



Die europäischen Gas- und Stromrichtlinien

von

Steve Thomas

Oktober 2005

Zusammenfassung

Finanziert vom EGÖD

European Federation of Public Service Unions (EPSU)

45 Rue Royale ♦ 1000 Brussels ♦ Belgium
Tel. : 32 2 250 10 80 ♦ Fax : 32 2 250 10 99

Einleitung

Als Begründung für die 1996 und 1998 eingeführten und 2003 novellierten Strom- und Gasrichtlinien wurde die Aussicht genannt, die von Monopolen bestimmten Großhandels- und Endkundenmärkte dem Wettbewerb öffnen zu können und auf diese Weise schließlich zu einem europäischen Binnenmarkt für Gas und Strom zu gelangen (siehe Zusammenfassung der Regelungen der Richtlinien im Anhang). Hinter dieser Begründung für die Richtlinien steht die zunächst plausibel erscheinende Idee, dass ein Markt effizienter sein würde als ein Monopol. Abgesehen von den Regelungen zur direkten Schaffung von Groß- und Einzelhandelsmärkten ergeben die in den Richtlinien genannten Maßnahmen wie Unbundling und Einsetzung von Strom- und Gasregulierern nur dann Sinn, wenn hier Wettbewerb entstehen soll.

Verbraucher und besonders die Privatkunden interessieren sich kaum dafür, wie der Gas- und der Strommarkt organisiert sind. Ihnen geht es in erster Linie um eine zuverlässige Strom- und Gasversorgung zu annehmbaren Preisen. Für eine weitere Kundengruppe ist auch eine umweltverträgliche und nachhaltige Stromversorgung ein wichtiger Punkt. Die Wahl eines Stromversorgers ist keine besonders erfreuliche Tätigkeit, und durch den Wechsel zu einem anderen Versorger erhält der Kunde keinen besseren Strom. Der Verbraucher ist also nur an Wettbewerb interessiert, wenn er dadurch Geld sparen kann. Das Entstehen von Groß- und Einzelhandelsmärkten interessiert ihn deshalb nur, wenn er aufgrund dieser neuen Strukturen preiswerter mit Strom versorgt wird und diese Versorgung mindestens so zuverlässig erfolgt wie in dem alten System.

Bei der Bewertung der Richtlinien müssen wir deshalb die folgenden wichtigen Fragen stellen:

- Können effiziente Groß- und Endkundenmärkte in der Elektrizitätswirtschaft geschaffen werden?
- Werden die Preise unter den Preisen eines regulierten Monopols liegen?
- Werden die Strom- und Gasmärkte so zuverlässig funktionieren wie bisher?

Der vorliegende Bericht untersucht die Durchführung der Richtlinien in den großen EU-Mitgliedstaaten und stellt folgende Fragen:

- Ist ein effizienter Großhandelsmarkt entstanden?
- Wechseln die Privatkunden ihre Versorger, und welche Erfahrungen haben sie damit gemacht?
- Ist eine wettbewerbsbestimmte Unternehmensstruktur entstanden?
- Welche Auswirkungen haben sich auf die Zuverlässigkeit der Energieversorgung ergeben?

Zur Beantwortung dieser Frage ist es sinnvoll, die EU-Länder in fünf Regionen aufzuteilen:

- Die nordischen Länder: Dänemark, Finnland, Norwegen und Schweden;
- Südeuropa: Italien, Portugal und Spanien;
- Mittelwesteuropa: Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland und die Niederlande;
- VK; und
- Mitteleuropa: Tschechische Republik, Ungarn, Polen, Slowakische Republik und Slowenien.

Innerhalb dieser Regionen ist die Analyse der nordischen Region und des Vereinigten Königreichs von besonderer Bedeutung, da diese Länder immer wieder als gelungene Beispiele für die Liberalisierung beschrieben werden. Den Wettbewerb im Einzelhandelsmarkt untersuchen wir am Beispiel der Privatkunden. Die Industriekunden sind meistens in der Lage, den Markt zu ihrem maximalen Vorteil zu nutzen, während Privatkunden eher nicht über die Fähigkeiten, die Motivation und das Selbstbewusstsein verfügen, den Markt optimal für sich zu nutzen.

Großhandelsmärkte

Damit Energiegroßhandelsmärkte praktischen Nutzen haben, muss ein signifikant großer Teil des Energiehandels zu Sportmarktpreisen oder an den Spotmarkt gebundenen Preisen (z. B. im Rahmen eines Vertrags, dessen Preis an den Spotpreis gekoppelt ist) gehandelt werden. Von den Strombörsen hat nur Nord Pool die ausreichend hohe Liquidität, um bei Erzeugern und Großhändlern genug Vertrauen für die Abwicklung eines signifikant großen Verkaufs- und Einkaufsvolumens zu schaffen (siehe Tabelle 1). Allerdings sind die Investitionen in die Region – abgesehen von den marktgeschützten erneuerbaren Energiequellen – minimal, so dass es 2002 zu beträchtlichen Preissprüngen bei den Großhandelspreisen gekommen ist. Der nächste trockene Winter dürfte erneut zu Preisspitzen und evtl. sogar Engpässen führen.

Der Großhandelsmarkt in Großbritannien ist problematisch, auf ihn entfällt nur ein geringer Anteil des gesamten Stromhandels. In Südeuropa untersuchen die Regulierer gerade in Italien und Spanien angebliche Marktmanipulationen. Nur das Vereinigte Königreich hat einen Gasmarkt, der als ausreichend liquide angesehen wird, und selbst hier sind Angaben über gehandelte Volumina und Preise kaum zu bekommen.

Einzelhandelsmärkte

Wenn die Großhandelsmärkte wie gewünscht funktionieren, dürfte in den Einzelhandelsmärkten nur wenig Spielraum für Wettbewerb vorhanden sein, denn die miteinander konkurrierenden Einzelhändler müssen alle die gleichen Standardgebühren für die Verteilung und Übertragung bezahlen, und wenn der Großhandelsmarkt effizient ist, werden alle Marktteilnehmer etwa die gleichen Kosten haben. So bleibt also nur die Betriebsspanne der Einzelhändler für den Wettbewerb. Wie jedoch bereits oben erwähnt, sind die Großhandelsmärkte nicht effizient, und der Trend zu einer größeren Integration von Groß- und Einzelhandel bedeutet, dass integrierte Unternehmen eine starke Motivation haben, keinen Strom an den Spotmärkten zu handeln, denn ein liquider Großhandelsmarkt würde neue Möglichkeiten für neue Erzeuger- und Einzelhandelsunternehmen bieten. Der Anbieterwechsel der Endkunden bekommt deshalb bei der Durchsetzung des Wettbewerbs innerhalb der Branche eine viel größere Bedeutung, wenn die Großhandelsmärkte nicht funktionieren.

Nur in Norwegen und im VK gibt es die Wechselrate im Bereich von 20%, die nach Auffassung der Kommission ein Indiz für einen gesunden Einzelhandelsmarkt ist (siehe Tabelle 2). In Norwegen sorgt der hohe Stromverbrauch bei den Privathaushalten (Raumheizung) dafür, dass es eine hohe Motivation für den Wechsel zu anderen Versorgern gibt – Anreize dieser Art existieren in anderen Ländern nicht.

Im VK ist es zu einer Fusion der Einzelhandelsmärkte für Gas und Strom gekommen - alle Unternehmen, die den Privatkundenmarkt bedienen, bieten Gas- und Strom im Paket an. Die Wechselrate sieht auf den ersten Blick befriedigend aus, bei näherem Hinsehen zeigen sich jedoch ernsthafte Probleme. Dazu gehören:

- Hohe Preise für Privatkunden und sozial schwache Verbraucher im Vergleich zu den Industriekunden;
- Unethische Verkaufspraktiken;
- Hohe Kosten beim Wechsel des Versorgers;
- Logistische Probleme für wechselwillige Kunden;
- Verwendung von Nachfrageprofilen anstelle elektronischer Zähler;
- Unfähigkeit kleiner Kunden, den preisgünstigsten Anbieter herauszufinden;
- Versorgerwechsel scheint seine Höchstquote erreicht zu haben.

Das Ergebnis dieser Probleme ist, dass die Privatkunden wenig vom Wettbewerb im Einzelhandel profitieren, weil die Einzelhändler ihre preiswerten Großhandelseinkäufe den Industriekunden zugute kommen lassen und die Privathaushalte für teure Verträge viel Geld zahlen müssen.

Neue Konzernlandschaft

Es ist wenig sinnvoll, gut konstruierte Groß- und Einzelhandelsmärkte aufzubauen, wenn der Markt von nur wenigen dominierenden Unternehmen beherrscht wird. Die Kommission und die meisten Mitgliedstaaten waren bisher nicht bereit, die Marktposition der Großkonzerne wirklich in Frage zu stellen, und in vielen Fällen haben diese Unternehmen ihre Marktmacht noch ausgebaut – ganz offensichtlich aus dem Wunsch ihrer Regierungen heraus, sie als nationale Champions ganz groß zu etablieren (siehe Tabelle 3).

In der nordischen Region haben staatlich kontrollierte Konzerne in Finnland, Norwegen und Schweden in andere nordische Länder expandiert, dabei aber ihre starke Position im Heimatmarkt beibehalten. Die wahrscheinlich bevorstehende Übernahme des größten dänischen Stromkonzerns Elsam durch die nationale Gasgesellschaft DONG könnte darauf hinauslaufen, dass ein neuer dänischer Nationalchampion entsteht.

In Südeuropa haben Endesa, EDP und Iberdrola ihre Position auf der iberischen Halbinsel gefestigt, und Unternehmen von außerhalb dieser Region hatten bisher mit ihren Versuchen, Zutritt zu diesem Markt zu erhalten, wenig Erfolg. In Italien ist ENEL teilweise zerschlagen worden, verfügt aber im Erzeugermarkt immer noch über beträchtliche Marktanteile. EDF und Endesa haben umfassend akquiriert und so den Eintritt von ENEL in den spanischen und französischen Markt wieder ausgeglichen.

EDF, E.ON und RWE sind jeder für sich allein genommen deutlich größer als irgend einer ihrer Mitbewerber in Europa. Bisher hat es wenig Versuche gegeben, diese Konzerne zu zerschlagen. Electrabel ist die Nr. 1 in Belgien, während die Verbundgesellschaft eine starke Position in Österreich hat, die noch weiter ausgebaut wird, wenn die Initiativen der Regierung, weitere Fusionen mit dem Verbund zu unterstützen und so Energie Austria zu gründen, erfolgreich sein werden. Auch in den Niederlanden hat es eine massive Konzentrierung in der Branche gegeben, und die übrig gebliebenen vier großen Unternehmen könnten sich in Zukunft durchaus zu einem holländischen Nationalchampion zusammenschließen.

In Mittel- und Osteuropa haben wir ein gemischtes Bild. EDF, E.ON, RWE und ENEL haben sich stark in der Region engagiert und fast alle zum Kauf anstehenden Unternehmen erworben. In Ungarn und in der Tschechischen Republik bleiben die wichtigsten Konzerne MVM und CEZ aber wahrscheinlich in Staatsbesitz, diese Konzerne könnten in andere Länder der Region expandieren.

In der Gaswirtschaft hat es Umstrukturierungen dieses Ausmaßes bisher nicht gegeben, und in den meisten Ländern sind die bisher dominierenden Konzerne weitgehend intakt geblieben. Nur im VK ist es zu einem beträchtlichen Strukturwandel gekommen, British Gas wurde in mehrere Einzelunternehmen zerlegt, und Elektrokonzerne haben den Einzelhandelsmarkt, die Verteilung und die Übertragung als neue Player im Gasmarkt für sich entdeckt.

Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit

Die Richtlinien beinhalten mindestens drei große Probleme für die Zuverlässigkeit der Energieversorgung:

- Der Markt baut nicht genügend Kapazitäten für die Stromerzeugung auf;
- Die Unternehmen investieren nicht genügend Mittel in Ausbildung und Forschung & Entwicklung;
- Die Anreizregulierung ermuntert Unternehmen zu Kosteneinsparungen, die sich negativ auf die langfristige Zuverlässigkeit der Energieversorgung auswirken.

Neue Kraftwerke

Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft beruht auf der Prämisse, dass die Marktkräfte schon dafür sorgen werden, dass immer genau so viel Erzeugerkapazität vorhanden ist, um die Nachfrage zu decken. Angesichts der langen Vorlaufzeiten für Genehmigung und Bau neuer Kraftwerke und der irrigen Annahme, dass Unternehmen Milliarden von Euro aufgrund kurzfristiger Marktsignale investieren werden, ist dies absolut unwahrscheinlich. Die

Kommission erkennt dies stillschweigend in der Novelle der Richtlinie von 2003 an und fordert die Regierungen auf, die Erzeugungskapazitäten zu überwachen und bei einer absehbaren Verknappung den Bau neuer Kraftwerke in ausreichender Zahl in Auftrag zu geben. Das ist aber mit drei Problemen verbunden. Erstens – der Markt wird untergraben. Unternehmen werden nicht in neue Kraftwerke investieren und sich dem Wettbewerb in einem risikoreichen Markt stellen, wenn sie sich an einer Ausschreibung der Regierung beteiligen können, hinter der eine langfristige und risikoarme Vereinbarung über den Energiekauf steht. Zweitens – in einem freien Markt werden viele potenzielle Projekte angekündigt, aber nur eine geringe Anzahl wird auch in die Tat umgesetzt. Eine Zentralbehörde kann nicht prognostizieren, wie viele von den potenziellen Projekten gebaut werden, sie kann deshalb auch nicht vorhersagen, ob es eine Stromverknappung geben wird. Drittens – der Bau neuer Kraftwerke bringt meistens die Marktpreise unter Druck und kann zu einem frühzeitigen Rückzug aus dem Markt führen, so dass die Auswirkungen der neuen Kapazitäten wieder aufgewogen werden.

Ausbildung und Forschung & Entwicklung

Die Strom- und Gaswirtschaft braucht gut ausgebildete und erfahrene Arbeitskräfte, um die Infrastruktur zu erhalten, und sie braucht Forschung & Entwicklung, um zukünftigen technologischen Herausforderungen begegnen zu können. Im Rahmen der alten Strukturen gab es eine Motivation für die Unternehmen, in die Ausbildung und in F&E – oft innerhalb kooperativer Modelle - zu investieren, um für die Zukunft gewappnet zu sein. In einem vom Wettbewerb bestimmten Markt riskieren die Unternehmen, die in Ausbildung und F&E investieren, dass ihre Konkurrenten ohne eigenen Kostenaufwand von diesen Investitionen profitieren. Aufgrund dieses „free rider“-Problems (Trittbrettfahrer) sind Ausgaben für Ausbildung und F&E im VK drastisch zurückgegangen. Die Situation wird noch durch die große Anzahl qualifizierter Arbeitskräfte verschärft, die der Branche den Rücken kehren mussten, und von der demographischen Entwicklung innerhalb des Wirtschaftszweiges, in dem das Durchschnittsalter vieler MitarbeiterInnen in den Unternehmen bei Ende 40 liegt.

Anreizregulierung

Die Anreizregulierung ermöglicht es Unternehmen, die Kosten senken, einen Teil der so erzielten Einsparungen als Gewinn zu behalten. Das mag zu Einsparungen durch erhöhte Effizienz führen, kann die Unternehmen aber auch dazu motivieren, Kostenreduzierungen an Stellen vorzunehmen, die langfristig zu einer Verringerung der Zuverlässigkeit der Energieversorgung führen. Die schnell wechselnden Besitzverhältnisse, die eine Folge der Umstrukturierungen in der Branche sind und dazu führen, dass Kraftwerke immer wieder den Besitzer wechseln, können zur Folge haben, eine Politik der „verbrannten Erde“ zu praktizieren.

Können effiziente Großhandelsmärkte entstehen?

Die nahe liegende Reaktion auf die bisher fehlgeschlagene Schaffung effizienter Groß- und Einzelhandelsmärkte ist die Durchführung von wettbewerbsfördernde Maßnahmen wie Verbesserung der Marktarchitektur und Zerschlagung dominanter Unternehmen mit zu viel Marktmacht. Wenn es jedoch fundamentale Gründe dafür gibt, warum keine effizienten Märkte geschaffen werden können, wird eine solche Politik kontraproduktiv wirken. Die Zerschlagung großer Konzerne wird dann nur dazu führen, dass große Unternehmen mit einem großen Pool an Wissen und Fähigkeiten und oft langfristiger Perspektive durch kleinere und opportunistische Unternehmen ersetzt werden.

Die besonderen Eigenschaften der Elektrizität, die vielfach auch für Gas gelten, unterscheiden Strom von anderen Waren und bedeuten, dass die Marktfaktoren, die für andere Waren Geltung haben, für Strom nicht zutreffen. Zu diesen besonderen Eigenschaften gehören:

- Problem der „Aufbewahrung“ von Strom. Preis- und Nachfragespitzen können durch Energiespeicher entschärft werden;
- Angebot und Nachfrage müssen immer aufeinander abgestimmt sein;

- Mangel an Alternativen. Bei anderen Waren wirkt die Möglichkeit, auf andere Güter umsteigen zu können, disziplinierend auf die Produzenten und deren Preis- und Lieferpolitik;
- Wichtige Rolle in der modernen Gesellschaft;
- Strom ist ein Standardprodukt. Der Wechsel zu einem anderen Stromversorger verbessert nicht die Qualität des Stroms;
- Auswirkungen auf die Umwelt.

Ist der Nutzen des Wettbewerbs höher zu bewerten als die damit verbundenen Kosten?

Die Wettbewerbsbefürworter bei Gas und Strom gehen stillschweigend davon aus, dass der Wettbewerb entweder ein „freies Gut“ ist oder seine Kosten so gering sind, dass der Vorteil des Wettbewerbs auf jeden Fall größer ist als die Kosten. Die Erfahrung zeigt, dass diese Annahme falsch ist.

Der offensichtlichste Preis des Wettbewerbs ist die Risikoprämie auf Investitionen. Der Bau eines Kraftwerks ist ein riskantes Unterfangen unabhängig davon, wie dieser Wirtschaftszweig strukturiert ist. In einem Monopolmarkt geht das Risiko auf die Verbraucher über, die dafür bezahlen, wenn die Kosten des Erzeugers höher ausfallen als geplant. Im Ergebnis waren deshalb die Investitionen in ein Kraftwerk für die Besitzer des Kraftwerks ein geringes Risiko, und die tatsächlichen Kapitalkosten beliefen sich auf ca. 6-8%. In Großbritannien sind die Kapitalkosten selbst für ein Kraftwerk mit einem langfristigen Stromabnahmevertrag mit mindestens 15% zu veranschlagen. Zwar zahlen die Aktionäre bei einer fehlgeschlagenen Investition, die Kunden zahlen aber über die höheren Kapitalkosten.

Dazu kommen die Kosten für Marktdesign und Marktoperation. In Großbritannien hat das National Audit Office 2003 herausgefunden, dass die Kosten für die Entwicklung und den Betrieb von NETA in den ersten fünf Jahren insgesamt 770 Mio. Pfund oder ca. 30 Pfund pro Verbraucher erreicht haben. Die Einführung des Wettbewerbs für den Kleinkunden kostet die Verbraucher rund 900 Millionen Pfund.

Es erscheint im hohen Maße unwahrscheinlich, dass Wettbewerb durch Verbesserung der Effizienz so wirkungsvoll wird, dass die damit verbundenen Extrakosten für Finanzierung und Transaktionen bestritten werden können.

Probleme mit der Richtlinie und Alternativen

Die Richtlinie hat zu mindestens fünf Problemen geführt, die eine Änderung der Richtlinie korrigieren muss:

- Die Richtlinie ermöglicht staatlichen Behörden keine Kontrolle über Marktzugänge und Marktabgänge und verlässt sich allein auf die Marktkräfte, die Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht halten sollen. Die Richtlinie sollte geändert werden und als Forderung enthalten, dass rechenschaftspflichtige Behörden für die Aufrechterhaltung ausreichender Erzeugerkapazitäten und einer ausreichenden Gasversorgung zuständig sind;
- Die Einführung des Wettbewerbsprinzips im Endkundenmarkt bringt die Gefahr der Ausbeutung der Kleinverbraucher mit sich. Die Richtlinie sollte so geändert werden, dass die Mitgliedstaaten den Wettbewerb auf ein Drittel des Marktes begrenzen können, wie es nach der ersten Stromrichtlinie der Fall war;
- Die Richtlinie hat zu erheblichen Arbeitsplatzverlusten und damit zur Abwanderung qualifizierter Arbeitskräfte in der Stromwirtschaft geführt. Die Richtlinie sollte geändert werden und den Unternehmen die Verantwortung für Ausbildungsprogramme übertragen. Sie sollte außerdem dafür sorgen, dass Kostensenkungsmaßnahmen nicht zu Lasten der Arbeitsbedingungen der Belegschaften durchgeführt werden;
- Die Einführung der Anreizregulierung beinhaltet das Risiko, dass nur noch der kurzfristige Gewinn zu Lasten der langfristigen Zuverlässigkeit steht. Hier muss ein besseres Gleichgewicht geschaffen werden, das Unternehmen zwar zu Erhöhung ihrer Effizienz motiviert, ihnen aber auch den Nachweis abverlangt, dass sich Kostensenkungen nicht negativ auf die Systemzuverlässigkeit auswirken;

- Im Sektor fehlt es an demokratischen Strukturen. Die Einführung marktwirtschaftlicher Prinzipien und privater Besitzverhältnisse haben die demokratische Kontrolle über wichtige öffentliche Dienste verringert. Die Regulierungsstellen müssen sich einer deutlich breiteren Beteiligung durch die VertreterInnen anderer Interessengruppen wie Umweltorganisationen, Verbraucherschutzorganisationen und Gewerkschaften öffnen.

Table 1 Wholesale electricity markets in the EU

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

Table 2 Retail electricity markets in the EU

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

Table 3 Corporate changes in the EU electricity sector

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

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

Appendix 1 The provisions of the 2003 Directives

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

Electricity generation

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

Retail supply

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

Transmission and distribution

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

Unbundling

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

Regulation

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

International trade

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

Security of Supply

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