

# Réflexions sur la transition réglementaire des marchés de l'électricité et du gaz naturel dans l'Union Européenne

Sophie MERITET

Maître de Conférences  
Université Paris Dauphine  
Sophie.meritet@dauphine.fr

<b>I. Structures des industries energetiques.....</b>	<b>6</b>
I.1 . Evolution des structures de marchés dans l'Union Europeenne .....	7
A) Réformes engagées .....	7
B) Diversité des situations énergétiques au sein de l'Union Européenne .....	10
I.2 . Obstacles structurels à la concurrence .....	12
I.3 . Vision de la Commission Européenne .....	13
<b>II. Comportements des acteurs energetiques .....</b>	<b>15</b>
II.1 . Dynamique du mouvement de consolidation .....	16
II.2 . Résultats de la vague de consolidation .....	17
II.3 . Obstacles comportementaux à la concurrence .....	20
A) Pouvoir de marché .....	20
B) Remèdes possibles .....	24
<b>III. Performances des secteurs energetiques .....</b>	<b>26</b>
III.1 . Nouveaux acteurs energetiques .....	27
III.2 . Effets attendus de la liberalisation.....	29
A) Evolution des prix .....	29
B) Efficacité .....	32
III.3 . Transition reglementaire .....	33
A) Bilan d'étape .....	33
B) Politique énergétique commune.....	35
<b>Conclusion.....</b>	<b>37</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>39</b>

# Réflexions sur la transition réglementaire des marchés de l'électricité et du gaz naturel dans l'Union Européenne

*Sophie MERITET*

*Maître de Conférences  
Université Paris Dauphine  
Sophie.meritet@dauphine.fr*

Figure 1 : Schéma de base de l'Economie Industrielle .....	4
Figure 2 : Consommation d'énergie primaire en % (2004).....	10
Figure 3 : Origine du gaz naturel importé en Europe en % (2004) .....	10
Figure 4 : Indicateurs de concentration CR 1, CR 3, CR 5 et HHI en Europe sur les marchés de production électrique (1996, 2000 et 2004) .....	19
Figure 5 : Chiffres d'affaires des principales compagnies énergétiques en Europe (2005)	28
Figure 6 : Prix de gros en 2005 (avec une livraison 2006).....	29
Figure 7 : Prix spots en Europe entre Juin 2004-2005.....	30
Figure 8 : Prix de l'électricité dans certains pays européens .....	31
Figure 9 : Pannes d'électricité majeures en 2003.....	33
Figure 10 : Eléments pour un bilan de l'ouverture à la concurrence dans le gaz et l'électricité .....	34
Tableau 1 : Opérateurs électriques européens avant les réformes (1997) .....	7
Tableau 2 : Degré d'ouverture des marchés électriques dans certains pays (2006) .....	9
Tableau 3: Consommation d'énergie par source dans quelques pays européens (2005)..	11
Tableau 4 : Positionnement des entreprises européennes (2004) .....	18
Tableau 5: Opérateurs historiques dans le gaz (2004) .....	23
Tableau 6 : Opérateurs historiques dans l'électricité (2004).....	23
Tableau 7 : Classement par capitalisation boursière 1996-2006 (en milliards d'euros)..	27

# Réflexions sur la transition réglementaire des marchés de l'électricité et du gaz naturel dans l'Union Européenne

Sophie MERITET

Maître de Conférences  
Université Paris Dauphine  
Sophie.meritet@dauphine.fr

Les idées exprimées dans l'article sont personnelles et relèvent de la seule responsabilité de l'auteur.

Bilan d'étape sur la dérégulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Europe dans la perspective de marché unique.

A la veille de l'ouverture totale des marchés énergétiques<sup>1</sup> dans l'Union Européenne, la Commission a lancé une enquête sectorielle<sup>2</sup>. Les résultats préliminaires publiés en Février 2006 ont indiqué les dysfonctionnements des secteurs électriques et gaziers. Les principaux obstacles à la concurrence mis en évidence sont la concentration des marchés avec la position dominante des opérateurs historiques, le manque de transparence, l'insuffisance d'intégration des marchés, et l'absence d'un système efficace et transparent de formation des prix. Derrière ce bilan, les responsabilités des autorités de la concurrence et des régulateurs du secteur de l'énergie sont également remises en question. La possibilité d'une troisième Directive se trouve au centre de débats. **Les résultats finals de l'enquête sectorielle seront publiés en Janvier 2007.** En parallèle, les discussions sur une politique énergétique commune ont été relancées par l'évolution des fondamentaux des marchés de l'énergie et la prise de conscience de la protection de l'environnement. La dépendance européenne en ressources énergétiques importées est croissante et les secteurs de l'énergie sont entrés dans une période turbulente en terme de prix et de sécurité d'approvisionnement. Ces éléments génèrent un nombre de risques et d'incertitudes sur la situation énergétique européenne. En Mars 2006, la Commission Européenne a présenté le *Livre Vert*<sup>3</sup> « *Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable* », qui fournit les bases pour une politique énergétique commune.

Dans ce contexte européen, la construction des marchés uniques de l'énergie apparaît ralentie par des dysfonctionnements des structures et des comportements anticoncurrentiels, tout en étant relancée par une possible politique énergétique commune.

Historiquement réglementées, les industries du gaz naturel et de l'électricité ont connu des transformations majeures en terme d'organisation depuis plusieurs années. Le processus de dérégulation et l'internationalisation sous l'influence des réformes de la Commission Européenne a permis la création de plusieurs marchés ouverts à la concurrence. Après la production et l'accès des tiers aux réseaux, les Etats Membres se sont entendus avec la Directive de 2003 pour que tous les marchés de détails soient ouverts à la concurrence en

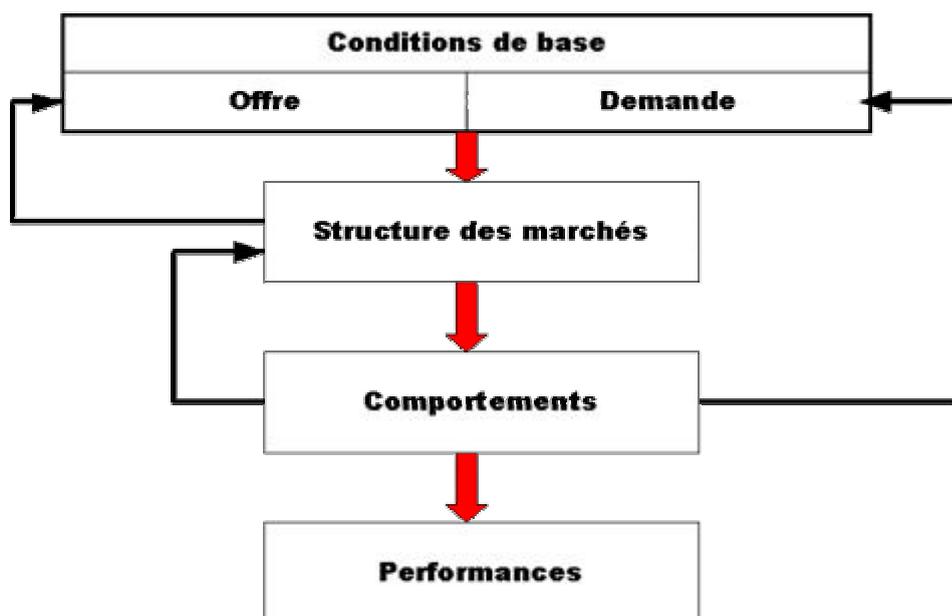
Juillet 2007. Cette étape est la dernière officielle vers la création de marchés uniques de l'énergie. A cela s'ajoute la mise en place du plus grand marché intégré de crédits d'émissions (*ETS Emissions Trading Scheme*) permettant à l'Union Européenne de tenir une place importante sur la scène énergétique mondiale. Depuis Février 2005, un mécanisme marchand d'échanges de permis d'émission de gaz à effet de serre existe, donnant une cotation de la tonne de CO<sub>2</sub>. Dans cette phase dite pré Kyoto (2005-2008), seuls quelques secteurs dont celui de l'énergie<sup>4</sup> sont concernés par ces mécanismes.

Dans une approche d'Economie Industrielle, les réformes engagées dans les industries électriques et gazières ont transformé les structures des marchés ainsi que les règles de jeu. La production en amont et la commercialisation en aval deviennent concurrentielles alors que le transport et la distribution en tant que monopoles naturels demeurent réglementés à des degrés divers. Les résultats de ces réformes ne semblent pas ceux escomptés ou du moins des obstacles à la concurrence existent toujours.

Les entreprises modifient leurs comportements pour s'adapter à ce nouvel environnement concurrentiel auquel elles n'étaient pas préparées. Elles s'interrogent désormais sur leurs stratégies pour rester ou devenir compétitives et se sont lancées dans un mouvement de consolidation tel que les marchés apparaissent désormais très concentrés et dominés par les opérateurs historiques. Le résultat des opérations de consolidation est la formation d'un oligopole avec les compagnies traditionnelles jouant un rôle prépondérant. La cartellisation en cours peut remettre en cause toute raison d'être de la création de marchés concurrentiels. A quoi sert de libéraliser si les « rentes de monopole d'hier » sont remplacées par des « rentes oligopolistiques » aujourd'hui ?

Avec l'évolution des structures de marché et la modification des comportements des firmes, les performances du secteur deviennent des indicateurs pertinents des effets de la dérégulation. Les objectifs initiaux des réformes n'apparaissent pas atteints en terme de degré de concurrence, de baisse des prix et d'amélioration de l'efficacité.

Figure 1 : Schéma de base de l'Economie Industrielle



Source: Scherer & Ross (1991)

Ce rapport propose une réflexion sur la transition réglementaire que sont en train de vivre les marchés électriques et gaziers dans l'Union Européenne. Il serait illusoire de prétendre prendre en compte de façon très détaillée des évolutions en cours mais des phénomènes saillants et des problèmes essentiels encore sans réponse peuvent être soulignés. Ce rapport sur la dérégulation des industries électriques et gazières en Europe se divise en trois sections suivant l'approche traditionnelle d'Economie Industrielle :

### **Section 1 : Structure des industries**

Les mesures engagées dès les premières Directives Européennes avaient pour objectif d'introduire des pressions concurrentielles mais ne se limitaient pas à cela. Les systèmes électriques et gaziers européens sont au coeur d'un processus de libéralisation long, difficile et unique. Les caractéristiques techniques de ces deux secteurs sont à prendre en compte. Avec des situations énergétiques au sein de l'Union Européenne diverses, des obstacles à la concurrence demeurent malgré les réformes. Une vision commune européenne existe néanmoins permettant le développement futur de ces industries.

### **Section 2 : Comportements des acteurs énergétiques**

Les réformes engagées ont modifié les structures de marché incitant les entreprises énergétiques à repenser leurs stratégies. L'Union Européenne connaît une vague sans précédent de fusions - acquisitions dans les industries électriques et gazières. La recherche de la compétitivité dépend de la taille. Il faut acheter avant d'être acheté. Le résultat est une concentration accrue avec la domination des acteurs traditionnels. Est-ce que l'émergence de géants centrés gaz – électricité est compatible avec la création d'un marché concurrentiel en Europe ? Cette concentration élevée est un obstacle au développement de la concurrence comme elle peut également faciliter les comportements anticoncurrentiels des entreprises. Il convient d'analyser – ce qui n'est pas chose aisée – les propriétés de l'oligopole électro-gazier en termes d'efficacité « dynamique » : soit la capacité à faire émerger les bons mix énergétiques (notamment en fonction des contraintes de CO2) et à garantir les approvisionnements correspondant en ressources primaires.

### **Section 3 : Performances des secteurs**

Les premiers résultats du processus de dérégulation ne sont pas ceux qui étaient attendus dans les secteurs de l'énergie européens. L'oligopole en création est composé d'entreprises puissantes qui n'ont plus rien à voir avec celles que nous connaissions. Les prix qui devaient diminuer ne cessent de croître. L'efficacité des secteurs est souvent questionnée. Les crises d'approvisionnement n'encouragent pas à la confiance en ce processus de dérégulation. Même si dans certains états américains, les réformes sont arrêtées, la Commission Européenne relance le processus avec son Livre Vert. Avec la diversité des situations énergétiques au sein de l'Union Européenne, l'idée même d'une politique commune était irréaliste il y a encore quelques années. Il s'agit désormais de résoudre une équation complexe : elle consiste à alimenter l'Europe avec des énergies sûres et « bon marché », constituant un élément fort de compétitivité, et à réduire en même temps les émissions de gaz à effet de serre. De la vision commune à la politique énergétique commune, des grands pas sont nécessaires mais ils pourraient être accélérés par la politique extérieure permettant à l'Union Européenne d'avoir une position commune lors de négociations internationales énergétiques.

## **I. STRUCTURES DES INDUSTRIES ENERGETIQUES**

Les systèmes électriques et gaziers européens sont au cœur d'un processus de libéralisation long, difficile et unique. Les autres industries dérégulés (télécommunications, transports aériens) n'ont pas connu la même expérience. Le processus de réformes ne se limite pas à l'introduction de la concurrence. Les caractéristiques techniques du gaz naturel et de l'électricité imposent l'invention de modèles d'ouverture à la concurrence largement *ad hoc*. Ces industries sont donc dans une transition réglementaire<sup>5</sup>.

En matière d'électricité, un marché intérieur unique du Portugal à la Lettonie ne saurait exister. L'électricité est un bien non stockable imposant une égalité constante entre l'offre et la demande. Les flux physiques électriques qui donnent lieu à des pertes en lignes n'ont pas de rapport direct avec les flux commerciaux. Les kWh sont physiquement indifférenciés mais économiquement différenciés. Un kWh dont on a besoin immédiatement pour assurer l'équilibre du réseau n'est pas de même nature et n'a pas la même valeur qu'un kWh de base ou de pointe à consommer dans 24 heures ou un mois. L'électricité, à la différence du gaz naturel, est un bien local à l'échelle européenne. Le marché électrique européen se décompose en un marché continental (France, Benelux, et parfois l'Allemagne), un marché scandinave, un marché britannique (Royaume Uni et Ireland), un marché italien et la péninsule ibérique (Espagne et Portugal). A court terme, les marchés de l'électricité continuent néanmoins d'être nationaux en raison des interconnexions faibles, rendant l'intégration limitée.

La production d'électricité est devenue l'un des principaux débouchés du gaz naturel. Le gaz naturel est une énergie plus récente et la moins polluante des trois énergies fossiles. La pression du réseau et le stockage permettent plus facilement d'adapter l'offre aux variations de demande. C'est une industrie de négociations souvent dures car les réserves sont en dehors de l'Europe (qui ne détient que 2% des réserves mondiales de gaz naturel). La lourdeur des investissements en fait une industrie très capitalistique comme celle de l'électricité (la construction d'une centrale et de lignes de transport).

L'objectif de la dérégulation est le même dans les industries de l'électricité et du gaz naturel mais pour cette dernière les réformes ont progressé plus lentement. Le bon fonctionnement des marchés électriques requière celui des marchés gaziers d'où proviennent la majorité des nouveaux entrants. Au sein de l'Union Européenne, les marchés électriques et gaziers ne sont pas encore uniformes : les structures de coûts et les sources d'énergie diffèrent selon les pays. La diversité des systèmes européens *ex ante* est telle qu'il ne saurait exister qu'une seule trajectoire. Au delà de cette différenciation entre les pays, les Etats Membres partagent une vision commune du développement énergétique futur axé sur le respect de l'environnement, la promotion d'une meilleure efficacité énergétique, la diversité des bilans et la sécurité d'approvisionnement.

- I.1 Evolution des structures de marchés dans l'Union Européenne
- I.2 Obstacles structurels à la concurrence
- I.3 **Vision de la Commission Européenne**

## I.1. EVOLUTION DES STRUCTURES DE MARCHÉS DANS L'UNION EUROPEENNE

### A) Réformes engagées

Traditionnellement, les industries du gaz naturel et de l'électricité étaient organisées sous forme de monopoles, publics ou privés, verticalement intégrés de la production à la distribution. La réponse par la réglementation a consisté à mettre en place un système de contrôle conduisant à un partage de la rente entre le producteur, les consommateurs et les autorités publiques. En Europe, chaque gouvernement avait la souveraineté pour réglementer ses activités électriques et gazières. Les structures des industries apparaissaient concentrées au niveau national avec « un champion » dans la plupart des cas mono énergie (par exemple dans l'industrie électrique Cf. tableau 1).

Tableau 1 : Opérateurs électriques européens avant les réformes (1997)

Pays	Production	Transport	Distribution
<b>FRANCE</b>	EDF (95%) Autoproducteurs et quelques régies municipales	EDF (100%)	EDF (95%) Quelques régies municipales
<b>ITALIE</b>	ENEL (78%) 70 régies municipales (5%) Autoproducteurs industriels (17%)	ENEL (100%)	ENEL (95%) Régies municipales
<b>BELGIQUE</b>	Electrabel (94%) SPE (2.6%) Auto producteurs (3.4%)	CPTe (100%)	600 municipalités approvisionnées par 44 sociétés de distribution ( <i>sociétés a capital mixte avec la présence d'Electrabel</i> )
<b>ALLEMAGNE</b>	9 sociétés supra régionales (81%) 80 entreprises régionales (9%) 900 entreprises municipales et locales privées (10%)	9 sociétés supra régionales (100%)	9 sociétés supra régionales (34%) 80 entreprises régionales (39%) 900 entreprises municipales et locales privées (27%)
<b>ESPAGNE</b>	7 groupes (91%) dont <b>Endesa</b> public (35%) Iberdrola <i>privée</i> (30%) Autoproducteurs (9%)	Redesa (100%)	7 groupes ( <i>producteurs</i> )
<b>ANGLETERRE ET PAYS DE GALLES</b>	<b>National Power</b> <i>privé</i> (28%) <b>Bristish Energy</b> <i>privé</i> (26%) Power Gen <i>privé</i> (21%) Producteurs indépendants EDF ou RECs (25%)	National Grid ( <i>privé</i> )	12 REC (regional electricity companies) ( <i>privées</i> )
<b>PAYS BAS</b>	4 entreprises de production ( <i>capital détenu par les sociétés de distribution</i> )	SEP ( <i>capital détenu par les producteurs</i> )	33 sociétés de distribution ( <i>souvent municipales et multi fluides</i> )
<b>SUEDE</b>	8 grandes entreprises (90%) ( <i>privés ou publiques dont Vattenfall, publique 50%</i> ) 300 sociétés publiques privées municipales (10%)	Svenskakraftnat	Environ 300 entreprises ( <i>essentiellement municipales</i> )

Source : inspiré de Percebois (1997)

Depuis les années 70, aux Etats-Unis, l'organisation traditionnelle des industries de réseaux est remise en cause. Sans revenir sur les fondements des réformes, les précurseurs en Europe ont été l'Angleterre, l'Ecosse (1990) et les pays scandinaves (1991). L'intérêt de la Commission Européenne remonte à la publication d'un *Livre Blanc* en 1998, demandant notamment une plus grande transparence des prix. L'objectif esquissé alors est de réduire les différences locales de prix. Après dix ans de réflexion, deux directives sur la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz naturel (96/92/EC et 98/30/EC) sont adoptées réciproquement en 1996 et 1998. Ces deux directives sont articulées autour des éléments suivants :

- La dissociation des activités de la chaîne de valeur entre celles qui sont concurrentielles et celles qui relèvent du monopole naturel
- L'accès des tiers au réseau
- La mise en place d'autorités indépendantes de réglementation pour surveiller le fonctionnement des nouvelles structures.
- L'ouverture progressive du marché à la concurrence en augmentant le nombre des clients « éligibles » à un libre choix de leur fournisseur.

Les conséquences de l'application de ces directives, en terme d'organisation des industries, ont été profondes. L'ancienne structure de monopoles verticalement intégrés est supprimée sur certains segments de la chaîne de valeur qui sont ouverts à la concurrence selon différentes modalités. La production en amont et la commercialisation en aval deviennent concurrentielles alors que le transport et la distribution demeurent des monopoles naturels réglementés. Des marchés de gros se développent avec des instruments financiers de couverture de risques, les transactions d'énergie évoluent...L'introduction de mécanismes marchands s'est opérée de plusieurs façons<sup>6</sup> :

- Dans « l'approvisionnement concurrentiel », des centrales nouvelles vendent leur production à un acheteur unique dans le cadre de contrats de fourniture. Cette option permet de faire émerger des producteurs indépendants.
- Dans la création de « marchés de gros concurrentiels », les prix de gros sont fixés librement dans le cadre d'un marché spot. Toutes les centrales de production sont en concurrence et, théoriquement, s'engage un processus de sélection dicté par l'efficacité relative.
- Dans la réforme par les « marchés de détail », les consommateurs choisissent leur fournisseur de sorte qu'une pression à la performance remonte la chaîne de valeur.

Avec la Directive 2003, les Etats Membres se sont entendus pour ouvrir totalement à la concurrence les marchés de détail. Les degrés d'ouverture variant depuis des années selon les pays, cette deuxième directive a proposé un calendrier commun selon l'éligibilité du consommateur jusqu'à l'ouverture totale pour le 1<sup>er</sup> Juillet 2007. A ce jour, onze Etats ont ouvert totalement leur marché électrique. La majorité des 25 n'a donc pas ouvert aux particuliers (Chypre et l'Estonie imposant même encore un seuil d'éligibilité)<sup>7</sup>. En théorie, il sera possible de changer de fournisseurs, en pratique le choix est très limité.

Tableau 2 : Degré d'ouverture des marchés électriques dans certains pays (2006)

Pays	Ouverture du marché	Seuil d'éligibilité	Taille du marché ouvert (TWh)
<b>Allemagne</b>	100 %	total	500
<b>Danemark</b>	100 %	total	33
<b>Espagne</b>	100 %	total	210
<b>France</b>	70 %	Non résidentiel	275
<b>Grèce</b>	62 %	Non résidentiel	29
<b>Italie</b>	79 %	Non résidentiel	225
<b>Pays Bas</b>	100 %	total	100
<b>Pologne</b>	80 %	Non résidentiel	120
<b>Royaume Uni</b>	100 %	total	335
<b>Suède</b>	100 %	total	135

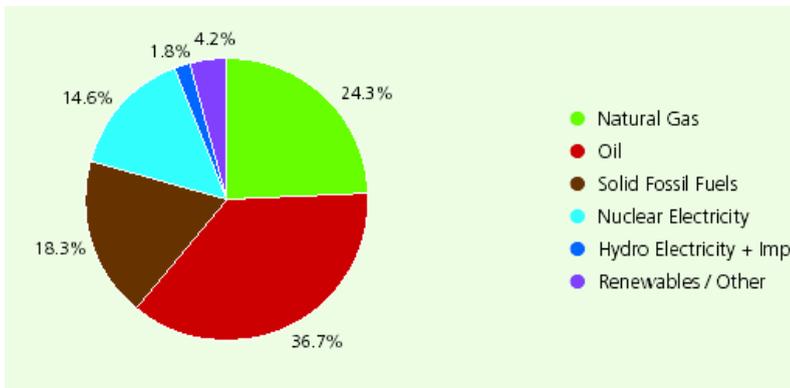
Source : données Eurostat & CRE (2006)

Même si le processus de dérégulation concerne aussi bien l'industrie électrique que gazière, l'avancement des réformes varie dans les secteurs. Les préoccupations industrielles ainsi que l'histoire de chaque nation en terme de gaz naturel diffèrent. Néanmoins, l'espace européen du gaz naturel est en phase de construction.

Historiquement, le développement du gaz en Europe s'est accéléré avec les importations (de Russie, d'Algérie et de Norvège) et avec le gaz naturel liquéfié (GNL). L'Union Européenne ayant un besoin croissant de gaz, il faut aller le chercher de plus en plus loin et seuls les grands contrats garantissent le financement de l'ensemble des projets (les investissements sont considérables). Les Directives européennes visent à introduire davantage de transparence et de concurrence dans des marchés verrouillés par les accords bilatéraux. La production et le transport de gaz restent des secteurs caractérisés par la présence d'acteurs à fort pouvoir de marchés éloignés du lieu de consommation. Tout entrant potentiel doit mettre en place une stratégie d'approvisionnement. La séparation verticale mise en place dans les différents pays européens n'est pas satisfaisante pour permettre l'entrée de nouvelles entreprises. Le tarif du transport n'est pas uniforme en Europe. Au niveau du stockage, les gouvernements sont libres de déterminer l'Accès des Tiers au Stockage qui est négocié ou régulé.

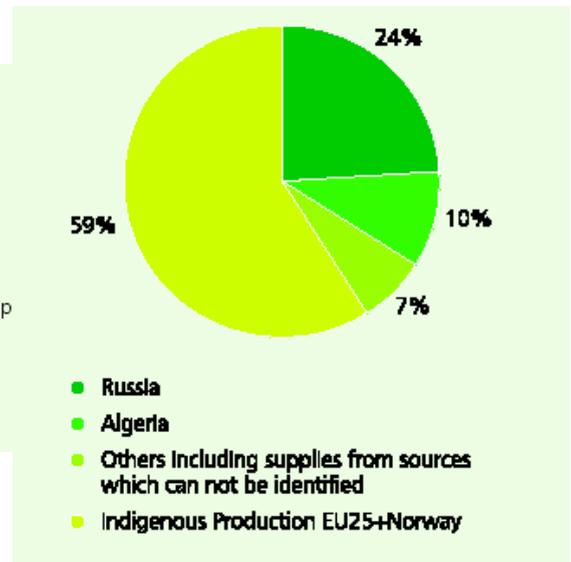
Les préoccupations des autorités sont de réduire le coût de transport et de promouvoir la concurrence gaz - gaz. Le gaz naturel doit nécessairement faire face aux énergies de substitution. L'intensification de la concurrence s'est développée sur un rythme plus lent que celui anticipé au départ et que celui de l'industrie électrique. Un nouvel équilibre doit en effet être trouvé entre concurrence et coopération, et entre les fournisseurs et les pays clients. Aujourd'hui, les points d'entrée du gaz naturel en Europe continuent de s'accroître. Les conditions d'une réelle concurrence gaz - gaz commencent à émerger avec des cloisonnements géographiques qui tendent à s'atténuer.

Figure 2 : Consommation d'énergie primaire en % (2004)



Source : Euogas (2006)

Figure 3 : Origine du gaz naturel importé en Europe en % (2004)



## B) Diversité des situations énergétiques au sein de l'Union Européenne

A cette volonté d'homogénéisation avec les différentes Directives, la diversité des situations est une réalité de l'Union Européenne à 25 Membres. L'histoire de chaque nation et la dotation de chacune en ressources énergétiques nationales ont modelé des évolutions qui aboutissent à une très grande diversité. En observant les pays les uns par rapport aux autres, on est surpris de voir les différences qui existent quant à la place occupée par chaque source énergétique, l'organisation de l'industrie, le rôle joué par l'Etat, la dépendance d'un pays par rapport aux importations...

- **La diversité des bilans énergétiques nationaux** est peut être la caractéristique la plus évidente au sein de l'Union Européenne. Le « mix énergétique », c'est-à-dire la combinaison des différentes formes d'énergie, varie d'un pays à l'autre. Dans certains pays comme la Grèce, la consommation d'énergie repose exclusivement sur le pétrole et le charbon importés. En France, la diversification est plus grande avec du nucléaire, de l'hydroélectricité, du gaz naturel et du pétrole. Des pays sont presque totalement dépendants des énergies importées, comme par exemple le Portugal. D'autres, au contraire, parviennent à être exportateurs comme la Grande Bretagne. Les dix nouveaux pays entrés dans l'Union Européenne en 2004 accentuent la diversité énergétique. Les huit pays de l'Est renforcent trois préoccupations majeures : la dépendance énergétique vis-à-vis du gaz russe, les émissions de gaz à effet de serre et la question du nucléaire.

Tableau 3: Consommation d'énergie par source dans quelques pays européens (2005)

Pays	Total (Mtoe)	Pétrole %	Gaz naturel %	Charbon %	Nucléaire %	Hydro %
République Tchèque	44.4	22.3	17.4	46.2	12.6	1.5
Allemagne	324.0	37.5	23.8	25.3	11.4	1.9
Grèce	33.5	62.4	6.8	26.8	-	3.8
France	262.1	35.5	15.4	5.1	39.0	4.8
Lituanie	8.3	32.5	34.9	2.4	27.7	2.4
Pays Bas	94.7	52.4	37.5	9.2	0.9	-
Pologne	91.7	23.8	13.3	61.8	-	0.9
Portugal	23.0	66.6	11.8	16.6	-	4.8
Slovaquie	18.2	19.2	29.1	23.6	22.0	6.0
Suède	49.7	30.4	1.4	4.4	32.7	31.1
Royaume Uni	227.3	36.4	37.4	17.2	8.1	0.8

Source: données BP Statistical Review of World Energy (2006)<sup>8</sup>

- **Les priorités énergétiques nationales** continuent de dominer les débats européens. La culture énergétique de chaque pays affiche certaines priorités stratégiques accordées à telle ou telle forme d'énergie. Le choix de la France s'est porté vers le nucléaire, celui de la Suède vers l'hydroélectricité, celui des Pays-Bas vers le gaz naturel... La structure des bilans énergétiques souligne bien ces différences de sensibilité. Certains pays sont favorables au développement du nucléaire (comme la France ou la Finlande) qui limite l'importation de fuel et les émissions de CO<sub>2</sub>. Plusieurs gouvernements relancent les débats sur l'option nucléaire (Royaume Uni et Espagne). D'autres gouvernements cherchent à protéger leur industrie de charbon comme l'Allemagne ou la Pologne. En parallèle, certains Etats Membres ont décidé d'aller plus loin que les directives dans le développement des énergies renouvelables (Danemark, Allemagne, Finlande...) <sup>9</sup> qui représentent une part de plus en plus importante dans leurs bilans.

- **La dépendance énergétique** vis-à-vis d'autres pays ne cesse de croître dans toute l'Union Européenne qui devient vulnérable. Si aucune mesure n'est envisagée, la dépendance énergétique risque de culminer à 70% en 2030 : 90% des besoins en pétrole et 80% des consommations en gaz naturel seraient assurés par des importations. Cet accroissement de la dépendance s'explique notamment par le déséquilibre entre les réserves de l'Union Européenne (0.6% des sources de pétrole et 2% en gaz) et les besoins de son économie. La production d'énergie primaire en Europe est prévue à la baisse alors que la demande est à la hausse. Deux questions sont soulevées : le prix des énergies et leurs disponibilités. L'ampleur de cette dépendance diffère évidemment selon les pays en fonction de leur histoire et de leur dotation énergétique initiale.

- **L'intensité énergétique** varie entre les 25 membres c'est-à-dire le rapport de la consommation d'énergie au produit intérieur brut. Les sept nouveaux entrants présentent des intensités énergétiques beaucoup plus fortes que les anciens membres. Leurs émissions de gaz à effet de serre par habitant sont supérieures à la moyenne européenne.

## **I.2. OBSTACLES STRUCTURELS A LA CONCURRENCE**

Un marché concurrentiel efficace dans l'électricité devrait permettre :

- Les connections et l'utilisation du réseau dans des conditions non discriminatoires,
- Un retour sur investissements des capitaux engagés,
- Les incitations à l'amélioration de l'efficacité et l'intégrité de l'offre.

Un marché unique du gaz qui fonctionnerait correctement serait caractérisé par :

- Des *hubs* liquides,
- Une concurrence prix gaz – gaz,
- Des allocations de capacités entre frontières justes et transparentes.

Dans les premiers résultats de son enquête sectorielle publiés en Février 2006, la Commission Européenne a mis en évidence les obstacles à la concurrence aussi bien structurels que comportementaux. Au niveau des structures de marchés, les dysfonctionnements majeurs apparaissent avec le manque de transparence, l'insuffisance d'intégration des marchés, et l'absence d'un système efficace et transparent de formation des prix.<sup>10</sup> Des barrières à l'entrée sont élevées pour les nouveaux entrants qui doivent faire face à des coûts de connections au réseau élevés, un manque de confiance dans les prix, des coûts de transaction avec le manque de transparence et un risque important.

La transparence est une condition essentielle au bon fonctionnement des marchés. Des règles de bonne pratique sont en cours d'élaboration par le groupe européen des régulateurs du gaz et de l'électricité (ERGEG). La transparence a des conséquences positives sur la formation des prix. Elle diminue les risques d'anticipation des acteurs et des surréactions ponctuelles. Dans les marchés électriques, les bourses peuvent être des objets de collusion complets : même si l'essentiel du commerce d'électricité ne s'y fait pas, tous les fournisseurs prennent le cours de bourse comme référence. Avec un fort degré d'intégration verticale, les opérateurs sur le marché spot peuvent indiquer des prix sans réels liens avec les fondamentaux. Les prix sont construits par les unités de trading or aucun trader n'est indépendant.

Au contraire des Etats-Unis, la construction du marché électrique européen de l'énergie s'est réalisée en considérant le réseau comme le cœur du système. Les opérateurs de réseau sont des entreprises distinctes, et sont plus indépendants qu'aux Etats-Unis. La Directive de 1998 prône l'indépendance des opérateurs de réseau qui doivent assurer l'accès aux réseaux de transport dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Ceci s'effectue sous le contrôle d'une autorité de réglementation, elle-même indépendante. Cette dernière veille à ce que les tarifs d'accès à ces réseaux prennent en compte les investissements nécessaires à l'entretien, la construction de nouvelles lignes électriques et laisse à l'entreprise en monopole une rémunération « juste » pour le capital engagé. En Allemagne, les producteurs ne dominent pas seulement le marché mais aussi le réseau. Les enchères de capacités de production entre l'Allemagne et les Pays-Bas sont une source de revenus pour le propriétaire du réseau. *L'unbundling* devient essentiel entre la production et le transport pour la neutralité du TSO. Des interconnexions limitées découpent l'Europe en marchés distincts. Il faudrait un régulateur qui puisse intervenir sur les interconnexions. La Commission Européenne souhaiterait que les interconnexions soient capables de transporter 10% au moins de consommation nationale mais ce n'est pas le cas. Même si de nouvelles interconnexions sont construites, celles existantes ne fonctionnent pas parfois à plein régime. Par exemple l'Interconnector à Zeebrugge fonctionne en dessous de sa capacité car du gaz naturel est stocké aux Pays Bas et en Allemagne. Les grandes entreprises énergétiques ne sont pas intéressées par le développement des interconnexions. Quand le réseau est faible en terme d'interconnexions frontalières, la concurrence en prix est faible. Les prix élevés,

ainsi que le stockage dans le cas du gaz, se trouvent justifiés par les compagnies pour protéger le marché dit « fragile ». Un régulateur unique aurait un rôle à jouer en permettant une coordination des investissements qui devient nécessaire. Il pourrait ainsi gérer les arbitrages pour décider des investissements fondamentaux pour le futur développement des marchés énergétiques.

Une harmonisation des régulations entre les Etats Membres s'avère nécessaire notamment sur les interconnexions et les infrastructures transfrontalières. Une troisième Directive est souvent aux centres des discussions sur ces points structurels fondamentaux.

### **1.3. VISION DE LA COMMISSION EUROPEENNE**

Malgré l'existence de dysfonctionnements, l'objectif de la Commission Européenne demeure d'accroître la concurrence et l'intégration de marchés nationaux dans de plus larges marchés. Avec des sensibilités et cultures différentes, les 25 Etats Membres partagent une vision commune sur le développement futur. La création d'un marché unique reste centrale. Le *Livre Vert* de Mars 2006 a réaffirmé six principes de base de cette vision commune (déjà exprimée dans le *Livre Blanc*).

#### **1. La libéralisation des marchés s'inscrit dans la dynamique européenne de construction des marchés intérieurs européens de l'électricité et du gaz naturel.**

Le processus de dérégulation prend plus de temps que prévu car il existe encore des barrières empêchant le développement de la concurrence. Le défi est de combiner un degré acceptable de libéralisation avec de nouvelles formes de régulation.

2. **La sécurité d'approvisionnement** est une question récurrente aussi bien au niveau national qu'europpéen. Une réponse peut être apportée, d'une part, au sein de l'Union Européenne avec de mesures telles que l'efficacité énergétique, la diversité du mix, la réduction du CO<sub>2</sub>... La politique extérieure européenne peut apporter, d'autre part, une réponse par un dialogue commun avec les fournisseurs d'énergie. Quoi qu'il advienne, la sécurité d'approvisionnement repose sur la solidarité entre les Etats Membres.

3. Le recours à un **bouquet énergétique plus durable, efficace et diversifié**. Ce domaine d'action devrait examiner tous les avantages et inconvénients des différentes sources d'énergies, des énergies renouvelables, notamment du charbon et du nucléaire.

4. La **lutte contre le changement climatique** est devenue une priorité européenne. Les enjeux de la protection de l'environnement légitiment l'implication de la Commission Européenne dans des politiques qui auparavant étaient des domaines réservés de la souveraineté nationale. Le marché de permis d'émissions négociables pour le carbone est un exemple de la coopération communautaire. Dans le cadre du Protocole de Kyoto, l'Union Européenne se présente comme un précurseur dans le domaine de la protection environnemental avec ce nouveau marché qui fonctionne depuis deux ans.

5. La **recherche et développement de technologies** à haut rendement énergétique et faible taux d'émission de carbone représente l'un des facteurs déterminant de l'évolution énergétique européenne. Ces technologies constituent un marché en croissance sur lequel les entreprises européennes pourraient devenir incontournables.

6. **La cohérence de la politique extérieure** commune pourrait permettre à l'Europe de faire face unanimement aux défis liés à la demande croissante, aux prix élevés et instables de l'énergie, à sa dépendance grandissante vis-à-vis des importations et au changement climatique.

Dans leur réponse, les Etats Membres se sont montrés concernés par la sécurité d'approvisionnement, la compétitivité et la durabilité. La réflexion menée dans le Livre Vert a permis un grand pas communautaire vers une politique énergétique commune. Néanmoins, les Etats Membres n'ont pas accepté tous les points présentés. Ils ont insisté sur la protection de leur souveraineté nationale concernant les principales décisions stratégiques notamment pour le choix du mix énergétique. Si une vision européenne existe, le passage à la réalité d'une politique énergétique commune est loin d'être facile. Il peut être néanmoins accéléré par la politique environnementale et la politique extérieure.

#### Bilan Section 1 : Structures de marchés

- Réformes engagées : dissociation des activités, accès des tiers au réseau, autorité de régulation indépendante, ouverture à la concurrence

- Au niveau de l'Union Européenne : diversité énergétique, sécurité d'approvisionnement, dépendance énergétique, intensité énergétique, priorités nationales différentes

- Entraves à la concurrence sur les marchés gaziers :

- Au niveau du marché de gros, la concentration est analogue à celle de la période antérieure à la libéralisation, en raison de la maîtrise de la production ou des importations par les acteurs historiques.
- Les engagements à long terme entre producteurs et importateurs laissent peu d'espace pour les nouveaux entrants, d'autant que les capacités de stockage restent largement sous le contrôle des opérateurs en place.
- Un modeste volume de ventes internationales limite les pressions externes, notamment en raison de capacités insuffisantes de pipelines (ou de la préemption sur ces capacités par les acteurs dominants).
- Une transparence insuffisante sur le fonctionnement des marchés concernant les capacités de transport et de stockage.
- Des règles de formation des prix qui lient plus leur évolution aux mouvements sur le marché pétrolier qu'à la confrontation de l'offre à la demande gazières.

- Entraves à la concurrence sur les marchés électriques:

- Les ventes sur les marchés spot reflètent la concentration dans la production, avec un pouvoir d'inflexion des prix par le retrait de capacités.
- Une prédominance de l'intégration verticale laisse peu d'espace pour les nouveaux entrants, malgré l'accès théorique des tiers au réseau.
- Des flux entre marchés nationaux trop modiques pour exercer une pression sur les producteurs dominants, notamment en raison de capacités d'interconnexion insuffisantes.
- Un défaut de transparence dans la formation des prix qui ne permet pas d'instaurer une confiance dans les marchés de gros, phénomène renforcé par la coexistence de marchés libres et régulés.

- De la vision commune à la politique énergétique européenne

## **II. COMPORTEMENTS DES ACTEURS ENERGETIQUES**

Depuis quelques années, l'Union Européenne, connaît une vague sans précédent de fusions - acquisitions dans les industries de réseaux du gaz naturel et de l'électricité. Il ne se passe pas un mois sans qu'une opération de rapprochement soit annoncée entre compagnies électriques, ou gazières, ou entre les deux. Les explications de cette dynamique de consolidation sont doubles et non exclusives. D'une part, les opérateurs justifient ces fusions - acquisitions par l'accroissement de l'efficacité au travers de synergies (économies de taille, d'échelle et d'envergure). D'autre part, une autre explication suggère que ces opérations ont pour objet d'accroître le pouvoir de marché et de rendre plus facile les comportements collusifs (beaucoup de marchés nationaux sont en effet dominés par quelques firmes). La recherche de la « grande taille » est à l'origine de ces fusions- acquisitions : la taille devient en effet vitale pour la compétitivité des groupes énergétiques européens. La stratégie devient d'acheter avant d'être acheté.

Comme aux Etats-Unis, il y a dix ans, les compagnies énergétiques européennes modifient leur comportement pour faire face à un nouvel environnement concurrentiel. La dynamique de cette consolidation est telle qu'aujourd'hui les marchés électriques et gaziers européens sont considérés comme très concentrés au regard des indicateurs économiques traditionnels. Par exemple, dans l'Union Européenne à 15 pays, les trois plus grandes entreprises en production électrique détiennent plus de 60% du marché dans dix pays (en capacité installée). Néanmoins, ces mesures sont à considérer avec précaution en raison des caractéristiques spécifiques des industries de réseaux qui limitent leur interprétation.

En Europe, à la veille de l'échéance du 1<sup>er</sup> juillet 2007, la concentration des industries du gaz naturel et de l'électricité est le fruit d'opérations de consolidation des entreprises ainsi que l'absence de nouveaux entrants. Le résultat est la domination des opérateurs historiques sous la forme d'un oligopole dominé par un petit nombre d'acteurs. Est-ce que l'émergence de ces géants centrés sur le gaz naturel et l'électricité est compatible avec la création d'un marché concurrentiel de l'énergie dans l'Union Européenne ? Cette concentration est regardée avec suspicion par les autorités. Les résultats de l'enquête sectorielle sont attendus avec impatience début 2007.

- II.1 Dynamique du mouvement de consolidation
- II.2 Résultats de la vague de consolidation
- II.3 Obstacles comportementaux à la concurrence

## **II.1 . DYNAMIQUE DU MOUVEMENT DE CONSOLIDATION**

Les industries européennes de l'énergie sont désormais « un champ de bataille » où les principaux acteurs sont les opérateurs historiques. Dans une organisation réglementée, les entreprises en situation de monopole étaient protégées des pressions concurrentielles. Ce n'est plus le cas avec le processus de dérégulation. La fin des monopoles dans de nombreux pays de l'Union Européenne a incité les compagnies à réviser leur stratégie pour faire face à la concurrence et s'adapter au changement de taille de leur marché (de national à européen).

Compte tenu de la diversité des activités dans les secteurs, les stratégies possibles sont variées. Malgré les divergences, trois axes apparaissent clairement dans cette intense course à la taille :

- 1- *Internationalisation* : Le processus de réformes a dans un premier temps amené l'entrée de nouveaux opérateurs sur les marchés nationaux au début des années 2000. Pour les acteurs traditionnels, l'ouverture à la concurrence est synonyme de perte inévitable de parts de marché sur leur zone domestique. La solution est alors pour eux de se développer à l'étranger. Les nouveaux entrants dans un pays étaient souvent des opérateurs historiques d'autres pays.
- 2- *Concentration* : Puis, des phénomènes de concentration sont très vite apparus. De nombreux acteurs énergétiques se sont engagés dans des opérations de fusions – acquisitions pour accroître leur taille aussi bien au niveau national qu'international.
- 3- *Intégration verticale* : malgré le souhait au travers des réformes de désintégration, un processus d'intégration verticale s'est confirmé non pas sur une seule chaîne de valeur mais sur au moins deux, celle du gaz naturel et de l'électricité. Les compagnies ne sont plus limitées à une énergie<sup>11</sup> (sauf parfois sur leur marché national) et cherchent à bénéficier des avantages de la convergence gaz naturel - électricité<sup>12</sup>.

Les groupes énergétiques tels que nous les connaissons aujourd'hui ne ressemblent plus aux opérateurs historiques. Ces derniers se sont en effet transformés : ils ont augmenté leur taille, ils sont sortis de leurs marchés domestiques, ils ne sont plus mono énergie, ils ont pour la plupart été privatisés (complètement ou partiellement) et ils ont en commun l'intégration de la production à la commercialisation en passant par le négoce (les parts varient selon les entreprises).

Parallèlement aux mesures de dérégulation, plusieurs éléments ont facilité ce changement de comportements des opérateurs historiques cherchant à accroître leur taille.

- Les groupes énergétiques disposent de **moyens financiers** sans comparaison par rapport à des firmes appartenant à d'autres secteurs industriels. Après les premières réformes, anciens monopoles protégés, les entreprises se sont recentrées sur leur métier de base. Elles ont cédé des actifs non stratégiques qu'elles détenaient, par exemple dans les télécommunications ou les services bancaires. Ces cessions d'actifs leur ont procuré des ressources financières qu'elles ont pu réinvestir. Avec les réformes, des actifs longuement possédés par les gouvernements ont également été mis en vente. Les opérateurs ont alors pu les acheter et accroître ainsi leur taille. Cette croissance leur a permis d'être plus efficace en réduisant leurs coûts. La taille est directement liée à la puissance financière c'est-à-dire à la capacité à mobiliser très rapidement des ressources financières. En même temps, les prix de l'électricité et du gaz naturel ont augmenté en Europe ayant pour effet une hausse des revenus de beaucoup d'entreprises.

- **L'intensité capitalistique** du secteur de l'énergie est tellement élevée que seules des groupes de tailles importantes peuvent survivre et répondre aux besoins des consommateurs dans certaines zones. Ainsi, après des années de surcapacité et de sous investissement notamment dans l'électricité, les opérateurs doivent remplacer les unités vieillissantes et faire face à une demande toujours croissante. Dans l'électricité, si la construction de petites unités à cycle combiné est possible par des entreprises de taille moyenne, celle de centrales nucléaires ne l'est pas. La réalisation d'économies d'échelle et la levée de ressources financières nécessaires ne sont envisageables qu'au sein d'opérateurs puissants. A long terme, on ne peut pas imaginer que de petits acteurs puissent survivre dans ce marché sauf peut être dans la distribution car les investissements en production et transport sont trop élevés (à nuancer avec la production distribuée). Les contrats long terme dans l'industrie gazière sont également une réponse à ces besoins financiers considérables.

- Avec l'introduction de la concurrence, les opérateurs historiques, **craignant de perdre leurs clients sur leur marché domestique**, sont allés chercher de nouveaux clients à l'étranger. A cette quête de clientèle se sont ajoutées les possibilités de synergies entre les activités de gaz naturel et d'électricité. En aval, le gaz est un bien substituable à l'électricité, ainsi des offres duales sont proposées aux consommateurs. Les économies d'échelle et d'envergures réalisables sont grandes. En amont, le gaz naturel est un « input » pour la production d'électricité. Les entreprises électriques assurent leur approvisionnement en une ressource rare, et les entreprises gazières leurs débouchés. La possibilité d'arbitrage apparaît alors : vendre directement du gaz ou produire de l'électricité. L'intégration verticale sur deux chaînes de valeur confère également une position de force par rapport à la concurrence potentielle. De grands groupes multi énergies et multi marchés ont ainsi vu le jour.

- Le mouvement de concentration a été accéléré par le « **paradoxe économique** » de certains gouvernements plus préoccupés par la sécurité d'approvisionnement que par la concurrence. A l'exception du Royaume Uni, tous les principaux pays européens ont leurs « champions nationaux » : EDF en France, EON et RWE en Allemagne, Enel en Italie... Certains gouvernements ont tendance à protéger leurs opérateurs historiques. Par exemple, les acquisitions de Ruhrgas par EON en 2002 et d'Endesa par Gas Natural en 2005 ont été examinées par les autorités nationales de la concurrence le *Bundeskartellamt* et le *Tribunal de la Competencia*. Dans les deux cas, les autorités nationales préconisaient d'interdire les fusions en raison de leurs effets anticoncurrentiels. Les gouvernements ont quant à eux autorisé en faisant valoir le caractère stratégique du secteur afin de promouvoir les champions nationaux. A noter que dans un petit pays comme la Finlande, les trois entreprises de l'énergie ont fusionné en une seule entité Fortum (pétrole, gaz naturel, électricité et chaleur) afin de conserver au moins une entreprise finlandaise au sein du secteur énergétique européen.

## **II.2 . RÉSULTATS DE LA VAGUE DE CONSOLIDATION**

En quelques années, le paysage énergétique européen s'est transformé. Si le nombre de transactions reste relativement constant (une soixantaine par an), le montant évolue beaucoup : de 33 Mds € en 2004 contre 114 Mds € en 2005. De l'Espagne à l'Allemagne en passant par la Belgique, les compagnies énergétiques ont toutes annoncé des opérations de concentration.<sup>13</sup> Entre les fusions annoncées et effectives, les acquisitions d'actifs, les prises de participations... les groupes européens sont multi énergies et

souvent intégrés verticalement sur plusieurs chaînes de valeur. Sur le marché de l'énergie plus que dans tout autre, la taille constitue un atout en soi. Le tableau suivant présente la position en 2004 des entreprises électriques en fonction de l'importance de leur double activité gaz - électricité.

Tableau 4 : Positionnement des entreprises européennes (2004)

Entreprises		Allemagne		Espagne		France		Italie		Pays-Bas		Royaume-Uni	
		Elec	Gaz	Elec	Gaz	Elec	Gaz	Elec	Gaz	Elec	Gaz	Elec	Gaz
All	EON	xx	x							xx	xx	xxx	x
	EnBW	xx	x	x									
	RWE	xxx	x							X	x	xx	x
	Ruhrgas		xxx										
Esp	Endesa			xxx	x	x		x					
	Iberdrola			xxx	x								
	Union Fenosa			xx	x								
F	EDF	xxx	x	x		xxx		x	x			xx	x
It	Enel			x				xxx	x				
	Edison							xxx	xx				
RU	Powergen											xxx	x
	SSE											xx	x
	ScottishPower											xx	x

xxx: entreprise en position dominante sur le marché national

xx : entreprise position de challenger sur le marché national

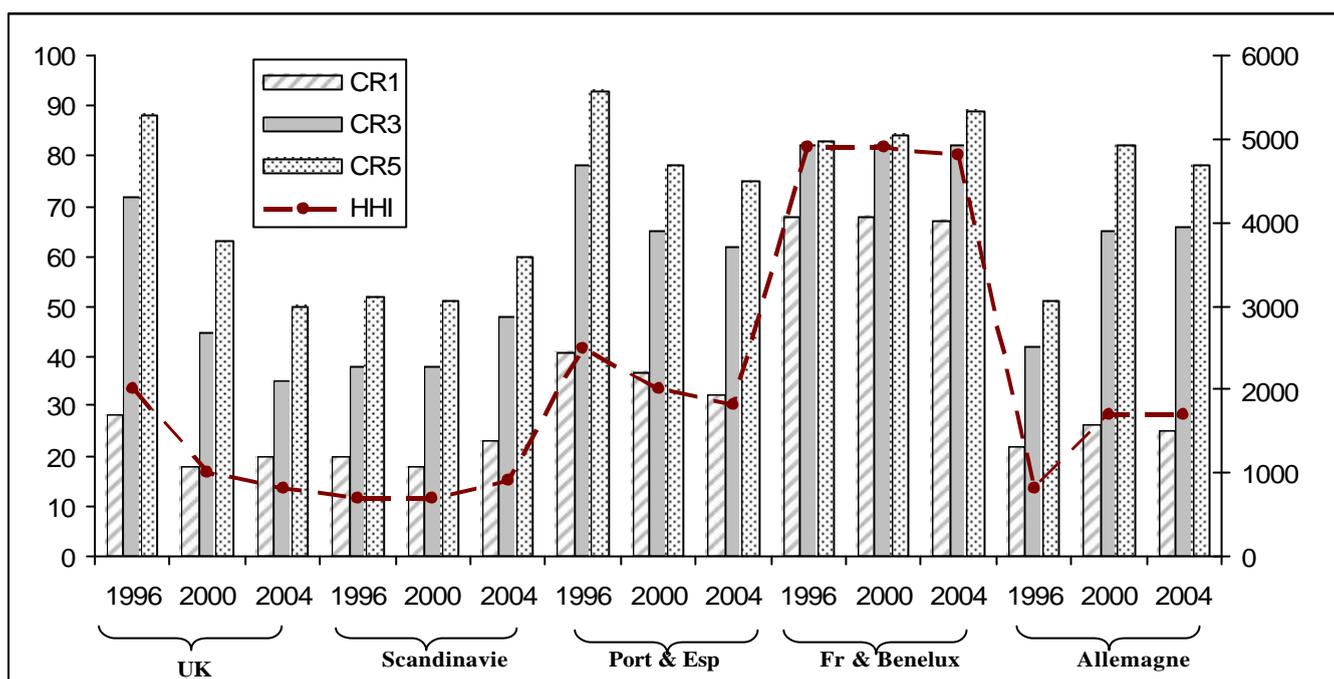
x : entreprise position d'outsider sur le marché national

Sources : Le Henaff (2004)

Cette redéfinition du cadre réglementaire a induit l'adoption par les firmes électriques et gazières de nouvelles options stratégiques, notamment orientées vers l'élaboration d'offres duales. En aval, le gaz est un bien substituable à l'électricité, ainsi des offres duales sont proposées aux consommateurs. En amont, le gaz naturel est un input pour la production d'électricité. Les entreprises électriques assurent ainsi leur approvisionnement en une ressource rare et les entreprises gazières leurs débouchés. La possibilité d'arbitrage apparaît alors : vendre directement du gaz ou produire de l'électricité.

En théorie économique, la concentration d'un marché se mesure traditionnellement par deux types d'indicateurs : les Ratios de Concentration (CR)<sup>14</sup> et l'Indice Herfindhal Hirschmann (HHI)<sup>15</sup>. Les activités en aval (vente aux consommateurs finals) n'étant pas encore totalement ouvertes à la concurrence, les indicateurs de concentration mettent en évidence la prépondérance des opérateurs historiques qui varie selon le degré de libéralisation des pays. Sur les marchés électriques, les activités en amont étant libéralisées depuis des années, l'utilisation des mesures de concentration peut donner une première idée des effets des réformes. Les études ont été nombreuses dans l'activité de production d'électricité : bien non stockable, demande toujours en égalité avec l'offre, opérateurs actifs dans la course à la taille.... Il n'est pas rare d'observer des valeurs des indicateurs de concentration supérieures aux seuils d'alerte. L'utilisation des données de Oeko Institut<sup>16</sup> permet d'avoir les indicateurs de concentration CR1, CR3 et HHI en 1996, 2000 et 2004 sur cinq zones

Figure 4 : Indicateurs de concentration CR 1, CR 3, CR 5 et HHI en Europe sur les marchés de production électrique (1996, 2000 et 2004)



Source : Données de Oeko Institut (2005)

Les résultats de la figure précédente appellent plusieurs commentaires. Le Royaume Uni apparaît comme un marché non concentré en 2004, malgré des indicateurs élevés en 1996. La Scandinavie a toujours su préserver une certaine atomisticité, illustrée par des indicateurs de concentration faible. La zone Portugal - Espagne présente un niveau de concentration certes en baisse mais toujours au dessus des seuils d'alerte. Les indicateurs sont les plus élevés du panel dans la zone France - Benelux où le marché français domine. Aussi bien le HHI et que les CR sont bien au dessus des seuils. A noter qu'il existe peu de réelles différences entre les CR 3 et CR 5 en raison d'un acteur dominant sur la zone : EDF. Le marché allemand qui était plus atomistique que les autres, avec la régionalisation des entreprises, connaît une croissance de la concentration à la suite des différentes méga fusions- acquisitions (croissance du CR 3 et CR 5).

Les premiers résultats de l'enquête sectorielle de la Commission Européenne soulignent le fort degré de concentration. Seuls deux marchés ne présentent pas des taux de concentration élevée mais ils demeurent des exceptions : Angleterre, Pays de Galles et les pays nordiques. Dans l'industrie électrique, aujourd'hui, au sein de l'Union Européenne à 15, le CR 3 est au dessus de 60% dans 10 marchés (en capacité installée). Au niveau de la vente, le CR 3 reste au dessus de 60% dans 12 pays (en nombre de clients). Ce pourcentage est attendu à la baisse après Juillet 2007. Mais cette échéance peut être considérée comme une fausse date. En Allemagne où le marché de détails est ouvert depuis 1998, seuls 3 % des consommateurs ont effectivement changé de fournisseurs.

Il convient de garder à l'esprit que ces différents indicateurs sont d'une utilisation parfois délicate car le périmètre des marchés (ou leur perméabilité) peut évoluer en fonction de la saturation de la capacité des réseaux de transport. Les limites de ces indices de concentration sont nombreuses et connues depuis longtemps aux Etats-Unis<sup>17</sup>. Bushnell (2003), résume très bien la situation américaine avec les défis de la définition du marché pertinent, l'évolution des impacts de prix et les problèmes avec les mesures traditionnelles

de concentration. Il est certes délicat de s'en tenir à une lecture totalement « structuraliste » et d'inférer, à partir de ces seuls taux de concentration (et de leur dynamique). Une lecture de CR et de HHI par marché (ou groupes de marchés) comporte des limites dans la mesure où les interdépendances entre marchés ne relèvent pas simplement des capacités d'interconnexion.

### **II.3. OBSTACLES COMPORTEMENTAUX À LA CONCURRENCE**

#### **A) Pouvoir de marché - efficacité**

Ces opérations de fusions - acquisitions convergent toutes vers la volonté de "grandir pour survivre" afin de répondre à deux objectifs:

- L'amélioration de leur *efficacité* par la réalisation de synergies et la réduction des coûts. Les stratégies adoptées proposent à la fois une extension de l'échelle d'activité et de l'offre de la gamme de services.
- La recherche d'un *pouvoir de marché*. La recherche de parts de marché plus importantes pourrait mener à des prix plus élevés et à des comportements collusifs. Les effets anticoncurrentiels ont des conséquences néfastes sur les effets attendus de la dérégulation.

Cet arbitrage se complique lorsqu'il est appliqué aux industries de réseaux :

- Le pouvoir de marché est difficile à appréhender et à mesurer en économie de réseaux. C'est particulièrement le cas dans le domaine de l'électricité où l'interconnexion des marchés nationaux impacte les formes de la concurrence et peut conduire, en cas de saturation, à en modifier sensiblement l'intensité drastiquement. Dans le domaine gazier, les capacités de transport et de stockage déterminent également les équilibres de marché.
- Par ailleurs, quel sens donner au concept d'efficacité d'une configuration des industries électrique et gazière ? Doit-on rester dans une perspective statique et considérer la minimisation des coûts par optimisation des économies d'échelle et d'envergure ? Ou bien doit-on privilégier les propriétés dynamiques, c'est-à-dire la capacité à faire face à des changements à court terme d'éléments d'environnement (faire face aux risques qui pourraient menacer la sécurité d'approvisionnement) et, à plus long terme, à faire émerger des innovations conformes à l'intérêt général?

Le fameux débat « efficacité vs pouvoir » de marché est relancé. Faut-il laisser faire ces fusions- acquisitions ou les interdire ? Si l'opération permet une amélioration de l'efficacité par la réalisation d'économies, les autorités ne peuvent que laisser faire. Par contre, sans logique économique, si l'opération distord la concurrence en permettant à une entreprise d'abuser de sa position dominante, les autorités interdisent la consolidation. La difficulté réside dans la preuve...

Dans des systèmes techniques qui requièrent des investissements aussi lourds, on imagine aisément que la grande taille est un avantage. Mais dans le cas qui nous intéresse la question est de savoir :

- Comment la taille critique se définit aux stades de la production et de la distribution (sachant que les réseaux de transport sont en situation de monopole naturel).
- Si l'obtention de la taille critique suppose d'accéder au statut de groupe paneuropéen ? Si oui, pour des raisons d'efficacité statique (minimisation des coûts) ou dynamique (sécurisation des approvisionnements, capacité d'innovation).

- Quelle est la puissance du *first mover advantage* ? Les firmes qui intègrent le cœur de l'oligopole étant des acteurs déjà en place, la dynamique de l'industrie reflète-t-elle une capacité « d'enracinement » sur la base de cet avantage initial ?

Ce *first mover advantage* devrait perdurer. Après des années de surcapacité et de sous investissement notamment dans l'électricité, les opérateurs doivent remplacer les unités vieillissantes et faire face à une demande toujours croissante en Europe. Selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), pour l'UE 15, sur la période 2000-2030, 650 GW de nouvelles capacités sont nécessaires dans l'industrie électrique (soit € 600 milliards d'investissements) dont 200 GW nécessaires à l'horizon 2010. Si la construction de petites unités à cycle combiné est possible par des entreprises de taille moyenne, celle de centrales nucléaires ne l'est pas. Par ailleurs, les tensions russo-européennes autour du gaz sont un autre exemple de l'avantage des firmes de grande taille, de nature à proroger l'avantage initial des opérateurs historiques. L'Union Européenne peut difficilement promouvoir un marché « atomistique », alors que le géant Gazprom, monopole gazier russe, est à la fois intéressé par l'achat de compagnies européennes et désire préserver un pouvoir de négociation dans la fourniture de gaz.

Les industries de réseaux requièrent une attention particulière en terme de concurrence ceci d'autant plus que la structure historique des marchés étaient des monopoles réglementés. La préoccupation des autorités est bien la prépondérance des opérateurs traditionnels sur leur marché domestique. Neelie Kroes, Commissaire à la Concurrence, et Andris Piebalgs, Commissaire à l'Energie, s'attaquent aux compagnies historiques de l'énergie qui dominent leur zone domestique. L'existence de champions nationaux ne peut pas être considérée par la Commission Européenne comme une avancée vers la construction d'un marché concurrentiel de l'énergie en Europe. Les acteurs traditionnels sont prévenus : les autorités européennes vont lancer des enquêtes antitrust pour abus de position dominante<sup>18</sup> dans les mois à venir. Les craintes sont l'absence de pressions concurrentielles ainsi que la possible utilisation d'un pouvoir de marché des firmes.

La commission Européenne indique que la concentration élevée dans les marchés du gaz et de l'électricité constitue un **obstacle au développement de la concurrence**. Des barrières à l'entrée sont ainsi créées par des entreprises historiques offrant désormais à la fois du gaz et de l'électricité alors que l'objectif est la contestabilité des marchés (libre entrée et sortie). Les nouveaux entrants sont dissuadés de pénétrer car l'entreprise dominante contrôle l'ensemble des chaînes et que l'entrant dépend de celle-ci. La concentration offre à l'opérateur dominant une protection contre une concurrence future potentielle. En parallèle, la hausse des prix n'entraînera pas l'entrée de nouvelles entreprises. Les opérateurs historiques peuvent également négocier des contrats long terme avec de grands clients industriels pour stabiliser leur situation et ainsi empêcher l'entrée. La Commission Européenne dénonce l'existence de tarifs réglementés dans certains pays dont la France qui bloquent l'arrivée de nouveaux fournisseurs. Pour que le marché de l'électricité fonctionne bien il faut que cela soit déjà le cas avec celui du gaz naturel, secteur d'origine des principaux nouveaux entrants. La régulation au niveau de l'accès aux réseaux et au stockage ne permet pas le développement de la concurrence ; en effet, la Directive gaz est moins contraignante que la Directive électricité. Le manque de concurrence implique également la disparition du stimulant visant à augmenter l'efficacité. L'objectif de la libéralisation n'est alors pas atteint. Les marchés ont été dérégulés afin d'augmenter l'efficacité via l'introduction de la concurrence et donc de réduire les prix. L'ouverture des marchés de l'énergie est en effet considérée comme un facteur essentiel pour améliorer la compétitivité et la croissance de l'Europe (Agenda de Lisbonne).

La commission Européenne indique également que la concentration élevée peut faciliter **les comportements anticoncurrentiels des firmes par l'abus de pouvoir de marché des entreprises dominantes**. Un degré de concentration n'implique pas certes que les compagnies abusent ou abuseront des positions dominantes acquises. Toutefois, la possibilité de le faire augmente. La crainte des autorités est que notamment les producteurs d'électricité sur les marchés de gros concurrentiels puissent manipuler les prix dans certaines zones et/ou durant un certain temps. La demande de façon structurelle et l'offre en période de pointe sont inélastiques aux prix. Le pouvoir de marché est relativement facile à atteindre. Les risques existent quand un fournisseur détient une part importante de la production de pointe ou si la marge de réserve est relativement faible. L'absence de stockage implique des limites à court terme dans les capacités de transport et de production. Il n'est donc pas possible d'écarter l'idée qu'un producteur de petite taille puisse avoir un pouvoir de marché (comme ce fut le cas par exemple en Californie). Une autre circonstance peut résulter de goulets d'étranglement dans le réseau. En exploitant ou en provoquant une congestion, il est possible d'isoler un marché et de bénéficier d'une situation de position dominante. Comme l'équilibre offre - demande doit être assuré à tout instant, si les contraintes de transport limitent les importations d'électricité dans une zone, le fournisseur dominant peut contrôler le prix en choisissant la centrale productrice. Avec les règles actuelles, sous certaines conditions de demande et de coûts marginaux, les producteurs peuvent manipuler les prix et accroître leur profit à travers leur choix de capacité et/ou prix auxquels les capacités sont disponibles. Cette caractéristique est valable pour le marché du gaz tant le stockage est rare et cher en Europe.

L'application des mesures traditionnelles de concentration ne permet pas de rendre compte de la réelle capacité des entreprises à manipuler les marchés dans de nombreux cas<sup>19</sup>. La difficulté tient au fait que les indicateurs de « structure de marché » ne sont pas nécessairement suffisants pour déceler les situations propices à des distorsions. De tels phénomènes ont été identifiés, par exemple, sur le marché norvégien malgré des indices de concentration satisfaisants. En Californie, le gestionnaire du réseau a estimé que pendant la crise, les producteurs indépendants ont manipulé les prix soit en pratiquant des marges anormalement élevées, soit en retirant des capacités disponibles aux enchères.

Cette problématique du pouvoir de marché implique une coordination entre les autorités sectorielles et les autorités de la concurrence. En Europe, la DG Energie est responsable des réformes alors que la DG Compétition est responsable du respect de la concurrence. Une conclusion souvent admise est que les autorités antitrust ne peuvent pas établir la concurrence dans un secteur où elles sont supposées agir ex post. Une expertise et des formes de surveillance permettant une analyse « comportementaliste » doivent être développées en Europe pour compléter les indicateurs « structuralistes ».

Que ce soit dans l'industrie gazière comme électrique, la prépondérance des opérateurs historiques est évidente. Les marchés traditionnellement dominés par des monopoles publics sont toujours caractérisés par une concentration élevée avec l'opérateur historique toujours puissant.

Tableau 5: Opérateurs historiques dans le gaz (2004)

Pays (opérateur)	Part des opérateurs historiques dans leur marché domestique	
	dans les importations de gaz	dans la production de gaz
Belgique ( <i>Distrigaz</i> )	90-100%	-
Danemark ( <i>Dong</i> )	-	80-90%
France ( <i>GDF</i> )	90-100%	-
Royaume Uni	20-30%	40-50%
Allemagne ( <i>Ruhgas</i> )	90-100%	80-90%
Italie ( <i>ENI</i> )	60-70%	80-90%
Pays Bas ( <i>Gasunie</i> )	50-60%	90-100%

Source : Enquête sectorielle de la Commission Européenne (2006)

Tableau 6 : Opérateurs historiques dans l'électricité (2004)

Pays	Part de marché en production En %		Part de marché en détail en %	Degré d'IV
	Leader	Top 3		
Allemagne	30 ( <i>RWE</i> )	70	50	50
Belgique	85 ( <i>Electrabel</i> )	95	90	-
Espagne	40 ( <i>Endesa</i> )	80	85	-
France	55 ( <i>EDF</i> )	95	88	80
Italie	55 ( <i>Enel</i> )	75	35	70
Pays Bas	25 ( <i>Electrabel</i> )	80	88	50
Royaume Uni	20	40	60	50
Suède	15 ( <i>Vattenfall</i> )	40	70	70

Source : Inspiré de Jamasb & Pollitt (2005)

L'existence d'un oligopole européen de l'énergie est indéniable mais le nombre et la nationalité des firmes ne sont pas encore figés. Qui sont les « *small fishes in the big pond* » ? <sup>20</sup>

La régulation de la concurrence oligopolistique plurisectorielle demeure aux cœurs des discussions. La théorie du « multimarket contact » suggère une voie sombre : la formation d'un oligopole peu enclin à la concurrence avec un noyau composé d'un nombre restreint d'entreprises (Kemfert & al 2003, Bushnell, 2003, Smeers, 2004, Finon & Glachant 2005). Dans ce cas, les opérateurs réagissent stratégiquement, influençant les prix au travers des parts de marché et ont le pouvoir de coopérer. Les tendances à la concurrence ne sont pas plus fortes que celles à la collusion. A quoi sert de libéraliser si les « rentes de monopole d'hier » sont remplacées par des « rentes oligopolistiques » aujourd'hui ? On serait tenté d'arrêter là, tant le constat semble laisser peu d'espaces pour la nuance. Les résultats préliminaires de la Commission Européenne incitent à conclure mécaniquement que la consolidation – en conférant plus de pouvoir de marché au noyau de l'oligopole pan-européen qui émerge – ne peut que retarder l'émergence d'une concurrence. Il faudrait que les effets en termes d'efficacité soient extraordinairement puissants et positifs, pour compenser les coûts collectifs résultant de la recomposition d'un pouvoir de marché à l'échelle européenne.

## **B) Remèdes possibles**

Les obstacles à la concurrence au niveau des comportements des firmes pourraient être limités par de simples mesures. Les autorités faciliteraient l'entrée de nouvelles entreprises comme le souhaitent et comme ils l'ont fait dans d'autres secteurs.

D'une part, les autorités pourraient jouer sur les structures de marché avec :

- Une plus grande transparence et une non discrimination des accès au réseau.
- Le développement d'unité de production distribuée pour permettre l'entrée de nouvelles compagnies de production
- La vente d'actifs

Des compagnies pourraient être forcées à vendre des actifs (au lieu d'être démantelées). Certains pays (comme le France, l'Allemagne et l'Italie) ont déjà imposé à leurs grandes compagnies gazières qu'elles remettent sur le marché une certaine quantité du gaz naturel achetée dans le cadre de leurs contrats d'approvisionnement (*gas release*). Ceci devrait permettre une plus grande liquidité des *hubs*. Des programmes similaires existent dans l'industrie électrique avec la vente d'actifs virtuels.

- Le développement des interconnexions.

Les marchés sont encore très segmentés géographiquement par les capacités limitées de transport et d'interconnexions. Plus un pays est interconnecté, plus il est improbable que l'opérateur dominant puisse exercer un pouvoir de marché même si sa part de marché est élevée.

D'autre part, les autorités de la concurrence pourraient également intervenir directement sur les comportements et limiter les opérations de concentration des entreprises européennes. Elles pourraient imposer des conditions plus strictes aux entreprises qui fusionnent en terme de part de marchés sur leur zone domestique. Les compagnies pourraient également être limitées dans leur degré d'intégration verticale entre la production et la commercialisation. La capacité des producteurs est d'influencer les prix et de capturer la demande au travers de l'intégration verticale et décourager les nouveaux entrants.

Ce débat confère une certaine acuité à la question des fonctions du régulateur qui ont des pouvoirs limités. Beaucoup d'entre eux disent défendre le bien être de leurs pays, et ne cherchent pas nécessairement à construire un marché européen. Deux philosophies semblent actuellement se structurer de part et d'autre de l'Atlantique.

- Les Etats-Unis privilégient un contrôle de type «chien de garde» (Glachant & Bremond, 2003) qui repose sur une surveillance très attentive des acteurs et une sanction systématique de chaque comportement déviant repéré. L'efficacité de cette surveillance suppose d'être au plus près de flux d'information denses et complexes, à suivre en temps réel, ce qui en fait un système dont la crédibilisation est coûteuse. Comme les sanctions sont systématisées, le risque est présent de voir émerger des stratégies complexes des acteurs (une forme de « dialectique réglementaire »), afin de maximiser le bénéfice espéré des déviations. Les gestionnaires de réseau sont en première ligne pour assurer cette surveillance, tandis que la FERC a vocation à devenir le « superviseur des superviseurs ».

- L'Europe développe plutôt une surveillance de type «avertisseur» (Glachant & Bremond, 2003) dont le fonctionnement est également basé sur une vigilance élevée, mais les déviations ne sont pas sanctionnées en premier lieu. L'acteur au comportement non conforme fera l'objet d'un avertissement et ne sera sanctionné qu'en cas de

persistance ou de récidive. Ce choix est cohérent avec le fait que le régulateur, en Europe, n'est pas le gestionnaire du réseau comme aux Etats-Unis, mais une autorité sectorielle qui est plus loin des flux que l'opérateur de réseau. L'étendue des compétences des régulateurs varie beaucoup d'un pays à l'autre. Les autorités antitrust parfois se confondent avec le régulateur sectoriel. Par exemple, au Royaume-Uni, le régulateur sectoriel (OFGEM) est aussi l'autorité de concurrence sur le secteur. Aux Pays-Bas, le régulateur sectoriel (DTe) est un département interne à l'autorité de la concurrence (Nma). A noter que la Norvège est le seul marché en Europe où l'opérateur le NordPool joue le rôle central de surveillance sous le double contrôle du régulateur et de l'autorité de la concurrence.

Dans l'Union Européenne, force est de convenir que les fonctions et le périmètre du régulateur ne sont pas stabilisés. C'est moins la diversité des profils de régulateur qui est une source de préoccupation - puisque les schémas réglementaires locaux et les organisations industrielles diffèrent - que leur non adéquation aux périmètres géographiques pertinents. En Europe, les échanges transfrontaliers ont vocation à connaître un développement. Se posera alors la question de la coordination renforcée des régulateurs nationaux, voire de la création d'un régulateur européen (refusé par les Etats Membres car trop précoce).

Avec des régulateurs du secteur qui n'ont pas de réels pouvoirs et une autorité de la concurrence qui ne peut pas agir, l'oligopole européen a encore de beaux jours devant lui !

#### Bilan Section 2 : Comportements des acteurs

- Réponse stratégique : internationalisation, concentration, intégration verticale, convergence gaz – électricité...

- Analyse antitrust :

- *indicateurs de concentration,*
- *pouvoir de marché – efficacité,*
- *domination des acteurs historiques,*
- *formation d'un oligopole,..*

- Essor de la concurrence

- Rôle des autorités

### **III. PERFORMANCES DES SECTEURS ENERGETIQUES**

Après la modification des structures et des comportements avec la dérégulation, les performances des industries du gaz naturel et de l'électricité ont évolué. Les objectifs des réformes étaient clairs : introduire des pressions concurrentielles pour diminuer les prix et améliorer l'efficacité tout en construisant des marchés uniques. L'étude des performances des secteurs aujourd'hui montre que nous en sommes encore bien loin. Les industries que nous connaissons de nos jours sont différentes de celles des années 1990.

Les acteurs énergétiques doivent désormais évoluer entre deux logiques : une de court terme de rentabilité et une de long terme de sécurité d'approvisionnement. La spécificité du bien essentiel « énergie » rend complexe la transition des anciens monopoles réglementés. Ces derniers sont devenus des entreprises concurrentielles dans un nouvel environnement.

Aux Etats-Unis, les mesures de dérégulation sont souvent critiquées voire remises en question notamment après la crise californienne et la faillite d'Enron. L'Union Européenne continue progressivement son processus de construction du marché unique et de libéralisation. Il est encore trop tôt pour parler de marché unique de l'électricité tant les interconnexions sont trop faibles dans certaines zones. Au niveau du gaz naturel, le marché européen est trop verrouillé par les contrats long terme avec des pressions concurrentielles encore trop faibles. L'évolution des échanges gaziers à court terme est lente mais le développement du gaz naturel liquéfié va peut être remettre en question cette organisation.

Les effets attendus de ces mesures d'ouverture à la concurrence étaient de faire baisser les prix ou du moins d'avoir une plus grande transparence sur les prix. Qu'en est il ? Par exemple, les prix de l'électricité ont rarement cessé de croître en Europe. Les prix du gaz liés à celui du pétrole ne semblent amorcer de baisse. Comme aux Etats-Unis, l'Union Européenne a connu des crises avec des ruptures d'approvisionnement. Qu'en est il de l'efficacité de ces industries ?

Le fonctionnement des marchés libéralisés cristallise une grande partie des risques énergétiques nouveaux : risques de marchés, risques réglementaires, risques climatiques... La question centrale demeure celle de l'architecture des marchés (le fameux « *market design* »). Quel est le mode d'organisation des marchés à mettre en place de façon à ce que les flux physiques et commerciaux puissent fonctionner de manière efficace et concurrentielle ? Les industries du gaz naturel et de l'électricité sont en train de connaître une transition réglementaire. Nul ne sait où elle va les mener...

- III.1 Nouveaux acteurs énergétiques
- III.2 Effets attendus de la libéralisation
- III.3 Transition réglementaire

### III.1. NOUVEAUX ACTEURS ENERGETIQUES

Les groupes énergétiques doivent désormais faire face à deux logiques : une logique de court terme de rentabilité comme toutes les entreprises soumises à des pressions concurrentielles et une logique de long terme d'approvisionnement en énergie. Avec cette nouvelle logique financière, pour que les capitaux soient investis dans les secteurs de l'énergie il faut que leur rentabilité soit importante.

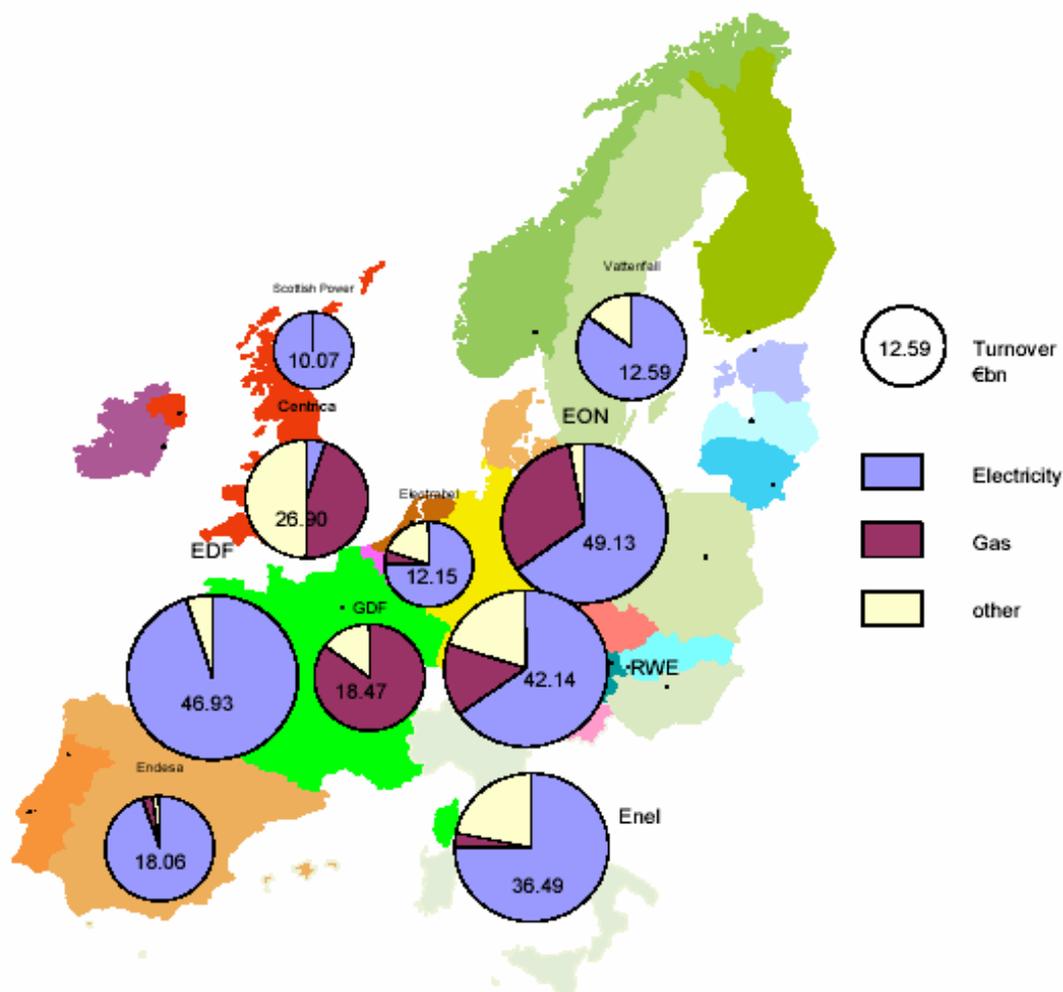
Tableau 7 : Classement par capitalisation boursière 1996-2006 (en milliards d'euros).

1996			2006	
1	<b>BG</b>	16.8	<b>EON</b>	61.3
2	<b>Veba</b>	13.6	<b>EDF</b>	61.3
3	<b>Endesa</b>	10.6	<b>Enel</b>	41.3
4	<b>RWE</b>	9.1	<b>Suez</b>	34.9
5	<b>Vivendi</b>	8.7	<b>RWE</b>	32.5
6	<b>Electrabel</b>	8.0	<b>GDF</b>	25.3
7	<b>National power</b>	7.5	<b>Endesa</b>	23.0
8	<b>Iberdrola</b>	6.3	<b>National grid</b>	22.0
9	<b>Powergen</b>	4.9	<b>Iberdrola</b>	20.6
10	<b>Viag</b>	4.8	<b>Veolia Environnement</b>	15.7
11	<b>Suez</b>	4.3	<b>Fortum</b>	15.0
12	<b>Scottish Power</b>	4.2	<b>Scottish Power</b>	14.8
13	<b>United Utilities</b>	3.6	<b>Centrica</b>	13.2
14	<b>VEW</b>	2.9	<b>Scottish &amp; Southern</b>	12.8
15	<b>Tractebel</b>	2.8	<b>Gas Natural</b>	10.5

Sources : Données Datastream (1996 & 2006)

En fonction de la capitalisation boursière, le classement des entreprises énergétiques entre 1996 (avant réforme) et 2006 souligne l'évolution du secteur. Sans considérer les dernières opérations annoncées cette année, quatre groupes dominent la scène énergétique : EON EDF, Enel, et RWE. Les positions d'Endesa, Suez et GDF ne sont pas encore définies dans le paysage européen et des acteurs de taille moyenne cherchent par ailleurs à sécuriser leur position (EDP, Union Fenosa, Essent...). Contrairement aux autres, Vattenfall et EDF n'ont pas encore réellement développé des activités dans le gaz naturel. La majorité des fusions – acquisitions a été réalisée par un nombre limité de groupes énergétiques, tous anciens monopoles.

Figure 5 : Chiffres d'affaires des principales compagnies énergétiques en Europe (2005)



Source : Commission Européenne (2005)

Les compagnies énergétiques européennes sont désormais concurrentielles avec les contraintes que cela implique. Elles doivent répondre à des objectifs de rentabilité des actionnaires. Cette position de fournisseur de bien essentiel pour la collectivité n'est pas facile à étudier dans une transition réglementaire.

Le mouvement de concentration en Europe n'est pas sans rappeler celui qui a suivi les réformes aux Etats-Unis au milieu des années quatre vingt dix. Malgré cette vague commune de consolidation, les marchés américains de l'électricité et du gaz naturel demeurent plus atomistiques que leurs homologues européens. Il est intéressant de noter que les plus grandes entreprises électriques aux Etats-Unis atteignent à peine la taille d'Endesa, la septième compagnie énergétique européenne. Le couple « faillite concentration » est toujours présent dans les esprits outre-Atlantique où tous les secteurs ouverts à la concurrence (industrie aérienne, du gaz naturel, des télécommunications ...) ont connu des vagues de fusions acquisitions et de faillites des entreprises. L'Europe va-t-elle être le lieu de faillites retentissantes comme ce fut le cas aux Etats-Unis ? Que cela soit dans l'industrie énergétique, des télécommunications ou aérienne, de nombreuses compagnies ont demandé la protection du « Chapter 11 », protection contre les faillites. Il semblerait que l'introduction de la concurrence les changements des règles de jeu et la

concentration sur les marchés dérégulés ont un effet parfois néfaste pour certaines entreprises qui ne parviennent pas à survivre .

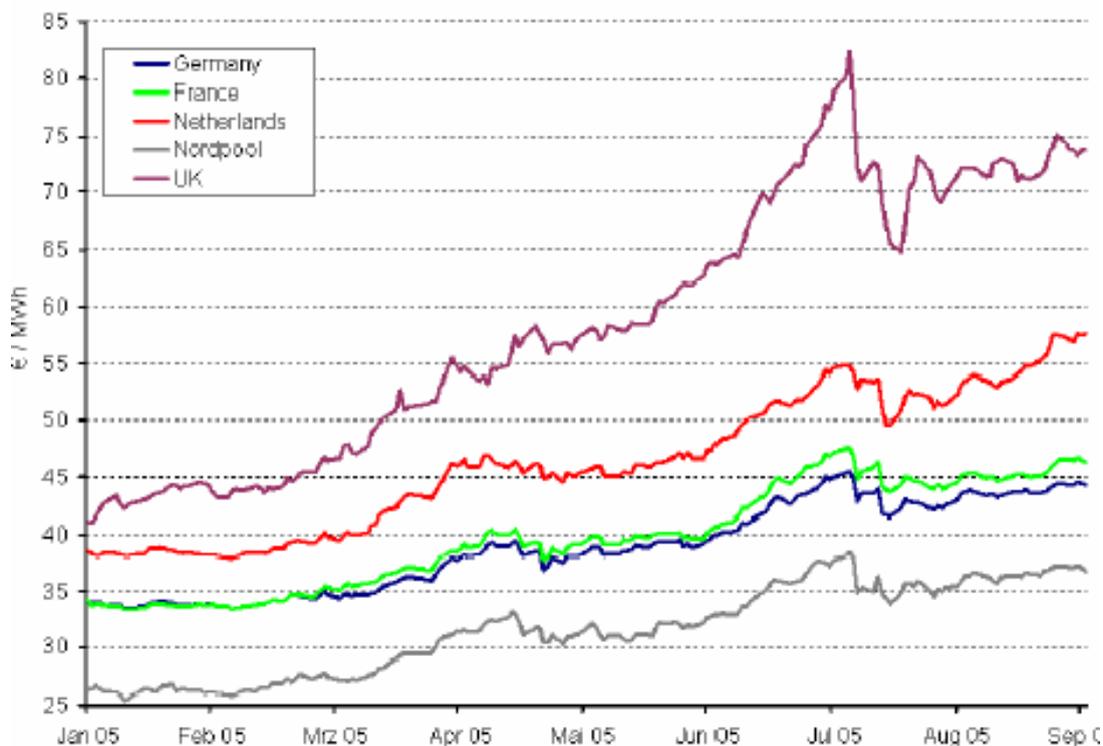
### **III.2 . EFFETS ATTENDUS DE LA LIBERALISATION**

Selon la théorie économique, l'introduction de la concurrence permet de faire baisser les coûts ainsi que les prix et d'accélérer le progrès technique. L'évolution des prix demeure un indicateur central des performances d'une nouvelle organisation de marchés. Certains secteurs gros consommateurs d'énergie ont exprimé récemment leurs préoccupations sur la hausse des prix de l'énergie, qui a été particulièrement sensible dans certains États membres. C'est une des raisons pour lesquelles la Commission a décidé, en juin 2005, de lancer une enquête dans les secteurs de l'électricité et du gaz, pour établir si la concurrence est limitée ou faussée dans le marché commun.

#### **A) Evolution des prix**

Sur les marchés électriques européens la tendance est à la hausse des prix. En 2005, les prix de gros de l'électricité ont fortement augmenté principalement en raison de la hausse des matières premières et de la prise en compte du prix du carbone. En un an, les prix en France et en Allemagne ont augmenté de 30%, 50% aux Pays Bas et en Scandinavie, et de 80% au Royaume Uni (sur le marché des futures).

Figure 6 : Prix de gros en 2005 (avec une livraison 2006)

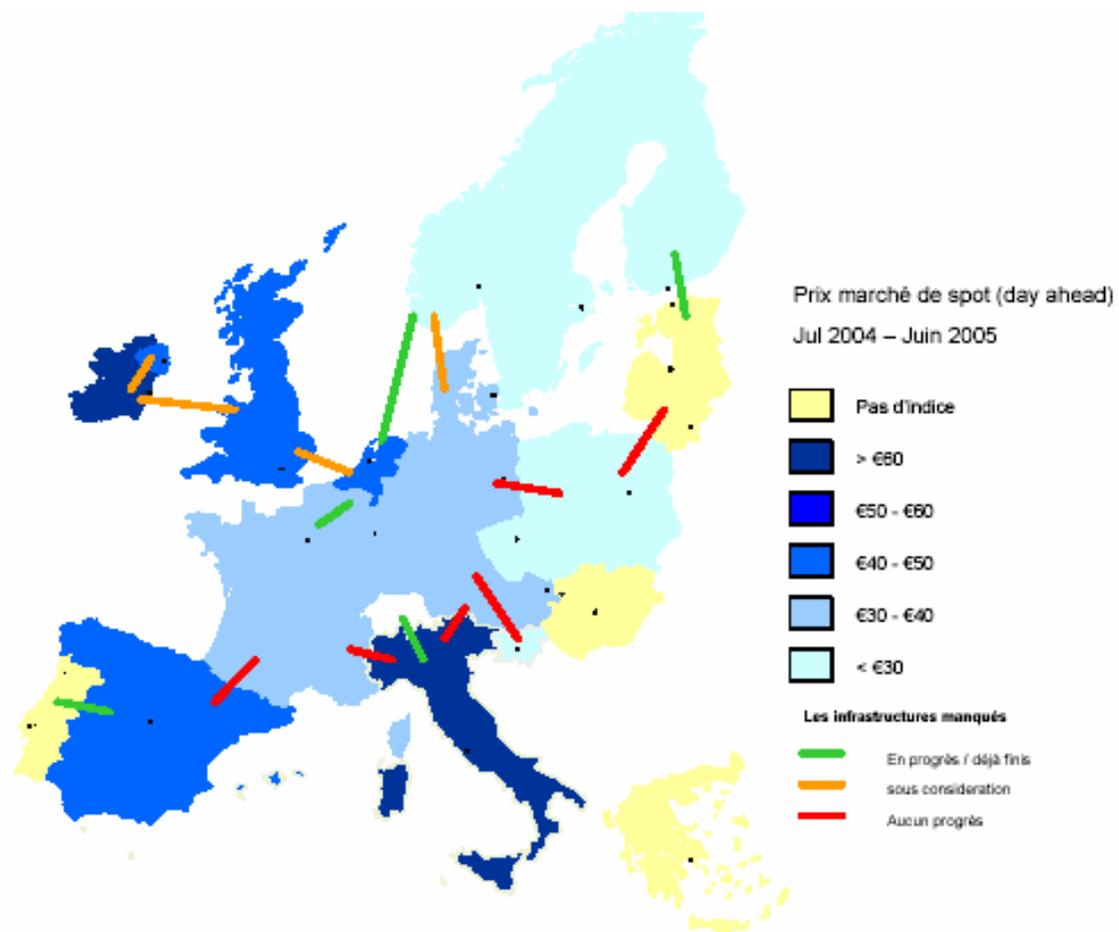


Source : Leprich (2006)

Les variations de prix sur le marché spot sont parfois plus grandes : une moyenne sur le Nordpool de 28.9 euros par MWh, sur le EEX, le marché allemand, 46.0 euros par MWh (alors qu'en 2004 les prix étaient proches sur ces zones). Les différences de prix entre les pays mettent en évidence des interconnexions limitées (et inversement avec le cas des interconnexions développés entre l'Allemagne et la France).

En parallèle, depuis 2004, les prix en Europe semblaient de plus en plus corrélés même si les conditions de prix diffèrent. Ainsi les prix dans les pays scandinaves sont dépendants du niveau hydrométrique et ils ont augmenté comme ceux de la plaque continentale. L'Italie est une exception, sinon les prix de gros ont convergé (vers 30 euros par MWh) tant sur les marchés bilatéraux que dans les échanges d'électricité normalisés. Si les interconnexions se développent la corrélation suivra.

Figure 7 : Prix spots en Europe entre Juin 2004-2005



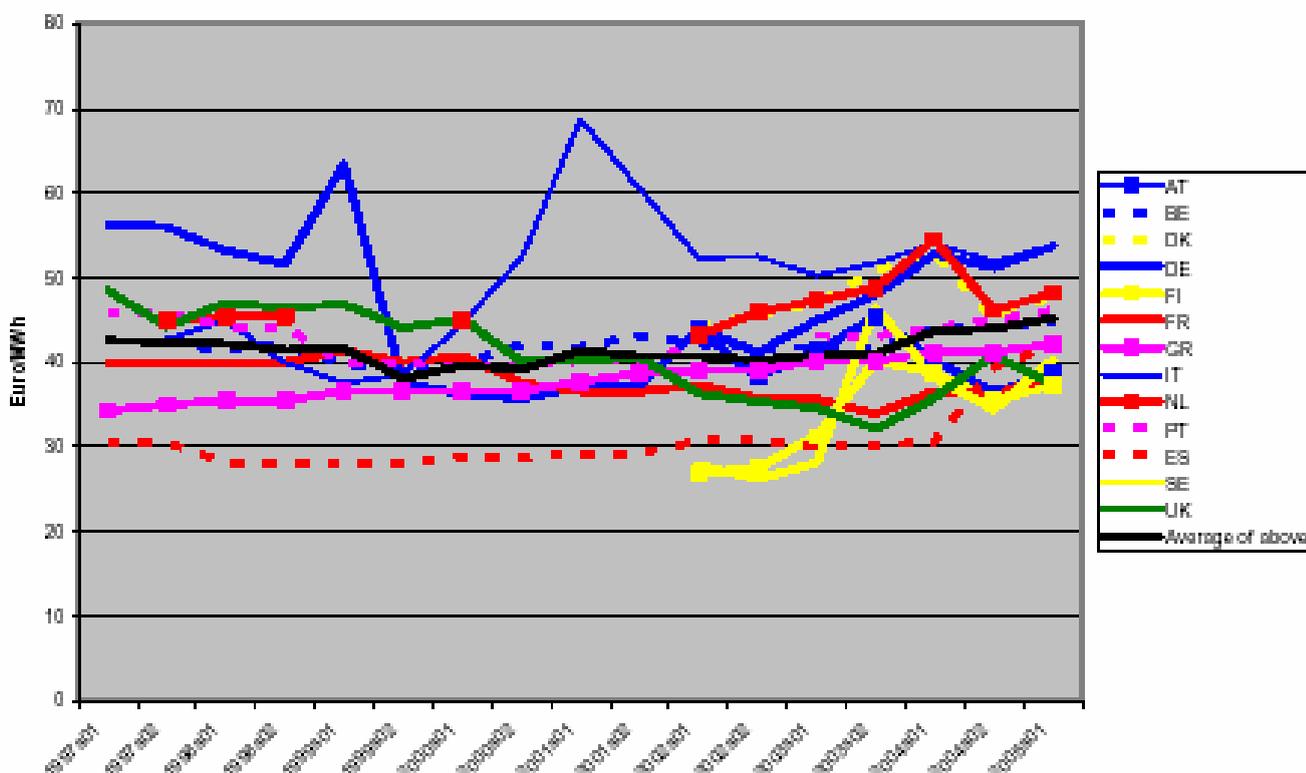
Source : Commission Européenne (2005)

Avec l'ouverture totale des marchés de détail en Juillet 2007, la première performance attendue est la baisse des prix finals. Seul le Royaume-Uni a connu une baisse sensible pour le consommateur moyen alors que le marché britannique est ouvert à la concurrence depuis plus de dix ans. Les prix dans les pays scandinaves ont augmenté sur la période plus que la moyenne européenne. Le calcul est difficile en raison des nombreux facteurs qui se conjuguent pour expliquer l'évolution des prix finals. Les hausses sur les marchés de gros ne font pas présager de baisse des prix de détail. Un autre élément à prendre en compte est les tarifs d'accès au réseau variant du simple au double entre la Norvège et l'Allemagne. A cela, il reste à considérer la marge du fournisseur. Des sources de baisse

de prix existent mais ne sont pas encore réalisées. D. Newberry fait remarquer que dans le cas anglo-gallois il faut tenir compte de la baisse des factures des ménages et de la hausse de coûts des entreprises.

Les prix pour les utilisateurs finals n'ont pas convergé. Il existe un large éventail de prix pour les clients finals dans plusieurs États membres. Pour les gros utilisateurs, les prix vont de moins de 40 euros par MWh en Lettonie à près de 80 euros par MWh en Italie. Les prix pour les petits clients et les ménages vont de moins de 60 à plus de 120 euros par MWh. Nous sommes bien loin de la convergence des prix attendus avec la dérégulation.

Figure 8 : Prix de l'électricité dans certains pays européens (1997-2004) pour les ménages €/MWh (hors taxe)



Source : Commission Européenne (2005)

Les prix du gaz naturel sont très dépendants des prix internationaux du pétrole, qui sont souvent intégrés dans les contrats entre les importateurs de gaz et les pays producteurs. En conséquence, l'augmentation des prix du pétrole a eu des répercussions sur le marché gazier: le prix de gros du gaz naturel est passé d'environ 10 euros par MWh à 12 euros par MWh à la fin 2004. L'évolution du prix du gaz naturel tient compte également de l'épuisement des stocks, de la rente des producteurs et de la croissance mondiale.

Une baisse du prix du gaz n'est pas prévue à court ou moyen terme. La forte croissance de la demande européenne (notamment pour la production électrique) et la dépendance accrue vers des producteurs éloignés des zones de consommation tirent les prix à la hausse. Le risque est alors de voir s'arrêter la production d'électricité à partir de gaz naturel (le coût devient supérieur à celui d'autres sources d'énergie). Le développement du portefeuille de fournisseurs est une possibilité de pression à la baisse.... mais limitée

par la structure oligopolistique du marché et la volonté de sécurité d'approvisionnement (pas toujours au meilleur coût). La solution semble une concurrence gaz –gaz pour limiter les hausses de prix. Même si les prix de gros du gaz sont comparables dans la plupart des États membres, les informations les plus récentes sur les prix de détail, publiées par Eurostat, montrent l'existence de différences considérables, les prix allant de 10 à 25 euros par MWh pour les gros utilisateurs, et de 15 à 40 euros par MWh pour les ménages.

## **B) Efficacité**

La réorganisation de l'industrie électrique étant plus avancée, nous nous centrons sur celle-ci. La première question posée en terme d'efficacité tient à la capacité de marchés concurrentiels à donner les bons signaux pour permettre, au moment adéquat, d'engager des investissements. Dans le cadre réglementaire antérieur, les pouvoirs publics planifiaient les investissements aussi bien en production qu'en transport sans que les risques associés mettent en cause la viabilité des entités économiques concernées. Dans un environnement « marchand », la problématique des choix est tout autre notamment en raison des incertitudes sur les recettes à venir (du fait d'une plus grande volatilité des prix).

Le caractère non stockable électrique et la brutalité des événements modifiant l'offre et la demande entraînent sur le marché électrique une volatilité sans commune mesure. Cette extrême volatilité pose des problèmes de couverture de risques. Une crise concurrentielle peut multiplier les prix par 3 ou 5 (soit une hausse de 200% voire 400%) alors que sur les marchés traditionnels, les hausses de prix étaient de 20 %. Les besoins en capitaux pour maintenir l'équilibre ne paraissent pas en mesure d'être automatiquement assurés par les mécanismes de marché. Si on laissait faire les marchés on assisterait à des cycles de « *boom and bust* ». L'ensemble de ces mécanismes appelle des formes d'intervention. Toutes les filières de production ne sont pas sensibles de la même façon.

Une question complémentaire est l'introduction de mécanismes marchands : conduit-elle aux meilleurs choix d'investissement ou réduit-elle la palette de ces choix ? Les centrales à cycle combiné s'imposent, en particulier aux États-Unis et en Grande-Bretagne comme la technologie dominante. Mais le débat n'est pas tranché quant à savoir si cette technologie présente des coûts inférieurs au nucléaire ; il s'avère plus probablement qu'il est devenu impossible d'assumer, dans un cadre marchand, un cycle d'investissement basé sur cette dernière technologie (indépendamment même de l'acceptation sociale du nucléaire). La sécurité d'approvisionnement demeure une question centrale comme les prix qui continuent de croître. Avec une production oligopolistique et un degré élevé d'intégration verticale, les prix ne sont pas concurrentiels. L'incertitude du marché caractérise l'Europe où les nouveaux entrants craignent d'investir en raison des risques élevés.

Ce processus apparaît dans toute sa complexité après les multiples « incidents » intervenus depuis le début de la décennie 2000 de part et d'autre de l'Atlantique, de la Californie à l'Italie en passant par New York et Londres. Au-delà des interrogations qui viennent d'être formulées, des doutes se sont installés concernant la « soutenabilité » des nouveaux systèmes électriques. Les situations de pannes massives ont été multipliées au cours de ces dernières années, inaugurées par la Californie fin 2000.

Figure 9 : Pannes d'électricité majeures en 2003

14 août 2003	Etats-Unis et Canada	50 millions d'habitants sans d'électricité. La ville de New York aurait perdu 1.1 milliards de dollars soit 36 millions de dollars par heure de panne.
28 août 2003	Londres	410 000 foyers et établissements publics privés d'électricité. 60% du réseau métropolitain immobilisé
23 septembre 2003	Suède et Danemark	2 millions d'abonnés dans le sud de la Suède et 1,8 millions à Copenhague privés d'électricité
28 septembre 2003	Italie	50 millions de personnes (la presque totalité de la population) sont privées d'électricité
2003	Autriche, Hongrie République Tchèque	Incidents sur le réseau d'alimentation

Source : Council of Europe (2004)

Les pannes recensées trouvent des explications multiples qui vont de simples négligences (listées dans les rapports officiels américain et canadien de 2003) à des défauts de nature structurelle. L'explication dominante doit être posée en termes d'insuffisance d'interconnexions et de manque d'investissements dans le réseau fruits de la déréglementation. Les réformes ont entraîné une pression concurrentielle accrue sur les prix de l'énergie, les investissements et les infrastructures : dans les marchés les plus complexes et risqués, certains opérateurs sont devenus plus réticents à investir dans les infrastructures nécessaires pour moderniser les réseaux de transport d'électricité ; et ils préfèrent conserver d'importantes capacités excédentaires pour faire face à des pics occasionnels de demande (Joskow, 2003).

Les Etats-Unis et l'Europe sont confrontés aux mêmes difficultés pour développer les interconnexions nécessaires. Entre les oppositions de l'opinion publique et les contraintes environnementales, la construction et la maintenance des infrastructures de transport sont devenues plus complexes. Sur la plaque continentale européenne, certaines liaisons sont très sollicitées en pic de demande. Les marchés du Nord de l'Europe et du Royaume-Uni ont des connexions aux capacités limitées avec le marché continental, qui lui-même est peu relié au marché ibérique. Un régulateur européen aurait-il un rôle à jouer ?

### **III.3 . TRANSITION REGLEMENTAIRE**

#### **A) Bilan d'étape**

Lave & alii (2003) présentent l'alternative des issues à ces situations de crise. Une première option consiste à considérer que les Etats qui ont connu une crise n'ont pas adopté le meilleur modèle. Dans un telle optique, la Californie trouverait une solution à ses problèmes en adoptant le schéma d'organisation de la zone PJM (Pennsylvanie - New Jersey - Maryland) qui a démontré sa robustesse et son efficacité. Cette orientation revient à considérer que les schémas d'organisation et de réglementation doivent être promus

selon une logique de « best practices », les zones les plus efficaces servant de référence à celles qui ont connu des défaillances. Selon une seconde option, les coûts d'adoption des « best practices » peuvent être tels qu'ils annihilent l'attractivité des déréglementations<sup>21</sup>. Pour faire émerger les solutions locales les plus adaptées - « ex nihilo » ou par adaptation des « best practices » - les régulateurs indépendants ont un rôle central, à la fois pour prévenir l'extraction de rentes et pour garantir la soutenabilité à long terme des nouvelles organisations par l'engagement des investissements requis en production et en transport.

Il faut être prudent dans l'interprétation des changements en cours car ils sont loin d'être terminés. La liste est longue des questions non résolues...

Figure 10 : Eléments pour un bilan de l'ouverture à la concurrence dans le gaz et l'électricité

Vertus		Limites	
1)	<i>Baisse des prix pour les clients éligibles (à court terme du moins)</i>	1)	<i>Hausse des prix relatifs pour les clients non éligibles (subventions croisées)</i>
2)	<i>Gains de productivité grâce à l'aiguillon de la concurrence</i>	2)	<i>Licenciements massifs après les privatisations (cf. U.K.)</i>
3)	<i>Efforts de communication des opérateurs à l'égard de leurs clients</i>	3)	<i>Opacité des conditions tarifaires et asymétries d'information entre l'opérateur et le consommateur</i>
4)	<i>Restructurations industrielles favorables à l'émergence d'opérateurs européens plus efficaces grâce aux fusions acquisitions</i>	4)	<i>Concentration et apparition de nouveaux monopoles usant de leur pouvoir de marché</i>
5)	<i>Recettes fiscales pour le budget de l'Etat grâce aux privatisations de certains opérateurs publics</i>	5)	<i>Forte volatilité du cours des actions des sociétés privatisées avec risques d'OPA et de faillites</i>
6)	<i>Synergies gaz électricité grâce aux économies d'envergure</i>	6)	<i>L'intégration verticale cède la place à l'intégration horizontale au niveau des marchés pertinents</i>
7)	<i>Les prix du marché sont un bon signal pour les opérateurs. Ils intègrent les externalités via les marchés de droits à polluer</i>	7)	<i>La volatilité des prix du marché introduit une incertitude qui pénalise l'investissement de capacité (risque de sous investissement)</i>
8)	<i>Les commissions de réglementation et le juge sanctionnent les comportements déviants</i>	8)	<i>L'asymétrie d'information favorise les stratégies spéculatives et les manipulations sur les marchés spot</i>
9)	<i>Les opérateurs inefficaces sont exclus du marché</i>	9)	<i>L'échec du marché est coûteux pour le contribuable qui doit souvent renflouer les opérateurs en faillite.</i>
10)	<i>Le gaz et l'électricité deviennent des « commodities »</i>	10)	<i>Les missions de service public sont souvent sacrifiées</i>

Source : Percebois (2003)

La solution pour accélérer le processus de dérégulation et la construction européenne de marchés uniques de l'énergie est peut être une politique énergétique commune qui était impensable il y a quelques années, est d'actualité aujourd'hui.

## **B) Politique énergétique commune**

Le débat sur une politique énergétique commune en Europe, sa nécessité et son établissement dure depuis plusieurs décennies. Il a souvent été question d'inclure un chapitre « Energie » dans les différents traités européens mais sans succès. Les discussions ont été relancées récemment par l'évolution des fondamentaux des marchés de l'énergie et la prise de conscience de la protection de l'environnement. Aujourd'hui, les pressions des préoccupations environnementales et du nouveau fonctionnement des marchés de l'énergie exigent une réponse. Il s'agit désormais de résoudre une équation complexe qui consiste à alimenter l'Union Européenne avec des énergies sûres et « bons marchés », constituant un élément fort de compétitivité, et à réduire en même temps les émissions de gaz à effet de serre. Or, la dépendance européenne en ressources énergétiques importées est croissante et les secteurs de l'énergie sont entrés dans une période turbulente, en terme de prix et de sécurité d'approvisionnement. Ces éléments génèrent un nombre de risques et d'incertitudes sur la situation énergétique européenne et son évolution. Ils incitent à penser à une stratégie commune dans le long terme. Sur fond de polémique autour du protectionnisme économique, la Commission Européenne a présenté en mars 2006 le Livre Vert « *Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable* »<sup>22</sup> qui fournit les bases de discussions pour une politique européenne de l'énergie. Au regard de la diversité des situations énergétiques au sein de l'Union Européenne, l'idée même d'une politique commune était irréaliste à la fin des années 1990. Néanmoins, une vision partagée par tous les Etats Membres a toujours existé avec un objectif de création d'un marché unique de l'énergie. De la vision commune à la politique énergétique commune, des grands pas sont nécessaires mais pourraient être accélérés par la politique extérieure permettant à l'Union Européenne de parler d'une seule voix lors de négociations internationales énergétiques.

Pour la première fois, une politique énergétique extérieure commune a été affirmée explicitement dans le Livre Vert et confirmée par les Etats Membres. Une approche unie permettrait à l'Union Européenne de jouer un rôle prépondérant dans la recherche de solutions énergétiques. Grâce à la politique extérieure, il serait possible que les 25 pays soient unis. Les Etats Membres pourraient ainsi entamer des négociations avec la Russie avec les pays exportateurs d'énergies primaires autour de l'Union Européenne et au cours de négociations internationales.

- La Russie est un partenaire énergétique important de l'Union Européenne : 40% du gaz importé pourrait être russe en 2030. Les relations avec ce fournisseur sont compliquées à cause des risques de rupture d'approvisionnement et ceux liés au transit dans les différents pays. L'Europe a aujourd'hui peu de moyens de pression tant qu'elle ne développe pas d'autres sources d'approvisionnement et de stockage.
- L'Union Européenne est encerclée par de nombreux pays exportateurs de gaz naturel. La sécurité d'approvisionnement et la compétitivité européenne impliquent une meilleure diversification des fournisseurs de gaz pour encourager la concurrence entre gaz, aussi bien qu'avec le gaz naturel liquéfié. Une politique commune pourrait favoriser la diversification des approvisionnements et aider au financement de projets.

- Sur la scène internationale, une Union Européenne unie aurait une influence plus grande notamment sur les discussions liées au changement climatique. Avec le lancement du plus grand marché intégré de permis d'émission, l'Europe a pris une avance. Elle doit désormais se préparer à l'application du protocole de Kyoto<sup>23</sup>. En parallèle, l'Union Européenne a également encouragé la recherche et le développement des technologies et énergies du futur. Les décisions communes sont souhaitables pour la compétitivité et la protection de l'environnement si l'Union Européenne désire maintenir un rôle important au niveau international.

### Bilan Section 3 : Performances

- Nouveaux modèles stratégiques des compagnies énergétiques européennes
- Questions sur la transparence et la formation des prix de gros et de détails
- Pertinence du signal d'investissement
- Bilan de la transition réglementaire
- Conséquences d'une politique énergétique commune

## CONCLUSION

La réforme réglementaire des organisations électriques et gazières est un processus institutionnel long et complexe. Joskow et Schmalensee avaient prévu, en 1983, qu'il pourrait bien s'agir d'un cheminement au long cours : « If deregulation is to play a role in helping to improve the efficiency with which electricity is produced and used, it must be introduced as part of a long-term process that also encompasses regulatory and structural reform » (p.221).

Moins que la longueur du processus, c'est l'émergence et la persistance de doutes quant aux effets réels des déréglementations qui retiennent l'attention. Après les crises, la crainte que certains des nouveaux designs soient entachés par des défauts de conception majeurs (« *failure by design* ») s'est diffusée, et a même conduit certains Etats américains à ralentir le pas ou arrêter le processus. Les pannes répétées de 2003 ont renforcé le scepticisme ambiant et convaincu que les défauts de conception ne sont pas nécessairement une spécificité nord-américaine.

Après 20 ans d'expérience, aucun modèle d'organisation qui existent dans le monde s'impose comme efficace et généralement réalisable. Les obstacles à la concurrence nombreux se déclinent en quatre thèmes :

- Un manque de concurrence virtuelle, potentielle et réelle,
- Un nombre de concurrents trop faibles,
- Des barrières à l'entrée trop élevées,
- Des incitations à la collusion trop fortes.

En première analyse, la consolidation Européenne dans l'électricité et le gaz semble ne pas passer le test. Comme le résume Ungerer (2006), le secteur affiche trois défaillances majeures :

- « *the structural deficiency: systemic conflict of interest through insufficient unbundling of generation, supply and networks. We are faced with a structural incitation to leverage market power, to discriminate and to foreclose competitors.* »
- *the regulatory deficiency: we find a persistent regulatory gap particularly where borders are crossed. The regulatory systems in place have loose ends which do not meet.*
- *the deficiency in liquidity, both in electricity and gas wholesale markets. The lifeblood is lacking that would allow our markets to function in a competitive manner.* »

Les mécanismes de marchés ne paraissent pas capables de résoudre à la fois les problèmes de court, moyen et long terme. De nouveaux modèles d'organisation à l'échelle européenne sont nécessaires. Il faut inventer de nouveaux modèles dits de « libéralisation régulée » (Chevalier, 2004).

Au bout de ce processus, il ne saurait donc être question d'un « free market ». La définition des fonctions du régulateur sectoriel est un enjeu central qui implique, dans l'agenda, de délimiter des espaces réglementaires pertinents (ou de formes de coopérations entre régulateurs nationaux), de préciser les complémentarités avec l'action des autorités de la concurrence ou bien encore, selon les situations locales, d'envisager des dispositifs de réglementation asymétrique.

Le bilan économique du processus de concentration ne peut être énoncé dans des termes classiques (impact sur le surplus global, impact sur le surplus de consommateur). Il convient d'analyser – ce qui n'est pas chose aisée – les propriétés de l'oligopole électro-

gazier en termes d'efficacité « dynamique » : soit la capacité à faire émerger les bons mix énergétiques (notamment en fonction des contraintes de CO2) et à garantir les approvisionnements correspondant en ressources primaires.

Ce type d'efficacité renvoie à des variables économiques (capacité d'innovation et d'investissement), mais aussi géopolitiques (capacité de négociation). De ce point de vue, la constitution d'un oligopole européen – même si elle comporte des transferts de surplus à court et moyen termes – n'est pas forcément une évolution néfaste. Elle n'est problématique que dans la mesure où les Etats interfèrent dans les évolutions en cours en privilégiant parfois une logique de champion national – peu appropriée aux enjeux – plutôt que celle de constitution de leaders européens.

Au delà de la diversité énergétique entre les pays de l'Union Européenne, une vision commune a toujours été partagée par tous sur le futur développement énergétique. La publication du Livre Vert a réaffirmé le principe de solidarité entre les Etats Membres. L'achèvement du marché intérieur, la lutte contre les changements climatiques et la sécurité d'approvisionnement sont des défis énergétiques communs qui appellent une solution commune. L'unité des 25 pays apparaît comme le seul moyen pour faire face aux défis énergétiques du 21ème siècle. Cette politique reste du ressort des Etats mais les décisions divergent d'un pays à l'autre. Les aspects géopolitiques de la politique énergétique dans sa dimension extérieure relèvent toujours de la politique étrangère des Etats Membres. Au delà des intérêts nationaux, les Etats Membres sont ils prêts à suivre les orientations de la Commission Européenne ? Or, on assiste à une reprise en main des questions énergétiques par les pouvoirs publics et une volonté de concentration des entreprises.

L'objectif de ce rapport était de dresser un bilan d'étape dans la dérégulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Dans cette transition réglementaire que sont en train de connaître ces industries de réseaux, des questions restent en suspens et pourraient faire l'objet d'approfondissement.

### Questions de réflexion ouvertes

#### Structures

- Rôle du régulateur : responsabilités, missions, pouvoirs...
- Obstacles à la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité

#### Comportements

- Formation d'un oligopole : arbitrage pouvoir de marché – efficacité
- Rôle des autorités de la concurrence et du secteur

#### Performances

- Formation des prix
- Signal d'investissement
- Réalité par rapport aux effets attendus de la libéralisation

## **BIBLIOGRAPHIE**

- BAUMOL W.J., PANZAR J.C. & WILLIG R.D (1982), *Contestable markets and the theory of industry structure*, Harcourt Brace Jovanovich, New York (2<sup>ème</sup> ed. 1988).
- BERGMAN L. (2005), "Addressing Market Power and Industry Restructuring", Paper presented at the Conference "Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Time-Tables" on Friday, 9 September 2005 in Brussels.
- BOREINSTEIN S., BUSHNELL J. & KNITTEL C. (1999), "Market Power in Electricity Markets, Beyond Concentration Measures." *The Energy Journal*, vol. 20 (4), October.
- BP Statistical Review (2006), *Statistical Review of World Energy 2006*, BP web website, <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=91&contentId=7017990>.
- BUSHNELL J. (2003), « *Looking for trouble: competition policy in the US electricity industry* », Working paper 109R, University of California energy Institute, June.
- CHABAUD D., PARTHENAY C. & PEREZ Y. (2005), "Changement institutionnel et stratégies : le cas des entreprises européennes d'électricité", 6eme journée d'Etudes du Pole Européen Jean Monet à la faculté de Droit Economie Administration, Université de Metz, 29-30 nov.
- CHEVALIER JM. (2004), *Les grandes batailles de l'énergie*, Folio
- CHRISTIANSEN A. (2005), "Regulation and EU Merger Control in the Liberalized Electricity Sector", INFER-Workshop on "Competition Policy in Network Industries", October 31, London, UK.
- COSTELLO K.W. & GRANIERE R.J. (1997), « *The outlook for a restructured US electric power industry : lessons from deregulation* », *The Electricity Journal*, May, pp. 81-91.
- DAVID L & PERCEBOIS J (2001), « *Les enjeux du transport du gaz et de l'électricité : la fixation des charges d'accès* », *Economies et Sociétés*, n°1-2.
- DEMSETZ H. (1968), « *Why regulate utilities?* », *The Journal of Law and Economics*, pp. 55-65.
- DEMSETZ H. (1988), *Ownership and control of the firm*, Basic Blackwell
- EDF (2004), « *Marché de l'électricité et concurrence en Europe* », présentation PowerPoint, 1ère séance de la "commission sur le projet industriel et financier d'EDF" : Présentation du 30/09/2004.
- EUROPEAN COMMISSION COMPETITION DG (2006), « *Sector Inquiry under Art 17 Regulation 1/2003 on the gas and electricity markets* », Preliminary Report, 16 Feb, [http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector\\_inquiries/energy/execsum.pdf](http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/execsum.pdf)
- FINON D. & GLACHANT JM. (2005), "A competitive fringe in the shadow of a state owned incumbent: the case of France", *Energy Journal*.
- FREYTAG A., SCHIERECK D. & THOMAS T. (2005), "Consolidation and market power in energy utilities- the case of US American and German utility takeovers", Working Paper n°7-2005, Mai, European Business School EBS.
- GLACHANT J.M. & alii, (2004), "Deregulating with no regulator: Is Germany electricity transmission regime institutionally correct? », Working paper, ADIS, University Paris XI.
- GLACHANT JM & BREMOND CC (2003), « *Etude comparative des pratiques de surveillance des marchés électriques étrangers* », CRE, second semestre 2003.
- GLACHANT JM & FINON D. (2003), *Competition in European electricity markets*, Edward Elgar.
- GLACHANT JM (2005), « *Les marchés de détail dans le secteur électrique : un tour d'horizon : le Partie : les résultats de la concurrence de détail* », Working Paper de la Florence School of Regulation, Institut Universitaire Européen de Florence -Centre d'Etudes Avancées Maurice Schuman, 2e semestre.
- GREEN R. (2006), "Electricity liberalization in Europe – how competitive will it be?", *Energy Policy*, November, vol. 34(16), 2535-2541.
- HUNT S. (2002), *Marketing competition work in electricity*, J.Wiley & Sons.
- JAMASB T. & POLLIT M. (2005), « *Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization and integration* », *The Energy Journal*, 11-41.
- JENSEN J. (2004), The Development of a Global LNG Market. Is it Likely? If So, When, Oxford Institute for Energy Studies.
- JOSKOW P. (2003), "The difficult Transition to competitive electricity markets in the US", May, Bush Presidential Conference Center.
- JOSKOW P. (2004), "Regulation and deregulation after 25 years: lessons for research in Industrial Organization", October, forthcoming in *Review of Industrial Organization*
- JOSKOW P., TIROLE J. (2004a), « *Reliability and Competitive Electricity Markets* », Center for the Study of Energy Markets, CSEM WP 129.
- JOSKOW P., TIROLE J. (2004b), « *Retail Electricity Competition* », Center for the Study of Energy Markets, CSEM WP 130.
- JOSKOW, P., SCHMALENSEE R., *Markets for Power*, MIT Press, 1983
- KAHN A.E. (1988), *The economics of regulation: principles and institutions*, MIT Press, Cambridge (USA).

KAMAT, R. and S. S. OREN., (2004), "Two settlements systems for electricity markets under network uncertainty and market power". *Journal of Regulatory Economics*, vol. 25(1).

KEMFERT C., BARBU D. & KALASHNIKOV V. (2003), "Economic effects of the liberalization of the European electricity market - simulation results of a game theoretic modelling concept", IEWT Internationale Energiewirtschaftstagung Wien Vienna.

LAVE L.B. & alii. (2003), "Rethinking electricity deregulation", *Carnegie Mellon Electricity Industry Center Working Paper, CEIC-04-03*.

LE HENAFF C. (2004), « Les mécanismes d'entrée dans les industries de réseau », Thèse de Doctorat, Université Paris Dauphine, Décembre.

LEVEQUE F. (2006), « La mise en oeuvre du droit de la concurrence dans les industries électriques et gazières - Problèmes et solutions », *Concurrences, Revue des droits de la concurrence*, n° 2.

LEVEQUE F. (2006), « Quelle efficacité des remèdes du contrôle européen des concentrations ? », *Concurrences, Revue des droits de la concurrence*, n° 1.

MTTHES F., POETZCH S. & GRASHOFF K. (2005), "Power generation market concentration in Europe 1996-2004. An empirical analysis", Oeko - Institut eV, September.

NEWBERRY D. (2006), "The relationship between regulation and competition policy for network utilities", Working Paper University of Cambridge, n°06-11

NEWBERRY D.M. (2002), « *Regulatory Challenges to European Electricity Liberalisation* », Cambridge, DAE Working Paper 0230.

NEWBERRY D.M. (2002), *Problems of liberalising the electricity industry*, *European Economic Review*, 46.

PERCEBOIS J. (1997), "La déréglementation du secteur gazier en Europe; leçons et perspectives", *Revue de l'Energie*, n°486, March-April, 523-542.

PEREZ Y. (2002), « *L'analyse néo-institutionnelle des réformes électriques européennes* », thèse de doctorat, Université de Paris I.

SALIES, E. & C. WADDAMS PRICE (2004). "Charges, Costs, and Market Power: The Deregulated UK Electricity Retail Market." *The Energy Journal*, vol. 25(3), 19-37.

SCHERER F.M. & ROSS D. (1991), *Industrial market structure and economic performance*, Chicago Rand Mac Nelly, 3 ed (1ère ed 1973).

SMEERS Y. (2004), "How well can one measure market power in restructured electricity systems?", Working Paper, MIT, November .

TOH K. (2004), "The impact of convergence of the gas and electricity industries : trend and policy implications", Working Paper, IEA.

UNGERER H. (2006), « Energy Competition Policy - Short Overview », Stockholm Network, Brussels, 31 October.

<sup>1</sup> Nous ne nous intéresserons qu'à l'électricité et le gaz naturel.

<sup>2</sup> Source : Enquête sectorielle de la Commission Européenne, commandée en Juin 2005 et premiers résultats publiés en Février 2006. EUROPEAN COMMISSION COMPETITION DG (2006), « *Sector Inquiry under Art 17 Regulation 1/2003 on the gas and electricity markets* », Preliminary Report, 16 Feb, Consulté à l'adresse Internet

[http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector\\_inquiries/energy/execsum.pdf](http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/execsum.pdf)

<sup>3</sup> Source : European Commission Competition DG (2006), « *Livre Vert : Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable* ».

<sup>4</sup> La directive ETS s'applique aux émissions de CO<sub>2</sub> (pour la première phase) provenant de cinq secteurs d'activité : la production énergétique, la production et la transformation des métaux ferreux, L'industrie minérale, la fabrication de produits céramiques par cuisson, et la production de pâte à papier

<sup>5</sup> La dérégulation n'implique pas la suppression de la réglementation mais l'introduction de nouvelles formes de réglementation plus efficaces que les anciennes

<sup>6</sup> Se référer par exemple à Hunt (2002) et Perez (2002).

<sup>7</sup> A noter qu'en Juillet 2005, l'Espagne, la Grèce, le Luxembourg, l'Estonie, et l'Irlande n'avaient pas réussi à appliquer la Directive 2003

<sup>8</sup> Source : BP *Statistical Review of World Energy 2006*, BP web website,

Consulté à l'adresse Internet

<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=91&contentId=7017990>.

<sup>9</sup> L'objectif communautaire fixe la part des énergies renouvelables à 12% de la consommation totale d'énergie et 21% de la consommation d'électricité en 2010.

<sup>10</sup> Au niveau des comportements de acteurs, la concentration des marchés avec la position des opérateurs historiques et le degré d'intégration verticale sont au centre des discussions (cf. section 2)

---

<sup>11</sup> La stratégie de conglomérat a été suivie quelques années par quelques groupes mais a été ensuite vite abandonnée.

<sup>12</sup> Les opérations les plus connues sont EON Ruhrgas & Heingas, RWE – Thyssengas, EnBw – GVS, Enel – Camuzzi Gazometri Spa .A noter que la fusion entre l'électricien EDP et le gazier GDP a été interdite par les autorités portugaises en raisons des effets anticoncurrentielles.

<sup>13</sup> Pour ne citer que quelques exemples des dernières années : Gas Natural en Espagne a lancé une OPA sur Endesa, EON s'intéresse au britannique Scottish Power, Suez a récupéré la totalité des parts d'Electrabel, EDF a pu acheter l'italien Edison, Suez et GDF sont supposés fusionner...

<sup>14</sup> Les ratios de concentration CR  $n$  sont définis comme la part de marché des  $n$  plus grandes entreprises du marché considéré. Les autorités allemandes de la concurrence utilisent souvent ces ratios. Un marché sera supposé dominé si le CR 1 est supérieur à 33.3%, ou le CR 3 à 50% ou CR 5 à 66.7%, impliquant qu'une ou plusieurs entreprises possèdent des parts de marché conséquentes.

<sup>15</sup> L'indice HHI est calculé en additionnant les carrés des parts de marché des firmes d'un même marché pertinent. A nombre d'entreprises donné, le HHI est d'autant plus élevé que la répartition des parts de marché est asymétrique. En matière de contrôle des fusions - acquisitions, cet indice est très souvent utilisé notamment par les autorités américaines. Un marché avec un HHI compris entre 1 000 et 1 800 est considéré comme modérément concentré. Par contre, un marché avec un HHI de plus de 1 800 est considéré comme concentré.

<sup>16</sup> Se référer à <http://www.eu-energy.com/Oeko%20Report.pdf>

<sup>17</sup> En Europe, se référer à Smeers Y. (2004), Jamasb & Pollitt (2005).

<sup>18</sup> En économie, la position dominante se caractérise par le fait qu'une entreprise détient le pouvoir de faire obstacle à une concurrence effective en raison de sa place prépondérante sur un marché pertinent.

<sup>19</sup> Se référer à Boreinstein, Bushnell & Knittel (1999), Salies, E. & C. Waddams Price (2004), Smeers Y. (2004), Bergman L. (2005).

<sup>20</sup> Les privatisations dans les nouveaux pays Membres ont pris du retard. A noter que la compagnie tchèque CZECH CEZ a annoncé clairement sa volonté de jouer un rôle dans la région.

<sup>21</sup> « Designing a competitive market that remedies the problems seen in California and other restructured markets is difficult; emulating PJM will not do the job. We think that each one of the problems can be overcome, but the costs of doing so might make full deregulation unattractive » (Lave & alii 2003, p.1)

<sup>22</sup> European Commission Competition DG (2006), *«Livre Vert : Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable »*,

Consulté à l'adresse Internet

[http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006\\_03\\_08\\_gp\\_document\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_document_fr.pdf)

<sup>23</sup> L'Europe s'est engagée a baisser de 8% ses émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2010 par rapporta u niveau de 1990.