de postes et les pertes de revenus).
- Modification des conditions de travail. Le travail s'intensifie et les performances exigées sont considérablement plus élevées.
- Impact sur les politiques des ressources humaines. Les opportunités de formations de base ou avancées se raréfient, les options de consolidation des compétences sont limitées au personnel essentiel. Les mesures de promotion des femmes sont plus rhétoriques que concrètes.
- Détérioration des conditions de représentation collective des salariés. La représentation collective des salariés est restreinte.

Ces conclusions suggèrent fortement que les réductions de coûts faisant suite à la libéralisation ont plus à voir avec la dégradation des conditions d'emploi dans le secteur qu'avec des augmentations d'efficacité.

Une étude réalisée par ECOTEC pour la Commission européenne a elle aussi identifié des conséquences négatives sérieuses pour l'emploi dans le secteur de l'électricité²². Les conclusions de cette étude établissent que « la libéralisation a clairement accéléré la vitesse des changements et les pertes d'emploi associées ». L'étude remarque également « une modification plus ou moins significative de la nature des relations entre les salariés et leurs entreprises, les emplois à plein temps et à durée indéterminée laissant la place aux emplois dits précaires, par exemple les temps partiels, les contrats à durée déterminée et les contrats de travail temporaire ».

²¹ R Atzmüller & C Hermann (2004) : « The Liberalisation of Public Services and Its Effects on Employment, Working Conditions and Industrial Relations », Centre de recherche sur la qualité de vie au travail, Vienne.

²² ECOTEC (2000) : « The Effects of the Liberalisation of the Electricity and Gas Sectors on Employment », rapport final pour la Commission européenne, C1713 :

www.europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/ecotecfinalreport.pdf (anglais uniquement).

Un rapport établi par Fairbrother²³ et commandé par les partenaires sociaux, Eurelectric et la FSESP formule la conclusion suivante :

« Le secteur européen de l'électricité est confronté à un déficit de compétences imminent, au niveau de tous les types de postes aussi bien que dans tous les domaines professionnels de l'industrie. Deux points sont à noter tout particulièrement. En premier lieu, le déficit apparaît dans le contexte d'un déclin des emplois techniquement et technologiquement essentiels (opérations manuelles et ingénierie). Ce facteur se reflète en partie dans le profil de vieillissement du secteur. En second lieu, il est de plus en plus difficile de trouver les nouvelles compétences (vente, commerce, activités commerciales et orientation client) qui font partie intégrante de l'industrie européenne émergente. Au vu de ces deux facteurs, il est de plus en plus nécessaire de planifier des programmes de formation à long terme. L'engagement pour la 'gestion des changements' devrait être au cœur de la résolution de ces problèmes. »

Un second rapport²⁴, toujours par Fairbrother et commandé par les partenaires sociaux, Eurelectric et la FSESP, établit qu'avant la libéralisation, les femmes étaient beaucoup moins sous-représentées dans l'industrie, que la libéralisation ne peut pas améliorer la situation à elle seule, et qu'elle risque même de l'aggraver :

« La main d'œuvre du secteur de l'électricité est très largement masculine et d'âge moyen. Du fait du vieillissement de l'industrie, un problème global est en train d'apparaître en termes de recrutement, de fidélisation des employés et de conduite des activités dans les nouvelles circonstances émergentes. Dans le contexte de la restructuration, la composition sociodémographique de la main d'œuvre est susceptible de se modifier de manière importante au cours des prochaines années. Deux dimensions sont à considérer concernant le profil de la main d'œuvre : l'âge ou dimension générationnelle, et l'inégalité au niveau de l'emploi des femmes, que ce soit au sein des entreprises ou entre les différents pays de l'UE. Il est à noter à ce propos que les femmes trouvent beaucoup moins facilement un emploi dans les 15 anciens pays de l'UE que dans les nouveaux arrivants d'Europe centrale orientale. Ces observations soulèvent un certain nombre de questions importantes relatives aux stratégies à suivre en matière de formation ainsi qu'aux distorsions émergentes dans le profil des compétences de l'ensemble de la main d'œuvre. »

16.3 Evaluation

Il est désormais clair que la libéralisation du secteur de l'électricité est non seulement gravement nuisible aux conditions de travail des salariés de l'industrie, mais également, à long terme, dangereuse pour le secteur lui-même du fait des économies dans les domaines de la formation et de la R&D. Ces observations s'appliquent très certainement également au secteur du gaz.

La Commission doit faire en sorte que les données permettant le suivi de la situation soient effectivement recueillies, en particulier dans le secteur du gaz où les informations sont pour le moment très réduites. Elle doit s'attaquer au problème du faible niveau d'emploi des femmes dans le secteur. Il peut également s'avérer nécessaire de réviser les Directives,

²³ P Fairbrother, D Hall, S Davies, N Hammer, D Stroud, & S Thomas (2003) : « Future skills needs in the European electricity industry », rapport pour la FSESP, l'EMCEF et EURELECTRIC.

²⁴ P Fairbrother, S Davies, N Hammer, M Jephcote, A Parken & D Stroud (2005) : « Equal opportunities and diversity: Changing employment patterns in the European electricity industry », rapport pour la FSESP, l'EMCEF et EURELECTRIC.

afin d'imposer aux entreprises des objectifs en matière de formation et de s'assurer que les réductions de coûts ne sont pas réalisées au détriment des conditions d'emploi des salariés.

Tableau 30. Emplois du secteur de l'électricité dans les pays nordiques

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
2003	2004												
Danemark	11750	11688	11595	11471	11242	9423	9397	9279	9394	8734	9124	8392	8576
8579	8480												
Finlande	20703	20784	20216	18123	16848	16462	16399	15949	15599	14996	14731	14622	14182
13742	13300												
Norvège	23000	21000	21000	22000	22000	22000	21000	21000	18000	18000	20000	15776	14898
14313	13370												
Suède	38500	35000	32000	29000	29000	29000	28000	27000	27000	27000	27000	27000	27000
25000	24500												
Total	93953	88472	84811	80594	79090	76885	74796	73228	69953	68760	70855	65790	64656
61634	59650												

Sources : données compilées par la FSESP à partir de sources diverses.

Tableau 31. Emplois du secteur de l'électricité en Europe du Sud

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
2003	2004												
Italie	110562	107976	105732	104234	100312	94561	90606	85939	83400	92151	88957	83600	82030
81000	80000												
Portugal	20165	18920	18082	17034	16826	16472	16182	15594	15053	13404	13198	11567	10284
9000	7416												
Espagne	52639	51960	51662	48143	47951	45342	43464	41178	31149	29256	29111	28387	29600
Total	183366	178856	175476	169411	165089	156375	150252	142711	129602	134811	130906	123554	121914

Sources : données compilées par la FSESP à partir de sources diverses.

Tableau 32. Emplois du secteur de l'électricité en Europe centrale occidentale

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
2004														
Autriche	30410	29815	29220	28625	28030	27425	27063	26503	25308	24024	23561	22312	22473	
	21086	20560												
Belgique		18082	17697	17414	17012	16722	16342	16018	16039	15843	15307	13848	13638	
	13000													
France	120263	119589	118551	118395	117965	116909	116919	116462	114872	116516	117744	115677	113682	
	110089	109463												
Allemagne		217600	210200	204400	196300	187900	178900	171100	160426	151076	137197	130507	131573	
	131373	126728												
Pays-Bas					38000	37000	35000	32000	31000	29500	28000	27000	28200	
	27700	26540												
Total					397307	385956	374224	362083	347645	336959	321809	309344	309566	
	303248													

Sources : données compilées par la FSESP à partir de sources diverses.

Tableau 33. Emplois du secteur de l'électricité au Royaume-Uni

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
2003													
2004													
Royaume-Uni	144200	140200	134100	121900	111000	94570	84445	82135	70239	68131	72289	68402	62052
	58660												

Sources : données compilées par la FSESP à partir de sources diverses.

Note : l'Irlande du Nord est incluse.

Tableau 34. Emplois du secteur de l'électricité dans les pays périphériques

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
2003	2004												
Grèce					38000	37000	35000	32000	31000	29500	28000	27000	28200
27700	26450												
Irlande	12000	11500	11200	10800	10500	10300	9800	9200	9240	9319	9318	9384	8866
8831	8831												
Total					48500	47300	44800	41200	40240	38819	37318	36384	37066
36531	35281												

Sources : données compilées par la FSESP à partir de sources diverses.

Tableau 35. Emplois du secteur de l'électricité dans les pays d'Europe centrale orientale

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
2003	2004												
R. tchèque	45000	45000	45000	43000	42000	41000	36000	34500	33000	32000	31000	30000	27000
22893													
Hongrie						33700	31800	29400	29624	26669	23888	22168	
23000													
Pologne													
99200													
Slovaquie													23000
16519	16400												
Slovénie			7679		7113	7020		7030		6682	6516	6395	
6486	6389												

Sources : données compilées par la FSESP à partir de sources diverses.

17 La concurrence peut-elle fonctionner ?

L'axiome, a priori plausible, selon lequel les marchés concurrentiels sont plus efficaces que les monopoles oublie de prendre en compte les caractéristiques spécifiques aux secteurs de l'électricité et du gaz, connues depuis très longtemps, mais que les partisans de la libéralisation préfèrent ignorer ou considérer comme désormais invalides. Certains des facteurs particuliers liés au domaine de l'électricité sont les suivants :

- L'impossibilité de stocker la puissance électrique. La plupart des produits peuvent être stockés, ce qui permet aux fabricants et aux consommateurs d'aplanir les fluctuations de la demande et de l'offre en réduisant les approvisionnements lorsque les prix sont élevés et en les augmentant lorsque les prix sont bas.
- La nécessité de disposer à tout moment d'une demande égale à l'offre. Sur un marché de l'électricité, l'offre et la demande doivent toujours correspondre, sous peine de voir le système entier s'effondrer. Sans contrôle des producteurs, un gestionnaire du réseau ne dispose pas des outils requis pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. La notion de libre marché signifie que les acteurs peuvent librement entrer et sortir et que rien n'oblige les producteurs à proposer leurs produits au marché.
- Le manque de produits de substitution. Pour la plupart des produits, il existe des produits de substitution immédiate pouvant être utilisés si l'approvisionnement est trop faible ou si les prix sont trop élevés. La menace de voir leurs clients se tourner vers les substituts discipline les producteurs quant à leurs stratégies de disponibilité et de tarification. Très souvent, il n'existe aucun produit de substitution à l'électricité et même lorsque la substitution est théoriquement possible, les consommateurs sont généralement contraints de s'en tenir à l'alimentation électrique du fait des équipements qu'ils utilisent.
- L'importance du rôle de l'électricité dans la société moderne. La société actuelle a besoin d'une alimentation fiable en électricité pour fonctionner correctement. Une panne d'un réseau électrique peut avoir des conséquences immédiates et désastreuses sur le bien-être des personnes et l'économie, comme l'ont prouvé les grandes coupures de 2003. Pour de nombreux produits, une défaillance du marché peut être limitée grâce au recours aux substituts ou aux stocks. Cela n'est pas possible dans le cas de l'électricité. En conséquence, la demande d'électricité ne peut pas facilement être influencée à court terme par une variation des prix.
- Le fait que l'électricité est un produit standard. Dans un réseau interconnecté, l'électricité est un produit standard. Un client qui change de fournisseur ne peut pas espérer bénéficier d'une « meilleure » électricité, donc les marchés sont uniquement dirigés par les prix et seront exploités par ceux qui ont le plus à gagner d'une énergie peu coûteuse (les gros utilisateurs), ainsi que les compétences et la puissance de négociation leur permettant de décrocher les meilleurs contrats. Si le marché fonctionne bien, les prix sont inévitablement entraînés à la baisse vers le coût marginal à court terme, soit un niveau trop bas pour justifier de nouveaux investissements.
- L'impact sur l'environnement. L'impact environnemental de la production d'électricité doit être ajouté à la liste habituelle des caractéristiques particulières. La production d'électricité est l'une des causes majeures des émissions de gaz à effet de serre et les projets de lutte contre le réchauffement climatique doivent s'intéresser de près au secteur de l'électricité (et du transport). Le marché ne permettra pas d'obtenir les réductions d'émissions suffisantes. Les mécanismes du marché ne sont que quelques uns des outils devant être utilisés, et non la réponse complète.

Le gaz naturel transporté par gazoduc est également un produit standard et la décision de l'exploiter a été, pour de nombreux pays, un facteur important dans la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, certaines des caractéristiques du gaz naturel et

des exigences qui en découlent sont moins strictes que pour l'électricité. Le gaz naturel peut être stocké, même si le coût de stockage est élevé, et un déséquilibre à court terme entre l'offre et la demande peut être géré. Sur le long terme, le charbon et le pétrole peuvent être utilisés comme substituts du gaz dans de nombreuses applications, moyennant un remplacement des équipements. Pour les usagers résidentiels, les substituts sont bien moins pratiques que le gaz. La remplaçabilité du gaz naturel n'est donc généralement envisageable qu'à long terme. Par ailleurs, le gaz joue un rôle fondamental dans les pays où il est largement répandu.

Ces facteurs signifient que les marchés libres de gros ou de détail du gaz ou de l'électricité ne sont pas viables.

17.1 Des marchés de gros économiquement efficaces sont-ils envisageables ?

Il s'agit certainement de la question la plus importante. Dans le domaine de l'électricité, c'est la production qui représente la plus grosse partie des factures de détail, généralement plus de 50 pour cent, et c'était l'idée que le secteur de la production pouvait passer d'un monopole à un marché concurrentiel qui promettait des réductions de prix. L'autre avantage clé supposé était le transfert des investissements depuis les consommateurs, au niveau desquels ils se trouvent généralement dans un marché de monopole, vers les actionnaires des sociétés productrices. Si un producteur faisait un mauvais investissement, le marché devait s'assurer que les surcoûts étaient pris en charge par les actionnaires. Il était supposé que ce système disciplinerait les compagnies d'électricité et les inciteraient à n'investir que dans les options rentables.

Sur le plan théorique, ces hypothèses sont discutables. Au départ, la nationalisation des compagnies d'électricité avait pour deux raisons principales les économies d'échelle et l'efficacité de la planification. Les technologies de production, en particulier les plus complexes, nécessitent souvent une base de compétences fixe, indépendante du nombre de centrales qu'il est prévu d'exploiter. Une grande compagnie d'électricité centralisée permet d'éviter les doublons et garantit qu'aucun investissement inutile et superflu n'est engagé.

L'hypothèse selon laquelle, dans un système de monopole, les consommateurs paient les investissements imprudents n'est valide que si la réglementation n'est pas efficace. Dans un système correctement réglementé, des contrôles « de prudence » des investissements sont effectués par l'Autorité de régulation qui interdit à la compagnie d'électricité de transférer les coûts vers les consommateurs en cas d'investissements malencontreux. Certains risques échoient toujours aux consommateurs, par exemple, si les prix des combustibles fossiles augmentent brusquement sans que le producteur n'ait pu raisonnablement le prévoir, l'Autorité de régulation autorise l'entreprise à transférer l'augmentation de prix vers les consommateurs.

Le prix de gros du gaz constitue également environ la moitié du prix de détail du gaz appliqué aux petits consommateurs. Cependant, alors que la production de gaz n'est généralement pas intégrée au transport et à la vente de détail, il est important de contracter des engagements à long terme, comme cela est le cas pour la construction d'une centrale électrique. En effet, contrairement au pétrole, le gaz ne peut pas être produit de manière spéculative avec l'assurance que tous les volumes produits pourront être vendus sur le marché mondial à un prix standard. Le développement des gisements de gaz naturel est très coûteux, tout comme les infrastructures spécialisées de transport du gaz des gisements vers le marché, par exemple des gazoducs longue distance ou des terminaux GNL. Ce genre d'investissement est hautement spéculatif s'il n'existe aucun contrat crédible à long terme d'achat du gaz.

Par ailleurs, la prétendue supériorité des marchés supposait que la concurrence serait un « bien gratuit », c'est-à-dire que les coûts de mise en place et d'exploitation d'un marché concurrentiel seraient négligeables. Elle supposait également que la création d'un marché libre ne compromettrait pas la sécurité.

17.1.1 Le coût de la concurrence

Le coût de la concurrence le plus évident est la prime de risque relative aux investissements. La construction d'une centrale électrique est une opération risquée quelle que soit la façon dont l'industrie est structurée :

- Les équipements requis sont d'un niveau technologique très élevé et donc, à moins que la construction et l'exploitation ne soient extrêmement bien gérées, ils peuvent entraîner des dépassements des coûts de construction ou s'avérer insuffisamment fiables.
- Les centrales électriques nécessitent d'importants capitaux. S'il n'existe aucun marché pour l'électricité, les propriétaires doivent néanmoins assumer les charges financières, qui peuvent représenter jusqu'aux deux tiers du coût de l'électricité dans le cas des énergies renouvelables, des installations hydroélectriques à grande échelle ou des centrales nucléaires.
- Le prix des énergies fossiles est imprévisible et peut augmenter ou chuter d'un jour à l'autre. Ces variations peuvent mettre à mal la rentabilité d'une centrale électrique, qu'elle soit alimentée aux combustibles fossiles ou non. Par exemple, une augmentation du prix du gaz par rapport à celui du charbon peut rendre une centrale au gaz non rentable, de la même façon qu'une baisse des prix des énergies fossiles peut rendre une centrale nucléaire non rentable.

Les mêmes facteurs s'appliquent au secteur du gaz naturel.

Dans un marché de monopole, même si le secteur est bien régulé, certains risques se répercutent sur les consommateurs qui paient généralement si les coûts du producteur sont supérieurs aux coûts prévus. Ainsi les investissements dans de nouvelles centrales électriques présentent-ils un risque limité pour les propriétaires de la société productrice et le coût annuel réel du capital tourne-t-il autour de 6 à 8 pour cent. Même dans les marchés imparfaits créés en Europe, l'investissement dans de nouvelles capacités de production est un gros risque. Presque tous les producteurs indépendants de Grande-Bretagne ont fait faillite tandis que les deux plus gros producteurs privatisés, National Power et Powergen, affaiblis par des décisions d'investissement malencontreuses, ont été rachetés. En Grande-Bretagne, même pour une centrale électrique ayant signé un accord d'achat à long terme, le coût réel du capital est d'au moins 15 pour cent. Par conséquent, tandis que les actionnaires ne paient que si un investissement échoue, les consommateurs paient toujours du fait du coût plus élevé du capital. En supposant que le remboursement du capital représente environ un tiers du coût de l'électricité d'une centrale, l'augmentation du coût du capital d'un facteur de 2 à 2,5 augmente le coût de production global de l'électricité de 33 à 50 pour cent.

En ce qui concerne le gaz, les considérations sont les mêmes. Une entreprise signataire d'un contrat d'achat de gaz à long terme court le risque d'avoir surestimé son marché et/ou de voir le prix du marché à court terme devenir inférieur au prix contractuel. Ces deux risques ont été clairement illustrés en Grande-Bretagne. Après l'effondrement du prix du gaz de la mer du Nord au milieu des années 1990, le Groupe British Gas s'est retrouvé prisonnier de contrats d'achat ferme de gaz qu'il ne pouvait pas vendre ou alors seulement à perte. Il a dû enregistrer environ 1,5 milliard de livres de perte sèche sur ces contrats. La conséquence a été le

démantèlement de British Gas, mais aussi le transfert par British Gas d'une partie des coûts vers les petits consommateurs. L'effondrement du prix du gaz a aussi laissé certains détaillants/producteurs confrontés à des contrats de gaz très coûteux. L'électricité produite dans le cadre de ces contrats était affectée au marché résidentiel, comme nous le verrons à la section 18.3.8.

Il faut également prendre en compte les coûts de conception et d'exploitation du marché. En Grande-Bretagne, en 2003, le Bureau national de vérification des comptes a estimé que le coût de développement et de gestion du marché NETA, pendant les cinq premières années, s'élevait à environ 770 millions de livres, soit environ 30 £/client²⁵. Depuis lors, des fonds supplémentaires substantiels, non encore pris en compte publiquement, ont été investis pour résoudre les problèmes engendrés par les accords NETA et pour étendre le système à l'Ecosse dans le cadre des accords BETTA.

Il est très improbable que le fonctionnement de la concurrence, même avec une augmentation de l'efficacité et un contrôle des décisions d'investissement, puisse être suffisamment efficace pour couvrir ces coûts de transaction et frais financiers supplémentaires.

17.1.2 Risques liés à la sécurité de l'approvisionnement²⁶

L'argument avancé par les partisans des marchés est le suivant : les signaux du marché issus du prix de gros peuvent stimuler juste assez les investissements pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. Cet argument s'appuie sur l'hypothèse évidente que le marché peut fournir des signaux de prix cohérents et opportuns, mais aussi sur l'hypothèse que les producteurs/grossistes du secteur du gaz peuvent librement entrer et sortir du marché.

Aucune de ces deux hypothèses ne résiste à une analyse plus attentive. Du fait de la nécessité de l'équilibre constant entre l'offre et la demande, de l'impossibilité du stockage et de l'inélasticité de la demande, les prix sont inévitablement destinés à être très volatiles. Si la capacité est insuffisante, le prix sera placé très haut afin d'assurer une réponse suffisante à la demande. A l'opposé, si la capacité est en excès, les producteurs descendront jusqu'à leur coût marginal pour être sûrs de percevoir un certain revenu. Pour les producteurs signataires d'un contrat d'approvisionnement en combustible relativement peu flexible, le coût marginal effectif pourrait être proche de zéro. Les partisans des marchés répondent que cet état de fait illustre la nécessité de disposer de signaux du côté de la demande, en d'autres termes, si le prix de gros augmente substantiellement, cette hausse doit être transférée de manière visible aux consommateurs pour les forcer à économiser ou à payer très cher. Certaines mesures de réduction des pics de consommation peuvent être très rentables, mais la méthode consistant à proposer des tarifs dissuasifs aux consommateurs est rétrograde et probablement inacceptable sur le plan politique. Elle transformerait en effet une commodité fiable et tarifée de manière prévisible en une commodité dont les prix deviennent très élevés lorsqu'elle est le plus nécessaire, par exemple, pendant une froide soirée d'hiver.

Les mêmes considérations s'appliquent au secteur du gaz naturel.

Les prix seront donc volatiles et imprévisibles comme cela est le cas pour d'autres

²⁵ Bureau national de vérification des comptes (2003) : « The New Electricity Trading Arrangements in England and Wales », rapport du Contrôleur de gestion et du Commissaire aux comptes, HC 624 Session 2002-2003, 9 mai 2003.

²⁶ Le rapport de l'ETSO (Association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité) sur l'adéquation de la production est consultable à l'adresse : <http://www.ets-net.org/upload/documents/Generation%20Adequacy%20Report%20Publication%20Version.pdf>

commodités. Il est très peu probable que, sur la base de signaux aussi transitoires, des investisseurs engagent une somme de l'ordre de 1 milliard d'euros dans la construction d'une centrale nécessitant jusqu'à six ans de travail avant sa mise en service effective. Dans un marché libre, les entrées et les sorties sont libres. Cela signifie que tous les investisseurs voient les signaux de prix et, si le marché répond à ces signaux, il peut y avoir des surinvestissements lorsque les investisseurs répondent à leur tour aux signaux. S'ensuit alors une baisse des prix, suivie par certaines sorties du marché lorsque les centrales déficitaires sont fermées, d'où une nouvelle remontée des prix. Ce « cycle du porc » est bien connu pour les autres commodités. Cependant, il ne peut pas servir de base stable à une industrie de production si le prix de l'un de ses éléments clés varie autant.

La Commission paraît s'inquiéter du risque de pénurie de capacité. Elle a donc ajouté, dans la Directive sur l'électricité de 2003, des mesures exigeant des gouvernements qu'ils surveillent les capacités de production et qu'ils commandent la construction de nouvelles centrales si les ressources dont leur pays dispose leur semblent insuffisantes. Aucune disposition comparable n'a été prise pour le gaz. Les mesures appliquées à l'électricité partent d'une bonne intention mais sont totalement erronées. Avec l'entrée libre, comme le sous-entend la « procédure d'autorisation » de la Directive, il y aura inévitablement un grand nombre de projets potentiels pouvant être concrétisés dans les cinq années suivantes, mais dont peu sont déjà en cours de construction. Les producteurs disposeront d'une gamme d'options qu'ils peuvent ou non mettre en œuvre selon les conditions du marché. Prévoir l'apparition d'une pénurie de capacité dans une telle situation est impossible car le nombre de projets sur le point d'être activés est inconnu. Par ailleurs, si le gouvernement identifie une pénurie potentielle et lance la construction d'une centrale d'une capacité apparemment suffisante, cette nouvelle capacité pourrait être contrebalancée par la mise hors service d'une installation existante ayant cessé d'être rentable du fait de la construction de la nouvelle centrale, d'où l'apparition d'une pénurie malgré tout.

Si la production et la vente de détail sont séparées, ce qui rendrait le secteur plus compétitif, les conditions ayant abouti à la crise californienne de 2001 pourraient se reproduire. Dans une structure non intégrée, les producteurs n'ont aucune responsabilité vis-à-vis des consommateurs finaux et peuvent augmenter leurs bénéfices grâce aux prix élevés engendrés par les pénuries d'électricité. Ils sont alors d'autant moins incités à investir et d'autant plus tentés de retirer du marché, temporairement voire définitivement, une partie de leur capacité. L'intégration de la production à la vente de détail encourage les producteurs à s'assurer qu'ils possèdent la capacité suffisante pour subvenir aux besoins de leurs clients de façon fiable et rentable, mais elle se fait au prix de la concurrence.

Si des mesures de garantie de l'adéquation de la capacité et de la stabilité des prix – comme des restrictions à l'entrée et la sortie des acteurs, des restrictions au niveau des appels d'offres ou l'intégration de la production et de la vente de détail – sont appliquées au marché, celui-ci sera si compromis qu'il ne pourra plus être durablement efficace.

Dans le secteur du gaz, l'intégration de la production et de la vente de détail est moins susceptible de se produire. La production de gaz restera certainement entre les mains des grandes multinationales du pétrole et du gaz, qui semblent peu intéressées par l'intégration en aval, sauf sur les marchés des gros consommateurs et des centrales électriques, qui sont des marchés uniquement déterminés par les coûts. Il y a un risque que les détaillants ne signent des contrats d'achat de gaz que de façon conservatrice, c'est-à-dire qu'ils préfèrent acheter une quantité plutôt faible afin de ne pas se retrouver « encombrés » d'inventures. Cette situation semble s'être produite en 2004 en Italie (voir section 19.10.5) : les contrats d'achat de gaz trop

limités avaient engendré de graves difficultés pour répondre à la demande. A moins qu'une autorité centrale chargée de s'assurer que le volume de gaz prévu dans les contrats est suffisant n'existe, il est difficile de résoudre ce problème puisque, dans un marché libre, aucun détaillant n'a la responsabilité personnelle d'assurer la sécurité de l'approvisionnement. Toute opération de planification centralisée se ferait au détriment du marché et irait ainsi à l'encontre de l'objectif majeur de la Directive sur le gaz.

17.2 La concurrence sur les marchés de détail peut-elle aboutir à une juste affectation des coûts ?

Si le modèle concurrentiel de l'électricité et du gaz fonctionne comme prévu, la concurrence sur le marché de détail devrait avoir un impact limité voire nul sur les prix. Les charges d'utilisation du réseau seront les mêmes pour tous les détaillants concurrents et, si le marché de gros est concurrentiel et transparent, le prix de gros sera très similaire pour tous les fournisseurs. Sur un marché de monopole, la partie de la facture relative à la vente de détail – lecture du compteur, envoi des factures, etc. – représente généralement moins de 10 pour cent de la facture totale des clients résidentiels, donc, si les prix reflètent les coûts, ce qui doit être le cas sur un marché efficace, il ne devrait y avoir que des différences minimales entre les tarifs facturés par les différents fournisseurs.

Cependant, si, comme nous l'avons affirmé précédemment, il est impossible de créer un marché de gros efficace et s'il n'y a pas de prix de gros de référence fiable, la charge incombe alors aux consommateurs finaux : c'est en changeant suffisamment souvent de fournisseur à la recherche de l'offre la moins chère qu'ils peuvent imposer la concurrence et forcer les fournisseurs à facturer des prix reflétant uniquement leurs coûts.

17.2.1 Equité sociale

Il est tout à fait plausible de supposer que les clients de moyenne ou grande envergure auront la motivation et les ressources de négocier des prix bas. En revanche, il n'existe aucune garantie que les petits consommateurs soient également suffisamment motivés pour changer de fournisseur ou qu'ils possèdent les ressources leur permettant d'identifier la meilleure offre. Dans la plupart des pays de l'Union européenne ayant instauré la concurrence sur le marché de détail, le taux de changement de fournisseur est inférieur à 5 pour cent par an. En Grande-Bretagne, marché où la concurrence de détail semble fonctionner le mieux si l'on s'en tient au critère du taux de changement de fournisseur, il est clair que les clients ne peuvent pas identifier l'offre la moins chère, ou que le prix n'est pas leur critère de choix d'un fournisseur. Les deux tiers des consommateurs ayant changé de fournisseur se sont tournés vers l'une des entreprises les plus chères. Quelle qu'en soit la raison, le résultat d'un tel phénomène sera que les petits clients seront exploités du fait de leur absence de sensibilité aux coûts. Les fournisseurs offriront leurs meilleurs tarifs aux gros clients très conscients des coûts. Ce comportement est parfaitement illustré en Grande-Bretagne où les gros consommateurs ont eu droit à des réductions de prix au détriment des petits consommateurs.

Les consommateurs les plus susceptibles d'être touchés sont les consommateurs les plus pauvres. Sur un marché libre, les entreprises ne sont pas tenues d'approvisionner certains groupes de clients spécifiques, tout comme elles ne sont pas obligées de proposer des tarifs reflétant les coûts. Elles sont peu incitées à se faire concurrence sur le segment de marché des consommateurs les plus pauvres qui utilisent peu d'électricité, qui peuvent avoir des difficultés à payer leurs factures et qui seront moins susceptibles d'acheter d'autres produits proposés par leur fournisseur. En conséquence, même si la réglementation impose aux

entreprises d'alimenter en électricité tout client le demandant, les clients les plus pauvres se voient proposer des prix élevés.

Toute mesure réglementaire visant à résoudre ces problèmes dans une structure concurrentielle, par exemple le plafonnement des prix de l'électricité résidentielle ou l'obligation de proposer aux clients les plus pauvres des prix de façon non discriminatoire, risque de trop compromettre le marché pour que l'hypothèse d'un marché efficace soit encore valide.

17.2.2 Coûts de transaction

Comme pour le marché de gros, l'hypothèse implicite de la Commission est que la concurrence de détail est un bien gratuit. Or, ce n'est pas le cas. Les coûts techniques de changement de fournisseur (réinscription des clients) sont élevés et, de manière injuste, ils doivent être pris en charge principalement par les clients ne changeant pas de fournisseur. Les frais de marketing sont également importants et répartis sur tous les clients, qu'ils veuillent ou non changer de fournisseur. Une étude exhaustive des coûts de la concurrence de détail sur le marché de l'électricité²⁷ a calculé que chaque client résidentiel paie environ 15 à 20 £ par an la possibilité de changer de fournisseur, qu'il veuille ou non profiter de cette possibilité. Les coûts principaux sont le coût de réinscription et les coûts marketing du détaillant. Si, comme l'Autorité de régulation britannique les encourage à le faire, les consommateurs sont plus nombreux à changer de fournisseur, ces coûts augmenteront.

17.3 La mise en place d'un oligopole dominé par les producteurs-détaillants intégrés est-elle inévitable ?

Avec la Directive sur l'électricité dans sa forme actuelle, l'industrie exerce une pression énorme pour que l'intégration de la production et de la vente de détail soit autorisée là où elle ne l'est pas. Du point de vue d'une entreprise, une structure intégrée est moins concurrentielle et donc moins risquée. Les propriétaires des centrales préfèrent vendre leur électricité à des clients finaux peu susceptibles de changer de fournisseur, plutôt qu'à un marché spot sur lequel le prix et le volume peuvent changer toutes les 30 minutes. Quant aux responsables politiques, ils concluront sans doute, comme ce fut le cas en Grande-Bretagne, que l'intégration offre de meilleures garanties en termes de sécurité de l'approvisionnement, même si elle se fait au détriment de la concurrence. Par conséquent, l'intégration verticale semble inévitable.

Il existe également des « synergies » commerciales avec le secteur du gaz et, dans la plupart des pays, les industries de l'électricité convergent avec les industries en aval du secteur du gaz : la plupart des compagnies d'électricité se tournent vers l'approvisionnement en gaz, soit en rachetant ou en fusionnant avec une compagnie du gaz existante, soit en concurrençant leurs rivales au niveau des consommateurs de gaz finaux en proposant des offres « double énergie ».

Les coûts et risques élevés, même des marchés imparfaits, favorisent largement les grandes entreprises. Par ailleurs, de nombreux gouvernements sont réticents à l'idée d'abandonner une telle industrie clé entre les mains d'entreprises étrangères plus difficilement influençables et moins engagées à l'extérieur qu'à l'intérieur de leur marché local.

En conséquence, au lieu de susciter la création d'un grand nombre d'entreprises

²⁷ D Maclaine (2004), thèse de doctorat, SPRU, University of Sussex, Royaume-Uni.

concurrentielles, la Directive a favorisé, dans la plupart des pays d'Europe, la domination du marché par un ou deux champions nationaux et une ou deux des quelques multinationales dominantes, souvent intégrées avec l'approvisionnement en gaz. En dépit des risques évidents de tels marchés oligopolistiques, la Commission semble satisfaite de permettre à l'industrie de basculer vers un oligopole privé au prétexte qu'elle sait gérer un oligopole. Peut-être espère-t-elle également que ces grosses entreprises dominantes réussiront à faire affaire hors d'Europe et rapporteront ainsi des revenus et bénéfices supplémentaires à l'Union européenne.

18 Conséquences des Directives et alternatives

18.1 Problèmes

L'application de la Directive est à l'origine d'au moins six problèmes principaux que des amendements du texte doivent résoudre :

- La Directive ne permet pas aux autorités nationales de contrôler les entrées et les sorties de nouveaux acteurs sur le marché de l'électricité, et compte sur les forces du marché pour équilibrer la demande et l'offre suffisamment précisément pour que la sécurité de l'approvisionnement ne soit pas remise en cause. Concernant le gaz, les contrats d'achat de gaz sont soumis à un examen public de contrôle de l'adéquation de l'approvisionnement. Les données recueillies jusqu'à maintenant suggèrent que les investissements dans le secteur de l'électricité pourraient être très cycliques et aboutir à des pénuries de capacité à certains moments, et à des surplus de capacité à d'autres. Dans le domaine du gaz, les entreprises n'ont pas la sécurité du marché leur permettant d'engager des achats à long terme et pourraient être incitées à revoir leurs chiffres à la baisse afin d'éviter de se retrouver avec un surplus de gaz invendable.
- L'ouverture à la concurrence de détail des marchés du gaz et de l'électricité des petits consommateurs soumet ces derniers au bon vouloir des détaillants, car les petits consommateurs n'ont ni les ressources, ni les motivations, ni le pouvoir de négociation leur permettant de s'assurer des contrats aussi intéressants que ceux des gros consommateurs.
- La Directive a entraîné de sérieuses pertes d'emplois et de compétences dans le secteur de l'électricité. Il est probable qu'elle ait le même résultat dans l'industrie du gaz. Sans un flux constant de nouvelles recrues et une formation adaptée des employés en poste pour développer et renforcer leurs compétences, la fiabilité des industries de l'énergie sera compromise.
- L'adoption de dispositions réglementaires incitatives et l'instabilité des entreprises du secteur – de nombreuses entreprises faisant l'objet de fusions ou acquisitions, parfois plusieurs fois de suite – présentent le risque que l'industrie soit exploitée pour les profits à court terme qu'elle peut rapporter, au prix de la sécurité de l'approvisionnement à long terme.
- Les objectifs environnementaux sont aujourd'hui une priorité bien plus importante qu'à l'époque de la première ébauche des Directives. Les forces du marché ne peuvent, à elles seules, imposer le respect des limitations des rejets de gaz à effet de serre ou de gaz acides, par exemple. Si la production d'électricité à faibles émissions en carbone est développée, elle devra bénéficier d'une protection particulière sur le marché, donc, à mesure que les sources à faible teneur en carbone domineront les nouvelles technologies de production, le marché aura de moins en moins de sens.
- Le secteur manque de démocratie. Le remplacement du contrôle public et, dans certains cas, de la propriété publique par les forces du marché et la propriété privée a réduit le niveau de contrôle démocratique exercé sur un service public vital : dans le jargon de la Commission, un service d'intérêt économique général. Les Autorités de régulation sont

rarement représentatives et réunissent principalement la communauté professionnelle, et non la communauté plus large des entreprises, des syndicats, des consommateurs et d'autres groupes d'intérêt.

18.2 Alternatives

18.2.1 Production d'électricité et adéquation de l'approvisionnement en gaz

Les dispositions de la Directive relatives à la production d'électricité et à la vente de gros de gaz doivent être amendées afin d'exiger des autorités publiques responsables qu'elles vérifient qu'une capacité de production suffisante est disponible et que des volumes de gaz suffisants ont été pris en compte dans les contrats. Une telle condition est incompatible avec la notion de marché libre de l'électricité et du gaz, puisque, sur un marché libre, les entrées et les sorties ne peuvent pas être contrôlées. L'option de l'acheteur unique d'électricité, présente dans la Directive sur l'électricité de 1996 - même si sous une forme confuse - , semble offrir un moyen de respecter cette obligation. Dans le cadre du système de l'acheteur unique, la pression de la concurrence peut toujours s'exercer au niveau des producteurs d'électricité et des grossistes de gaz. Par exemple, lorsqu'une nouvelle capacité de production ou qu'un nouvel approvisionnement en gaz est nécessaire, il peut exister une concurrence, le contrat de construction de la centrale ou d'achat du gaz allant à l'entreprise ayant offert les meilleures conditions. Les capacités de production existantes peuvent être sous-traitées pendant des durées limitées et faire l'objet d'appels d'offres réguliers garantissant une production de l'énergie la moins coûteuse possible.

18.2.2 Concurrence de détail

La concurrence sur le marché de détail des petits consommateurs impose bien plus de coûts qu'elle ne permet d'en supprimer par la concurrence et elle rend les petits consommateurs vulnérables aux tentatives d'exploitation et aux hausses de prix injustifiées. Les premières versions des Directives demandaient uniquement l'ouverture des marchés de détail des gros consommateurs. Les Directives doivent être amendées pour permettre aux Etats membres de restreindre la concurrence de détail à un tiers du marché, conformément aux termes de la première Directive sur l'électricité. Si la concurrence sur le marché de détail des petits consommateurs n'est pas instaurée, une tarification correctement réglementée doit être mise en place, qui permette d'éviter le risque d'un subventionnement des plus gros par les plus petits consommateurs.

18.2.3 Compétences et emploi

En matière d'emploi, la Commission doit exiger le recueil de données détaillées permettant de surveiller l'état des compétences, en particulier dans le secteur du gaz où les informations sont rares. Elle doit s'attaquer au problème de l'inégalité des chances des femmes dans le secteur. Il pourrait également s'avérer nécessaire de réviser les Directives dans le but de placer des responsabilités sur les entreprises en matière de formation et d'avoir les moyens de vérifier que les réductions de coûts ne sont pas appliquées au détriment des conditions de travail des employés.

18.2.4 Fiabilité du réseau

Les régimes réglementaires actuels incitent fortement les entreprises à réduire leurs coûts et

exigent des Autorités de régulation qu'elles imposent ces réductions de coûts, même lorsque l'impact à long terme sur la fiabilité est négatif. Un équilibre bien meilleur doit être développé, qui encourage encore les entreprises à améliorer leur efficacité, comme elles l'ont fait tout au long de l'histoire des industries de l'électricité et du gaz, mais qui leur impose de prouver que les réductions de coûts engagées ne présentent aucun risque pour la fiabilité du réseau.

18.2.5 Durabilité

La Directive doit reconnaître que la plupart des nouveaux investissements dans les capacités de production d'électricité (y compris les mesures du côté de la demande) doivent être le résultat d'une volonté politique publique, et non des forces du marché. L'option de l'acheteur unique permet de s'assurer que les petites sources de production d'électricité, comme la cogénération et les énergies renouvelables, sont exploitées de manière optimale.

18.2.6 Contrôle démocratique

Le rôle de l'Autorité de régulation est crucial dans un tel système. La plupart des pays de l'Union européenne disposent aujourd'hui d'organes de régulation équipés des ressources nécessaires, et généralement d'un bon niveau de compétence dans le secteur. Cependant, ces autorités ont rarement été constituées sur une base démocratique. Elles sont généralement issues d'une très étroite communauté professionnelle aux intentions clairement en faveur de la concurrence. Les Autorités de régulation doivent être élargies et accueillir des représentants de toutes les parties intéressées, parmi lesquelles les organisations de protection de l'environnement, les associations de consommateurs et les syndicats. Ce n'est que de cette façon que ces Autorités de régulation peuvent devenir de véritables représentants légitimes de la volonté publique.

19 Annexe 1 : expériences nationales – Europe occidentale

19.1 Autriche

19.1.1 Autorité de régulation

L'Autorité de régulation des secteurs de l'électricité et du gaz est E-Control. Elle a été créée en 2001²⁸.

19.1.2 Structure du secteur de l'électricité

La législation autrichienne stipule que les compagnies d'électricité doivent être détenues à au moins 51 pour cent par l'Etat, bien que certains politiques aient tenté de limiter, voire abroger, cette restriction.

Verbund est la plus grosse entreprise d'Autriche. Elle produit plus de la moitié de l'électricité du pays, principalement à partir de centrales hydroélectriques via ses filiales AHP-Verbund et ATP-Verbund. APG-Verbund exploite et entretient la majeure partie du réseau autrichien haute tension 220/380 kV, ainsi qu'une partie du réseau 110 kV, à l'exception des zones de contrôle de Tiroler Regelzone AG (TIRAG) et VKW Übertragungsnetz AG représentant 80 pour cent du transport. Verbund a été partiellement privatisée en 1988 mais l'Etat détient toujours 51 pour cent de ses actions. Environ 27 pour cent du capital privé est détenu par les trois compagnies

²⁸ <http://www.e-control.at/>

d'électricité régionales EVN, WienStrom et Tiwag. En novembre 2004, EnBW a vendu les 6,33 pour cent des actions de Verbund qu'elle possédait. La plupart des autres grandes entreprises sont détenues au niveau local, mais plusieurs forment des alliances pour devenir plus concurrentielles. EnergieAllianz est une alliance formée via la création de joint ventures entre les fournisseurs d'énergie régionaux EVN AG (10 pour cent possédés par EnBW), Wien Energie GmbH, Energie AG Oberösterreich, Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-AG (Bewag) et Linz AG fuer Energie, Telekommunikation, Verkehr und Kommunale Dienste. Les actionnaires majoritaires de ces entreprises sont les autorités régionales ou locales.

En 2002, une proposition a été formulée de créer Energie Austria en fusionnant EnergieAllianz et Verbund pour créer un éventail de filiales opérationnelles communes. Une telle opération permettrait de constituer l'une des dix plus grandes compagnies d'électricité d'Europe, qui détiendrait alors environ 80 pour cent du marché autrichien. La filiale de production (possédée aux deux tiers par Verbund), commerce international compris, et la filiale de vente aux gros clients (possédée aux deux tiers par EnergieAllianz) en seraient les deux principaux éléments. Les membres d'EnergieAllianz continueraient d'approvisionner les petits clients. Les membres d'Energie Austria bénéficieraient d'une part de marché combinée de 53 pour cent (59 pour cent si les parts de marché des participations croisées sont incluses) des utilisateurs finaux. Energie Austria est censée être au secteur de l'électricité ce qu'EnconGas est au secteur du gaz. Dans son rapport de marché 2004, l'Autorité de régulation E-control s'inquiète de l'impact d'Energie Austria et d'EconGaz²⁹ :

« A l'heure actuelle, cependant, la fusion partielle d'EVN AG, Wien Energie GmbH, Energie AG Oberösterreich, BEWAG, Linz AG et Verbund pour former Energie Austria a entraîné une importante réduction du nombre de fournisseurs sur les marchés de gros et des gros consommateurs. Comme dans le secteur du gaz lorsqu'EconGas a été créée, la transaction a substantiellement augmenté le niveau de concentration en amont du secteur et sur le marché de détail de l'électricité. Il existe désormais en Autriche un groupe entièrement intégré horizontalement et verticalement, disposant d'une puissance de marché considérable, sous la forme d'un front EnergieAllianz, EconGas et Energie Austria. »

Les négociations ont été lentes et les plans controversés à cause de la puissance de marché dont Energie Austria bénéficierait, et Verbund a paru réticente à conclure l'accord. Une enquête de l'Autorité de la concurrence a révélé que la fusion serait un obstacle à la concurrence, mais le Ministre des affaires économiques, Martin Bartenstein, a fait pression en avril 2005 pour que les négociations trouvent une issue au plus tard à l'été 2005. La priorité du Ministre était la création d'une organisation grossiste de forte d'envergure internationale, Energie Austria, qu'il considérait en outre comme l'assurance du maintien des ressources hydroélectriques du pays sous la propriété autrichienne.

Les principales entreprises étrangères sont RWE, EDF et GDF. RWE possède 49 pour cent de la société holding (Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH) qui possède 63,85 pour cent de Kelag, un fournisseur d'électricité de la province de Carinthie. EDF et GDF ont acquis une minorité de blocage de 20 pour cent et 5 pour cent d'Energie Steiermark AG (ESTAG), le reste des actions étant détenu par la province de Styrie. En février 2004, le Conseil de surveillance a renvoyé le Conseil de direction au motif qu'une offre de 49 pour cent des actions de la

²⁹ http://www.e-control.at/pls/econtrol/docs/FOLDER/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/PUBLIKATIONEN/MARKTBERICHT/EC_MB_04_ENGL_1502_KORR.PDF

compagnie d'électricité municipale Graz était un prix excessif. L'avenir de la participation d'EDF est également incertain en raison des préparatifs de la privatisation partielle du groupe.

19.1.3 Structure du secteur du gaz

Dans les domaines de la vente de gros et de la gestion du réseau, l'entreprise dominante est OMV. En 2003, une nouvelle entité, EconGas, a été créée pour commercialiser le gaz. Ses principaux actionnaires sont OMV (50 pour cent), EVN (15,7 pour cent), Wien Energie (15,7 pour cent) et Ooe Ferngas (15,55 pour cent). En juillet 2005, EconGas a annoncé des plans de vente de gaz en Allemagne et en Italie. Certains des autres fournisseurs forment des alliances leur permettant d'entrer en concurrence avec EconGas. Sur le marché de détail, 12 des 17 principaux détaillants d'électricité proposent également du gaz.

19.1.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

L'EXAA (la bourse de l'électricité autrichienne) est entrée en activité en mars 2002³⁰. La semaine du 9 avril 2005, le volume quotidien moyen du marché spot EXAA était de 4 400 MWh, soit environ 2 pour cent de la demande autrichienne en électricité. Dans son Rapport annuel 2004, l'Autorité de régulation autrichienne E-Control a estimé à 2,5 pour cent le pourcentage de la demande nationale d'électricité transitant par l'EXAA. Il semble que la plupart des entreprises autrichiennes utilisent la bourse allemande de Leipzig plutôt que l'EXAA.

Il existe très peu de nouvelles capacités en construction en Autriche : un parc éolien de 230 MW, à différents stades de construction, bâti par BEWAG, et une centrale hydroélectrique de 450 MW construite par Vorarlberger Illwerke et EnBW, dont la mise en service est prévue pour 2008. L'impact sur ce projet du retrait d'EnBW d'Autriche est inconnu.

19.1.5 Marché de gros du gaz

La création d'un marché du gaz national est impossible à l'heure actuelle du fait du manque d'interconnexions entre le Tyrol et le Vorarlberg d'une part, et le reste de l'Autriche d'autre part (la zone de contrôle orientale). Le gaz ne peut entrer au Tyrol et au Vorarlberg que depuis l'Allemagne. OMV contrôle plus de 90 pour cent du réseau³¹ disponible. Un programme très limité de cession temporaire de gaz a été mis en place par l'Autorité de régulation comme condition à l'autorisation de la création d'EconGas, mais les volumes de gaz mis en jeu sont faibles. Deux enchères ont eu lieu deux années de suite jusqu'à fin 2004, mais chacune d'entre elles n'a concerné que l'équivalent de 2 pour cent de la consommation de gaz de l'Autriche et il n'était pas certain que le gaz cédé serait vendu Autriche. Un hub existe à Baumgarten, mais le rapport annuel rédigé par l'Autorité de régulation à propos de la concurrence signale qu'aucun chiffre d'affaires n'est encore enregistré sur ce marché.

19.1.6 Marché de détail de l'électricité

Le marché de détail a été totalement ouvert à la concurrence en octobre 2001. Cependant, le Rapport d'étalonnage 2005 de la Commission européenne stipule qu'en 2003, seulement 1 pour cent des petits clients commerciaux et des clients résidentiels ont changé de fournisseur et que depuis l'ouverture en 2001, seuls 3 pour cent ont fait cette démarche. Dans son Rapport sur le marché 2004, E-Control signale que les taux de changement de fournisseur de 2004

³⁰ <http://www.exaa.at/cms>

³¹ Ndt: mot manquant dans l'original

sont inférieurs à ceux des années précédentes. Il est également indiqué qu'au cours des deux premières années de libéralisation du secteur de l'électricité, seuls 1,5 pour cent des consommateurs résidentiels ont changé de fournisseur, mais qu'en revanche, presque tous les gros consommateurs ont soit changé de fournisseur, soit renégocié leurs contrats. Le Rapport sur le marché ajoute en outre :

« Les fournisseurs en place font peu d'effort pour percer sur le marché national situé en dehors des limites de leur territoire d'origine. La réduction des budgets publicitaires, tant dans le secteur de l'électricité que celui du gaz, illustre le manque de volonté d'expansion nationale. Les opérations publicitaires des secteurs du gaz et de l'électricité sont principalement des campagnes de maintien d'image et non des campagnes d'information sur la qualité ou le prix des produits. L'importance accordée par les nouveaux fournisseurs au porte-à-porte explique aussi les réductions de budget publicitaire. Lorsqu'elles commercialisent leur gamme de produits auprès des petits consommateurs, la plupart des compagnies du secteur de l'énergie optent pour une approche multi-énergies, au moins en ce qui concerne le gaz et l'électricité. »

« Les tarifs appliqués à la fois aux gros et aux petits consommateurs d'électricité ont augmenté au cours de l'année passée. Cette augmentation est due en partie à la hausse des prix de gros et au poids des coûts imposés par la nouvelle loi sur l'électricité verte, mais elle s'explique également certainement par la baisse d'intensité de la concurrence. »

E-Control mentionne par ailleurs :

« l'existence d'importantes différences au niveau des marges entre les prix d'achat et de vente de l'électricité sur le segment des petits consommateurs. Tandis que les charges énergétiques de certaines entreprises se situent bien au-delà du niveau du prix de gros, les marges de certains fournisseurs nationaux sont bien plus réduites, si ce n'est négatives. L'augmentation des prix de gros constatée au cours des deux dernières années s'est traduite par une amélioration notable des résultats des entreprises – en particulier les compagnies d'électricité aux coûts de production faibles. »

Le taux élevé de changement de fournisseur parmi les gros consommateurs et l'importante marge entre les prix d'achat et de vente de l'électricité suggèrent que l'inertie des petits consommateurs est exploitée par les entreprises pour augmenter leurs bénéfices.

En avril 2005, l'Autorité de régulation a annoncé des réductions des tarifs du réseau de 12 à 15 pour cent pour la Styrie et d'une moyenne de 11 pour cent pour l'Autriche du Nord à compter de juin. Cette décision pourrait aider à juguler la pression appliquée aux prix de détail.

19.1.7 Marché de détail du gaz

Le marché de détail des consommateurs résidentiels a été ouvert à la concurrence en octobre 2002. Il souffre de la plupart des problèmes rencontrés sur le marché de l'électricité : les taux annuels de changement de fournisseur sont très faibles (moins de 1 pour cent) et l'entreprise dominante, EconGas, détient 70 pour cent du marché dans la zone de contrôle orientale.

19.1.8 Investissements, abus et échecs du marché

Production

Le réseau électrique autrichien dépend très largement des ressources hydroélectriques, qui représentent près de la moitié des capacités de production du pays. Les signaux de prix sont donc très dépendants des niveaux de précipitations. Cependant, une hausse des prix ne correspond pas nécessairement à un manque de capacité, de la même façon qu'une baisse des prix n'implique pas toujours l'adéquation sous-jacente de la capacité de production. Par exemple, en août 2003, l'Autorité de régulation a signalé : « que le facteur de capacité énergétique des centrales aménagées au fil de l'eau était descendu à un minimum mensuel historique de 0,62. En d'autres termes, seulement 62 pour cent de l'électricité qui aurait été produite avec des conditions d'afflux d'eau moyennes l'était effectivement. »³². Cette situation coïncidait avec les pressions appliquées aux prix de gros dans d'autres pays d'Europe, comme la France. En conséquence, les prix de l'EXAA ont atteint des sommets, atteignant jusqu'à 300 €/MWh en août pour une moyenne annuelle de 30 €/MWh, elle-même en augmentation de 30 pour cent par rapport à l'année précédente.

Réseau

Heinz Kaupa, directeur technique d'Austrian Power Grid, la filiale de Verbund, a averti en février 2005 qu'étant donné les politiques en cours, des coupures de courant étaient susceptibles de se produire en Autriche, car le réseau du pays n'était pas conçu pour gérer les flux d'électricité que le marché concurrentiel risquait d'entraîner. Kaupa a signalé des « quasi coupures » en 2005 lorsque des orages ont surchargé les lignes à haute tension, nécessitant des mesures d'urgence inhabituelles pour maintenir le fonctionnement du réseau. Un autre problème particulier a vu le jour du fait des flux d'électricité transfrontaliers vers les nouveaux pays membres de l'UCTE (Union pour la coordination des réseaux de transport d'électricité), et depuis ceux-ci vers les régions du nord, de l'est et du sud de l'Autriche. Le rapport 2005³³ de l'UCTE sur l'adéquation du réseau note l'insuffisance des connexions entre le nord et le sud de l'Autriche. Cette insuffisance est un problème, car le Nord est en surplus de capacité tandis que le Sud est en déficit.

Consommateurs finaux

En septembre 2004, le Ministre des affaires économiques, Martin Bartenstein, a ordonné au régulateur d'E-Control, Walter Boltz, et au Directeur de l'Autorité fédérale de la concurrence, Walter Barfus, d'enquêter sur des soupçons de collusions pour la fixation des tarifs. Le ministre ne faisait pas confiance à l'industrie en général ni aux membres d'Energie Allianz en particulier, et avait constaté des hausses de prix quasi simultanées qu'il considérait comme injustifiées.

19.2 Belgique

19.2.1 Autorité de régulation

Il existe une Autorité de régulation nationale, la CREG³⁴ (Commission de régulation de

³² E-control (2004) : « Rapport annuel et comptes ».

³³ http://www.ucte.org/pdf/Publications/2005/SAF_2005-2015_final.pdf

³⁴ <http://www.creg.be/indexie6.html>

l'électricité et du gaz), et trois organismes régionaux. La VREG³⁵ (Autorité de régulation flamande des marchés du gaz et de l'électricité) couvre la région flamande, la CWAPE³⁶ (Commission wallonne pour l'énergie) couvre la région wallonne et l'IBGE-BIM³⁷ (Institut bruxellois pour la gestion de l'environnement) couvre la région bruxelloise. L'Autorité fédérale est responsable de la fixation des tarifs de l'électricité et du gaz, du réseau électrique haute tension supérieure à 70 kV, du stockage et du transport du gaz naturel, de la production d'électricité (excepté la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et la cogénération) et de l'énergie nucléaire. Les régions sont les organes compétents pour la distribution de l'électricité via les réseaux dont la tension est inférieure ou égale à 70 kV, la distribution du gaz naturel, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, la cogénération et les obligations d'utilisation raisonnable de l'énergie et de service public social.

19.2.2 Structure du secteur de l'électricité

L'entreprise qui domine le marché belge est Electrabel. Son actionariat est complexe mais, avec 50,8 pour cent des parts, c'est Tractebel, la division de l'énergie de Suez Lyonnaise (possédée à 98 pour cent par Suez Lyonnaise), qui est l'actionnaire majoritaire. Les municipalités détiennent 4,7 pour cent des actions et le reste des parts d'Electrabel s'échange en bourse. Suez a acquis sa part en 1998, lors de sa reprise à 60 pour cent de Société Générale Belgique. En août 2005, Suez a lancé une offre publique d'achat pour récupérer les 49 pour cent des actions qu'elle ne contrôle pas et cette reprise devrait s'achever en novembre 2005. Electrabel a des intérêts en Italie par le biais de sa joint venture avec ACEA (Société municipale de distribution d'eau et d'électricité de Rome) et de sa participation dans la compagnie productrice d'électricité Interpower, détachée d'ENEL en 2002. Elle est également entrée en France, en Espagne et au Portugal grâce à des intérêts placés dans plusieurs centrales électriques. Son actionnaire majoritaire, Suez, possède 57,2 pour cent des parts de la compagnie du gaz belge Distrigaz et du gestionnaire du réseau du gaz, Fluxys.

Electrabel détient plus de 85 pour cent de la capacité de production d'électricité de Belgique. Le reste est possédé en grande partie (8,5 pour cent) par l'entreprise publique SPE (Société de Production d'Electricité). Cette entreprise est contrôlée par un consortium d'entreprises municipales. En octobre 2001, EDF a accepté de reprendre 10 pour cent de l'entreprise, avec une option de rachat d'actions jusqu'à 49 pour cent, mais cet accord a été rompu en 2003 et, en 2005, Gaz de France et la compagnie du gaz britannique Centrica ont acquis 51 pour cent des actions, le reste demeurant en la possession des entreprises municipales. Un rapport commandé à London Economics par la CREG³⁸ à propos du marché de la production recommande de diviser Electrabel, de telle sorte qu'il existe sept ou huit producteurs. Cependant, en vertu des lois belges sur l'expropriation, ce projet n'est pas applicable et Electrabel a déclaré qu'elle ne se scinderait pas volontairement. London Economics a recommandé d'autres ventes aux enchères de certaines capacités existantes afin d'encourager l'implantation de nouveaux entrants. Bien sûr, cette solution ne permettrait que de redistribuer temporairement la capacité existante, et non de créer une nouvelle capacité.

Le secteur de la distribution est contrôlé par quelque 30 entreprises locales qui sont soit des entreprises publiques « pures », soit des sociétés mixtes possédées conjointement par les municipalités et Electrabel. Electrabel approvisionne directement les plus gros consommateurs, ce qui représente 41 pour cent du marché, soit la majeure partie du marché ouvert à la

³⁵ <http://www.vreg.be/>

³⁶ <http://www.cwape.be/>

³⁷ <http://www.ibgebim.be/>

³⁸ Power in Europe, 25 octobre 2004, p 3.

concurrence au début de l'année 2003. En pratique, seuls 2 à 5 pour cent de ces consommateurs ont choisi un autre fournisseur qu'Electrabel. Le reste du marché (59 pour cent) est approvisionné en grande partie par les entreprises municipales.

En 2001, l'on comptait huit compagnies d'électricité municipales indépendantes, les « intercommunales pures », 16 compagnies d'électricité partiellement possédées par Electrabel, les « intercommunales mixtes », huit « régies », directement dirigées par les autorités locales concernées et trois entreprises privées. En général, outre l'électricité, ces entreprises fournissent aussi le gaz et la télévision par câble dans leur zone de franchise. Les plus grosses entreprises sont les intercommunales mixtes, qui alimentent environ 85 pour cent du marché non directement approvisionné par Electrabel. Ces entreprises mixtes fournissent aussi 85 pour cent du gaz, 53 pour cent de la télévision par câble et 10 pour cent de l'eau.

En janvier 2003, Electrabel a tenté d'acheter une partie des activités de vente de détail d'électricité et de gaz de cinq des six distributeurs « mixtes » des Flandres : Imewo, Gaselwest, Iveka, Intergem et Iverlek. Ce mouvement a fait l'objet d'une enquête de la Commission européenne, mais l'enquête a ensuite été renvoyée, à la demande des autorités belges, aux autorités belges compétentes.

La Directive stipule que les exploitants du réseau de distribution doivent être indépendants des producteurs et des détaillants, à la fois sur le plan juridique et sur le plan du management. Les municipalités seront les actionnaires majoritaires de ces exploitants du réseau de distribution (51 à 70 pour cent). Electrabel continuera d'être responsable de la gestion du réseau. Pour que les exploitants du réseau soient effectivement indépendants d'Electrabel, l'activité sera intégrée à trois filiales régionales distinctes. A cet effet, trois structures juridiques – Electrabel Netmanagement Flanders, Electrabel Netmanagement Wallonia et Electrabel Netmanagement Brussels – sont en cours de mise en place.

Les trois parties de la Belgique – Bruxelles, les Flandres et la Wallonie – avancent à une vitesse différente vers l'ouverture du marché de détail. Les Flandres sont totalement ouvertes à la concurrence sur le marché de détail depuis juillet 2003, mais la Wallonie ne doit s'ouvrir complètement qu'à partir de 2007. En conséquence, il existe encore peu de mouvements d'entreprises dans le domaine de la vente de détail.

Dans les Flandres, le principal développement a été l'entrée de l'entreprise britannique Centrica, qui a formé, en 2003, une nouvelle société, Luminus, en partenariat avec les six entreprises « pures » de la région, et lui a attribué 20 pour cent du marché de détail flamand. L'actif du réseau continuera d'être géré par les sociétés d'origine. Il n'est pas intégré à la joint venture.

Le réseau de transport est possédé et dirigé par Elia, désigné comme le gestionnaire du réseau de transport belge. Cette entreprise a été créée en 2001. Elle était alors la propriété de CPTe, une joint venture entre Electrabel (91,5 pour cent) et SPE (8,5 pour cent). En 2002, 30 pour cent des parts de cette entreprise ont été rachetées par un consortium de municipalités, Publi-T. Il est prévu que CPTe vende 40 pour cent d'actions supplémentaires sur le marché, ce qui laisserait 30 pour cent des parts à CPTe et 30 pour cent à Publi-T.

19.2.3 Structure du secteur du gaz

La structure du secteur du gaz est très semblable à celle du secteur de l'électricité. Une entreprise, Distrigaz, domine le marché de gros, contrôle plus de 90 pour cent du gaz disponible et contrôle également un grand nombre des distributeurs locaux, souvent

responsables à la fois du gaz et de l'électricité (voir ci-dessus). Distrigaz a séparé son activité de réseau pour former une nouvelle entreprise, Fluxys, mais l'actionnaire majoritaire, avec 63,5 pour cent des parts, de Fluxys et de Distrigaz est la société française Suez-Electrabel, la compagnie d'électricité belge dominante.

19.2.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

Un marché spot, BELPEX, doit être lancé en 2005. Entre-temps, des ventes aux enchères de certaines des capacités d'Electrabel ont eu lieu. Au cours de la première vente aux enchères de décembre 2003, sept entreprises ont achetés des tranches de 5 à 100 MW pour des périodes comprises entre trois mois et un an.

Il y a très peu de nouvelles capacités en construction en Belgique. En avril 2005, une centrale à gaz à cycle combiné de 385 MW, développée conjointement par Electrabel et RWE, était en phase de test. Un parc éolien de 90 MW, développé par NUON, est en construction et devrait être opérationnel en 2006. Une centrale de cogénération de 120 MW alimentée au gaz est construite par Essent et devrait également être achevée en 2005. Enfin, un consortium appelé C-Power a obtenu l'autorisation de construire un parc éolien off-shore de 216 MW dont l'achèvement est pour l'instant prévu en 2007.

19.2.5 Marché de gros du gaz

La Belgique n'exploite aucun gisement de gaz. Elle importe son gaz en majorité des pays producteurs européens. Elle possède également un terminal GNL. Il existe un hub du gaz à Zeebrugge, mais jusqu'à présent, l'activité est très faible et les signaux de prix ne sont pas fiables.

19.2.6 Marché de détail de l'électricité

En Belgique en 2004, Electrabel desservait 65,8 pour cent du marché de détail et le marché captif représentait 17,3 pour cent (clients résidentiels de Wallonie et de Bruxelles). Les nouveaux entrants sont Luminus (7,6 pour cent), RWE (2,9 pour cent), NUON (2 pour cent), EDF (1,4 pour cent), SPE (1,4 pour cent) et d'autres entreprises comptant pour 1,8 pour cent. Dans le domaine du gaz, l'image est assez semblable avec 50,2 pour cent du marché contrôlé par Suez via Distrigaz, 24,3 pour cent par Electrabel et un marché captif de 12,9 pour cent. Les 12,6 pour cent restants approvisionnés par de nouveaux entrants indépendants de Suez se répartissent entre la filiale de Centrica Luminus (4 pour cent), Gaz de France (3,2 pour cent), la société allemande Wingas (2,2 pour cent), BP (1,6 pour cent) et d'autres entreprises comptant pour 1,6 pour cent.

A propos des Flandres, dont le marché de détail est totalement ouvert à la concurrence depuis mars 2003, l'Autorité de régulation flamande a signalé qu'à la fin du mois de mars 2005, parmi les consommateurs résidentiels, seules trois entreprises – Electrabel (69 pour cent), Luminus (19 pour cent) et NUON (7 pour cent) – possédaient une part de marché supérieure à 3 pour cent ; 11 pour cent des consommateurs avaient changé de fournisseur au cours des deux premières années d'ouverture du marché ; et 5 pour cent avaient changé de fournisseur au cours des 12 mois précédents.

L'Autorité de régulation de la région wallonne, la CWAPE, a recommandé en octobre 2004 que le marché s'ouvre totalement à compter du 1^{er} juillet 2005, mais le gouvernement wallon a décidé de ne pas ouvrir le marché avant le 1^{er} janvier 2007. Il a déclaré avoir besoin de temps pour organiser les systèmes informatiques et installer de nouveaux compteurs.

19.2.7 Marché de détail du gaz

A l'instar de l'électricité, le marché du gaz s'ouvre à des dates différentes dans les trois régions de la Belgique. Les Flandres sont ouvertes à la concurrence pour tous les clients depuis juillet 2003 et, selon l'Autorité de régulation flamande VREG, il existe dix fournisseurs actifs dans la région, dont Luminus, GDF (France), Essent et NUON (Pays-Bas) et d'autres entreprises belges.

19.2.8 Investissements, abus et échecs du marché

Production

Tant que le marché de gros ne sera pas ouvert, il sera difficile d'identifier les abus.

Consommateurs finaux

L'Autorité de régulation flamande VREG a averti les consommateurs que les entreprises diffusaient des informations tarifaires trompeuses sur leurs sites Internet, en basant par exemple leurs calculs sur des propositions de réductions des tarifs locaux du réseau non encore approuvés par l'Autorité de régulation fédérale, ou en ne prenant pas suffisamment en compte les récentes augmentations du coût de l'énergie.

19.3 Grande-Bretagne

19.3.1 Autorité de régulation

L'Autorité de régulation du secteur de l'électricité en Grande-Bretagne (Angleterre, Pays de Galles et Ecosse) est l'Autorité des marchés de l'énergie ou EMA (*Energy Markets Authority*) qui opère par le biais du Bureau des marchés du gaz et de l'électricité ou Ofgem³⁹ (*Office of Gas and Electricity Markets*). Ce bureau est le résultat de la fusion en 2001 des organes de régulation du gaz (Ofgas) et de l'électricité (Offer), établis respectivement en 1986 et 1989.

19.3.2 Structure du secteur de l'électricité

Depuis sa privatisation en 1990, le secteur de l'électricité britannique a connu un grand nombre de restructurations, dans les domaines de la production, de la distribution et de la vente de détail. En 1990, il existait trois producteurs principaux : National Power, Powergen et Nuclear Electric ; 12 sociétés de distribution régionale/d'approvisionnement de détail ; deux entreprises écossaises entièrement intégrées : Scottish Power et Scottish Hydro ; et une société de transport couvrant l'Angleterre et le Pays de Galles. Des 18 entreprises créées en 1990, les trois dernières précédemment citées sont les seules à avoir survécu en tant que sociétés indépendantes. Le secteur est aujourd'hui dominé par six entreprises disposant d'activités fortes de production et de vente de détail : NPower, le Groupe successeur de National Power possédé par RWE (Allemagne), Powergen (possédé par la société allemande E.ON), EDF (France), les deux entreprises écossaises (Scottish Power et Scottish & Southern Energy, qui a succédé à Scottish Hydro) et la division de vente de détail de la compagnie du gaz privatisée, Centrica, qui fait affaire au Royaume-Uni sous le nom de British Gas.

³⁹ <http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/index.jsp>

Trois tendances majeures ont pu être observées dans le secteur de l'électricité de Grande-Bretagne depuis 1990 :

- La reprise des entreprises par des groupes étrangers. Au départ, les groupes américains étaient les principaux acheteurs, mais la plupart sont aujourd'hui partis et l'industrie est contrôlée majoritairement par trois entreprises d'Europe continentale.
- La division des entreprises régionales et formation de sociétés indépendantes de distribution et d'approvisionnement de détail.
- L'intégration des sociétés d'approvisionnement de détail aux sociétés de production.

Pour sept des douze entreprises régionales anglaises ou galloises privatisées en 1990, les activités de distribution et de vente de détail sont sous propriété séparée. La réglementation britannique requiert que les propriétaires d'activités de distribution et de vente de détail séparent les deux activités à tous les niveaux, sauf celui de la propriété.

Tableau 36. Capacité de production en Grande-Bretagne

Entreprise	Capacité (%)
British Energy	11558 (16)
Scottish & Southern	8555 (12)
Powergen (E.ON)	8037 (11)
NPower (RWE)	8035 (11)
Scottish Power	5927 (8)
EDF	4823 (7)
International Power	3723 (5)
Centrica	2878 (4)
BNFL	2668 (4)
Centrale à vendre	9426 (13)
Capacité totale en Grande-Bretagne	71867

Sources : Ministère du commerce et de l'industrie (2004), « Digest of UK Energy Statistics », Imprimerie nationale, Londres, et calculs de l'auteur.

Note : ne prend en compte que les centrales supérieures à 1 MW.

NPower a repris trois détaillants, Powergen a repris trois détaillants et un distributeur et EDF a repris trois détaillants et trois distributeurs. Les deux entreprises écossaises restent entièrement intégrées en Ecosse, mais devraient prochainement se séparer de leur activité de gestion du transport. Scottish Power possède un distributeur/détaillant anglais, tandis que Scottish Hydro a fusionné avec un distributeur/détaillant anglais, repris un autre détaillant et se fait désormais appeler Scottish & Southern Energy (SSE). Scottish Power a acquis une grande compagnie d'électricité aux Etats-Unis, Pacificorp, mais elle a entamé un processus de vente en 2005. Lorsque cette vente sera achevée, probablement au début de l'année 2006, il est prévu que Scottish Power soit rachetée. Le Groupe E.ON est souvent mentionné comme l'acheteur le plus probable, mais une fusion avec SSE a aussi été évoquée. En septembre 2005, E.ON a reconnu qu'il entendait proposer une offre pour Scottish Power.

En septembre 2005, des spéculations ont également circulé au sujet d'une fusion ou d'une acquisition de Centrica, les soumissionnaires possibles cités étant Norsk Hydro, Gazprom, GDF et BG.

Les six producteurs/détaillants intégrés détiennent 53 pour cent de la capacité de production de la Grande-Bretagne (voir tableau 36). Vingt pour cent de la capacité restante est contrôlée par les deux compagnies nucléaires (British Energy et BNFL), qui ne peuvent jouer aucun rôle

significatif en matière de fixation des prix, et 13 pour cent par des entreprises qui tentent actuellement de vendre leurs centrales. La plupart de ces centrales à vendre seront probablement rachetées par l'un des six Groupes intégrés. La mainmise de ces Groupes sur le marché est bien plus forte qu'il n'y paraît à première vue, et n'ira qu'en augmentant.

19.3.3 Structure du secteur du gaz

Jusqu'en 1986, le secteur du gaz britannique était dominé par l'entreprise nationale de monopole *de facto* British Gas. Cette entreprise a été privatisée en l'état et les gros consommateurs ont obtenu la possibilité de choisir leur fournisseur. Du fait de la domination de British Gas sur le marché, peu de nouveaux entrants ont fait leur apparition. Cependant, depuis 1993, British Gas a perdu des parts de marché et a été progressivement divisée en plusieurs entreprises totalement distinctes. En 1993, le gouvernement britannique avait enjoint l'entreprise de progressivement réduire sa part de marché dans le secteur industriel et les parts ainsi libérées avaient été récupérées principalement par les grandes compagnies pétrolières ayant des intérêts dans la production en Mer du Nord. Par ailleurs, le gouvernement avait également demandé à British Gas de réaliser une séparation interne plus complète entre son activité de gestion du réseau et ses activités de vente de gros/de détail.

La concurrence sur le marché de détail des petits consommateurs a été progressivement introduite entre 1996 et 1998. En 1997, British Gas a décidé de se séparer de sa division de vente de détail qui affichait de lourdes pertes. British Gas est devenu l'entreprise BG plc, comprenant les activités de gestion des réseaux de distribution et de transport (Transco), l'activité globale d'exploration et de production pétrolière et gazière, ainsi que des investissements dans des compagnies du gaz étrangères. Hors de Grande-Bretagne, BG continue d'opérer sous le nom de British Gas. La division plus réduite de la vente de détail, associée à une petite division de production mais sans intérêt dans les réseaux, est devenue Centrica, qui est autorisée à vendre ses produits sous le nom de British Gas en Grande-Bretagne. Centrica a tenté de se développer en tant qu'entreprise multi-services dans les domaines des télécommunications, de la banque, du dépannage automobile et de l'électricité, mais ces activités ont été largement revendues et Centrica est aujourd'hui principalement un détaillant de gaz et d'électricité. Sur le marché des clients résidentiels, ses principaux concurrents sont les détaillants d'électricité. Le marché industriel est, quant à lui, dominé par les compagnies pétrolières et quelques autres détaillants d'électricité. Centrica ne possède qu'une faible part du marché des gros consommateurs.

En 2001, BG s'est séparée du gestionnaire de réseau Transco qui est devenu une entreprise distincte, la société Lattice. Mais un an plus tard, Lattice a fusionné avec National Grid Company pour devenir National Grid Transco (NGT). L'Autorité de régulation exige de NGT qu'elle sépare ses activités de transport et de distribution. Le réseau de distribution a été divisé en huit entités régionales, dont quatre ont été vendues en juin 2004. Les réseaux de distribution de l'Ecosse et du sud de l'Angleterre ont été vendus à un consortium connu sous le nom de Scotia Gas Networks et dirigé par Scottish and Southern Energy en partenariat avec Ontario Teachers Pension Plan et Borealis Infrastructure Management. Le réseau de distribution du Pays de Galles et de l'ouest a été vendu au consortium MGN Gas Networks, dirigé par l'australien Macquarie European Infrastructure Fund. Le réseau de distribution du nord de l'Angleterre a été vendu au consortium Northern Gas Networks (NGN) dirigé par le hongkongais Cheung Kong Infrastructure Holdings Led et comprenant United Utilities, l'entreprise qui possède le réseau électrique du nord-est de l'Angleterre. NGT conserve les quatre derniers réseaux de distribution de Londres, de l'est de l'Angleterre, des West Midlands et du Nord-Ouest.

Dans l'ensemble, les activités de vente de détail du gaz et de l'électricité convergent à tous les niveaux sauf la production.

19.3.4 Marché de gros de l'électricité

Opérationnel de 1990 à 2001 en Angleterre et au Pays de Galles, le marché Power Pool a été remplacé par un marché spot exploité par UKPX, une filiale du Groupe APX⁴⁰, dans le cadre des accords NETA (*New Electricity Trading Arrangements*). Aucun marché n'existait en Ecosse jusqu'au 1^{er} avril 2005, date à laquelle les accords NETA ont été étendus pour prendre en compte l'Ecosse et sont devenus les accords BETTA (*British Electricity Transmission and Trading Arrangements*).

A l'époque du Pool, tous les producteurs souhaitant exploiter leur propre centrale électrique devaient soumettre une offre au Pool pour chaque période de 30 minutes. Les offres étaient classées selon leur prix et les moins chères étaient sélectionnées jusqu'à satisfaction de la demande. Le tarif du Pool était fixé au niveau du prix du soumissionnaire le plus cher sélectionné, et c'est ce tarif qui était appliqué à tous les soumissionnaires. Les détaillants avaient pour obligation d'acheter la totalité de leur électricité via le Pool et payaient le tarif fixé par le Pool (plus le coût des services auxiliaires). Cependant, il n'existait aucune restriction en matière de contrat bilatéral entre les producteurs et les détaillants, auquel cas le prix du Pool devenait de fait sans importance. Dans le cadre d'un contrat pour différence (CFD), la différence entre le prix du Pool et le prix du contrat était remboursée par la partie avantagée, donc le producteur et le détaillant, même s'ils devaient théoriquement passer par le Pool pour vendre et acheter l'électricité, n'accordaient aucune importance au tarif du Pool.

A l'époque du Power Pool, les abus sur le marché de gros étaient continuels. La structure initiale, incluant deux producteurs concurrents uniquement, combinée à un marché mal conçu, en particulier au niveau des mécanismes de paiement très facilement manipulables, était une source de problèmes. Du fait de ces manipulations des prix, l'Autorité de régulation a exigé en 1994 que les deux producteurs revendent 6000 MW d'installations afin de réduire leur part de marché. Elle a également demandé que les tarifs fixés par le Pool restent en moyenne inférieurs ou égaux à un seuil spécifié pendant les deux années suivantes⁴¹. En 1995, à l'expiration des « golden shares » de l'Etat dans les compagnies régionales, les deux gros producteurs ont essayé de racheter des distributeurs/détaillants régionaux, mais cette tentative a été stoppée par le gouvernement. Le mécontentement à propos du Pool n'a fait que se poursuivre et, en 1997, en accord avec l'Autorité de régulation, le gouvernement a annoncé l'abandon du Pool. Immédiatement, les préparatifs de lancement d'une nouvelle forme de marché ont commencé. Il est difficile d'estimer précisément le pourcentage des ventes d'électricité ayant effectivement eu lieu dans le cadre du Pool ou conformément à des termes liés au Pool, mais il est très probable qu'il ait été inférieur à 5 pour cent.

Le gouvernement et l'Autorité de régulation ont décidé de remplacer le Pool par un nouveau dispositif, conçu suivant le principe d'un marché spot facultatif, le marché NETA. La mise en place de ce marché a été retardée par des difficultés pratiques et ce n'est qu'en 2001 que le marché est devenu opérationnel. Le gouvernement s'attendait à ce que le pourcentage des ventes de gros transitant par le marché spot quotidien tourne autour de 10 pour cent au maximum. Dans les faits, le chiffre est bien plus faible : un pour cent seulement de la consommation électrique transite généralement par le marché spot. Les sources permettant à la Commission européenne d'avancer le chiffre de 10 pour cent sont inconnues. La liquidité du

⁴⁰ <http://www.ukpx.co.uk/>

⁴¹ S Thomas (1996) : « The development of competition » in ed J Surrey : « The British electricity experiment: Privatisation, the record, the issues, the lessons », Earthscan.

marché étant extrêmement limitée, le prix spot ne peut donc être un signal de prix sérieux pour les investissements dans de nouvelles capacités de production.

La pression exercée par les deux grands producteurs pour intégrer la vente de détail à leur activité s'est intensifiée, si bien qu'en 1998, le gouvernement a cédé et les a autorisés à acheter des sociétés de vente de détail régionales. En contrepartie, ils devaient vendre 8000 MW supplémentaires à des tiers, afin de réduire encore leur puissance de marché.

L'insatisfaction de l'Autorité de régulation quant à la conduite des producteurs pendant la période de développement des accords NETA s'est poursuivie jusqu'en janvier 2000. Cette année-là, l'Autorité a proposé une modification des licences des huit principaux producteurs. Cette clause MALC (*Market Abuse Limitation Clause*) devait obliger les producteurs à ne pas « profiter de leur puissance de marché importante lors de la fixation des tarifs de gros de l'électricité ». Six des huit entreprises visées ont accepté la clause, mais deux d'entre elles, la société américaine AES et la compagnie nucléaire britannique privatisée British Energy, l'ont refusée et ont demandé, conformément à leur droit en cas d'amendement des licences, une enquête de la Commission de la concurrence pour déterminer si cette nouvelle clause était justifiée. Pendant le déroulement de l'enquête, l'Autorité de régulation a fait appel à ladite clause en juillet 2000 pour exiger de l'un des producteurs, le Groupe Edison Mission, qu'il remette en service une tranche de production de 500 MW provisoirement fermée au mois de mars précédent. Selon l'Autorité de régulation, le retrait de l'électricité de cette centrale avait fait augmenter le prix du Pool de 10 pour cent.

Suite à l'entrée en vigueur des accords NETA, le prix de gros apparent de l'électricité a baissé d'environ 40 pour cent. En conséquence, tous les producteurs qui n'étaient pas intégrés à une activité de vente de détail ont été confrontés à de sérieuses difficultés financières. Le pourcentage de la capacité de production du pays contrôlé par des entreprises au bord de la faillite est monté jusqu'à 40 pour cent. Un seul producteur indépendant, la compagnie nucléaire privatisée British Energy, a survécu, mais pas sans d'importantes aides et subventions du gouvernement. Il n'existe aucune preuve de manipulation du prix spot par les entreprises intégrées pour écarter les producteurs indépendants du marché en 2002. Néanmoins, il est évident que ces dernières avaient tout à gagner du retrait des indépendants. Depuis 2002, la plupart des centrales possédées par les indépendants ont été rachetées par les entreprises intégrées et le prix spot a fortement augmenté.

Au début du mois d'avril 2005, les accords BETTA sont entrés en vigueur et, même si la transition a eu lieu sans problème notable, il est encore trop tôt pour dire si ces nouveaux accords auront un impact substantiel. Le gouvernement ne s'attend pas à d'importants bénéfices, en effet, les charges de transport plus élevées résultant de l'arrivée des producteurs écossais pourraient inhiber le développement des énergies renouvelables.

19.3.5 Marché de gros du gaz

Le marché de gros du gaz, basé sur les *New Gas Trading Arrangements*, a servi de modèle à la mise en place du marché de l'électricité (NETA/BETTA). Il s'agirait du seul marché de gros du gaz réellement actif en Europe, mais les informations relatives aux prix et aux volumes achetés ou vendus dans chacun de ses segments sont difficiles à obtenir.

19.3.6 Nouvelles capacités de production d'électricité

La situation en matière de mise en œuvre de nouvelles capacités de production est relativement incertaine. Power UK⁴² a dressé une liste de quelque 300 projets de production de taille substantielle annoncés par les développeurs, mais seuls 20 pour cent de ces projets ont vu leur planification approuvée et 5 pour cent leur construction lancée. Il est donc très difficile de prévoir la capacité supplémentaire qui sera mise en service dans les 5 à 10 années à venir (voir tableau 37). Environ un tiers de ces nouvelles installations devraient être classées comme « renouvelables » (principalement des parcs éoliens on-shore et off-shore) et n'entreront donc pas en concurrence sur le marché.

Tableau 37. Nouvelles capacités de production en Grande-Bretagne – MW (nombre de centrales)

	Mises en service 1/1/2004-1/1/2005	En construction	Approuvées	Total
Eoliennes on-shore	175 (3)	398 (8)	624 (23)	1197 (34)
Eoliennes off-shore	120 (2)		857 (8)	977 (10)
Biomasse / déchets		44(1)	169 (8)	213 (9)
Gaz	1723 (4)		3588 (6)	5311 (10)
TOTAL	2018	442	5238	7698

Source : Power UK, janvier 2005.

Les 2000 MW supplémentaires rendus disponibles en 2004 proviennent principalement de deux grandes centrales alimentées au gaz (1620 MW) dont la construction, décidée il y a très longtemps, a enfin été achevée. Très peu d'autres centrales sont en construction. La capacité « approuvée » et en attente du lancement de la construction est en majorité composée de cinq grandes centrales au gaz d'une puissance totale de 3570 MW. Les augmentations du prix du gaz et les difficultés rencontrées pour conclure des accords d'achat d'énergie expliquent le faible intérêt pour la construction de nouvelles centrales. La date de mise en service des nouvelles installations de production – si elles sont effectivement construites – décidera du surplus ou du déficit de capacité observé au cours des prochaines années.

La situation britannique illustre le manque de réalisme des dispositions de la Directive quant à la surveillance de l'adéquation de la capacité par les gouvernements. Le paragraphe 23 du préambule de la Directive commence ainsi :

« Pour assurer la sécurité d'approvisionnement, il est nécessaire de surveiller l'équilibre entre l'offre et la demande dans les différents Etats membres et d'établir un rapport sur la situation au niveau communautaire, en tenant compte de la capacité d'interconnexion entre zones. Cette surveillance devrait avoir lieu suffisamment tôt pour que des mesures appropriées puissent être prises si la sécurité d'approvisionnement se trouvait compromise. »

Si l'on se fonde sur l'hypothèse que les gouvernements doivent disposer de 5 ans de visibilité pour permettre aux « mesures appropriées » d'être prises, toute autorité peut donc constater que, pour 2010, le scénario conservateur au Royaume-Uni est de 442 nouveaux mégawatts

⁴² Power UK, janvier 2005.

(les projets dont la construction est déjà lancée) tandis que le scénario optimiste prévoit au moins 5,2 GW de capacité supplémentaire (projets approuvés) plus les mégawatts correspondant aux centrales candidates qui auront bénéficié d'une autorisation et dont on aura lancé les travaux à temps pour qu'elles soient en service en 2010. La capacité additionnelle qui sera disponible en 2010 est donc comprise entre 0,5 GW – auquel cas on assistera à une pénurie – et 7,5 GW – auquel cas le pays disposera d'un surplus d'électricité.

19.3.7 Nouveaux approvisionnements en gaz

La Grande-Bretagne est actuellement en pleine période de transition : autrefois productrice autosuffisante de gaz naturel, elle est en passe de devenir une importatrice majeure, à mesure que ses gisements de gaz se réduisent. En 1998, la première connexion commerciale entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale (se terminant à Zeebrugge, en Belgique) a été achevée. Les liaisons avec la Norvège et les Pays-Bas ont également été renforcées. Cependant, la majeure partie des nouvelles importations de gaz dans les années à venir devrait avoir lieu au niveau de nouveaux terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL).

Le nouveau terminal d'Isle of Grain (estuaire de la Tamise), détenu par NGT, a été ouvert en juillet 2005 et deux autres terminaux, tous deux situés à Milford Haven (Galles du Sud), doivent être mis en service en 2007. Le terminal Dragon de Milford Haven est développé par un consortium composé de BG, Petroplus (Pays-Bas) et Petronas (Malaisie). Le second terminal de Milford Haven, South Hook, est développé par Qatar Petroleum et Exxon et pourrait bien être le plus grand terminal GNL du monde si les plans d'expansion aboutissent. Un quatrième terminal à Canvey Island (estuaire de la Tamise), susceptible d'être opérationnel en 2010, est également envisagé. D'ici 2012, la Grande-Bretagne pourrait recevoir jusqu'à 40 pour cent de son gaz sous la forme de GNL.

19.3.8 Marché de détail de l'électricité

Les 14 entités privatisées du marché de détail de l'électricité sont contrôlées par 5 entreprises seulement. Le seul nouvel entrant majeur sur ce marché a été Centrica (sous le nom commercial de British Gas), qui possède une part d'environ 25 pour cent du segment des consommateurs résidentiels. Le taux de changement de fournisseur apparemment important, estimé à 22 pour cent pour les petits consommateurs et les consommateurs résidentiels en 2003, est le plus élevé des Etats membres, ce qui fait du Royaume-Uni l'un des deux seuls pays de l'UE à avoir dépassé le seuil de 15 à 20 pour cent considéré par la Commission européenne comme le niveau nécessaire au bon fonctionnement du marché⁴³. Cependant, une analyse plus approfondie de l'expérience britannique révèle au moins sept problèmes majeurs :

1. Les prix demandés aux clients résidentiels, en particulier les plus pauvres, sont trop élevés par rapport aux prix appliqués aux clients industriels.
2. Les pratiques de vente ne sont pas éthiques.
3. Le changement de fournisseur est une démarche très coûteuse.
4. Les clients souhaitant changer de fournisseur rencontrent des problèmes logistiques.
5. Le profil de demande est utilisé au détriment des compteurs électroniques.
6. Les petits consommateurs sont dans l'impossibilité d'identifier les fournisseurs les moins chers.
7. Le taux de changement de fournisseur semble atteindre un plateau.

⁴³ La Commission indique que la Norvège et la Belgique affichent toutes deux un taux de changement de fournisseur supérieur à 15 pour cent. Cependant, dans le cas de la Belgique, l'ouverture à la concurrence du marché de détail des petits consommateurs n'est effectif dans une seule région du pays. La Belgique ne peut donc pas être comptabilisée.

1. Prix élevés pour les clients résidentiels, en particulier les plus pauvres

Entre 1990 et 1998, les petits consommateurs sont restés captifs de leur détaillant local, tandis que les moyens et gros consommateurs (à partir de 1994) avaient la possibilité de choisir leur fournisseur. En 1998, il est devenu évident que les réductions de prix dont bénéficiaient les gros consommateurs avaient largement lieu au détriment des petits consommateurs. L'Autorité de régulation a publié des données indiquant que les détaillants reportaient systématiquement leurs achats de gros d'électricité les plus coûteux sur le marché captif tandis qu'ils réservaient leurs achats les moins coûteux au marché concurrentiel. Du fait de cette segmentation des contrats, la part de la production sur la facture des petits consommateurs était 30 pour cent supérieure à celle de la facture des consommateurs plus importants⁴⁴. Si les coûts de production avaient été répartis de façon équitable entre tous les clients, les tarifs appliqués aux petits consommateurs auraient été inférieurs d'environ 7,5 pour cent.

L'Autorité de régulation a affirmé que l'instauration de la concurrence pour tous les consommateurs empêcherait cet abus car les petits consommateurs pourraient choisir le fournisseur le moins cher et, ainsi, forcer les détaillants à proposer des prix concurrentiels. Malheureusement, l'arrivée de la concurrence a en fait aggravé la position relative des petits consommateurs. Dans le cadre d'une enquête sur les accords NETA, le Bureau national de vérification des comptes a rendu compte de l'observation suivante⁴⁵ :

« Les prix payés par les consommateurs industriels et commerciaux ont chuté de façon importante depuis l'entrée en vigueur des accords NETA. Les consommateurs qui changent de fournisseur peuvent constater d'importantes baisses des tarifs. Cependant, les prix payés par les consommateurs résidentiels pour l'électricité n'ont pas réellement diminué depuis l'application des accords NETA, même s'ils ont baissé au même rythme que les coûts totaux des fournisseurs depuis 1998. Les tarifs d'électricité appliqués aux consommateurs industriels et commerciaux ont été réduits de 18 pour cent depuis le lancement de NETA et de 30 pour cent depuis avril 1998. Parallèlement, les tarifs d'électricité des consommateurs résidentiels ont été réduits dans des proportions minimales depuis le lancement de NETA, et de 8 à 17 pour cent depuis avril 1998. Cette tendance reflète l'augmentation des coûts d'approvisionnement des consommateurs résidentiels, due aux nouveaux coûts environnementaux et aux frais substantiels induits par les processus de changement de fournisseur. »

Les prix de détail n'étant désormais plus régulés, les fournisseurs facturent autant que peut l'accepter le marché et, à l'évidence, les clients résidentiels, dont la facture d'électricité ne représente souvent qu'une petite partie de leurs dépenses, et qui sont peu confiants dans leur capacité à pouvoir se servir du marché à leur avantage, se verront imposer des prix supérieurs à ceux que paient les plus gros consommateurs.

Cependant, pour environ 15 pour cent de la population, la facture d'électricité n'est pas une simple dépense accessoire. Environ 15 pour cent des habitants du Royaume-Uni sont victimes de la pauvreté dans le domaine de l'énergie, c'est-à-dire qu'ils dépensent plus de 10 pour cent de leur salaire net en électricité. Ces consommateurs ont souvent du mal à payer leurs factures

⁴⁴ Les autres composants de la facture d'électricité comme les coûts de distribution ou de vente sont, à juste titre, plus élevés pour les consommateurs résidentiels que pour les gros consommateurs. En revanche, le coût de fabrication d'un kWh est le même pour chaque client, que celui-ci soit un particulier ou une fonderie d'aluminium.

⁴⁵ Bureau national de vérification des comptes (2003) : « The New Electricity Trading Arrangements in England and Wales », rapport du Contrôleur de gestion et du Commissaire aux comptes HC 624 Session 2002-2003 : 9 mai 2003.

et, au début des années 1990, ils n'avaient pas d'autre choix que de payer au moyen de compteurs à prépaiement (PPM). Quelque 15 pour cent de la population britannique paie aujourd'hui son électricité via de tels compteurs. Tant que les tarifs de l'électricité étaient réglementés, l'Autorité de régulation pouvait veiller à ce que cette catégorie de consommateurs ne soit pas désavantagée. Aujourd'hui, en revanche, il est peu probable que les fournisseurs s'attachent à se faire concurrence sur ce segment et, puisque les tarifs sont libéralisés, les détaillants peuvent facturer un tarif majoré en cas de compteur à prépaiement.

Tableau 38. Tarifs appliqués aux consommateurs résidentiels londoniens en mai 2005

	Débit direct	Crédit standard	PPM gaz	PPM électricité	PPM total
British Gas (Centrica)	587	640	402	267	669
London Electric EDF	586	628	381	272	653
NPower (RWE)	556	598	404	300	704
Powergen (E.ON)	565 (525)	586	381	260	641
Scottish Power	569 (500)	603	366	262	628
Scottish & Southern	588	621	398	264	662
Moyenne	575	612	389	271	660

Source : http://www.energywatch.org.uk/help_and_advice/saving_money/

Notes :

3. La consommation annuelle supposée est de 3300 kWh d'électricité et de 20 500 kWh de gaz.
4. Les offres « double énergie » ne sont pas disponibles pour les clients PPM.
5. Les chiffres entre parenthèses correspondent aux tarifs des clients Internet. Les termes des contrats Internet ne s'appliquent pas aux modes de paiement par crédit standard ou PPM.

En mai 2005, sur le marché des consommateurs résidentiels de Londres (en supposant un niveau de consommation moyen), les six principaux fournisseurs proposaient leurs meilleurs tarifs aux clients ayant opté pour le débit direct (DD) – donc susceptibles d'être les consommateurs les plus riches – et l'offre « double énergie » gaz et électricité (voir tableau 38). Des contrats encore plus intéressants étaient réservés aux clients internautes. Les clients payant leur offre « double énergie » par crédit standard (règlement chaque trimestre des trois mois de consommation précédents) se voyaient appliquer des tarifs en moyenne 6 pour cent supérieurs aux tarifs des clients DD. Enfin, les clients PPM payaient en moyenne quelque 15 pour cent de plus que les clients DD et 8 pour cent de plus que les clients ayant choisi le crédit standard. Le pire des cas observés est celui de NPower (RWE) qui facturait ses clients PPM 25 pour cent de plus que ses clients DD. Il n'existe aucune preuve que ces charges plus élevées soient induites par des coûts plus élevés.

Si l'on observe la situation à l'échelle nationale (voir tableau 39), en s'intéressant aux offres double énergie payées par débit direct, il est clair que les détaillants du gaz et de l'électricité historiques, British Gas et les compagnies d'électricité locales, sont des fournisseurs systématiquement coûteux. En mai 2005, Scottish & Southern Electricity et British Gas étaient chers dans toutes les régions. Les quatre autres principaux fournisseurs étaient tous le fournisseur le moins cher d'au moins trois régions. Les offres Internet (uniquement proposées aux clients DD) étaient systématiquement 10 pour cent inférieures à l'offre classique la moins chère, ce qui confirme une fois de plus l'impression que les entreprises ciblent les clients les plus riches. Le Groupe Scottish Power a reconnu cette stratégie lorsqu'il a annoncé qu'il

s'intéresserait prioritairement aux clients « rentables »⁴⁶.

Tableau 39. Offres « double énergie » en Grande-Bretagne en mai 2005

Région	Le moins cher	Internet	Le plus cher	British Gas	Fournisseur historique
London (EDF)	556 (RWE)	500 (SP)	588 (SSE)	587	586
Seaboard (EDF)	551 (RWE/E.ON)	500 (SP)	582 (SSE)	581	579
SWEB (EDF)	579 (RWE)	528 (SP)	606 (BGT)	606	604
Scottish Power (SP)	589 (E.ON)	536 (E.ON)	613 (SSE)	604	601
Manweb (SP)	550 (EDF)	505 (SP)	580 (BGT)	580	558
North Scotland (SSE)	583 (E.ON)	524 (SP)	620 (SSE)	596	620
Southern (SSE)	558 (SP)	515 (SP)	611 (SSE)	590	611
SWALEC (SSE)	591 (SP)	542 (SP)	636 (SSE)	626	636
NORWEB (E.ON)	550 (EDF)	509 (SP)	580 (BGT)	580	563
E Midlands (E.ON)	544 (RWE)	499 (SP)	573 (BGT)	573	566
Eastern (E.ON)	543 (RWE)	496 (SP)	573 (BGT)	573	555
Midlands (RWE)	559 (SP)	506 (SP)	583 (SSE)	580	573
Yorkshire (RWE)	554 (EDF)	504 (SP)	583 (BGT)	583	570
Northern (RWE)	553 (EDF)	504 (SP)	594 (SSE)	588	584
Moyenne	561	512	594	589	586

Source : http://www.energywatch.org.uk/help_and_advice/saving_money/

Notes :

3. La consommation annuelle supposée est de 3300 kWh d'électricité et de 20 500 kWh de gaz.
4. Toutes les offres considérées sont double énergie avec paiement par débit direct.
5. SP = Scottish Power, SSE = Scottish & Southern Energy, BGT = British Gas Trading/Centrica.
6. Les fournisseurs « historiques » sont les précédents fournisseurs d'électricité locaux.

2. Manque d'éthique dans les pratiques de vente

Depuis l'ouverture du marché de détail des petits consommateurs, l'Autorité de régulation ne cesse de distribuer des amendes à des entreprises pour pratiques de vente abusives, par exemple le « détournement de client » (changement du fournisseur d'un client sans l'accord de ce dernier) ou l'obstruction à un client souhaitant changer de fournisseur. En 2004, Powergen (E.ON) a écopé d'une amende de 700 000 £ pour pratiques non éthiques et Scottish Power et NPower (RWE) ont toutes deux dû payer 200 000 £ pour pratiques de vente abusives. Si ces amendes ont été moins nombreuses qu'au cours des années précédentes, elles illustrent probablement le fait que la plupart des entreprises ne se font plus âprement concurrence pour attirer de nouveaux clients résidentiels et ont cessé d'utiliser la méthode de vente du porte-à-porte, qui avait engendré bon nombre de ces problèmes.

3. Coût élevé du changement de fournisseur

L'Annexe A de la Directive stipule que les entreprises ne peuvent facturer directement les clients pour avoir changé de fournisseur⁴⁷. Bien sûr, cela ne signifie pas que les changements n'engendrent pas de coûts, et, dans la pratique, ces coûts sont reportés sur tous les consommateurs. Il est ironique de constater que les coûts induits par le petit nombre de clients

⁴⁶ Birmingham Post, 11 août 2005, p 23.

⁴⁷ L'Annexe A stipule que les clients n'ont « rien à payer lorsqu'ils changent de fournisseur ».

changeant de fournisseur pour profiter de tarifs plus abordables sont principalement pris en charge par les clients qui ne changent pas de fournisseur et donc ne profitent d'aucun avantage. Cette pratique stimule peut-être le marché, mais elle va à l'encontre des lois de l'économie, qui stipulent que les prix que les consommateurs paient doivent refléter les coûts qu'ils engendrent.

Au cours de l'unique étude ayant eu pour objectif d'estimer de façon systématique le coût total de changement de fournisseur, Maclaine⁴⁸ a calculé que le coût total payé par les clients résidentiels était d'environ 430 m£ par an, soit plus de 16 ou 17 £ par client en 2002, en supposant un taux annuel de changement de fournisseur de 20 pour cent. Le coût se répartissait ainsi :

- 121 m£ de coûts d'infrastructure et d'exploitation des systèmes de transfert entre fournisseurs.
- 100 m£ de coûts d'identification et de résolution des pannes essuyées par les clients changeant de fournisseur (au moins 1 transfert sur 100 étant inopérant)
- 126 m£ de coûts d'acquisition, par exemple le porte-à-porte ou les frais publicitaires
- 83 m£ de coûts pour les clients. Même si les clients ne sont pas directement facturés pour le changement de fournisseur, ils doivent passer du temps à effectuer des recherches, remplir des formulaires, etc.

Si l'on se réfère au tableau 23, il est évident que peu de consommateurs auraient la possibilité de compenser ces coûts supplémentaires en changeant de fournisseur. Ces coûts sont désormais clairement intégrés aux factures. En 1991, lorsque les clients étaient captifs de leur fournisseur local, l'Autorité de régulation estimait à 5 pour cent le montant de la facture correspondant aux coûts des fournisseurs de détail. Aujourd'hui, ce chiffre est passé à 30 pour cent. En supposant une facture moyenne annuelle de 250 £, les frais de fournisseur supplémentaires s'élèvent donc à 60 £, ce qui indiquerait que les coûts calculés plus haut sont certainement sous-estimés.

En mai, le Ministre britannique de l'énergie, Brian Wilson, a déclaré : « Les avantages de la baisse des tarifs ne doivent pas être limités aux clients qui changent de fournisseur, notamment parce que si tout le monde se mettait à changer de fournisseur, les coûts d'administration induits dépasseraient les économies réalisées. »

4. Problèmes logistiques liés au changement de fournisseur

Comme nous l'avons vu, un pourcentage important des transferts génère des problèmes. Les estimations citées ont été faites en 2002. Depuis, les difficultés semblent s'être aggravées et, pour l'exercice clôturant le 30 septembre 2004, les auditeurs de Pricewaterhousecoopers ont déterminé que les incidents avaient augmenté de 25 pour cent au niveau des systèmes qui font fonctionner la concurrence de détail⁴⁹. Le volume des erreurs mineures est passé d'environ six millions à huit millions. Il ne semble donc pas que tous ces problèmes, encore présents six ans après l'ouverture du marché à la concurrence, puissent être ignorés sous prétexte qu'il s'agit de simples problèmes de démarrage.

⁴⁸ D Maclaine (2004), thèse de doctorat, SPRU, University of Sussex, Royaume-Uni

⁴⁹ « BSC Auditor's Report for the year ended 30 September, 2004 » par Pricewaterhousecoopers.

5. Utilisation du profil de demande au détriment des compteurs électroniques

Lorsque le marché britannique des petits consommateurs a été ouvert à la concurrence, l'Autorité de régulation était optimiste quant à la faisabilité économique des compteurs électroniques pour les consommateurs résidentiels. Ces nouveaux types de compteurs devaient servir à lire la consommation des clients toutes les 30 minutes et non tous les trois mois, afin de donner aux détaillants l'opportunité d'évaluer plus précisément leur demande pour chaque période de règlement sur le marché de gros. Le système devait également permettre aux consommateurs de recevoir des signaux de prix et donc de réduire leur consommation lorsque les prix seraient plus élevés.

Ce scénario s'est avéré irréaliste et, comme dans chaque pays ayant ouvert à la concurrence son marché des consommateurs résidentiels, c'est le système du profil de demande qui a été adopté pour diviser chaque période de consommation de trois mois en tranches de consommation de 30 minutes. La méthode du profil de demande suppose que la consommation des petits clients suit une courbe standard. Elle est moins chère que celle des compteurs électroniques mais insatisfaisante, car il ne s'agit que d'une estimation au jugé ne permettant pas de transmettre les signaux de prix aux consommateurs.

6. Impossibilité pour les petits consommateurs d'identifier le fournisseur le moins cher

La Commission et l'Autorité de régulation britannique se fondent sur l'hypothèse selon laquelle un consommateur changeant de fournisseur choisit nécessairement le moins cher. A l'évidence, cette hypothèse est fautive. En avril 2004, l'Ofgem est arrivé à la conclusion qu'à la fin de l'année 2003, 39 pour cent des clients avaient quitté leur fournisseur historique. Dans le même temps, Centrica (sous le nom commercial de British Gas) qui proposait de l'électricité dans le cadre d'une offre double énergie, a vu sa part du marché de l'électricité du secteur résidentiel atteindre près de 25 pour cent, et près des deux tiers des consommateurs ayant changé de fournisseur se sont tournés vers Centrica. Or, dans toutes les régions de la Grande-Bretagne, Centrica ne cesse d'être l'un des fournisseurs les plus chers, sinon le fournisseur le plus cher (si l'on considère le prix global de l'offre).

Dans une étude comportementale approfondie, Waddams-Price a calculé que, sur un échantillon d'environ 400 consommateurs ayant changé de fournisseur, 42 pour cent d'entre eux payaient désormais plus cher, 14 pour cent payaient le même prix, et seulement 44 pour cent réalisaient effectivement des économies⁵⁰. Ces chiffres doivent être analysés au vu des raisons données par les clients pour expliquer leur changement de fournisseur : en 2004, 65 pour cent des consommateurs interrogés déclaraient à l'Ofgem que leur motivation principale était de réaliser des économies⁵¹.

7. Stabilisation du taux de changement de fournisseur

Au cours des deux années qui ont suivi l'ouverture du marché, c'est-à-dire jusqu'en mai 2001, le taux de changement de fournisseur net (c'est-à-dire le pourcentage de clients ayant définitivement quitté leur fournisseur local) a atteint 27 pour cent, mais il est retombé à 12 pour cent pendant les deux années et demi suivantes, c'est-à-dire jusqu'au mois d'octobre 2003. Au cours des 12 mois précédant octobre 2003, le pourcentage de changement net n'a augmenté

⁵⁰ Waddams-Price, C (2004) : « Spoil for Choice? The Costs and Benefits of Opening UK Residential Energy Markets », document de travail CCR 04-1. Egalement publié comme document de travail CSEM WP-123 de l'University of California Energy Institute.

⁵¹ Ofgem (2004) : « Domestic competitive market review », Ofgem, Londres.

que de 4 points. Ces chiffres suggèrent que quelque 60 pour cent des clients n'ont pas l'intention de quitter leur fournisseur d'origine. Ces consommateurs sont très rentables car ils sont insensibles aux prix. Par ailleurs, les « clients peu fidèles », susceptibles de changer à nouveau de fournisseur avant même que les coûts d'acquisition induits n'aient été amortis, risquent fort de ne pas motiver les entreprises, et l'activité marketing et promotionnelle de celles-ci est donc appelée à décliner.

19.3.9 Marché de détail du gaz

On peut considérer que les marchés du gaz et de l'électricité des consommateurs résidentiels ont fusionné, puisque tous les principaux fournisseurs proposent à la fois le gaz et l'électricité sous la forme d'une offre « double énergie ». Les problèmes soulevés sur le marché du gaz sont donc les mêmes que ceux que nous avons abordés dans la section précédente.

19.3.10 Réseau électrique

Les 30 pour cent de réduction effective des tarifs dont ont pu bénéficier les petits consommateurs entre 1990 et 2002 s'expliquent, au deux tiers, par la baisse des charges associées au réseau électrique (le dernier tiers de la réduction étant principalement dû à la suppression d'une subvention nucléaire en 1996). Ces baisses des charges ont été possibles car la privatisation de l'industrie en 1990 n'a concerné qu'une petite fraction de la valeur comptable du secteur. De fait, l'actif a été réduit d'environ deux tiers du jour au lendemain, et comme, à compter de 1995, les charges du réseau ont été calculées à partir du taux de rendement de l'actif, les prix ont pu être largement réduits au cours des cinq années suivantes, par exemple d'environ 45 pour cent au niveau de la distribution et 30 pour cent au niveau du transport. Ces baisses de charge sont bien sûr provisoires. Les prix devront remonter lorsque l'actif dévalué sera remplacé par un nouvel actif acheté au prix fort.

Dans l'un de ses rapports, le Comité du commerce et de l'industrie de la Chambre des communes⁵² avertit que « les investissements actuels dans le réseau risquent d'être insuffisants si l'on veut pouvoir remplacer, de façon planifiée et ordonnée, les équipements qui arrivent en fin de vie ». En conséquence, les dépenses d'investissement des propriétaires de réseau pourraient doubler, ce qui augmenterait d'un milliard de livres par an le coût total refacturé aux consommateurs. « En vue de la privatisation, le dispositif d'approvisionnement établi était très favorable aux entreprises et celles-ci en ont profité pendant trop longtemps. »⁵³ a déclaré le président du Comité.

Le 28 août dernier, une coupure d'électricité survenue pendant les heures de pointe, à 18h10, a paralysé une partie de Londres. Elle n'a duré qu'une demi-heure mais a bloqué 250 000 voyageurs dans les métros et les trains. La cause immédiate semble avoir été l'installation d'un fusible défectueux dans un poste électrique.

19.3.11 Réseau du gaz

A l'instar de l'électricité, la baisse des prix du gaz globalement observée entre 1992 et 2002 s'explique en grande partie par le faible prix de vente de British Gas. Comme pour l'électricité, ces réductions de prix temporaires ont été payées par les contribuables/consommateurs de gaz et l'actif a été vendu à une valeur bien inférieure à sa valeur réelle. Jusqu'en 2004, le

⁵² Comité du commerce et de l'industrie de la Chambre des communes (2004) : « Resilience of the National Electricity Network », troisième rapport de session 2003–04 HC 69-1.

⁵³ Guardian : « Electricity users may face £1bn penalty », 11 mars 2004.

réseau du gaz relevait de la responsabilité d'une seule entreprise. L'avenir nous dira quel sera le niveau de performance des nouveaux propriétaires du réseau de distribution.

En août 2005, Transco a été condamné à verser une amende de 115 m£ pour ne pas avoir remplacé des tuyaux corrodés dans une maison en Ecosse. Le mauvais état des canalisations avait entraîné une explosion qui avait tué quatre membres d'une famille. Cette amende est la plus importante jamais demandée en Grande-Bretagne pour un délit lié à la santé et la sécurité⁵⁴. Aujourd'hui, Transco (via NGT) ne possède plus le réseau écossais de distribution du gaz.

19.4 Danemark

19.4.1 Autorité de régulation

L'Autorité danoise de régulation de l'énergie (Energitilsynet)⁵⁵ a été créée en 2000 et s'occupe à la fois des secteurs de l'électricité et du gaz.

19.4.2 Structure du secteur de l'électricité

Le Danemark possède deux réseaux électriques distincts de taille comparable mais sans connexion directe. La partie ouest du réseau, Jutland et Fyn, est synchronisée avec le réseau UCTE (Union pour la coordination du transport d'électricité) qui couvre la majeure partie de l'Europe, dont la France et l'Allemagne. La partie est, l'île de Zélande, est synchronisée avec le réseau Nordel qui s'étend dans tous les pays scandinaves. Des liaisons CC établies entre la partie ouest et la Suède et entre la partie est et l'Allemagne permettent au Danemark de faire affaire à la fois sur le réseau UCTE et sur le réseau Nordel. Par le passé, le réseau danois était presque entièrement contrôlé par les autorités locales. Dans les domaines de la production et du transport, la partie ouest du pays était dominée par Elsam, tandis que l'est était dominé par Elkraft, deux coopératives à but non lucratif. Elsam est devenue une entreprise publique en 2000, mais les actions sont toujours en la possession des 60 compagnies du réseau de la région. Après de nombreuses opérations de consolidation au niveau des sociétés productrices, deux entreprises dominent désormais le marché : Energi E2 (4700 MW) et Elsam (4000 MW).

Elsam s'est implantée à l'est du Danemark en acquérant une participation de 87 pour cent dans le plus gros distributeur, NESAs, qui lui-même possède 36 % des parts du deuxième plus gros producteur, Energi E2. En 2004, DONG, la compagnie publique danoise du gaz naturel, s'est révélée un nouvel entrant potentiellement important sur le marché de l'électricité. Elle était en concurrence avec Vattenfall pour acquérir ou fusionner avec Elsam et, en février 2005, elle détenait 24 pour cent des parts de cette dernière. De son côté, Vattenfall s'était assuré 35 pour cent des parts d'Elsam. Le Ministre des finances danois, Thor Pederson, aurait soutenu l'offre DONG sur la base du fait qu'une « solution nationale » était préférable à une « solution internationale » et qu'il « était pour le moins étrange d'envisager de façon favorable le contrôle par l'Etat suédois de la production d'électricité danoise ». Il est difficile de savoir si ces déclarations avaient pour raison sous-jacente la protection de la sécurité de l'approvisionnement ou l'encouragement de l'émergence d'un champion national. En juin 2005, Vattenfall et DONG ont conclu un accord : DONG devait racheter les parts de Vattenfall contre une partie de l'actif d'Elsam, et notamment certaines centrales, dont environ 2 GW de centrales aux énergies fossiles et 300 MW d'éoliennes et d'autres projets éoliens d'envergure internationale. Le PDG d'Elsam, Peter Hostgaard-Jensen, a démissionné en mai 2005 pour

⁵⁴ Guardian : « Transco fined £15m for gas pipe error that killed family », 26 août 2005, p 2.

⁵⁵ <http://www.energitilsynet.dk/>

protester contre cette division planifié des biens de l'entreprise.

En février 2005, DONG a également annoncé la signature d'un accord avec la ville de Copenhague pour le rachat de l'activité électrique de la compagnie multi-énergies Kobenhavns Energi. Suite à un accord conditionnel complémentaire, DONG a ajouté qu'elle rachèterait la part de 34 pour cent que possédait Kobenhavns Energi dans la société Energi E2. DONG a accepté de racheter à plusieurs municipalités danoises un total de 6 pour cent supplémentaires des capitaux propres d'Energi E2. DONG détient également le solde d'actions (13 pour cent) de NESAs.

L'activité de gestion du réseau de transport de la partie ouest du pays a été séparée pour former Eltra, une société détenue par les 44 distributeurs de la région. A l'est, le réseau est détenu par Elkraft Transmission et géré par Elkraft System. Le 1^{er} janvier 2005, les deux gestionnaires du réseau électrique danois (Elkraft System et Eltra) et le gestionnaire du réseau de gaz (Gastras) ont fusionné pour former une entreprise publique, Energinet.dk.

19.4.3 Structure du secteur du gaz

L'acteur dominant est l'entreprise publique DONG, qui contrôle environ 85 pour cent du gaz disponible, tandis que les trois plus gros détaillants possèdent une part de marché cumulée de 65 pour cent. Le 1^{er} janvier 2005, les deux gestionnaires du réseau électrique danois (Elkraft System et Eltra) et le gestionnaire du réseau de gaz (Gastras) ont fusionné pour former une entreprise publique, Energinet.dk.

19.4.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

Le Danemark est un membre de Nord Pool depuis 1999⁵⁶. Cependant, du fait de l'absence de connexion synchronisée entre le Danemark occidental et le réseau Nordel, la contribution du Danemark au marché est assez faible et ne représente qu'à peu près 5 pour cent du chiffre d'affaires du marché spot Nord Pool. Pour une présentation plus approfondie de Nord Pool, voir section 6.

Aucune grande centrale n'est actuellement en construction et le seul projet important en cours est un appel d'offres à l'initiative du gouvernement pour deux tranches de 200 MW chacune d'un parc éolien off-shore. Elsam et E2 figurent parmi les soumissionnaires. D'autres appels d'offres pour des projets éoliens off-shore sont prévus à la fin de l'année 2005.

19.4.5 Marché de gros du gaz

Il n'existe aucun marché de gros du gaz d'importance, bien qu'un programme de cessation temporaire du gaz ait été convenu en 2003, qui prévoit de céder environ 7 milliards de mètres cubes de gaz sur une période de 5 ans à compter de 2005 (soit environ un quart de la consommation annuelle du Danemark). L'avenir nous dira si une telle initiative a permis de stimuler la concurrence.

19.4.6 Marché de détail de l'électricité

Depuis le 1^{er} janvier 2003, tous les consommateurs danois peuvent choisir leur fournisseur d'électricité. En 1999, il existait 78 détaillants et les trois principaux – NESAs, Kobenhavns Energi

⁵⁶ <http://www.nordpool.com/>

et SEAS – contrôlaient environ le tiers du marché.

Le Rapport d'étalonnage des performances indique que 5 pour cent des petits consommateurs et des consommateurs résidentiels ont changé de fournisseur en 2003, tandis que les statistiques nationales danoises⁵⁷ vancent le chiffre de 2 pour cent seulement.

19.4.7 Marché de détail du gaz

Depuis le 1^{er} janvier 2004, tous les consommateurs danois peuvent choisir leur fournisseur de gaz naturel. L'Autorité de régulation estime qu'environ 4 pour cent des petits consommateurs ont changé de fournisseur en 2004.

19.5 Finlande

19.5.1 Autorité de régulation

L'Autorité de régulation finlandaise du marché de l'énergie ou EMA (Energiamarkkinavirasto)⁵⁸ a été créée en 1995 puis élargie en 2000 pour couvrir le gaz en sus de l'électricité. Avant la mise en application des nouvelles Directives, il s'agissait uniquement d'un petit organisme agissant *a posteriori*, qui ne fixait pas les tarifications du réseau et n'intervenait que lorsqu'une réclamation formelle était formulée. A l'avenir, l'Autorité de régulation sera chargée de fixer les prix. Ses moyens devront donc être substantiellement renforcés.

19.5.2 Structure du secteur de l'électricité

Le dispositif de production finlandais est assez atypique. Il est composé de deux systèmes parallèles mais interconnectés, le premier pour l'approvisionnement du réseau public, et le second pour l'approvisionnement d'un « club » de consommateurs industriels. La plus grosse entreprise est la société Fortum. Elle a été formée en 1998, suite à la fusion entre la compagnie d'électricité publique Imatran Voima Oy (IVO) et la compagnie gazière et pétrolière publique Neste. Elle a été partiellement privatisée et, en juin 2005, le gouvernement a vendu 7,2 pour cent d'actions supplémentaires, ce qui a réduit sa participation à 51,7 pour cent. Aujourd'hui, la compagnie pétrolière Neste est à nouveau engagée dans un processus de séparation, par distribution de ses actions aux actionnaires de Fortum.

Avec 40 pour cent de la capacité nationale, Fortum est l'acteur majeur de la production d'électricité, mais il existe également quelque 120 autres entreprises dans ce secteur d'activité. Les consommateurs industriels possèdent la majeure partie de Pohjolan Voima (PVO), le deuxième plus gros producteur, qui possède aux alentours de 20 pour cent de la capacité. L'industrie contrôle également directement une part non négligeable de la capacité de production. PVO est une organisation à but non lucratif qui vend de l'électricité à ses actionnaires donc ne joue qu'un rôle limité sur le marché.

Dans le secteur de la vente de détail, environ 100 entreprises sont en activité mais, depuis la libéralisation en 1997, de nombreuses fusions et acquisitions ont eu lieu. Fortum et Vattenfall ont fait leur entrée dans le secteur en rachetant certaines entreprises locales. Aujourd'hui, seules 14 entreprises ont plus de 50 000 clients. La société possédée par la ville d'Helsinki, Helsinki Energy, est un producteur important et l'un des plus gros distributeurs. Vattenfall a

⁵⁷ <http://www.danskenergi.dk/>

⁵⁸ <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/index.asp?languageid=246&start=1>

commencé à s'implanter en Finlande en 1995, année au cours de laquelle elle a acquis deux compagnies d'électricité régionales. Elle a racheté deux sociétés supplémentaires en 1999, puis deux autres encore en 2000. Vattenfall dessert désormais 350 000 clients, soit une part de marché d'environ 15 pour cent. Deux autres Groupes, TXU (Etats-Unis) et E.ON ont également joué un rôle majeur en Finlande. TXU possédait certaines centrales via sa participation à hauteur de 14,7 pour cent dans l'organisation PVO et faisait affaire avec Nord Pool, mais ses activités européennes se sont effondrées en 2002 et il a dû revendre à PVO les capacités de production qu'il détenait.

En 2003, en Finlande, le Groupe E.ON contrôlait une puissance de 360 MW et traitait avec 350 000 clients. Il avait racheté 34 pour cent des actions d'Espoon Sähkö à la ville d'Espoo et, en 2002, avait augmenté sa part à 62 pour cent en rachetant les actions de Fortum. En 2003, sa part était de 66 pour cent et le nom de l'entreprise était devenu E.ON Finland. En 2005, suite à un contrat de 2002 aux termes duquel il avait vendu une société allemande à E.ON, le Groupe Fortum a levé une option pour racheter les actions d'E.ON, en dépit d'un accord avec la ville d'Espoo stipulant qu'il n'essaierait pas de racheter ces parts avant 2009. En avril 2005, l'acquisition d'E.ON Finland par Fortum était toujours incertaine.

Fortum s'attaque désormais au secteur aval du gaz. En décembre 2004, la Commission européenne l'a autorisé à faire passer sa participation dans la compagnie finlandaise du gaz naturel Gasum Oy de 25 à 31 pour cent. Cette décision modifie l'ordonnance de 1998 visant à clarifier le lien entre Neste et Fortum en limitant à 25 pour cent la participation de Fortum à Gasum.

Le réseau de transport a été séparé de Fortum et PVO en 1997 et s'appelle aujourd'hui Fingrid. Il est contrôlé à 12 pour cent par le gouvernement finlandais et 25 pour cent chacun par Fortum et PVO. Le reste des actions est détenu par des compagnies d'assurance.

19.5.3 Structure du secteur du gaz

La plus grosse compagnie gazière finlandaise est la société Gasum Oy. Ses principaux actionnaires sont : Fortum, la compagnie d'électricité partiellement privatisée (31 pour cent) ; Gasprom, le fournisseur de gaz russe (25 pour cent) ; l'Etat finlandais (24 pour cent) ; et Ruhrgas, la plus grosse compagnie du gaz allemande désormais contrôlée par E.ON (20 pour cent).

Gasum importe la totalité du gaz qu'elle vend ensuite aux distributeurs et aux gros clients finaux. Le gaz est distribué par plusieurs sociétés de distribution locales.

19.5.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

La Finlande est un membre de Nord Pool depuis 1998.⁵⁹ L'EMA rapporte qu'en 2001, les échanges commerciaux relatifs à l'électricité qui ont eu lieu via Nord Pool pour le compte d'acteurs finlandais ont représenté approximativement 18 pour cent de la consommation d'électricité totale de la Finlande. Pour une présentation plus approfondie de Nord Pool, voir section 6.

En Finlande, la centrale nucléaire Olkiluoto 3 de 1600 MW, dont la construction devait démarrer en avril 2005, représente la quasi-totalité de la capacité de production actuellement en projet. Aucune autre centrale n'est en construction.

⁵⁹ <http://www.nordpool.com/>

19.5.5 Marché de gros du gaz

La Directive sur le gaz autorise la Finlande à ne pas suivre les dispositions relatives à la dérégulation du marché du gaz naturel tant que le pays ne possède qu'un seul fournisseur de gaz naturel important, la Russie, et n'est pas connecté au réseau de gaz naturel des autres Etats membres de l'UE. De ce fait, le marché finlandais du gaz naturel n'a été libéralisé que dans des proportions minimales.

19.5.6 Marché de détail de l'électricité

Tous les consommateurs sont libres de choisir leur fournisseur d'électricité depuis 1997, mais avant l'instauration des profils de charge en septembre 1998 (qui évitent l'installation de compteurs électroniques horaires), il n'était pas économiquement viable pour les petits consommateurs de changer de fournisseur. Le Rapport d'étalonnage des performances indique que seuls 4 pour cent des foyers et des petits consommateurs ont changé de fournisseur en 2003. L'EMA explique ce faible taux de changement de fournisseur de la façon suivante⁶⁰ :

« La concurrence entre les fournisseurs pour attirer les nouveaux clients – ou, du moins, les clients de petite envergure – s'est ralentie. Les consommateurs ne sont pas impatients de changer de fournisseur, la différence de prix devrait sinon être plus importante. Les tarifs auxquels les petits fournisseurs locaux vendent l'électricité à leurs clients habituels sont si faibles que ces clients ne sont pas encouragés à aller voir ailleurs. Le taux de changement de fournisseur est également limité par le fait que les compagnies proposant les prix les plus bas ne souhaitent pas nécessairement gagner de nouveaux clients. La situation est différente de celle que l'on observe pour les gros clients, où les quantités d'électricité utilisées sont suffisamment importantes pour qu'une différence de prix, même minime, ait une répercussion significative au niveau de la facture finale. »

L'augmentation des prix de Nord Pool en 2002 a été suivie par une hausse similaire des prix de détail. Mais lorsque les prix de Nord Pool sont retombés, les prix de détail n'ont pas suivi. L'EMA signale⁶¹ :

« Cet hiver, le niveau des prix de gros à la bourse de l'électricité a été plus faible que l'année précédente, pourtant, c'est en vain que l'on a attendu des réductions des prix de détail. Du début de l'année 2004 au début du mois de mars, les tarifs publics sont restés identiques. Désormais, la pression sur les prix diminue suite à l'annonce, par plusieurs fournisseurs majeurs, de la réduction de leurs tarifs au début du mois d'avril 2004. »

Un rapport relatif à la concurrence sur le marché de l'électricité, commandé par le Ministère finlandais du commerce et de l'industrie et publié en mai 2004, aboutit aux mêmes conclusions⁶². Il y est dit que la libéralisation « n'a ni entraîné une concurrence importante entre les fournisseurs, ni été source de nouveaux avantages pour les consommateurs ». La sensibilisation des clients, les prix, la qualité de service, les offres supplémentaires, le respect de l'environnement, l'égalité et l'équité « n'ont pas spécialement connu d'amélioration suite à la

⁶⁰ http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Emv_vuosikertomus2003.pdf

⁶¹ Rapport annuel EMA 2003 (<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=660&pgid=130>)

⁶² P Lewis, M Pakkanen & M Muroma (2004) : « The Electricity Customer's Lot: The status of the deregulated Finnish electricity market - Consequences for the customer », Ministère finlandais du commerce et de l'industrie (http://www.vaasaemg.com/pdf/466695_KuluttajajasahkoKTM2004ENG.pdf)

déréglementation, sauf, peut-être, au niveau des consommateurs les plus gros et les plus actifs ». En conséquence, les consommateurs sont plutôt pessimistes quant à l'état actuel de la concurrence en Finlande.

19.5.7 Marché de détail du gaz

Seuls les très gros consommateurs de gaz (5 millions de mètres cubes par an) sont autorisés à choisir leur fournisseur de gaz naturel.

19.6 France

19.6.1 Autorité de régulation

L'Autorité de régulation française, la Commission de régulation de l'énergie (CRE)⁶³, a été créée en 2000, puis élargie en 2003 pour couvrir le gaz en sus de l'électricité.

19.6.2 Structure du secteur de l'électricité

La société française dominante est Electricité de France (EDF). Compagnie d'électricité publique créée en 1946, EDF est totalement intégrée et dispose d'un pouvoir de monopole dans les domaines de la production, du transport et de la distribution. En mai 2002, le nouveau gouvernement Chirac a annoncé son intention de vendre un pourcentage minoritaire d'actions, mais au début de l'année 2005, ces plans n'étaient toujours pas concrétisés, en raison de difficultés pratiques et des protestations soulevées par le projet. En avril 2005, le gouvernement français a prévu de vendre environ 30 pour cent des actions à l'automne 2005. En septembre 2005, le Ministère des finances a annoncé que 15 pour cent seulement des actions seraient mises sur le marché, les 15 autres pour cent étant réservés aux employés d'EDF.

Quelques exceptions au monopole d'EDF existent dans les domaines de la production et de la distribution. Dans le premier domaine, le Groupe Charbonnages de France (CDF) et la Société Nationale des chemins de fer (SNCF) contrôlent une certaine partie de la capacité de production (respectivement, 2600 MW et 600 MW). Une entreprise datant de 1933, la Compagnie nationale du Rhône (CNR), possédée par les collectivités locales, a également été créée pour exploiter les ressources hydroélectriques du Rhône : elle produit environ 3000 MW. Dans le domaine de la distribution, un certain nombre d'entreprises municipales ont poursuivi leur activité après la nationalisation et, aujourd'hui, quelque 170 sociétés municipales alimentent en électricité près d'1,5 million de clients. Les plus importantes de ces sociétés sont basées à Strasbourg, Metz et Grenoble. Depuis leur création, ces entreprises ont peu de latitude au niveau de leurs achats de gros d'électricité et de leur politique de tarification. De plus, elles ne sont pas autorisées à développer leurs activités dans d'autres secteurs.

En juin 2002, le Groupe Electrabel (Suez) a racheté 11 pour cent des parts de la CNR et gère à présent sa production et ses ventes. Des groupes d'actions supplémentaires ont été progressivement acquis et, en janvier 2004, le Groupe détenait 48 pour cent de l'entreprise. Suez a signé un accord sur 5 ans de reprise de la totalité de l'électricité produite par la centrale de la SNCF (SHEM) et, en mars 2005, a racheté 40 pour cent des actions, le reste demeurant en la possession de la SNCF, au moins jusqu'en 2007, date à laquelle Electrabel disposera d'une option d'achat de 40 pour cent d'actions supplémentaires. L'objectif d'Electrabel est de

⁶³ <http://www.cre.fr/>

gagner au moins 10 pour cent du marché français de l'électricité.

A l'origine, la SNET, société constituée pour gérer la vente de l'électricité produite par CDF, était sous le contrôle de CDF à 51 pour cent, Endesa à 30 pour cent et EDF à 18,75 pour cent. Depuis, Endesa a augmenté sa participation en rachetant des parts à CDF, jusqu'à devenir, en septembre 2004, le propriétaire de 65 pour cent des actions, CDF ne conservant que 16,25 pour cent des parts et EDF maintenant sa participation à 18,75 pour cent. En 2005, Endesa a annoncé son intention de construire en France, via la SNET, une centrale au gaz de 2000 MW.

En avril 2005, EDF et ENEL étaient sur le point de conclure un accord relatif à l'entrée d'ENEL sur le marché français. Cet accord viserait à supprimer le plafond de 2 pour cent sur les droits de vote d'EDF en Italie, plafonnement jugé illégal par la Commission européenne. Les principaux termes de l'accord devraient être les suivants : participation à hauteur de 10 pour cent dans le réacteur européen à eau pressurisée qu'EDF prévoit de construire à Flamanville ; acquisition des 18 pour cent d'actions qu'EDF détient dans la SNET (avec accord d'Endesa) ; et ventes de sites pour la construction de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné. ENEL pourrait acheter de l'électricité auprès d'EDF au prix du marché jusqu'à ce que les nouvelles centrales soient opérationnelles. Au total, l'activité d'ENEL en France serait à peu près de même poids que celle d'EDF en Italie, sous réserve qu'EDF devienne actionnaire d'Edison à hauteur de 40 pour cent.

En contrepartie de l'acquisition par EDF de la compagnie d'électricité allemande EnBW, la Commission européenne a exigé qu'EDF mette aux enchères une production équivalente (ou capacité virtuelle) à 6000 MW de capacité, 42 TWh, soit environ un tiers du marché français ouvert à la concurrence. Mais ces enchères ne permettent pas aux nouveaux entrants potentiels d'accéder à une électricité dont le prix de gros soit suffisamment concurrentiel, ni de pouvoir planifier suffisamment longtemps à l'avance. Il est donc probable que le marché français sera dominé par EDF, Electrabel, Endesa et peut-être ENEL. La compagnie gazière nationale Gaz de France (GDF) pourrait se mettre à construire des centrales au gaz, mais ses projets futurs sont, comme ceux d'EDF, remis en cause par l'éventuelle privatisation partielle de l'entreprise. Cependant, les restrictions qui limitaient son activité à la vente de gaz uniquement ont été levées. Elle a déjà commencé à construire une centrale à gaz à cycle combiné (788 MW, Dunkerque).

Le réseau est la propriété du Gestionnaire du Réseau de transport d'électricité (RTE), créé en 2000 à partir de la division transport d'EDF et toujours sous le contrôle d'EDF. Bien que RTE ne soit pas juridiquement séparé d'EDF, il est totalement indépendant sur le plan de la gestion, de la comptabilité et des finances. En septembre 2005, EDF a annoncé que RTE serait transformée en une entreprise distincte, possédée à 100 pour cent par EDF, dans le but de satisfaire aux dispositions de la Directive sur l'électricité. La nouvelle entreprise se nommera RTE EDF Transport. Certains spéculent que cette opération permettrait à l'Etat français d'obtenir une participation directe, peut-être de 49 pour cent, dans RTE EDF Transport, par exemple, via sa Caisse des dépôts et consignations.

19.6.3 Structure du secteur du gaz

La structure du secteur du gaz est semblable à celle du secteur de l'électricité : une grande entreprise, Gaz de France, domine le marché. Elle était entièrement publique jusqu'en juillet 2005, date à laquelle 22 pour cent des actions ont été vendues par premier appel public à l'épargne (IPO). GDF reste une société entièrement intégrée, sans séparation juridique complète entre son activité de gestion du réseau et ses activités de vente de détail et de gros. La concurrence sur le marché de détail des gros consommateurs est limitée. Total Elf Fina est

le concurrent le plus chanceux. BP et Ruhrgas (E.ON) essaient eux-aussi de s'implanter sur le marché.

19.6.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

Powernext⁶⁴, le marché spot français, est entré en activité en décembre 2001 mais les volumes restent faibles et le Rapport d'étalonnage des performances indique qu'en 2003, l'électricité transitant par Powernext ne représentait qu'autour de 2 pour cent de la demande en électricité de la France. Powernext a rapporté que ses volumes spot échangés ont augmenté de 90 pour cent entre 2003 et 2004, passant de 7,48 à 14,18 TWh, mais ce niveau ne représente toujours que moins de 5 pour cent de la demande d'électricité nationale. En mars 2005, la moyenne quotidienne était d'environ 50 GWh, toujours autour de 5 pour cent de la demande.

Depuis le début de l'année 2004, une nouvelle centrale a été mise en service : il s'agit d'une centrale à gaz à cycle combiné de 260 MW construite par un consortium dirigé par EDF. Une autre centrale à gaz de 788 MW construite par GDF devait être opérationnelle au premier semestre 2005. Aucune autre installation n'est actuellement en construction. Les capacités supplémentaires des prochaines années seront le résultat de trois appels d'offres lancés par le Ministère de l'industrie dans le domaine des énergies renouvelables : un parc éolien on-shore de 1000 MW, un parc éolien off-shore de 500 MW et une centrale de 250 MW alimentée au biogaz issu de la biomasse.

19.6.5 Marché de gros du gaz

La France ne produit que de très faibles volumes de gaz naturel (environ 3 pour cent de ses besoins). Elle importe le reste principalement de la Norvège, de la Russie, de l'Algérie et des Pays-Bas. Environ 25 pour cent de ce gaz importé (en majorité le gaz en provenance d'Algérie) l'est sous forme de GNL. La France importe également du gaz naturel depuis le Nigeria pour le compte de l'Italie.

Il n'existe pas de marché de gros du gaz en France.

19.6.6 Marché de détail de l'électricité

EDF est le distributeur et détaillant dominant. Plusieurs entreprises municipales indépendantes exercent également une activité de distribution, mais elles sont petites et ne touchent qu'environ 5 pour cent des consommateurs. En matière de vente de détail, la situation est identique. EDF est le détaillant dominant, sauf dans quelques zones desservies par les entreprises municipales. A la fin de l'année 2003, seuls quelque 22 pour cent des gros consommateurs avaient quitté leur fournisseur local.

Depuis le 1^{er} juillet 2004, le marché français de l'électricité est ouvert à tous les consommateurs commerciaux, qui représentent 68 pour cent du marché total (2,3 millions de clients utilisant 295 TWh sur 4,5 millions de sites). Au 1^{er} janvier 2005, environ 77 600 sites français avaient renoncé à la tarification régulée, et parmi eux, seuls 22 000 avaient changé de fournisseur, les autres préférant renégocier leurs tarifs avec EDF. Six mois après l'ouverture à la concurrence du marché des consommateurs commerciaux en juillet 2004, le pourcentage des clients ayant choisi de quitter EDF n'était donc que de 0,5 pour cent. Le marché des petits consommateurs ne devrait pas être ouvert à la concurrence avant 2007.

⁶⁴ <http://www.powernext.fr>

19.6.7 Marché de détail du gaz

Le marché de détail des petits consommateurs ne sera ouvert qu'en 2007 et la Commission européenne mentionne dans son Rapport d'évaluation des performances que seuls 5 pour cent des gros consommateurs ont changé de fournisseur en 2003. Les clients commerciaux peuvent changer de fournisseur depuis juillet 2004, mais aucune donnée précise n'est disponible au sujet des taux de changement de fournisseur qui semblent très faibles.

19.6.8 Interaction avec le secteur du gaz

L'entreprise dominante du secteur du gaz, Gaz de France (GDF), est une entreprise publique, comme EDF, mais elle doit être partiellement privatisée en 2005. Les propositions initiales de fusion entre EDF et GDF semblent avoir été abandonnées. Cependant, GDF semble très désireuse de s'implanter sur le marché de l'électricité, à la fois en France où elle proposerait des offres « double énergie » aux petits consommateurs, et à l'étranger. Son objectif est d'exploiter une capacité de production d'au moins 2500 MW en France. Elle possède déjà une centrale de 800 MW à Dunkerque.

19.6.9 Investissements, abus et échecs du marché

Production

Au cours de la première semaine de mars 2005, une série d'événements inhabituelle – un temps particulièrement froid, une demande exceptionnellement élevée, une réduction de 12 % de la disponibilité des centrales nucléaires pour cause d'opérations de maintenance et une grève à la centrale de la Snet à Gardanne – a fait fortement augmenter les prix du marché spot, ce qui a contraint la France à importer auprès d'autant de sources que possible, dont l'Espagne et le Royaume-Uni, et à pousser les interconnexions avec l'Allemagne jusqu'à leurs limites. Ces circonstances étaient réellement exceptionnelles, toutefois la vulnérabilité apparente du réseau français, généralement considéré comme étant en surcapacité, a beaucoup surpris.

19.7 Allemagne

19.7.1 Autorité de régulation

En avril 2005, le Bundestag a voté une loi, en vigueur dès la mi-2005, instituant une Autorité de régulation allemande du secteur de l'électricité, établie à partir de l'ancien régulateur des postes et télécommunications RegTP⁶⁵. Cette nouvelle autorité doit s'appeler Bundesnetzagentur (Agence fédérale des réseaux), afin d'insister sur son rôle de régulatrice de l'accès aux réseaux d'électricité, du gaz, des télécommunications, des postes et des voies ferrées. Le recrutement de personnel spécialisé dans l'énergie a commencé à la mi-2004. Auparavant, le secteur était régulé par le Bundeskartellamt (Autorité fédérale de la concurrence). Celle-ci continuera d'être responsable de certaines questions liées aux contrats du secteur de l'électricité.

19.7.2 Structure du secteur de l'électricité

Les entreprises dominantes allemandes ont toujours été les compagnies régionales qui contrôlent la production et possèdent les réseaux de transport régionaux. En 1990, au moment

⁶⁵ <http://www.regtp.de/>

de la réunification, huit gestionnaires de réseau étaient en activité dans la partie ouest du pays. Les réseaux de l'est ont fusionné pour former une entreprise unique, VEAG, détenue par les gestionnaires de l'ouest. Au cours des neuf dernières années, de nombreuses fusions ont eu lieu entre toutes ces entreprises et les réseaux sont aujourd'hui contrôlés par seulement quatre sociétés. Les deux Groupes les plus importants sont E.ON et RWE, de taille à peu près équivalente. E.ON est issu de la fusion en 1999 entre Preussenelektra et Bayernwerk, qui étaient alors les deuxième et troisième plus grosses entreprises. C'est à la même époque que RWE (alors l'entreprise la plus importante) a fusionné avec VEW, un autre des gestionnaires du réseau. Deux autres gestionnaires, Badenwerk et EVS, ont fusionné en 1997 pour former EnBW, et cette dernière est aujourd'hui contrôlée par EDF, qui détenait 34,5 pour cent des parts jusqu'en décembre 2004, puis a augmenté sa participation à hauteur de 39 pour cent. L'entreprise suédoise Vattenfall contrôle les trois autres gestionnaires, BEWAG, HEW et VEAG, au sein de l'entité Vattenfall Europe. Les deux plus grosses entreprises actuelles contrôlent environ 60 pour cent du marché de la production et 60 pour cent de la vente de détail aux consommateurs finaux. Il existe également de nombreuses autres entreprises.

Le secteur de la distribution est complexe. Certaines sources suggèrent qu'il y aurait environ 1200 distributeurs. Il existe près de 900 opérateurs des réseaux de distribution. Sur le marché de détail, seul RWE possède une part de marché directe (14 pour cent) supérieure à 5 pour cent. Cependant, le Rapport d'étalonnage des performances ne fonde ses calculs que sur des parts de marché directes, non consolidées. Dans un rapport rédigé pour la Commission européenne, Oxera⁶⁶ estime que la part de marché de RWE se situe autour de 30 pour cent, et même plus si les parts de marché des anciennes compagnies municipales contrôlées par VEW et RWE sont prises en compte. E.ON vend de l'électricité à quelques gros clients industriels uniquement, mais elle possède également des actions de nombreux fournisseurs régionaux. Sur cette base, le rapport Oxera évalue à 32 pour cent la part de marché nationale d'E.ON, et ce sans prendre en compte les compagnies d'électricité municipales détenues par E.ON.

19.7.3 Structure du secteur du gaz

Le secteur allemand du gaz naturel compte plus de 700 entreprises, parmi lesquelles quelques producteurs et importateurs nationaux et un grand nombre de compagnies de transport de gros et de compagnies de distribution régionales ou locales. C'est Ruhrgas (E.ON) qui, avec 50 pour cent du gaz disponible, domine le marché. Ruhrgas contrôlé également presque toutes les installations de stockage et les gazoducs de transport haute pression de l'Allemagne. Elle a été rachetée en 2003 par E.ON, l'une des deux premières compagnies d'électricité, et les conditions d'autorisation de cette acquisition imposées par l'Autorité de la concurrence incluaient la vente des actions que l'entreprise possédait dans plusieurs compagnies gazières allemandes. De ce fait, elle s'est défait de sa participation dans EWE (Allemagne du Nord) et VNG (Allemagne de l'Est). De plus, afin de réduire sa position dominante dans le domaine de l'approvisionnement de gros du gaz, plusieurs de ses contrats d'importation de gaz ont été vendus aux enchères. Les principaux concurrents de Ruhrgas sont Wingas, une compagnie possédée conjointement par BASF et Gazprom, et les filiales de RWE, l'autre grande compagnie d'électricité.

⁶⁶ Oxera (2001) : « Electricity liberalisation indicators in Europe », rapport pour la DG TREN.

19.7.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

A l'origine, il existait deux bourses de l'électricité : EEX (basée à Francfort) et LPX (basée à Leipzig). Ces deux bourses ont fusionné en 2002 pour former la Bourse européenne de l'énergie (EEX), basée à Leipzig⁶⁷. Cette dernière affirme que ses transactions de 2004 ont concerné environ 12 pour cent de la demande d'électricité allemande.

De janvier 2004 à avril 2005, des centrales d'une capacité totale de 2,1 GW ont été mises en service, et notamment une centrale hydroélectrique à accumulation par pompage de 1056 MW (Vattenfall) et trois centrales au gaz détenues par Stadtwerke. Une centrale au gaz d'environ 1 GW est en construction, principalement sous la forme de petites unités contrôlées par Stadtwerke. Cependant, les principales capacités de production supplémentaires proviendront de parcs éoliens off-shore : 8 projets d'une puissance totale de 2,3 GW ont reçu une autorisation de planification. Deux grandes centrales à gaz à cycle combiné ont également été approuvées : une centrale de 1200 MW possédée par EnBW et une centrale de 800 MW détenue par la compagnie norvégienne Statkraft, pour qui il s'agit de l'un de ses premiers investissements hors de la région nordique.

19.7.5 Marché de gros du gaz

L'Allemagne produit environ 20 pour cent du gaz qu'elle consomme. Ses principaux fournisseurs sont la Russie, la Norvège et les Pays-Bas. L'importation se fait uniquement par gazoducs. Il existe un hub de vente à Bunde mais sa liquidité est inconnue.

19.7.6 Marché de détail de l'électricité

Après l'ouverture du marché à la concurrence pour tous les consommateurs en 1999, le prix hors taxe de l'électricité a baissé d'environ 15 pour cent jusqu'en 2002, mais seuls quelque 5 pour cent des petits consommateurs ont changé de fournisseur.

19.7.7 Marché de détail du gaz

Le marché du gaz est ouvert à la concurrence depuis 1999. Aucun détaillant de gaz ne possède une part de marché supérieure à 5 pour cent. Pourtant, presque aucun petit consommateur n'a changé de fournisseur entre 1999 à 2003 et seuls 7 pour cent des gros consommateurs ont fait la démarche.

19.7.8 Investissements, abus et échecs du marché

Prix de gros

En août 2005, l'Autorité de la concurrence, à la demande d'une association des consommateurs d'énergie industriels (VIK), a déposé une réclamation contre RWE et trois autres compagnies d'électricité allemandes au motif qu'elles auraient utilisé le commerce des certificats d'émissions de CO₂ pour justifier une hausse des tarifs. Le Président d'EEX, la Bourse allemande de l'énergie, a rejeté ces allégations⁶⁸. Le Ministre de l'environnement, Juergen Trittin, a écrit simultanément aux quatre plus grosses entreprises pour leur demander des informations au sujet de leurs opérations de commerce des certificats d'émissions⁶⁹.

⁶⁷ http://www.eurexchange.com/about/company_info/subsidiaries/sub_eex.html

⁶⁸ World Markets Analysis : « Power Exchange EEX Rules Out Accusation of Price Manipulations by Germany's Dominant Utilities », 23 août 2005.

⁶⁹ APX : « German cartel office launches probe into alleged overpricing at RWE, E.ON », 22 août 2005.

Réseau

Le réseau allemand est divisé en quatre régions, correspondant aux territoires d'origine de RWE, E.ON, EnBW et Vattenfall (Allemagne), pour des raisons d'équilibrage des capacités de production. Ce système serait à l'origine d'un besoin en capacité de réserve plus important (chaque région devant disposer de sa propre réserve), ce qui ferait monter les prix sur le marché spot et inhiberait la concurrence entre régions.

Clients finaux

En janvier 2005, le président du Bundeskartellamt (Autorité fédérale de la concurrence) a déclaré qu'il n'acceptait pas « que les augmentations des coûts justifient des hausses des prix »⁷⁰. « Les coûts d'immobilisation et les charges salariales n'ont pas augmenté et la majeure partie du combustible provient de sources nationales allemandes. Les plus grosses entreprises ont rationalisé leur activité, enregistrant des économies de l'ordre de plusieurs milliards d'euros. Aucune entreprise n'applique de politique de tarification agressive ou n'essaie de pénétrer le marché. Même EnBW a renoncé à sa stratégie de tarification novatrice. Il semblerait presque que les incursions concurrentielles sur les marchés dits d'origine des autres entreprises historiques sont consciemment évitées. Tout ceci produit le même effet que les accords de démarcation à l'époque où ces accords étaient autorisés. »

19.8 Grèce

19.8.1 Autorité de régulation

L'Autorité de régulation de l'énergie (RAE) a été créée en 1999 et couvre les domaines du gaz et de l'électricité⁷¹.

19.8.2 Structure du secteur de l'électricité

Jusqu'en 2001, la compagnie d'électricité publique (PPC) disposait d'un monopole complet sur le marché grec de l'électricité. Cette année-là, la Grèce a finalement transposé les dispositions de la Directive sur l'électricité de 1996 dans sa législation nationale. PPC a été convertie en société anonyme et ses actions ont commencé à être vendues. La vente d'actions la plus récente, organisée en 2003, a réduit la participation de l'Etat à hauteur de 51,5 pour cent, un niveau en deçà duquel le gouvernement a annoncé qu'il ne voulait pas descendre.

19.8.3 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

PPFC contrôle 95 pour cent de la capacité de production, il est donc clair qu'aucun marché de gros ne peut exister.

Une seule centrale est en construction en Grèce. Il s'agit d'une centrale à gaz à cycle combiné de 390 MW du Groupe Hellenic Petroleum, qui devrait entrer en service à la fin de l'année 2005. Par ailleurs, la construction de nombreuses centrales d'une capacité totale de quelque 3,1 GW, pour la plupart des centrales à gaz à cycle combiné d'environ 400 MW, a été approuvée par l'Autorité de régulation. La plupart de ces centrales doivent être construites par

⁷⁰ Power in Europe, 31 janvier 2005, pages 1-2.

⁷¹ <http://www.rae.gr/index.html>

des investisseurs grecs, mais deux projets ont été proposés par un consortium dirigé par ENEL. A l'heure actuelle, il est impossible de savoir si toutes ces centrales approuvées seront effectivement construites.

19.8.4 Marché de détail de l'électricité

En théorie, les gros consommateurs sont autorisés à changer de fournisseur, mais dans la pratique, le taux de changement est minimal.

19.8.5 Interaction avec le secteur du gaz

Le gaz naturel est une commodité relativement nouvelle sur le marché grec de l'énergie. Très peu de consommateurs finaux sont approvisionnés en gaz. La Grèce bénéficie d'une dérogation à l'application des dispositions de la Directive sur le gaz.

19.8.6 Investissements, abus et échecs du marché

Aucun problème n'a encore été signalé, du fait du monopole *de facto* de l'entreprise PPC.

19.9 Irlande

19.9.1 Autorité de régulation

La Commission de régulation de l'énergie ou CER (Commission for Energy Regulation) a été créée en 1999 pour réguler le secteur de l'électricité, puis élargie en 2002 pour couvrir également le secteur du gaz⁷².

19.9.2 Structure du secteur de l'électricité

Le secteur est dominé par l'entreprise publique Electricity Supply Board (ESB) qui se compose de trois divisions principales : ESB Power Generation (production), ESB Customer Supply (vente de détail) et ESB Networks (transport et distribution). ESB Networks est en cours de séparation juridique des deux autres activités. Il n'existe aucun plan immédiat relatif à la privatisation de l'une ou l'autre de ces divisions.

Cependant, en février 2005, le Ministre des communications, de la marine et des ressources naturelles, Noel Dempsey, a émis un appel d'offres auprès de consultants, dans le but de faire réaliser une étude à propos du secteur de l'électricité du pays, et en particulier de la domination d'ESB.

19.9.3 Structure du secteur du gaz

La structure du secteur du gaz est la même que celle du secteur de l'électricité : le secteur est dominé par l'entreprise publique intégrée Bord Gais. Les fonctions de gestion du transport et de la distribution de Bord Gais sont séparées au niveau managérial uniquement.

⁷² <http://www.cer.ie/>

19.9.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

Il n'existe pour ainsi dire pas de marché de l'électricité de gros en Irlande. En effet, les centrales électriques irlandaises sont presque toutes contrôlées par ESB ou du moins sous contrat avec ESB, ce qui signifie que la part de marché effective d'ESB dans le domaine de la production est supérieure à la valeur de 85 à 90 pour cent avancée par l'UE. Viridian a construit à proximité de Dublin la première tranche de 343 MW d'une centrale au gaz, et entamé la construction d'une deuxième tranche de 400 MW en 2005. De plus, il existe une connexion (287 MW) au réseau d'Irlande du Nord, qui peut également faire concurrence à ESB de façon marginale. ESB pourrait être contrainte de vendre ou louer certaines de ses centrales à de nouveaux entrants, afin d'augmenter le nombre de concurrents. A plus long terme, la connexion avec l'Irlande du Nord pourrait être renforcée, et la Commission européenne souhaiterait voir construite une liaison vers l'Angleterre et le Pays de Galles. Mais ces deux projets, en particulier le second, ne verront pas le jour avant plusieurs années.

L'entrée de nouveaux arrivants se fait par le biais d'enchères annuelles Virtual Independent Power Producer, au cours desquelles ESB doit vendre l'électricité générée par une capacité de production d'environ 270 MW. Ce système n'est que temporaire, le temps que de nouvelles centrales soient construites par d'autres entreprises.

Comparativement à la taille du réseau, une capacité de production relativement importante est en cours d'installation en Irlande. Des éoliennes d'une capacité totale de 120 MW (Airtricity) et une centrale de 100 MW alimentée à la tourbe (ESB) ont été mises en service entre janvier 2004 et avril 2005. D'autres centrales, représentant un total de 700 MW, sont en construction : une centrale à la tourbe de 150 MW par ESB, une centrale au gaz à cycle combiné de 400 MW par le consortium Tynagh, et une centrale à cogénération de 150 MW. Les deux dernières installations sont sous-traitées à ESB aux termes d'un accord de dix ans garanti par l'Etat, donc la quasi-totalité de la production de cette nouvelle capacité sera rachetée par ESB. Une centrale de 400 MW prévue par Viridian (Irlande du Nord) a récemment été approuvée, ainsi qu'un parc éolien on-shore de 300 MW qui devrait être construit par la société minière nationale d'exploitation de tourbe, Bord na Mona.

19.9.5 Marché de gros du gaz

Pendant très longtemps, l'Irlande est restée autosuffisante en gaz, grâce aux gisements de Kinsale situés au large de la côte sud. Cependant, la production décline désormais rapidement et ne représente plus que 16 pour cent de la demande. Deux gazoducs en provenance de Grande-Bretagne approvisionnent l'île dans une large mesure. Aucun marché de gros du gaz n'existe encore.

19.9.6 Marché de détail de l'électricité

En théorie, le marché de détail est totalement ouvert depuis le mois de février 2005. En réalité, il n'existe encore aucune entreprise pouvant sérieusement faire concurrence à ESB sur le marché des clients résidentiels. L'Autorité de régulation (la Commission de régulation de l'énergie) n'envisage pas la concurrence avant 2 ou 3 ans, c'est-à-dire lorsque des entreprises alternatives à ESB se seront implantées dans le secteur industriel. Les nouveaux entrants les plus susceptibles d'apparaître sont la compagnie nationale du gaz Bord Gais et l'entreprise privatisée d'Irlande du Nord Viridian. L'entrave à la concurrence vient principalement du fait qu'ESB contrôle presque toute la production et dispose de contrats à long terme de récupération de l'électricité produite par les nouvelles centrales.

19.9.7 Marché de détail du gaz

L'ouverture totale du marché devait avoir lieu en octobre 2005. La Commission européenne rapporte que quatre détaillants détiennent chacun au moins 5 pour cent du marché. En 2003, seulement 1 pour cent des gros consommateurs ont changé de fournisseur.

19.9.8 Investissements, abus et échecs du marché

Aucun problème n'a encore été signalé, du fait du monopole *de facto* de l'entreprise ESB.

19.10 Italie

19.10.1 Autorité de régulation

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) est pleinement opérationnelle depuis 1997 et s'occupe à la fois du gaz et de l'électricité⁷³.

19.10.2 Structure du secteur de l'électricité

Production

Avant la libéralisation, l'entreprise publique ENEL dominait le marché : elle détenait près de 80 pour cent de la capacité de production, le réseau de transport et la plupart des activités de distribution/vente de détail. Les autres acteurs importants étaient les compagnies municipales qui approvisionnaient et distribuaient l'électricité dans certaines zones urbaines et, dans certains cas, possédaient leur propre capacité de production. ENEL a été partiellement divisée et privatisée : 32 pour cent des actions ont été vendues en 1999, 6,6 pour cent en 2003 et 16,4 pour cent en 2004. Il est prévu que 10 à 11 pour cent d'actions supplémentaires soient vendues en septembre 2005, ce qui laisserait 30 pour cent d'actions seulement au gouvernement italien (10 pour cent avec la Cassa Depositi).

Le gouvernement a demandé à ENEL de vendre 15 000 MW de capacité en trois lots. Il a également fixé une limite à la capacité pouvant être détenue par les compagnies d'électricité municipales, de façon à ce que les entreprises publiques ne puissent être que des actionnaires minoritaires. Une première tranche de 5418 MW, appelée Elettrogen, a été vendue en juillet 2001 à un consortium dirigé par la compagnie d'électricité espagnole Endesa (45 pour cent) et incluant la compagnie d'électricité municipale AEM Brescia (15 pour cent), le reste des actions revenant à la banque espagnole leader, Santander Central Hispano. Dans un deuxième temps, Endesa a augmenté sa participation à hauteur de 51 pour cent en rachetant 5,7 pour cent des parts de la banque espagnole, puis a rebaptisé l'entreprise Endesa Italia.

Une deuxième tranche de 7008 MW, Eurogen, a été vendue en mars 2002 au consortium Edipower, dominé par Edison (Italie) et EDF (France). Edison a reçu la part la plus importante (40 pour cent). Les autres membres sont AEM Milano (13,4 pour cent), AEM Torino (13,3 pour cent), la compagnie d'électricité suisse Atel (13,3 pour cent), Unicredit (10 pour cent), Royal Bank of Scotland (5 pour cent) and Interbanca (5 pour cent). Aux termes de l'accord du consortium, les sociétés bancaires n'ont pas de droit sur la capacité. Edison obtiendra donc le contrôle direct de 3 500 MW, tandis les Groupes milanais et turinois et Atel (dans lequel EDF

⁷³ <http://www.autorita.energia.it/>

est intéressé à hauteur de 20 pour cent) prendront le contrôle de 1150 MW chacun. Edison, alors deuxième producteur italien avec un intérêt de contrôle dans plus de 10 000 MW de capacité, a été racheté en 2001 par Italennergia Bis (IEB), un partenariat entre Fiat (38,6 pour cent) et EDF (18 pour cent), bien qu'EDF ait une option qui semble exiger le rachat des 82 pour cent qu'il ne possède pas.

Cependant, le gouvernement italien a invoqué la clause de réciprocité de la Directive sur l'électricité de 1996 pour limiter les droits de vote d'EDF dans Edison à 2 pour cent. EDF fournit déjà environ 15 pour cent de l'électricité de l'Italie par le biais d'importations, mais le gouvernement italien a utilisé l'argument selon lequel le marché français était effectivement fermé aux entreprises étrangères. EDF a tenté de lever les restrictions sur ses droits de vote mais, en avril 2005, IEB a fait l'objet d'un certain nombre d'offres de rachats. Endesa a proposé d'acheter 100 pour cent des actions d'IEB dans le cadre d'un accord spécifiant également le rachat de 20 pour cent d'Edison par le partenaire municipal d'Endesa, ASM Brescia. AEM a proposé de racheter 40 pour cent des actions d'Italennergia dans l'attente que les autres compagnies municipales prendraient des parts supplémentaires, en particulier Enia, la nouvelle entreprise municipale née de la fusion entre TESA de Piacenza, AMPS de Parme et AGAC de Reggio Emilia.

En avril 2005, EDF et ENEL ont signé un mémorandum d'entente aux termes duquel ENEL peut racheter de l'électricité à EDF et la revendre sur le marché français. ENEL cherche à obtenir 35 pour cent des parts de la société énergétique française SNET, le droit d'utiliser les centrales EDF, une partie des réseaux de distribution de la France, le droit de racheter des centrales mises en vente à l'étranger par EDF et une participation à la commercialisation de l'électricité produite par le réacteur nucléaire européen à eau pressurisé. Ce mémorandum pourrait inciter le gouvernement italien à lever les restrictions sur les droits de vote d'EDF dans Edison.

En mai 2005, EDF et AEM Milano ont annoncé un accord de reprise d'Edison. EDF possèdera 50 pour cent d'Edison, tandis qu'AEM et de futurs partenaires devraient détenir jusqu'à 40 pour cent. Le reste des actions restera coté. Cet accord dépend de la levée des restrictions s'appliquant à EDF. Il a été largement considéré comme une condition pré-requise à la mise sur le marché de 30 pour cent des actions d'EDF au dernier trimestre 2005.

La dernière tranche de 2611 MW, Interpower, a été vendue en novembre 2002. Elle a été divisée de manière égale entre Energia Italia et un consortium monté par Electrabel et ACEA. L'actionnaire majoritaire d'Energia Italia est la holding CIR de la famille De Benedetti. Energia Italia est contrôlée à 62 pour cent par Energia, elle-même contrôlée à 74 pour cent par Cir, le reste des actions étant détenu par le numéro un autrichien de l'électricité Verbund. Les sociétés municipales basées à Gênes (Amga SpA) et Bologne (Hera SpA) possèdent la majeure partie des 38 pour cent restants des actions d'Energia Italia. La joint venture Electrabel ACEA est détenue à 70 pour cent par Electrabel et 30 pour cent par ACEA, mais lors de l'achat d'Interpower, la propriété sera divisée en deux parts égales de 50 pour cent.

Le secteur italien de la production d'électricité semble donc entrer dans une phase de transition impliquant neuf entreprises de production. Il est probable que des consolidations successives ne laissent que 3 ou 4 producteurs en place. Les candidats les plus évidents sont ENEL, Endesa et EDF/Edison. Cependant, Electrabel, Atel et Verbund sont aussi candidats, en particulier si EDF ne prend pas le contrôle d'Edison. Les compagnies municipales joueront probablement un rôle important en tant que partenaires des nouveaux groupes.

Distribution / vente de détail

D'importants changements ont été nécessaires dans le secteur de la distribution. Auparavant, dans chaque municipalité, un seul distributeur pouvait disposer d'une licence. La plupart des villes italiennes étaient desservies par un distributeur indépendant local et par une entreprise contrôlée par ENEL. Toutes les sociétés de distribution non contrôlées par ENEL et approvisionnant plus de 300 000 utilisateurs finaux ont eu un délai de 180 jours pour créer des sociétés par actions vers lesquelles les actifs de distribution seraient transférés. Dans les villes où un distributeur non ENEL desservait plus de 20 pour cent des clients, ENEL a eu jusqu'au 31 mars 2001 pour procéder au transfert de ses actifs de distribution et de son personnel.

Plusieurs des entreprises municipales ont alors commencé à évoluer vers une structure de société cotée en bourse. Cependant, dans toutes les entreprises municipales, les pouvoirs publics continuent d'être l'actionnaire majoritaire. Pour les entreprises étrangères souhaitant s'implanter sur le marché italien, la perspective d'une collaboration avec une entreprise municipale était très intéressante, car elle offrait l'accès aux clients finaux.

Avec 1,5 million de clients, ACEA (Rome) est la première compagnie d'électricité municipale d'Italie. Son choix stratégique le plus récent est la création d'une joint venture avec Electrabel (la compagnie d'électricité belge contrôlée par le Groupe français Suez). La deuxième compagnie d'électricité municipale du pays est l'entreprise Hera, basée à Bologne, qui dessert 135 villes et métropoles dans la région d'Emilia Romagna. Hera a été créée en septembre 2002 suite à la fusion de 11 compagnies d'électricité municipales. En juin 2003, 39 pour cent de ses actions ont été vendues dans le cadre d'un premier appel public à l'épargne. Via sa participation à Energia Italia, elle a pris le contrôle d'une partie de l'entreprise Interpower vendue par ENEL en novembre 2002. En troisième position, on trouve AEM (Azienda Energetica Municipalizzata) Milano, fournisseur de quelque 800 000 clients. AEM a vendu 49 pour cent de ses actions en juillet 1998. Motor Columbus et Itالenergia contrôlent chacune 5 pour cent. En novembre 2002, AEM Milano possédait une capacité d'environ 1150 MW, acquise suite à la reprise d'Eurogen par un consortium dirigé par Edison et dont elle faisait partie. La quatrième compagnie d'électricité municipale italienne est la société ASM Brescia. Elle est la première à avoir été cotée en bourse en juillet 2002 après la vente de 20 pour cent des actions. ASM Brescia détient 15 pour cent des parts d'Endesa Italia, l'entreprise ayant racheté 7000 MW de capacité à ENEL (la tranche Elettrogen).

AEM Torino alimente en chauffage et en électricité près de 500 000 clients. Elle est actuellement détenue à 69 pour cent par la ville après une vente d'actions en novembre 2000. Elle faisait partie du consortium qui a racheté Eurogen, ce qui lui a permis de prendre le contrôle de 1150 MW de capacité. Hormis la capacité issue d'Eurogen, AEM Torino est également propriétaire depuis 2002 d'environ 500 MW de capacité qu'elle compte faire passer à 1500 MW. La fusion entre AEM Torino et Amga, la compagnie d'électricité municipale basée à Gênes, a été annoncée en 2005. Elle devait s'achever d'ici l'été 2005.

Transport

L'exploitation du réseau de transport a été séparée et confiée à Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), un organe public contrôlé par le Ministère des affaires économiques et des finances.

L'actif du réseau de transport est la propriété de Terna, en partie contrôlée par ENEL. ENEL doit réduire sa participation de façon à ne pas posséder plus de 20 pour cent des parts de Terna à compter du 1^{er} juillet 2007. En conséquence, elle a commencé à vendre des actions en juin 2004. En avril 2005, il a été annoncé que Terna fusionnerait avec GRTN en juin 2005.

19.10.3 Structure du secteur du gaz

Le secteur est dominé par l'ancienne compagnie intégrée de monopole ENI et ses sociétés affiliées. ENI contrôle presque toute la production de gaz naturel de l'Italie. Une filiale d'ENI, la société SNAM Rete Gas SpA (SNAM), possède et exploite le réseau de transport de gaz naturel du pays. Une autre filiale d'ENI, Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit), gère la majeure partie des installations italiennes de stockage de gaz naturel. Enfin, la filiale d'ENI Italgas contrôle un quart du marché de la distribution de gaz au détail. ENI possède un peu plus de 50 pour cent des actions de SNAM et doit réduire cette participation à 20 pour cent d'ici 2007. En août 2005, l'Autorité de régulation a annoncé qu'elle souhaitait qu'ENI réduise également sa participation dans Stogit à un maximum de 20 pour cent.

19.10.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

La bourse italienne de l'électricité, IPEX, a ouvert partiellement en avril 2004 puis ouvert avec participation totale de la demande en janvier 2005⁷⁴. Le Rapport d'évaluation des performances indique qu'environ 0,5 pour cent de l'électricité du pays a transité par la bourse, mais ne précise pas l'année à laquelle ce chiffre s'applique. Puisque le marché n'était pas entièrement opérationnel avant janvier 2005, ce chiffre n'est probablement pas représentatif.

L'Italie semble s'engager dans une période d'intenses investissements dans la production (comme le Royaume-Uni dans les années 1990-92 et 1997-98), à mesure que les entreprises rivalisent pour s'assurer une position dominante (voir tableau 40). Cette nouvelle capacité prendra principalement la forme de centrales à gaz à cycle combiné. Quelque 6 GW de capacité nouvelle ou en reconversion ont été mis en service au cours des 15 mois qui ont suivi janvier 2004, 11 GW de capacité nouvelle ou en reconversion sont en construction et devraient être opérationnels au plus tard dans deux ans et 9 GW ont reçu l'autorisation du Ministère de l'industrie et devraient entrer en service dans les cinq ans à venir. Etant donné que la capacité en reconversion n'était probablement pas rentable, il y aura donc essentiellement 25 GW de nouvelle capacité mis en service d'ici 2010, ce qui pourrait faire de l'Italie, auparavant déficitaire en électricité, un pays en surplus de capacité. Bien sûr, en pratique, cette nouvelle capacité rendra économiquement inexploitable une partie des centrales existantes, donc ce surplus potentiel pourrait être compensé par les mises hors service de certaines installations. Enfin, de nombreux projets ont été soumis au Ministère de l'industrie pour approbation. Ces projets pourraient venir s'ajouter à la liste.

⁷⁴ <http://www.mercatoelettrico.org/GmewebItaliano/Default.aspx>

Tableau 40. Nouvelles capacités de production en Italie – MW

	Mises en service 1/1/2004- 31/4/2005	En construction	Approuvées	Total
Enipower	1030 (1140)	3683	1830	6543 (1140)
Edison	0	2720 (1410)	0	2720 (1410)
Endesa	1200 (800)	(400)	800	2000 (1200)
Energia	0	750	750	1500
ENEL	(1100)	0	390 (380)	390 (1480)
Electrabel/ACEA		400	400	800
Autres	200 (1160)	958 (780)	4400	5558 (1940)
TOTAL	1730 (4200)	8511 (2590)	8570 (380)	18811 (7170)

Source : Power in Europe, 11 avril 2005.

Notes :

1. Les chiffres entre parenthèses correspondent aux centrales qui doivent passer du pétrole au gaz naturel à cycle combiné, ce qui augmente généralement la capacité.
2. Les entreprises listées sont celles qui possèdent les intérêts les plus importants.
3. Seules les centrales d'une capacité de plus de 50 MW sont prises en compte.

Le nouvel entrant le plus agressif est la division de production d'électricité de la compagnie nationale italienne gazière et pétrolière ENI, qui contrôle près de 30 pour cent de la nouvelle capacité. Edison en contrôle environ 16 pour cent et Endesa 12 pour cent. Energia, l'entreprise possédée conjointement par le Groupe De Benedetti et Verbund, dispose également d'une capacité non négligeable.

19.10.5 Marché de gros du gaz

L'Italie importe environ 84 pour cent du gaz qu'elle consomme. Son principal fournisseur est l'Algérie, mais elle importe également du gaz de la Russie, de la Norvège et des Pays-Bas. Le volume de gaz arrivant sous forme de GNL est limité, mais certains plans envisagent de construire de nouveaux terminaux GNL afin de pouvoir recevoir du gaz de plusieurs autres pays comme le Qatar et l'Egypte.

Il existe un hub virtuel, similaire au NBP du Royaume-Uni, connu sous le nom de PCV. L'Italie a lancé un programme de cession temporaire de gaz pour l'entreprise dominante, ENI, afin d'encourager de nouveaux entrants à s'implanter sur le marché, mais le Rapport annuel 2005 de l'Autorité de régulation affirme : « L'entrée de nouveaux exploitants sur le marché grâce aux programmes de cession temporaire de gaz n'a pas encore permis le transfert des avantages de la concurrence aux consommateurs. »

En 2004, l'Italie a été confrontée à de graves problèmes car un volume de gaz insuffisant avait été prévu dans les contrats. L'Autorité de régulation explique dans son Rapport annuel 2005 :

« Les avertissements émis, depuis quelque temps déjà, par l'Autorité, relatifs à l'inopportunité de craindre un excès ou une "bulle" de gaz se sont malheureusement révélés fondés pendant la crise du mois de mars de cette année. A ce moment, qui marquait la fin d'une longue période de conditions climatiques hivernales et bien que l'hiver n'ait pas été particulièrement froid, plusieurs procédures d'urgence ont dû être mises en place, qui ont

nécessité de puiser dans les réserves stratégiques et de faire appel aux clauses d'interruptibilité d'un certain nombre de contrats. »

Pour résoudre le problème, l'Autorité a formulé la proposition suivante :

« A cet effet, un gestionnaire de réseau indépendant doit être constitué dès que possible, comme cela a été le cas dans le secteur de l'électricité, pour prendre en charge les activités de stockage et de transport, ainsi que le développement de réseaux d'entrée du gaz à nos frontières. »

19.10.6 Marché de détail de l'électricité

Le marché des consommateurs résidentiels n'est pas encore ouvert à la concurrence. Dans son Rapport d'étalonnage, la Commission indique qu'à la fin de 2003, environ 15 pour cent seulement des gros consommateurs avaient changé de fournisseur depuis l'ouverture du marché en 1999.

19.10.7 Marché de détail du gaz

Le marché de détail du gaz est totalement ouvert depuis janvier 2003. Cependant, dans son Rapport annuel 2004, l'Autorité de régulation signale : « Plus d'un an après la période capitale de janvier 2003, on s'aperçoit que les clients résidentiels n'ont pas particulièrement changé de fournisseur et n'ont ainsi pas réellement bénéficié de réductions de prix effectives. » Le Rapport annuel 2005 ajoute : « Les sociétés de vente liées aux distributeurs continuent de prédominer au niveau local. Les instruments de communication avec le client auxquels elles ont recours sont parfois conçus pour faire obstruction à la transparence de la concurrence. »

19.10.8 Investissements, abus et échecs du marché

Production

Depuis plusieurs années, l'Italie est régulièrement en déficit de capacité de production. Une demande particulièrement élevée et des conditions d'approvisionnement serrées en juillet et août 2003 ont entraîné des interruptions des gros contrats d'approvisionnement. Le 5 août, le gestionnaire du réseau a signalé que la demande était supérieure de 4000 MW à celle du jour équivalent du mois d'août 2002. En outre, le GRTN a dû faire face à des centrales en panne et des lignes hors service pour cause de travaux de maintenance. « Ces trois facteurs critiques ont provoqué une situation d'urgence au niveau du réseau électrique », a déclaré le GRTN. Comme au cours du mois de juillet, le gestionnaire du réseau a interrompu les approvisionnements qui pouvaient l'être afin de maintenir la situation sous contrôle et d'éviter ainsi de priver d'électricité les utilisateurs résidentiels. Les problèmes ont été notamment résolus grâce aux importations supplémentaires de 300 MW depuis la France et de 200 MW depuis la Suisse et la Slovénie, ce qui illustre l'étroitesse de la marge dont disposait le gestionnaire pour agir⁷⁵.

Le Décret législatif 379 du 19 décembre 2003 a instauré de nouvelles règles de rémunération de la capacité de production d'électricité. Son objectif, en particulier à la lumière des coupures de juin et septembre 2003, est d'assurer l'adéquation de la capacité de production et des réserves afin de satisfaire la demande nationale.

En février 2005, l'Autorité italienne de la concurrence (AGCM) a publié un rapport extrêmement

⁷⁵ Power in Europe, 1^{er} septembre 2003, p 18.

critique quant à la domination soutenue d'ENEL, en dépit des tentatives du gouvernement, au cours des cinq années précédentes, visant à réduire sa puissance⁷⁶. ENEL contrôle toujours globalement 55 pour cent du marché de la production. Le rapport insiste particulièrement sur la domination d'ENEL dans certaines régions précises. En divisant l'Italie en quatre régions – Nord, Sud, Sicile et Sardaigne – on constate que dans la région Sud, ENEL a fixé le prix du marché de gros pendant 100 pour cent de la période allant d'avril à septembre 2004. Pendant ce temps, Endesa dominait la Sardaigne. Cependant, le rapport ne recommande aucune division supplémentaire de la capacité de production d'ENEL. Il préfère insister sur l'augmentation des connexions nationales et internationales et l'encouragement des nouveaux entrants dans les régions où ENEL (ou un autre producteur) est dominant.

Au mois de janvier 2005, deux enquêtes avaient été lancées par l'Autorité de régulation (AEEG) au sujet de mouvements de prix inhabituels. L'Autorité de régulation a expliqué que la deuxième enquête lancée en janvier 2005 « déterminerait si des contrôles supplémentaires devaient être ajoutés pour limiter la puissance des fournisseurs d'électricité dominants, soit au niveau régional, soit au niveau local. » Avec 50 pour cent du marché, le Groupe ENEL semble clairement mis en cause⁷⁷. L'AEEG a découvert des preuves attestant d'une collusion entre ENEL et Endesa Italia visant à fixer les prix du marché italien de l'énergie. Elle a annoncé que l'affaire serait transmise à l'AGCM pour évaluation et poursuites éventuelles⁷⁸.

Réseau

L'été 2003 a été très difficile pour les compagnies d'électricité italiennes. Des températures élevées et une demande importante ont entraîné des interruptions de service en juin 2003, qui ont contraint le gouvernement à prendre des mesures d'urgence. Le 26 juin, une soudaine coupure de courant a touché 7,3 millions de personnes. L'enquête préliminaire de l'Autorité de régulation a révélé qu'ENEL avait mis hors service plus de 2000 MW de capacité pour des travaux de maintenance qui s'étaient prolongés plus longtemps que prévu.

Le dimanche 28 septembre 2003, une coupure de courant majeure à l'échelle du réseau entier a touché l'Italie. La coupure s'est produite à 3h25 du matin et a affecté l'ensemble du pays, à l'exception de l'île de Sardaigne, soit plus de 50 millions de personnes. Le courant a été rétabli dans le nord de l'Italie au début de la matinée et la ville de Rome a elle aussi été reconnectée peu après midi. Le reste de l'Italie n'a été à nouveau alimenté en électricité qu'à la fin de la journée du dimanche. La cause immédiate semblait être la rupture de deux lignes entre la France et l'Italie, mais, par la suite, il est apparu que le problème avait été une rupture de ligne haute tension au niveau du col de Lukmanier en Suisse centrale, suivie d'une seconde panne à San Bernardino.

A propos de cet incident, un rapport publié par l'UCTE (Union pour la coordination des réseaux de transport d'électricité) incrimine les autorités suisses : le gestionnaire du réseau suisse Etrans n'aurait pas respecté l'accord de septembre 2000 signé avec la France et l'Italie qui préconise des échanges d'information en cas d'urgence. L'appel téléphonique d'Etrans à son équivalent italien GRTN, passé dix minutes après que la chute d'un arbre ait rompu une ligne haute tension de 380 kV dans les Alpes suisses, « ne présentait aucun caractère d'urgence » et aurait donc laissé le GRTN « dans l'incapacité de défendre » le réseau italien. Le rapport ne couvre pas les problèmes de plus grande portée comme la dépendance de l'Italie en matière d'importations d'énergie ou l'insuffisance des investissements dans le réseau national.

⁷⁶ <http://www.agcm.it/eng/index.htm>

⁷⁷ Utility Week, 28 janvier 2005, p 12.

⁷⁸ Power in Europe, 25 avril 2005, p 18.

19.11 Pays-Bas

19.11.1 Autorité de régulation

La DTE (Dienst uitvoering en toezicht Energie) a été créée en 1998 et couvre les secteurs de l'électricité et du gaz⁷⁹.

19.11.2 Structure du secteur de l'électricité

A l'origine, le secteur de l'électricité néerlandais était sous le contrôle des autorités locales. Un processus continu de consolidation s'est déroulé au cours des vingt dernières années, qui a donné lieu, depuis 5 ans, à certaines privatisations. En 1989, le gouvernement a renoncé à l'intégration de l'industrie en séparant la production, le transport et la distribution/vente de détail. A ce moment-là, le secteur s'était consolidé autour de 5 producteurs principaux et 60 à 70 distributeurs. Cependant, la production continuait d'opérer via un pool coopératif et non un marché concurrentiel et le marché des très gros consommateurs était le seul ouvert à la concurrence. Sans réel marché de gros, il y avait de toute façon peu d'opportunités d'ouverture à la concurrence du marché de détail.

En 1996, il n'existait plus que 4 producteurs et quelque 20 distributeurs. La Directive a entraîné une nouvelle phase de consolidation et la privatisation partielle de trois des quatre producteurs. En 1999, EZH a été vendu à l'entreprise allemande Preussenelektra (aujourd'hui E.ON), EPON a été repris par Electrabel et UNA a été racheté par l'entreprise américaine Reliant, qui l'a ensuite revendu à un distributeur hollandais, Nuon, en 2003. Le quatrième producteur, EPZ, a été intégré verticalement à un autre distributeur hollandais, Essent. Il n'y avait alors plus que quatre grandes sociétés de distribution : Essent, Nuon, Eneco et Delta, qui sont toutes encore aujourd'hui des entreprises publiques.

De nombreuses acquisitions ont également eu lieu au niveau des petits détaillants. En juin 2005, Centrica a racheté Oxxio, nouvel entré sur le marché en 2000, desservant 400 000 consommateurs d'électricité et 140 000 consommateurs de gaz. A la même époque, E.ON a racheté l'activité de vente de détail de NRE, NRE Energie, une entreprise basée à Eindhoven faisait affaire avec environ 275 000 clients. Auparavant, cette entreprise était la propriété de la ville d'Eindhoven et de 11 autres autorités locales. L'activité de gestion du réseau d'électricité et de gaz de NRE a été vendue au fonds Macquarie European Infrastructure Fund.

Le réseau de transport est aujourd'hui exploité par TenneT, qui a été repris par l'Etat hollandais en 2001. En 2005, le gouvernement a émis une proposition de séparation de la distribution et de la vente de détail, mais cette mesure a été fortement désapprouvée par les distributeurs/détaillants. Les réseaux n'étaient pas nécessairement vendus à TenneT – et pouvaient par exemple intéresser des fonds de pension – mais TenneT devait en être l'exploitant. Lors de l'annonce de sa décision, le gouvernement a affirmé que TenneT était en meilleure position pour assurer la sécurité de l'approvisionnement que le secteur privé. En septembre 2005, le gouvernement hollandais a approuvé une proposition de loi demandant la séparation juridique des réseaux du gaz et de l'électricité pour la fonction de vente de détail. Les distributeurs/détaillants nouvellement créés pouvaient rester sous une propriété commune. La proposition de loi exigeait qu'au maximum 49 pour cent des actions du gestionnaire du réseau puissent être privatisées, mais autorisait la privatisation complète des détaillants. Ces processus de privatisation s'annonçaient très attractifs pour les autorités publiques

⁷⁹ <http://www.dte.nl/nederlands/home/index.asp>

propriétaires des entreprises.

19.11.3 Structure du secteur du gaz

Jusqu'en 2005, le secteur était dominé par Gasunie. Auparavant, Gasunie était contrôlée par l'Etat (50 pour cent) et Exxon-Mobil et Shell (25 pour cent chacune). Le 1^{er} juillet 2005, Gasunie a été officiellement divisée en deux entreprises, un gestionnaire du réseau qui continuera de s'appeler Gasunie, et une entreprise d'achat et de vente de gaz naturel, Gasunie Trade and Supply. L'Etat néerlandais a racheté les parts de Shell et Exxon-Mobil dans la compagnie du réseau, tandis que le profil de propriété de la société de vente et d'achat est resté le même. Le gouvernement néerlandais a exprimé le souhait de voir la société Trade and Supply séparée en deux sociétés concurrentes, l'une possédée par Exxon-Mobil et l'autre par Shell, mais il n'existe aucun plan ferme visant à faire aboutir ce projet. La distribution et la vente de détail sont principalement prises en charge par les mêmes entreprises locales que celles qui distribuent et vendent l'électricité.

De nombreuses opérations de fusions et d'acquisitions ont eu lieu dans ce secteur, notamment avec le rachat d'Oxxio par Centrica et celui de NRE par E.ON (voir ci-dessus). La compagnie nationale du gaz, DONG, a racheté l'activité de vente de détail d'Intergas, qui vend du gaz à près de 150 000 consommateurs et de l'électricité à 30 000 clients. Intergas Energie était auparavant contrôlée par 22 entreprises municipales.

19.11.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

Le marché spot du pays est géré par la bourse de l'électricité d'Amsterdam (APX), opérationnelle depuis avril 1999⁸⁰. Une analyse de la DTE indique qu'en 2003, le volume échangé sur l'APX était en recul de 15 pour cent par rapport à celui de 2002, à 12 TWh (environ 11 pour cent de la consommation d'électricité totale du pays). Depuis le début de l'année 2003, le nombre des participants actifs est passé de 39 à 36⁸¹. La diminution du nombre des participants était partiellement due au retrait des entreprises américaines qui s'étaient implantées sur le marché européen de l'électricité, comme TXU, Aquila, Dynegy et Williams, mais aussi de grandes entreprises néerlandaises comme Eneco et Electrabel Netherlands ainsi que l'entreprise norvégienne Statkraft. Six nouveaux entrants sont principalement des organisations financières comme Morgan Stanley.

Les travaux de construction d'une centrale au gaz de 795 MW située à Rijnmond ont été achevés en 2004. Cette centrale est la propriété d'Intergen, producteur autonome vendu par Shell et Bechtel à un consortium 50/50 du fonds de pension Ontario Teachers' Pension Fund et du fonds de capital American International Group. Des rumeurs circulent quant à son rachat éventuel par Statkraft (Norvège). Le contrat de vente de l'électricité a également changé de main en 2004 : il a été racheté à Nuon par Eneco. Une autorisation de planification a été accordée pour un parc éolien off-shore de 220 MW qui pourrait être mis en service en 2006.

19.11.5 Marché de gros du gaz

Les Pays-Bas sont un important exportateur de gaz naturel. Il existe un hub virtuel, semblable au NBP britannique, appelé TTF.

⁸⁰ <http://www.apx.nl/home.html>

⁸¹ http://www.dte.nl/images/English%20version%20Liquidity%20study%202004%20Final_%20version%20_tcm7-10918.pdf

19.11.6 Marché de détail de l'électricité

Le marché des petits consommateurs a été ouvert à la concurrence en juillet 2004. Peu d'informations sont pour l'instant disponibles au sujet des taux de changement de fournisseur. Un rapport publié par la DTE évoque de sérieux problèmes administratifs liés aux changements de fournisseur des petits consommateurs. Plus de 21 pour cent des clients ayant souhaité changer ont dû patienter pendant plus de 60 jours avant que le processus de transfert ne soit correctement achevé. Le Rapport d'étalonnage indique qu'environ 30 pour cent des gros consommateurs ont changé de fournisseur depuis l'ouverture du marché.

19.11.7 Marché de détail du gaz

Le marché du gaz est totalement ouvert à la concurrence depuis janvier 2004. Les taux annuels de changement de fournisseur des clients résidentiels sont inférieurs à 5 pour cent.

19.11.8 Investissements, abus et échecs du marché

Production

Les marges des capacités de production se resserent. En août 2003, les réserves ont atteint leur minimum (90 MW, contre un niveau normal de 1400 MW) suite à un pic de demande et un temps particulièrement chaud et sec.

19.12 Irlande du Nord

L'Irlande du Nord est rattachée à la Grande-Bretagne sur le plan politique, mais ses réglementations en matière d'électricité sont très différentes de celles des trois autres régions du Royaume-Uni, à savoir l'Angleterre, le Pays de Galles et l'Ecosse. Le réseau nord-irlandais est très petit (la demande maximale est d'environ 1600 MW). Une connexion de 500 MW CC a été achevée entre l'Irlande du Nord et l'Ecosse en 2002. A l'avenir, il est probable que l'Irlande du Nord et la République d'Irlande fusionnent leurs marchés de l'électricité.

19.12.1 Autorité de régulation

L'Autorité en exercice en Irlande du Nord est l'Autorité nord-irlandaise de régulation de l'énergie, assistée du Bureau de régulation de l'électricité et du gaz (Ofreg)⁸². Cette autorité a été créée en 2003 en remplacement du poste de régulateur tenu par le Directeur général de l'électricité et du gaz, qui avait été mis en place en 1992.

19.12.2 Structure du secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité nord-irlandais a été privatisé en 1992. L'ancienne entreprise publique intégrée Northern Ireland Electricity a été divisée. Les divisions de transport/distribution/vente de détail sont devenue la société Northern Ireland Electricity et les quatre centrales ont été vendues aux enchères à trois entreprises : AES (Etats-Unis), BG (l'ancienne compagnie du gaz britannique privatisée, qui fait affaire en Irlande du Nord sous le nom de Premier Power) et un consortium d'employés. Les producteurs se sont vus attribuer des contrats à long terme allant jusqu'à 30 ans (pour la centrale au charbon de 600 MW possédée par AES et située à Kilroot) pour la production des centrales. Ce n'est que maintenant, après des efforts considérables de

⁸² <http://ofreg.nics.gov.uk/index.html>

la part de l'Autorité de régulation, qu'il existe un marché éventuel pour de nouveaux entrants. Une nouvelle centrale au gaz de 400 MW construite par ESB devait entrer en service en avril 2005. Le marché de détail est toujours dominé par NIE, qui s'est diversifiée et s'appelle désormais Viridian, NIE restant le nom de son entité principale.

19.12.3 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

Les contrats à long terme octroyés aux producteurs privatisés signifient qu'il y a peu de place pour la concurrence sur le marché de gros. Le développement d'un marché commun à toute l'île est coordonné par les Autorités de régulation Ofreg et CER (l'autorité de la République d'Irlande). L'ouverture du nouveau marché de gros est actuellement prévue pour juillet 2007.

La seule capacité de production importante susceptible d'entrer en service au cours des prochaines années est la nouvelle centrale au gaz à cycle combiné de Coolkeeragh (400 MW). A l'origine, elle devait entrer en service au début de l'année 2005. Cette centrale est une joint venture entre les propriétaires de la centrale existante de Coolkeeragh et ESB.

19.12.4 Marché de détail de l'électricité

Le marché de l'électricité d'Irlande du Nord est ouvert à la concurrence à hauteur de 35 pour cent depuis avril 2001. En conséquence, quelque 750 gros consommateurs (principalement industriels) bénéficient de l'autorisation d'acheter leur électricité auprès du producteur/fournisseur de leur choix. Il est prévu d'élargir le marché d'Irlande du Nord à tous les clients non résidentiels (soit une ouverture à 60 pour cent) en mars 2005, puis à tous les consommateurs d'ici juillet 2007.

19.12.5 Interaction avec le secteur du gaz

L'accord aux termes duquel BG a racheté la centrale de Ballylumford prévoyait également que BG construirait un gazoduc entre l'Ecosse et l'Irlande du Nord, ce qui permettrait d'alimenter pour la première fois en gaz naturel le marché d'Irlande du Nord. Ce projet s'est achevé en 1996 et la centrale de Ballylumford est passée à une alimentation au gaz. A partir de 1997, le réseau de gaz naturel a été étendu à partir de l'ancien réseau de gaz qui était resté inutilisé depuis les années 1980. L'entreprise principale était une autre filiale de BG, Phoenix Natural Gas. Par la suite, BG a vendu ses parts et l'entreprise est aujourd'hui contrôlée par East Surrey Holdings. Le gaz naturel d'Irlande du Nord est transporté et vendu par Phoenix Natural Gas Ltd, qui s'est vu délivrer par le gouvernement une licence exclusive lui accordant du temps pour développer le réseau. Cependant, les gros consommateurs de gaz recevront l'autorisation de choisir leur fournisseur de gaz naturel dans les trois ans à venir. Pour les clients résidentiels, l'autorisation devrait être délivrée dans les huit années à venir.

19.13 Norvège

19.13.1 Autorité de régulation

L'Autorité de régulation du secteur est la NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat). Etablie depuis très longtemps (1921), elle est également responsable de la surveillance des niveaux des réservoirs⁸³.

19.13.2 Structure du secteur de l'électricité

⁸³ http://www.nve.no/modules/module_111/news_group_view.asp?iCategoryId=228

Avant la libéralisation de 1991, la plus grosse entreprise du pays était l'entreprise publique Statkraft, qui possédait environ 40 pour cent de la production, les 60 autres pour cent se répartissant entre les différentes entreprises municipales. Les restrictions qui imposaient le retour des concessions hydroélectriques au gouvernement norvégien après 60 ans étaient en vigueur. Le réseau de transport a été séparé de Statkraft pour former l'entreprise Statnett, toujours publique à 100 pour cent, mais le reste de Statkraft reste en l'état. La distribution/vente de détail était contrôlée par de nombreuses entreprises municipales. Depuis 1991, plusieurs fusions ont eu lieu entre ces entreprises, par exemple la société Lyse Energi est issue de la fusion de cinq compagnies locales et de leurs actifs de production. L'entrée d'acteurs étrangers a été minimale. En mai 2004, Fortum a cessé d'essayer d'augmenter sa participation de 34 pour cent dans l'entreprise Hafslund.

19.13.3 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

La Norvège est le membre fondateur de Nord Pool, créé pour succéder à un marché bien établi de l'électricité « occasionnelle » qui existait depuis 1971⁸⁴. Pour une présentation plus approfondie de Nord Pool, voir section 6.

La seule capacité de production dont il est raisonnablement sûr qu'elle sera construite est un parc éolien on-shore. Une première tranche de 100 MW a été achevée en 2004, une deuxième tranche de 110 MW doit être mise en service en 2005, enfin une dernière tranche de 500 MW a reçu une autorisation de planification. Deux centrales au gaz à cycle combiné, la première à Karsto (400 MW) et la seconde à Skogn (800 MW), bénéficient également d'une autorisation, mais leur construction n'est pas encore certaine.

19.13.4 Marché de détail de l'électricité

Les réformes mises en place en 1992 en Norvège autorisent tous les consommateurs à choisir leur fournisseur. Le Rapport d'étalonnage indique qu'en 2003, 19 pour cent des petits consommateurs et des consommateurs résidentiels ont changé de fournisseur.

19.13.5 Investissements, abus et échecs du marché

Production

Les risques au niveau des investissements, engendrés par la création d'un marché de gros, sont accentués par la difficulté d'identification de nouvelles options de production acceptables sur le plan environnemental. La loi interdit toute nouvelle centrale hydroélectrique et le recours aux énergies fossiles empêcherait la Norvège de remplir ses engagements pris dans le cadre du Protocole de Kyoto. Un projet évoqué depuis longtemps envisage de construire des centrales au gaz qui soit connectées à un ancien gisement de pétrole à l'intérieur duquel serait réinjecté le dioxyde de carbone. Ce dispositif augmenterait les coûts de production de 70 pour cent. Etant donné que les centrales au gaz sans suppression du CO₂ sont déjà bien plus chères que les centrales hydroélectriques existantes, la construction d'une centrale au gaz ne sera sans doute envisagée que s'il n'y a pas séquestration du CO₂ ou si la centrale est subventionnée par l'Etat.

⁸⁴ <http://www.nordpool.com/>

19.14 Portugal

19.14.1 Autorité de régulation

L'Autorité de régulation des secteurs de l'électricité et du gaz, l'ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), a été créée en 1999⁸⁵.

19.14.2 Structure du secteur de l'électricité

La privatisation et la division du secteur de l'électricité portugais ont commencé en 1992, dans une tentative de suivi du « modèle britannique ». Auparavant, le secteur était un monopole intégré verticalement, contrôlé par l'entreprise publique Electricidade de Portugal, aujourd'hui Energias de Portugal (EDP). La privatisation s'est déroulée par étapes et le gouvernement ne détient plus que 25 pour cent des parts. Cependant, le marché de l'électricité est encore largement dominé par EDP. Iberdrola a augmenté sa participation dans EDP en faisant passer sa part de 5 à 5,7 pour cent en janvier 2005.

Le producteur dominant est CPPE, une filiale à 100 pour cent d'EDP, qui détient plus de 80 pour cent de la capacité. CPPE possède également une participation dans les deux autres gros producteurs : il est propriétaire à hauteur de 40 pour cent de TURBOGAS, une centrale au gaz de 990 MW (les 60 autres pour cent sont à International Power), et à hauteur de 10 pour cent de Tejo Energia, une centrale au charbon de 600 MW possédée à 45 pour cent par International Power, 35 pour cent par Endesa et 10 pour cent par EDF.

Le premier distributeur/détaillant du pays est EDP Distribucado, également filiale à 100 pour cent d'EDP. Le réseau de transport a été séparé d'EDP en 2001. Il est devenu REN, contrôlé à 40 pour cent par l'Etat et à 30 pour cent par EDP.

19.14.3 Structure du secteur du gaz

Le secteur est dominé par Gaz de Portugal (GDP), contrôlé par la compagnie pétrolière et gazière GALP Energia, créée en 1999 à partir de la fusion entre Petrogal et GDP. Ses activités principales dans le domaine du gaz naturel sont l'importation de gaz naturel et le développement et la maintenance des infrastructures de distribution et de transport à haute pression. GDP fournit également les distributeurs régionaux, les gros clients industriels (consommateurs de plus de 2 millions de mètres cubes de gaz naturel par an) et le réseau de production d'électricité. GDP possède les principales entreprises de distribution locales et régionales.

En 2004, EDP a tenté de devenir l'actionnaire majoritaire (51 pour cent) de Gaz de Portugal (GDP), le reste des actions étant repris par la compagnie pétrolière italienne ENI. Mais la Commission européenne a opposé son veto à l'opération, pour des raisons de protection de la concurrence. En juillet 2005, EDP a fait appel de cette décision, mais le jugement de la Commission a été confirmé en septembre 2005.

Le Groupe EDP cherche d'autres moyens d'entrer dans le secteur du gaz, peut-être en partenariat avec GALP Energia, le propriétaire de GDP. Il rachète également à GDP des actions de certaines compagnies de distribution, par exemple, en 2005, il a racheté 46,6 pour cent des parts du distributeur de gaz régional Portgas. Portgas fait affaire dans les régions d'Oporto, Braga et Viana do Castelo dans le nord du Portugal. Les autres actionnaires principaux sont Endesa et GDF.

⁸⁵ <http://www.erse.pt/frontoffice/index.html>

19.14.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

Un marché de gros de l'électricité ibérique, MIBEL, doit ouvrir en octobre 2005. Cependant, la Commission européenne reste sceptique quant à l'intégration du marché de gros du Portugal au marché espagnol bien plus important. Power in Europe⁸⁶ rapporte que, dans son jugement contre la décision de fusion EDP/GDP (voir ci-dessus), la Commission européenne a déclaré :

« Sur la base de l'étude approfondie effectuée par la Commission, on peut conclure 1) que le marché en cause est actuellement de dimension nationale et 2) qu'il est très peu probable que, malgré l'accord politique conclu par les gouvernements espagnol et portugais, il atteindra une dimension ibérique dans un proche avenir. »

Selon la Commission, plusieurs éléments démontrent que l'intégration effective des marchés de gros de l'électricité portugais et espagnol est « loin d'être certaine et n'autorise pas l'hypothèse d'un marché ibérique à court terme ».

EDP a estimé que les consommateurs devraient payer 2,6 à 3,2 milliards d'euros sur 23 ans en CMEC (Custos para a Manutenção do Equilibrio Contractual) de remboursement des coûts échoués, suite aux systèmes de compensation récemment approuvés annulant les accords d'achat d'électricité à long terme du secteur d'électricité portugais⁸⁷.

Bien que la construction de nouvelles centrales au gaz suscite des intérêts considérables, ces plans sont limités par la disponibilité du gaz (voir tableau 41). La seule nouvelle centrale non construite par EDP est la centrale hydroélectrique d'Alqueva, construite par la société publique Empresa de Desenvolvimento e Infra- estruturas do Alqueva, S.A., (EDIA). Sept entreprises sont en concurrence pour bâtir une centrale au gaz de 800 MW à Sines – parmi lesquelles EDP, GALP, Endesa et Gas Natural (Espagne) – où le réseau de gaz ne peut prendre en charge qu'une seule centrale. Endesa, en collaboration avec International Power (Royaume-Uni), Gas Natural et Iberdrola a aussi déposé sa candidature pour construire des centrales de 800 MW sur d'autres sites.

Tableau 41. Nouvelles capacités de production au Portugal – MW

	Mises en service 1/1/2004- 31/4/2005	En construction	Approuvées	Total
EDP	800	588	170	1558
EDIA	240			240
Total	1040	588	170	1798

Source : Power in Europe, 11 avril 2005.

19.14.5 Marché de gros du gaz

Il n'existe aucun marché de gros du gaz au Portugal.

19.14.6 Marché de détail de l'électricité

Le marché de détail des consommateurs résidentiels n'est pas encore ouvert. A propos du marché des gros consommateurs, le Rapport d'étalonnage rapporte qu'environ 7 pour cent des clients ont changé de fournisseur en 2003.

⁸⁶ Power in Europe, 22 novembre 2004, p 1.

⁸⁷ Power in Europe, 22 novembre 2004, p 19.

19.14.7 Marché de détail du gaz

Les petits consommateurs n'ont pas la possibilité de choisir leur fournisseur.

19.15 Espagne

19.15.1 Autorité de régulation

Une Autorité de régulation a été constituée en 1994 pour réguler le secteur de l'électricité, puis élargie pour couvrir également le secteur du gaz. Elle est aujourd'hui connue sous le nom de Comisión Nacional de Energía (CNE)⁸⁸.

19.15.2 Structure du secteur de l'électricité

La plus grande entreprise espagnole est Endesa, initialement publique, créée en 1983 à partir de la fusion de plusieurs sociétés. En 1988, le gouvernement espagnol a commencé à vendre des actions, 24,4 pour cent en 1988, 8,7 pour cent en 1994, 25 pour cent en 1997 et 33 pour cent en 1998. En 2004, Endesa contrôlait 39 pour cent de la production et fournissait 38 pour cent de l'électricité de l'Espagne. L'autre entreprise importante, Iberdrola, est une société privée, créée par fusion d'Iberduero et Hidrola en 1992. Elle contrôle 28 pour cent de la production et représente 36 pour cent du segment de la vente de détail. Les autres entreprises majeures du pays sont : Union Fenosa (11 pour cent de la production et 12 pour cent de la vente de détail), Hidrocantabrico (7 pour cent de la production et 6 pour cent de la vente de détail), Gas Natural (3 pour cent de la production et 2 pour cent de la vente de détail) et Electra de Viesgo (3 pour cent de la production et 1 pour cent de la vente de détail). Union Fenosa a tenté de racheter Hidrocantabrico en 2000.

Endesa, Iberdrola, Gas Natural et Union Fenosa sont indépendantes. Une fusion entre Endesa et Iberdrola a été proposée en 2000, mais les conditions que le gouvernement aurait imposées pour autoriser la fusion ont été jugées inacceptables par les deux entreprises qui ont donc abandonné ce projet de fusion en février 2001. En 2003, une tentative de reprise d'Iberdrola par Gas Natural a elle aussi échoué, mais en août 2005, Gas Natural a lancé une offensive agressive de rachat d'Endesa, bien que sa capitalisation boursière soit inférieure de moitié à celle d'Endesa. Selon l'accord envisagé, une partie de l'actif d'Endesa serait vendu à Iberdrola. Nous verrons si l'offre réussit et si elle est jugée acceptable par les autorités de la concurrence de l'Espagne et de la Commission européenne.

Electra de Viesgo a été vendue par Endesa en 2001 et est aujourd'hui contrôlée par ENEL. EDF a tenté de racheter Hidrocantabrico en 2001, mais l'opération a été bloquée par le gouvernement espagnol. EDF possédait 35 pour cent de l'entreprise de manière indirecte, via sa filiale allemande, EnBW. L'actionnaire majoritaire de l'entreprise est le numéro un portugais de l'électricité, EDP, qui, après le rachat de la part d'EDF en 2004, possède désormais 75 pour cent des actions. Union Fenosa est considérée comme une cible de rachat éventuelle et plusieurs soumissionnaires ont été cités. En septembre 2005, ACS, le premier Groupe espagnol dans le secteur du BTP et des services, a convenu de racheter 2,22 milliards d'euros la participation de contrôle de 22 pour cent que Banco Santander possède dans Union Fenosa. Il est impossible de savoir si les nouveaux propriétaires considèrent cette acquisition comme une opération à court ou long terme. Si la reprise d'Endesa par Gas Natural réussit, elle mettra

⁸⁸ <http://www.cne.es/ingles/index.html>

sous pression les autres compagnies d'électricité de la péninsule ibérique, qui chercheront à augmenter leur taille afin de pouvoir être efficacement concurrentielles.

Le réseau est la propriété de l'entreprise Red Electrica Espana (REE), créée en 1985. Les plus gros producteurs (Endesa, Iberdrola, Union Fenosa et Hidrocantabrico) en détiennent chacun 10 pour cent des actions, le gouvernement possède une participation de 31,5 pour cent et le reste est échangé en bourse.

19.15.3 Structure du secteur du gaz

Avant la libéralisation, le secteur était dominé par l'entreprise intégrée Gas Natural. Jusqu'en 2000, Gas Natural contrôlait le réseau et la vente de détail. En 2002, la CNE a contraint Gas Natural à céder 65 pour cent des actions d'Enagas, la société privée, possédée par Gas Natural, qui contrôle le réseau espagnol de transport de gaz naturel. Gas Natural conserve 18 pour cent des actions d'Enagas mais ce pourcentage doit être réduit à 5 pour cent d'ici 2007. Gas Natural domine toujours les marchés de gros ou de détail, soit directement, soit via des filiales. En 2003, une fusion entre Gas Natural et Iberdrola a été interdite par le gouvernement, mais, comme nous l'avons vu ci-dessus, Gas Natural a lancé en 2005 une offre de rachat d'Endesa.

19.15.4 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

Un marché de gros de type pool, OMEL, a été mis en place en 1999⁸⁹. Comme il s'agit d'un marché de type pool, il est difficile de connaître la quantité d'énergie effectivement vendue et achetée aux prix du pool, par opposition aux prix des contrats de couverture, donc la liquidité réelle d'OMEL. Endesa et Iberdrola contrôlent plus de 60 pour cent des achats et des ventes. Le marché OMEL est appelé à être remplacé par le marché ibérique MIBEL, qui devrait être opérationnel en octobre 2005.

L'une des difficultés a concerné les « coûts échoués » associés aux centrales qui existaient avant la libéralisation, c'est-à-dire la différence entre le coût total de la production de ces centrales et les revenus générés par la vente sur le marché de l'électricité qu'elles produisent. Ces coûts du passage à la concurrence (CTC) ont été adoptés par le gouvernement espagnol en 1997 et approuvés par la Commission en 2000. Les compagnies d'électricité seront autorisées à récupérer environ 12 milliards d'euros. Sur cette somme, 51 pour cent sont destinés à Endesa, 27 pour cent à Iberdrola et 13 pour cent à Union Fenosa. Quarante pour cent des coûts sont associés aux charges supplémentaires des centrales nucléaires et la majeure partie du reste provient de subventions au charbon produit en Espagne. Les paiements des CTC sont déclenchés si le prix du pool passe sous la barre des 36 euros/MWh. En 2005, le prix du pool était d'environ 55 euros, donc aucun versement n'a été fait aux termes des dispositions relatives aux CTC.

Comme l'Italie, l'Espagne semble engagée dans une période d'intenses investissements dans la production (comme le Royaume-Uni dans les années 1990-92 et 1997-98), à mesure que les entreprises rivalisent pour s'assurer une position dominante (voir tableau 42). Cette nouvelle capacité prendra principalement la forme de centrales à gaz à cycle combiné. Quelque 3,6 GW de capacité nouvelle ou en reconversion ont été mis en service au cours des 15 mois qui ont suivi janvier 2004, 9,1 GW de capacité nouvelle ou en reconversion sont en construction et devraient être opérationnels au plus tard dans deux ans et 2,4 GW ont reçu l'approbation du Ministère de l'industrie et devraient entrer en service dans les cinq ans à venir. Bien sûr, en

⁸⁹ <http://www.omel.es/frames/es/index.jsp>

pratique, cette nouvelle capacité rendra économiquement inexploitable une partie des centrales existantes, donc le surplus potentiel pourrait être contrebalancé par les mises hors service de certaines installations. Il existe en outre de nombreux projets qui ont été soumis au Ministère de l'industrie pour approbation. Ces projets pourraient venir s'ajouter à la liste, en particulier ceux qui concernent une centrale située dans la région de Madrid.

Tableau 42. Nouvelles capacités de production en Espagne – MW

	Mises en service 1/1/2004- 31/4/2005	En construction	Approuvées	Total
Union Fenosa	2000	1200	1600	4800
Iberdrola	800	2000		2800
Gas Natural	800	2000		2800
Endesa		1096		1096
Autres		2800	770	3570
TOTAL	3600	9096	2370	15066

Source : Power in Europe, 11 avril 2005.

Avec plus de 30 pour cent de la capacité, le Groupe Union Fenosa semble l'acteur le plus agressif, bien qu'il essaie de réduire sa participation dans certains de ces projets. Situation identique à celle de l'Italie, la compagnie du gaz Gas Natural est un nouveau concurrent majeur avec près de 20 pour cent de la capacité et les deux plus gros producteurs, Iberdrola et Endesa, ont également décidé de construire des centrales de capacité importante. Hidrocantabrico est manifestement absent, tandis que la joint venture espagnole ENEL Viesgo ne dispose de centrales que dans la catégorie des projets « approuvés » (770 MW). Mais en avril 2005, Viesgo a annoncé qu'elle construirait deux centrales au gaz supplémentaires d'une capacité de 800 MW.

Par ailleurs, d'importants développements sont actuellement en cours dans le domaine des énergies renouvelables. Par exemple, Iberdrola prévoit d'exploiter 5,5 GW d'installations supplémentaires, principalement éoliennes, d'ici 2008. Viesgo a également annoncé qu'elle investirait 600 millions d'euros dans les énergies renouvelables.

19.15.5 Marché de gros du gaz

L'Espagne importe pratiquement l'intégralité de son gaz, de Norvège, via un gazoduc arrivant de France et d'Algérie, via un gazoduc traversant la Méditerranée. Plusieurs plans existent visant à rajouter des gazoducs vers la France et l'Algérie. L'Espagne importe également une part importante de son gaz sous forme de GNL depuis des pays comme le Qatar, Oman et le Nigéria. Trois terminaux GNL sont exploités. Deux autres sont en construction.

Le marché de gros du gaz espagnol n'est pas encore ouvert à la concurrence. Le pays a lancé un programme de cessation temporaire du gaz, actif entre 2001 et janvier 2004, qui a permis l'entrée de six nouveaux acteurs ayant acheté du gaz auprès de l'entreprise principale Gas Natural. Afin de promouvoir la concurrence, Gas Natural a été contraint de vendre 25 pour cent de son gaz sous contrat aux nouveaux entrants. Parmi ceux-ci figurent Endesa, Iberdrola et Union Fenosa. La part du gaz naturel accessible à Gas Natural est ainsi passée de 85 pour cent en 2002 à 40 pour cent en 2003. En 2004, elle était remontée à 45 pour cent. Le reste du marché (28 pour cent) est en majeure partie contrôlé par les deux grandes compagnies d'électricité Endesa et Iberdrola. L'avenir nous dira si le marché de gros du gaz réussira à se développer.

19.15.6 Marché de détail de l'électricité

Le marché des consommateurs résidentiels est ouvert à la concurrence depuis janvier 2003. L'Autorité de régulation a rapporté⁹⁰ que « les consommateurs d'électricité à faible tension qui ont eu accès au marché pour la première fois l'année dernière (2003) ont effectivement fait leur apparition à un rythme relativement lent. » A la fin de l'année 2003, seulement 110 000 clients résidentiels (soit 0,5 pour cent) avaient entamé le processus de changement de fournisseur sur un total de près de 23 millions de consommateurs.

Les compagnies d'électricité prétendent que le faible intérêt pour le changement de fournisseur est dû au fait que les entreprises historiques doivent fournir l'électricité à des tarifs fixés jusqu'en 2010 qui sont inférieurs aux prix économiques. Il n'y a donc aucune possibilité pour les nouveaux entrants de vendre moins cher que les entreprises historiques. De plus, toujours selon les compagnies d'électricité, ces mesures sont à l'origine d'une perte de 500 millions d'euros enregistrée par les compagnies d'électricité au premier trimestre 2005.

Les gros consommateurs font pression pour une prolongation de 2007 à 2010 des tarifs actuellement réglementés. En effet, ils craignent que l'ouverture du marché ne fasse monter les prix et ne les rende instables.

Selon Omel, en 2005, Gas Natural était le quatrième Goupe espagnol du marché déréglementé de l'électricité, derrière Iberdrola, avec 35 pour cent, Endesa avec 34,7 pour cent et Union Fenosa, avec 8,9 pour cent de part de marché.

19.15.7 Marché de détail du gaz

Le marché de détail du gaz espagnol est totalement ouvert à la concurrence depuis janvier 2003, mais les taux annuels de changement de fournisseur des petits consommateurs ne sont que de l'ordre de 5 pour cent. Les trois premiers détaillants (Gas Natural, Endesa et Iberdrola) affichent une part de marché cumulée de 80 pour cent.

19.15.8 Investissements, abus et échecs du marché

Production

Depuis le début de l'année 2004, les actions du gouvernement et de l'Autorité de régulation se sont multipliées du fait des abus des entreprises dominantes, remontant déjà à plusieurs années. En 2004, Endesa, Iberdrola et Union Fenosa ont été condamnées par le tribunal de défense de la concurrence (TDC) à verser une amende de 900 000 euros pour fixation des prix les 19, 20 et 21 novembre 2001.

En mars 2005, l'Autorité de régulation (la CNE) a transmis au Ministère espagnol de l'économie un rapport confirmant l'existence d'activités largement répandues de fixation des prix et de prise de bénéfices excessifs pratiquées par les compagnies d'électricité du pool de production quotidien depuis au moins juin 2004⁹¹. Ce rapport indique qu'au cours du seul mois de janvier 2005, les compagnies d'électricité avaient obtenu des revenus injustifiés dans certaines centrales « de plus de 100 pour cent des coûts variables estimés ». Certains jours, jusqu'à 2 000 MW de production à cycle combiné était retirés du marché afin d'augmenter les prix d'une moyenne de 10 MWh, affirme la CNE.

⁹⁰ http://www.cne.es/pdf/PA004_04ingles.pdf

⁹¹ Power in Europe, 11 avril 2005, p 1.

Suite à ces problèmes et désaccords continuels entre Endesa et Iberdrola, le gouvernement a proposé un certain nombre de mesures relatives à leur puissance de marché, dont les mesures suivantes :

- Restrictions au niveau des participations croisées des cinq premières entreprises. Cela signifierait par exemple que La Caixa ne peut plus détenir d'actions à la fois de Gas Natural et d'Endesa.
- Restrictions s'appliquant aux entreprises dont la part de marché dépasse 10 pour cent. Par exemple, interdiction d'importer de l'électricité.
- Participation dans REE limitée à 1 pour cent.
- Prolongation des tarifs appliqués aux gros clients industriels jusqu'à janvier 2010.
- Suspension du paiement des coûts échoués (CTC) jusqu'à janvier 2006.

Certains rapports non confirmés auraient suggéré que le gouvernement envisageait d'exclure Endesa et Iberdrola du Pool ou, du moins, de ne pas les autoriser à fixer les prix.

Un livre blanc, rédigé par une équipe d'experts indépendants pour le gouvernement espagnol à l'automne 2004, devrait être publié en 2005. Il devrait entraîner des modifications de la Loi sur l'électricité de 1997, créée pour transposer la Directive de 1996 dans la législation espagnole.

Des rapports préliminaires relatifs aux conclusions du livre blanc suggèrent que les auteurs proposent de retirer du Pool une partie importante de la capacité de production, afin d'empêcher les abus et de limiter la domination d'Endesa et Iberdrola. Au minimum, les centrales couvertes par les CTC pourraient être retirées (environ 60 pour cent de la capacité) et leur production vendue à des tarifs réglementés. D'autres propositions considèrent le retrait de toutes les capacités autres que les centrales à gaz à cycle combiné (ce qui ne laisserait que 10 à 15 pour cent de la capacité actuelle) et la limitation des producteurs à 10 pour cent maximum du Pool restant.

Réseau

La CNE était critique au sujet des dépenses des compagnies d'électricité dans les réseaux de distribution en décembre 2004, à la suite de cinq coupures de courant ayant frappé Madrid, Barcelone, Séville-Huelva-Badajoz et Malaga à la fin du mois de novembre. Le président de la CNE, Pedro Merono, n'a pas blâmé la libéralisation, préférant citer le manque d'investissements et l'insuffisance de l'entretien des lignes les plus anciennes. Cependant, le Ministère de l'industrie espagnol a demandé à la CNE d'engager des poursuites contre Endesa et la compagnie du réseau Red Electrica de Espana (REE), suite à une panne de courant en 2004 ayant touché un million de personnes dans les provinces de Séville, Huelva et Badajoz.

19.16 Suède

19.16.1 Autorité de régulation

L'Autorité de régulation chargée de réglementer le secteur suédois de l'électricité est l'Agence suédoise de l'énergie (Energimyndigheten)⁹². Cependant, avant la mise en application des nouvelles Directives, il s'agissait uniquement d'un petit organisme agissant *a posteriori*, qui ne fixait pas les tarifications du réseau et n'intervenait que lorsqu'une réclamation formelle était présentée. A l'avenir, l'Autorité de régulation sera chargée de fixer les prix. Ses moyens devront donc être substantiellement renforcés.

⁹² http://www.stem.se/WEB/STEMEx01Eng.nsf/F_PreGen01?ReadForm&MenuSelect=BFBB3A865FD5FC54C1256EF9004E77F6&WT=Energy%20markets

19.16.2 Structure du secteur de l'électricité

La plus grande compagnie suédoise du secteur se prénomme Vattenfall. Elle est entièrement contrôlée par l'Etat suédois et possède 50 pour cent de la capacité de production ainsi que la majeure partie du réseau de distribution. La deuxième entreprise du pays est Sydkraft. Auparavant, Sydkraft était très largement détenue par les municipalités, mais depuis 2001, c'est l'entreprise allemande E.ON qui est l'actionnaire majoritaire. En 2005, E.ON possédait 56,5 pour cent des droits de vote, le reste étant aux mains de l'entreprise publique norvégienne Statkraft. L'entreprise n'est désormais plus cotée à la bourse de Suède. En mars 2005, Sydkraft renégociait la vente d'environ 500 MW de centrales hydroélectriques en Suède et en Finlande à Statkraft.

La troisième entreprise du pays, Birka, est issue de la fusion en 1998 entre Gullspang (possédée par la compagnie d'électricité finlandaise Fortum) et Stockholm Energi (possédée par les municipalités). En 2001, Fortum a racheté les parts de la ville de Stockholm et, en septembre 2002, a rebaptisé l'entreprise Fortum Sweden.

A elles trois, ces entreprises dominantes du secteur possèdent 86 pour cent de la production. Elles dominent également le domaine de la vente de détail.

Il existe 10 principaux producteurs en Suède, mais seuls les trois premiers ont des parts de marché supérieures à 5 pour cent. L'autre entreprise importante est Graninge. Le Groupe français EDF est devenu actionnaire de Graninge en mai 1998. Il possédait alors 36 pour cent des parts, mais il les a revendues en 2003 à E.ON, qui a lui-même ensuite racheté le reste des parts.

En 1996, il existait aux alentours de 250 distributeurs, mais ce nombre était revenu à 130 en 2002. Ensemble, les trois premières entreprises, Vattenfall, Sydkraft et Fortum Sweden, contrôlent une part du marché de la distribution d'environ 60 pour cent.

19.16.3 Marché de gros de l'électricité et nouvelles capacités de production

La Suède est un membre de Nord Pool depuis 1996⁹³. Pour une présentation plus approfondie de Nord Pool, voir section 6.

Aucune centrale n'était en construction en Suède en avril 2005. Une unité de cogénération de 260 MW alimentée au gaz, planifiée par Goteborg Energi, a reçu une autorisation de construction. Un parc éolien off-shore de 186 MW (pour moitié à Vattenfall et pour moitié à Sydkraft/E.ON) a également été approuvé.

19.16.4 Marché de détail de l'électricité

Le marché de détail est ouvert à la concurrence depuis 1996. Entre 1998 et 2001, le pourcentage des petits consommateurs ayant changé de fournisseur ou renégocié leurs tarifs a dépassé les 50 pour cent. Vattenfall dessert environ 1,5 million de clients. Le Rapport d'étalonnage indique qu'environ 10 pour cent des petits consommateurs ou des consommateurs résidentiels ont changé de fournisseur en 2003.

⁹³ <http://www.nordpool.com/>

19.16.5 Interaction avec le secteur du gaz

Les importations de gaz naturel ont commencé en 1985. La Suède importe l'intégralité de son gaz du Danemark. Les deux entreprises majeures du secteur du gaz sont Sydkraft (50 pour cent du marché) et Goteborg Energi (18 pour cent). Elles sont toutes deux également actives dans le secteur de l'électricité.

19.16.6 Investissements, abus et échecs du marché

Réseau

Le 23 septembre 2003, une panne de courant de six heures a touché les îles danoises de Zélande et Bornholm, ainsi qu'une grande partie du sud de la Suède. L'alimentation de deux millions de foyers et d'entreprises suédois et danois a été coupée. La cause immédiate semble avoir été la panne d'une vanne, au niveau du réacteur d'Oskarshamn, ayant entraîné l'interruption du fonctionnement de la centrale. Une autre centrale nucléaire, qui aurait dû prendre la relève de la première, a également été interrompue, suite à la rupture de l'une de ses liaisons au réseau électrique.

D'autres problèmes ont eu lieu les 6 et 7 décembre 2003, lorsque plusieurs jours de bourrasques de vent violent et de tempêtes de neige ont touché le sud-ouest et le sud de la Suède. Les coupures de courant de ces journées ont privé d'électricité plus de 100 000 clients. Vingt-quatre heures après la survenue des premières pannes, 9000 d'entre eux étaient toujours sans alimentation. Les tempêtes ont également privé d'électricité 48 000 personnes en Norvège et 11 000 personnes au Danemark. Une enquête du gouvernement a été ordonnée afin d'étudier le rôle des compagnies d'électricité et de déterminer si l'insuffisance de la maintenance des réseaux de transport et des systèmes de production avait joué un rôle dans ces coupures.

En janvier 2005, une tempête sévère (la tempête Gudrun) a endommagé le réseau suédois, plongeant 400 000 foyers dans le noir. Une semaine après, 50 000 foyers étaient toujours sans électricité. En avril 2005, suite à ces incidents, le gouvernement suédois a proposé de nouvelles lois visant à renforcer les obligations des exploitants des réseaux électriques vis-à-vis de leurs clients. Par exemple, les consommateurs sans électricité pendant plus de 24 heures se verraient automatiquement verser une compensation, et les entreprises auraient pour obligation légale de s'assurer qu'aucun arbre n'entrave leurs réseaux au niveau régional.

20 Annexe 2 : Les expériences nationales d'Europe centrale orientale

20.1 République tchèque

20.1.1 Autorité de régulation

L'Autorité tchèque de régulation de l'énergie, appelée ERU (Energetický regulační úřad)⁹⁴, a été établie en 2001 et couvre les secteurs de l'électricité et du gaz. Il existe également une Autorité de la concurrence, l'UOHS, qui prend en charge les enquêtes spécifiques⁹⁵. Dans un rapport de 2005 sur la politique énergétique tchèque, l'Agence internationale de l'énergie a recommandé au gouvernement tchèque : « d'établir de manière plus explicite l'indépendance

⁹⁴ http://www.eru.cz/frameset_cz.htm

⁹⁵ <http://www.compet.cz/>

et l'autorité de ces deux groupes [l'Autorité de régulation et l'Autorité de la concurrence] »⁹⁶.

20.1.2 Structure du secteur de l'électricité

CEZ possède 65 pour cent des centrales de production et dispose d'une part du marché de gros d'environ 70 pour cent. Pendant plusieurs années, des tentatives ont été faites pour augmenter la part privatisée de CEZ, actuellement de 32 pour cent, mais la centrale nucléaire de Temelin semble être un obstacle. Une nouvelle offre concernant 36 pour cent des actions a été présentée en janvier 2002, mais aucun des soumissionnaires n'a satisfait les exigences du gouvernement.

Le pays compte huit distributeurs d'électricité. Une proposition suggérait de les faire fusionner avec CEZ pour rendre l'entreprise plus vendable et pour imiter la structure du secteur du gaz, lors de la vente, en 2002, de Transgas à RWE pour former une société intégrée verticalement. CEZ aurait eu une part majoritaire dans cinq des huit distributeurs, et aurait conservé une minorité de blocage dans les trois autres. La proposition a été rejetée par l'Autorité tchèque de la concurrence (UOHS), qui a jugé que seuls quatre distributeurs pouvaient être rachetés. CEZ a fait appel de la décision et, en mars 2003, l'UOHS a accepté le prix de la vente des huit entreprises à CEZ : comme prévu, CEZ a pris une part majoritaire dans cinq entreprises et une minorité de blocage dans les trois autres. Les cinq entreprises en question sont : Stredoceska energeticka (STE), Vychodoceska energetika (VCE), Severoceska energetika (SCE), Zapadoceska energetika (ZCE) et Severomoravska energetika (SME). L'ensemble des sociétés contrôlées par CEZ gère les deux tiers de l'électricité distribuée et vendue en République tchèque.

E.ON est l'investisseur étranger le plus important dans le secteur tchèque de l'électricité. Il possède une part de contrôle dans deux des distributeurs, Jihoceska energetika (JCE) et Jihomoravska energetika (JME) et des parts minoritaires dans les autres. L'autre distributeur est Prazska energetika (PRE). La ville de Prague a acquis 51 pour cent de PRE aux termes d'un accord avec la société allemande GESO AG qui possédait 16,49 pour cent de PRE. Cet accord, passé entre la ville et trois sociétés allemandes – RWE, Ruhrgas et Geso – établit trois sociétés holdings : PRE Holding (électricité), PP Holding (gaz) et PT Holding (chauffage). Dans chaque entreprise, la ville dispose de 51 pour cent des actions. La compagnie d'électricité CEZ a vendu sa part de 34 pour cent dans PRE au groupe financier J&T.

Au cours de l'été 2002, CEZ a annoncé qu'elle vendrait 66 pour cent des actions de la société de transport (CEPS), mais qu'elle conserverait une minorité de blocage. Cette transaction a été réalisée en 2003, la participation majoritaire revenant à l'Etat. Depuis, CEZ a revendu le reste de ses actions CEPS.

20.1.3 Structure du secteur du gaz

La principale entreprise du secteur tchèque du gaz naturel s'appelle Transgas. Elle est responsable de l'importation et de l'achat de gros, de la vente et de la distribution. Les deux tiers de ses revenus proviennent des indemnités de transit touchées pour le transport du gaz russe destiné à l'Europe de l'ouest. Il existe huit distributeurs régionaux. Transgas a été créée en 1998, suite à la fusion des deux entités précédemment existantes, et était à l'époque entièrement publique. En janvier 2002, le gouvernement tchèque a décidé de vendre (97 pour cent des actions) Transgas à la compagnie d'électricité allemande RWE pour 3,64 milliards de

⁹⁶ Agence internationale de l'énergie (2005) : « Politiques énergétiques des pays de l'AIE – rapport 2005 sur la République tchèque », AIE, Paris.

dollars. L'accord transmet également à RWE les participations dans les huit distributeurs que possédait le Fonds de la propriété nationale (généralement aux alentours de 50 pour cent du total). En conséquence, Transgas contrôle environ 83 pour cent du marché de détail. Les autres actions des distributeurs de gaz ont déjà été vendues à diverses entreprises comme E.ON, GDF et Wintershall, d'où une structure de propriété complexe. RWE est l'actionnaire principal dans tous les cas : il détient plus de la moitié des actions dans toutes les entreprises sauf une (voir tableau 43). A l'heure actuelle, aucune opération, même de base, de séparation des réseaux de transport et de distribution du gaz n'a encore été initiée.

Tableau 43. Actionnaires des distributeurs de gaz tchèques

Entreprise	Actionnaires (%)
JCP Jihoceska Plynarenska	RWE (47), Communes (34), E.ON (13), OF (6)
JMP Jihomoravska Plynarenska	RWE (50), E.ON (37), GDF (2), SPP Bohemia (2)
PP Prazeska Plynarenska	RWE (62), Communes (26), E.ON (12)
SCP Severoceska Plynarenska	RWE (51), VNG (26), Wintershall (20) GDF (1)
SMP Severomoravska Plynarenska	RWE (58), SPP Bohemia (20), Slovak Gas (9), E.ON (8), Communes (2), GDF (2)
STP Stredoceska Plynarenska	RWE (51), Wintershall (30), E.ON (14), Communes (2), GDF (2)
VCP Vychodoceska Plynarenska	RWE (50), SPP Bohemia (19), E.ON (17), Slovak Gas (10), GDF (3), Communes (1)
ZCP Zapadoceska Plynarenska	RWE (50), E.ON (44), OF (4), GDF (1)

Source : recherches de l'auteur.

20.1.4 Vers la libéralisation du secteur de l'électricité

Un marché de gros, l'OTE, a été établi en janvier 2002⁹⁷. Cette année-là, les échanges commerciaux de l'OTE ont porté sur légèrement plus de 1 pour cent du marché de l'électricité total du pays. Le 20 avril 2005, le volume quotidien du marché spot était de 844 MWh, soit bien moins de 1 pour cent de la demande nationale.

Depuis 2004, le marché de détail est ouvert à la concurrence à hauteur de 48 pour cent (ce qui représente quelque 3000 clients). Le Rapport d'étalonnage ne donne aucun chiffre pour le taux de changement de fournisseur. Le marché des consommateurs résidentiels ne devrait pas ouvrir avant 2006.

20.1.5 Vers la libéralisation du secteur du gaz

Peu d'initiatives ont pour l'instant été prises en faveur de l'ouverture du marché du gaz en République tchèque. RWE dispose d'une telle position dominante tout au long de la chaîne de valeur du gaz qu'il est difficile de savoir comme une concurrence digne de ce nom pourrait être mise en place. Aucune date n'a été spécifiée pour l'ouverture totale du marché.

20.2 Hongrie

20.2.1 Autorité de régulation

Le Bureau hongrois de l'énergie ou EH (Magyar Energia Hivatal) a été établi en 1994 et couvre

⁹⁷ <http://www.ote-cr.cz/pick.asp?arg=101>

les secteurs de l'électricité et du gaz⁹⁸.

20.2.2 Structure du secteur de l'électricité

La Hongrie compte 12 producteurs d'électricité, dont 10 contrôlés par des investisseurs privés (Electrabel, RWE, AES, ATEL (Suisse), EDF, Croesus (fonds d'investissement) et E.ON). Cependant, c'est MVM, l'entreprise publique, qui, avec près de la moitié de la capacité, domine la production. MVM élargit actuellement sa part du marché de la production en achetant de nouvelles centrales⁹⁹. En 1995, le gouvernement a fait passer une loi l'autorisant à vendre 50 pour cent des actions plus une de MVM, mais jusqu'à maintenant, les tentatives de privatisation n'ont abouti à rien. En 2005, les membres de la coalition du gouvernement ont proposé de modifier la loi pour que MVM reste entièrement publique.

L'exploitant du réseau est l'entreprise Mavir, vendue par MVM au Ministère de l'économie et des transports en décembre 2002. OVT, une filiale de MVM, est le propriétaire du réseau.

Il existe 6 principaux distributeurs. Fournisseur numéro deux, Edasz dispose d'une part du marché de détail de 22 pour cent dans les secteurs de l'électricité et du chauffage. Ses actions sont détenues à 100 pour cent par E.ON. Demasz est contrôlée à 60 pour cent par EDF. Emasz est majoritairement contrôlée par RWE et EnBW. Titasz et Dedasz sont la propriété d'E.ON. Enfin, ELMU a pour actionnaires majoritaires RWE et EnBW.

20.2.3 Structure du secteur du gaz

MOL est la première compagnie pétrolière et gazière du marché hongrois du gaz. Il s'agit de la plus grosse entreprise en termes de ventes. Elle a été créée en 1991 suite à la consolidation de neuf entreprises contrôlées par l'entreprise publique OKGT au sein d'une entité unique. A l'origine, ses actions étaient la propriété de la Société nationale de privatisation et de holding (APV Rt). Depuis, les actions de MOL ont été progressivement vendues, au départ au grand public, puis à des investisseurs internationaux. La loi sur la privatisation de 1995 oblige l'Etat à conserver 25 pour cent (plus 1) des actions de MOL. Ce pourcentage a été atteint en 1998. A cette date, les investisseurs internationaux disposaient de 52 pour cent des actions. La plupart des parts restantes (16 pour cent) étaient détenues par des investisseurs hongrois institutionnels et privés. L'activité de MOL se répartit à peu près également entre le gaz et le pétrole. Le gouvernement détient également une « golden share » dans MOL qui lui donne le droit d'opposer son veto s'il souhaite refuser un important changement proposé pour l'entreprise.

En 2001, certaines propositions ont envisagé de séparer les intérêts gaziers et pétroliers de MOL pour former deux entreprises distinctes, et de proposer 49 pour cent des actions à des investisseurs étrangers. Des entreprises comme Ruhrgas ou GDF étaient très intéressées par l'achat de ces actions mais, en février 2002, le gouvernement a annoncé l'abandon de cette transaction et la vente d'une majorité des actions de la nouvelle compagnie du gaz à la banque de développement national. Il est difficile de savoir si cette opération représente une action en faveur de la propriété publique ou s'il s'agit simplement d'une stratégie pour améliorer les revenus d'une privatisation à venir.

⁹⁸ <http://www.eh.gov.hu/home/html/index.asp?msid=1&sid=0&HKL=1&lng=2>

⁹⁹ Par exemple, en août 2005, MVM a accepté de faire passer sa part dans Vertes de 43 pour cent à 83,5 pour cent en rachetant les actions d'institutions gouvernementales.

Tableau 44. Actionnaires des distributeurs de gaz hongrois

Entreprise	Propriétaires (%)
DDGaz	E.ON (41), RWE (41), MOL (17)
Degaz	GDF (72), MOL (27)
Egaz	GDF (64), MOL (35)
Fogaz	Communes (50), RWE (33), E.ON (16)
Kogaz	E.ON (31), EVN (31), Communes (10), MOL (7)
Tigaz	ENI (50), RWE (43),

Sources : recherches de l'auteur.

La distribution du gaz est gérée par six distributeurs régionaux : Tigaz (de loin, le plus important), Egaz, Fogaz, Degaz, DDGaz et Kodaz. Il a été décidé en 1994 de privatiser totalement ces entreprises (en conservant une « golden share »). Les investisseurs étrangers contrôlent aujourd'hui au moins 75 pour cent des actions de DDGaz, Degaz, Egaz et Tigaz. Dans le cas de Fogaz et Kogaz, le gouvernement local conserve respectivement 50 et 10¹⁰⁰ pour cent des actions (voir tableau 44).

Dans le secteur du gaz, les principales activités de MOL sont la production, la vente en gros, le commerce international et le transport. A l'heure actuelle, environ 85 pour cent des besoins en gaz de la Hongrie sont importés de Russie. Le reste provient de la production nationale. La Hongrie a signé des accords d'approvisionnement en gaz avec Ruhrgas (Allemagne) et GDF (France), mais il s'agit principalement d'échanges impliquant du gaz russe, et non de livraison physique. Le gaz russe est de loin la source de gaz importé la moins chère. Bien que certaines enquêtes portent sur d'éventuelles importations auprès d'autres sources, il est peu probable que ces autres sources représentent un jour une part importante des approvisionnements en gaz hongrois.

L'exploitant du réseau de transport est juridiquement séparé de MOL, mais les exploitants des réseaux de distribution ne sont séparés qu'au niveau comptable.

20.2.4 Vers la libéralisation du secteur de l'électricité

Le marché de l'électricité a été ouvert à 35 pour cent le 1^{er} janvier 2003. Depuis juillet 2004, il est ouvert à 67 pour cent. Le gouvernement prévoit une ouverture complète pour 2007. Le Rapport d'étalonnage indique que 19 pour cent des gros consommateurs ont changé de fournisseur en 2003. Aucune bourse de l'électricité n'a été mise en place.

20.2.5 Vers la libéralisation du secteur du gaz

L'Autorité de régulation hongroise rapporte que 67 pour cent du marché du gaz est ouvert depuis janvier 2004, ce qui représente 180 000 consommateurs. Cependant, seuls 23 consommateurs, soit 5,2 pour cent de la consommation nationale, sont entrés sur le marché concurrentiel. Il s'agit clairement des très gros consommateurs de gaz. Aucune date n'a été spécifiée pour l'ouverture complète du marché.

¹⁰⁰ Ndt : après vérification sur le site internet <http://www.psir.org/reports/2002-04-E-GasEU.doc>, il s'avère qu'une erreur de chiffre s'est glissée dans le texte (il ne faut pas lire « 40 », mais « 10 », comme l'indique le tableau précédent).

20.3 Pologne

20.3.1 Autorité de régulation

Le Bureau polonais de régulation de l'énergie (URE) a été créé en 1997 et couvre les secteurs de l'électricité et du gaz¹⁰¹.

20.3.2 Structure du secteur de l'électricité

Le secteur de la distribution est en cours de restructuration en prévision de la privatisation. En mars 2005, il existait huit distributeurs. L-6 (19 pour cent de part de marché) a été créée en janvier 2005 à partir de la fusion des six distributeurs de l'est de la Pologne. Elle est contrôlée par le Ministère du Trésor public polonais, mais certains projets prévoient de vendre des actions en 2008. Enion (16 pour cent de part de marché) a été créée en 2004 suite à la fusion des cinq distributeurs du sud de la Pologne. Elle est également contrôlée par le Ministère du Trésor public mais, lorsqu'elle a été créée, celui-ci comptait commencer à vendre des actions au plus tard un an après. Energa, anciennement G-8 (16 pour cent de part de marché), a été créée en janvier 2005 à partir de la fusion des huit distributeurs du nord de la Pologne. Elle est aussi contrôlée par le Ministère du Trésor public et ses actions doivent elles aussi être mises en bourse en temps voulu. Enea (14 pour cent de part de marché) a été créée au début 2003 par fusion des cinq distributeurs de l'ouest de la Pologne et, en mai 2005, le Ministère du Trésor public a annoncé qu'il commencerait à vendre ses actions à l'automne 2005. EnergiaPro (11 pour cent de part de marché) a été créée en mai 2004 suite à la fusion des cinq distributeurs du sud-ouest de la Pologne. Aucune date n'a été fixée pour sa privatisation mais, d'après les rumeurs, CEZ (République tchèque) serait l'un des soumissionnaires. L'entreprise GZE (10,5 pour cent du marché), basée dans la province de Katowice, a été rachetée par Vattenfall : Vattenfall a acquis 25 pour cent des actions en 2000, puis sa participation est montée à 75 pour cent en février 2004. Le Groupe Lodz (7,5 pour cent de part de marché) est composé de deux entreprises situées dans la région de Łódź. Enfin, l'entreprise Stoen (5,5 pour cent de part de marché) de Varsovie a été rachetée à 85 pour cent par RWE en 2002.

Le gouvernement polonais prévoit d'autoriser l'émergence de deux grandes entreprises intégrées de production/distribution représentant, à elles deux, environ la moitié de la capacité de production du pays. L'une serait basée sur l'entreprise de production PKE, qui posséderait certaines centrales de production de chaleur et deux mines de lignite. L'autre serait basée sur l'autre grand producteur public, BOT, avec des centrales de production de chaleur et des mines de lignite également. Cependant, la sélection des distributeurs à reprendre a posé quelques problèmes. Le distributeur le plus susceptible d'être repris par BOT serait Enion tandis que PKE pourrait reprendre EnergiaPro. Mais le gouvernement ne peut imposer aucune de ces reprises et ni BOT, ni PKE ne peuvent contrôler une société de distribution de plus de 15 pour cent de part de marché. En 2004, le gouvernement a approuvé la stratégie de privatisation de BOT et PKE mais en mai 2005, aucun calendrier n'avait encore été fixé.

Les centrales restantes doivent être vendues individuellement. Parmi les soumissionnaires ayant proposé les premières offres figuraient Vattenfall, ENEL, Endesa, Iberdrola, CEZ, RWE et Electrabel. En 2005, le gouvernement a lancé des appels d'offres pour les parts d'un certain nombre de centrales au charbon, dont celle de Koziernice (2800 MW, soit 12 pour cent de la capacité installée de Pologne). Les parts seraient d'au moins 10 pour cent, le solde des actions étant vendu par appel public à l'épargne. Le gouvernement a également émis des propositions d'annulation progressive des accords d'achat d'électricité à long terme passés entre les

¹⁰¹ <http://www.ure.gov.pl>

producteurs et la société de transport, PSE. Une bourse volontaire d'échange d'électricité, PPX, a été mise en place en juillet 2000, d'après le modèle de Nord Pool. Une compagnie de transport indépendante est en cours de fondation à partir de PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne), le gestionnaire de réseau créé en 1990. Elle devrait rester une entreprise publique.

20.3.3 Structure du secteur du gaz

Le secteur du gaz naturel du pays a longtemps été dominé par la compagnie pétrolière et gazière polonaise Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG). Cette entreprise a été fondée en 1976. La division consacrée au pétrole est chargée de l'exploration, du développement et de la production (E&P), ainsi que du négoce du pétrole et des produits pétroliers. La division consacrée au gaz a été établie en tant que monopole verticalement intégré, responsable de l'ensemble de la chaîne de valeur du gaz, de l'exploration en Pologne à la vente de détail aux consommateurs finaux. La distribution locale du gaz s'effectue via des entreprises régionales couvertes par des concessions.

En 1996, l'entreprise a été transformée en société par actions mais toutes ses actions ont été conservées par l'Etat. Un ambitieux programme de restructuration et de privatisation a été planifié, qui aurait impliqué la scission de 17 entreprises de construction, réparation, production, géophysique et forage et l'établissement de compagnies gazières et pétrolières séparées. Ce plan n'a quasiment pas été suivi et le Ministère du Trésor public a alors proposé que PGNiG soit divisée en six entités : quatre distributeurs régionaux, une société de négoce, de transport et de stockage, et une société en amont. Ce plan s'est heurté à l'opposition des autres ministères et PGNiG a entrepris de façon indépendante ce qu'elle a appelé une « petite restructuration », qui impliquait l'établissement de six divisions de transport régionales, 23 unités de distribution de gaz indépendantes et une unité en amont. PGNiG commence à former des jointventures avec des sociétés occidentales, comme FX Energy (Etats-Unis) et Eurogas pour procéder à des explorations et à l'exploitation de gisements de gaz et de pétrole. En juillet 2005, il était prévu que le projet de PGNiN soit lancé à la fin 2005 ou au début 2006.

L'exploitant du réseau de transport a été juridiquement séparé pour devenir PGNiG-Przesyl, même si les actions sont toujours détenues par PGNiG. En avril 2005, les actions ont été transférées au Ministère du Trésor public, l'entreprise a été rebaptisée Gaz-System et les actifs ont été loués à Gaz-System. Les fonctions d'exploitation du réseau de distribution sont séparées au niveau comptable.

20.3.4 Vers la libéralisation du secteur de l'électricité

Towarowa Gielda Energii SA¹⁰², la bourse de l'électricité polonaise, est entrée en service en décembre 1999. Le Rapport d'évaluation affirme qu'environ 1 pour cent de la demande d'électricité de la Pologne fait l'objet d'échanges commerciaux sur le marché spot. Le 20 avril 2005, le volume quotidien était de 4688 MWh sur le marché spot, soit environ 1,5 pour cent de la demande nationale qui s'élève à 115 TWh.

Le marché de détail est ouvert à la concurrence à 52 pour cent. Mais en 2003, selon le Rapport d'étalonnage, seuls 7 pour cent des gros consommateurs ont changé de fournisseur. Il est prévu que tous les consommateurs puissent choisir leur fournisseur d'électricité à partir de janvier 2006.

¹⁰² <http://www.polpx.pl/>

20.3.5 Vers la libéralisation du secteur du gaz

Le marché du gaz n'est ouvert qu'à 34 pour cent donc, en théorie, seuls quelques gros consommateurs peuvent choisir leur fournisseur. Dans la pratique, d'après les chiffres publiés pour 2003 par la Commission européenne, aucun client n'a changé de fournisseur cette année-là. Aucune date n'a été spécifiée pour l'ouverture complète du marché.

20.4 Slovaquie

20.4.1 Autorité de régulation

Le Bureau de régulation des industries de réseau ou ÚRSO (Úrad pre reguláciu siet'ových odvetví) a été créé en 2001¹⁰³.

20.4.2 Structure du secteur de l'électricité

La principale entreprise du pays est Slovenske Elektrarne (SE), qui possède environ 85 pour cent de la capacité de production, y compris les centrales nucléaires qui représentent à peu près un tiers de la production. L'Association régionale des régulateurs de l'énergie (ERRA)¹⁰⁴, qui réunit les Autorités de régulation d'Europe de l'Est, a rapporté que : « la position de SE sur le marché national de la production est probablement encore plus importante que le suggèrent les données, car SE agit également en tant que revendeur de l'électricité achetée à d'autres sources ». En novembre 2005, ENEL a racheté 66 pour cent des parts de SE, surenchérissant ainsi sur les propositions de l'entreprise tchèque CEZ et de la société russe Inter RAO UES.

Il existe trois distributeurs en Slovaquie : Zapadoslovenské energetické závody (ZSE), Stredoslovenské energetické závody (SSE) et Vychodoslovenské energetické závody (VSE), qui couvrent les régions respectivement ouest, centre et est du pays. Depuis 2002, Electricité de France et RWE détiennent chacune 49 pour cent des parts de SSE et VSE, respectivement. Conformément aux accords de privatisation signés avec EDF et RWE, elles ont le droit d'augmenter leur participation dans les compagnies d'électricité régionales si le gouvernement choisit de vendre ses actions. Mais en février 2005, le gouvernement slovaque a décidé qu'il proposerait des parts minoritaires de VSE et SSE par le biais d'appels d'offres internationaux.

Le troisième distributeur, ZSE, a été partiellement privatisé en 2002, et E.ON a racheté 49 pour cent des actions. En 2003, E.ON a vendu 9 pour cent de ses parts à la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD), mais en septembre 2004, le gouvernement slovaque a entamé des discussions avec E.ON au sujet du doublement de sa participation à 81 pour cent, un projet approuvé par le gouvernement slovaque mais toujours inachevé en avril 2005. L'exploitant du réseau de transport est Slovenska Elektrizacna Prenosova Sustava (SEPS), entreprise totalement publique contrôlée par le Fonds de la propriété nationale.

20.4.3 Structure du secteur du gaz

En Slovaquie, le transport, la distribution et la vente de gaz naturel sont assurés par Slovensky Plynarensky (SPP). A l'instar de Transgas en République tchèque, l'activité majeure de cette entreprise est le transit du gaz russe à destination de l'Europe occidentale, qui représente 45 pour cent de son chiffre d'affaires. Soixante-dix pour cent des exportations de gaz russe vers l'Europe de l'Ouest passent par le pays, soit deux fois plus qu'en République tchèque. La

¹⁰³ <http://www.urso.gov.sk/>

¹⁰⁴ <http://www.erranet.org/AboutUs/Members/List>

production locale de gaz est réduite et le pays consomme principalement du gaz russe.

En mars 2002, après un appel d'offres auquel un seul soumissionnaire avait finalement participé, le gouvernement slovaque a décidé de vendre 49 pour cent de SPP à un consortium, composé de la société française GDF et de la compagnie du gaz allemande Ruhrgas (elle-même ayant fait l'objet d'une offre de rachat par la compagnie d'électricité allemande E.ON). Une fois la transaction effectuée, la compagnie du gaz russe, Gazprom, devait acquérir jusqu'à un tiers des parts du consortium. Cette acquisition élargirait non seulement le domaine d'action des trois entreprises concernées, mais aussi la sécurité de l'approvisionnement de Gazprom vers ses marchés européens.

Les fonctions d'exploitation du réseau de transport et du réseau de distribution de SPP sont séparées des activités commerciales au niveau managérial uniquement.

20.4.4 Vers la libéralisation du secteur de l'électricité

L'équivalent de la consommation d'un tiers des clients éligibles a été libéralisé en janvier 2003, un deuxième tiers l'a été en janvier 2004, et le reste du marché devait être ouvert à partir de janvier 2005. Le Rapport d'étalonnage indique que 10 pour cent des consommateurs éligibles ont changé de fournisseur en 2003. Il n'existe aucun marché de gros et, étant donné la position dominante de SE, il n'y aurait pas grand sens à en créer un.

20.4.5 Vers la libéralisation du secteur du gaz

Le marché du gaz est théoriquement ouvert à 34 pour cent. La Commission européenne rapporte qu'en 2003, aucun consommateur n'a changé de fournisseur.

20.5 Slovénie

20.5.1 Autorité de régulation

L'Autorité de régulation est l'Agence de l'énergie de la république de Slovénie (Javna agencija Republike Slovenije za energijo)¹⁰⁵. Elle a été créée en 2001 et couvre les secteurs du gaz et de l'électricité.

20.5.2 Structure du secteur de l'électricité

Le secteur slovène de l'électricité compte un producteur, cinq distributeurs et un transporteur. Les centrales sont toujours publiques, principalement sous la propriété de Holding Slovenske Elektratne (SE), qui possède les trois plus grosses centrales hydroélectriques et les plus grandes centrales de production de chaleur mais pas la centrale nucléaire, Krsko (comptant pour environ 20 pour cent de la production d'électricité du pays), qui est détenue conjointement pour les Etats slovène et croate.

Les cinq sociétés de distribution (Elektro Ljubljana, Elektro Maribor, Elektro Celje, Elektro Primorska et Elektro Gorenjska) sont toutes des entreprises publiques. L'entreprise également publique Elektro Slovenija (ELES) est le propriétaire et le gestionnaire du réseau de transport de la Slovénie.

¹⁰⁵ <http://www.agen-rs.si/sl/>

20.5.3 Structure du secteur du gaz

La principale compagnie gazière du pays s'appelle Geoplin. Elle possède le réseau de gaz et se charge de l'achat et de la vente de gros de gaz naturel. Elle assure également le transit du gaz russe vers la Croatie. Dix-neuf organisations municipales s'occupent de la distribution aux consommateurs finaux. Geoplin est détenue à 24,5 pour cent par l'Etat et 34,6 pour cent par six des distributeurs régionaux. Le reste des actions est aux mains de divers actionnaires, dont d'autres distributeurs.

En 1995, Italgas (une partie du groupe italien ENI) a racheté une partie de l'une des compagnies du gaz régionales Adriaplin. Italgas possède aujourd'hui une participation de 51 pour cent, le reste étant détenu par Steirische Ferngas (Autriche) et Geoplin.

La fonction de gestion du réseau de transport de Geoplin est juridiquement séparée des activités commerciales, mais la fonction de gestion du réseau de distribution n'est séparée qu'au niveau comptable.

20.5.4 Vers la libéralisation du secteur de l'électricité

A compter du 1^{er} juillet 2004, tous les consommateurs, à l'exception des ménages, étaient considérés comme éligibles. La législation classe les ménages dans la catégorie des consommateurs aux tarifs réglementés jusqu'au 1^{er} juillet 2007. Le Rapport d'étalonnage indique que 10 pour cent des clients éligibles ont changé de fournisseur en 2003.

Un marché de gros, Borzen¹⁰⁶, est en activité depuis 2001. Le Rapport d'étalonnage suggère que sa liquidité est inférieure à 5 pour cent. Borzen a rapporté qu'en 2004, le volume total des échanges commerciaux avait atteint 281 GWh, soit 2,22 pour cent de la consommation totale du pays cette année-là. Le 20 avril 2004, le volume du marché quotidien était de 96 MWh, soit bien moins de 1 pour cent de la demande.

20.5.5 Vers la libéralisation du secteur du gaz

Le marché du gaz slovène serait ouvert à 91 pour cent, mais en 2003, selon la Commission européenne, aucun consommateur n'avait changé de fournisseur.

21 Annexe 3 : Opinions des organisations à propos des Directives

Les présentations se trouvent sur le site Internet de la Commission européenne dans les rubriques : Forum de Florence (http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/florence/12_en.htm) et Forum de Madrid (http://europa.eu.int/comm/energy/gas/madrid/10_en.htm).

¹⁰⁶ <http://www.borzen.com/eng/default.asp>