

## **Privatisierung und Liberalisierung öffentlicher Dienstleistungen in der EU-15:**

# **Stromwirtschaft**

**Bela Hollos**

Wien, Dezember 2003

## **Inhaltsverzeichnis**

1. Einleitung .....	3
1.1. Die Situation in der EU .....	3
1.2. Aktuelle Maßnahmen der Mitgliedstaaten .....	3
1.3. Indikatoren für den Elektrizitätsmarkt .....	5
2. Auswirkungen der Liberalisierung -Trends .....	7
2.1 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen .....	7
2.2. „Re-Regulierung“ statt Deregulierung .....	7
2.3. Effizienzvergleich zwischen "Öffentlich" und "Privat" .....	8
2.4. Strompreise .....	10
2.5. Beschäftigung .....	12
2.6. Versorgungssicherheit .....	14
3. Erfahrungen in den einzelnen Ländern der EU.....	16
3.1. Belgien .....	17
3.2. Dänemark .....	17
3.3. Deutschland .....	18
3.4. Finnland .....	20
3.5. Frankreich .....	21
3.6. Griechenland .....	21
3.7. Großbritannien .....	22
3.8. Irland .....	26
3.9. Italien .....	26
3.10. Luxemburg .....	27
3.11. Niederlande .....	27
3.12. Österreich .....	29
3.13. Portugal .....	33
3.14. Schweden .....	34
3.15. Spanien .....	34
4. Quellen, Internet-Links .....	36

### **Verzeichnis der Grafiken und Tabellen:**

Tabelle 1: Erklärte Marktöffnung in % 2001/2002 .....	3
Tabelle 2: Entflechtung Übertragungsnetzbetreiber/Eigentümer 2001/2002 .....	4
Tabelle 3: Entflechtung Verteilungsnetzbetreiber 2002 .....	4
Tabelle 4: Regulierungsbehörden 2001/2002 .....	4
Tabelle 5: Gesamtnetzentgelt und Ausgleichsbedingungen .....	5
Tabelle 6: Marktanteil der drei größten Erzeuger in % 2001/2002 .....	6
Tabelle 7: Schätzungen zum Versorgerwechsel 1998-2001 .....	9
Tabelle 9: Schätzungen zum Versorgerwechsel nach TWh.....	9
Tabelle 8: Strompreise für Haushalte und Industriebetriebe in der EU (in € je kWh) .....	10
Grafik 1: „Badewannenkurve“ .....	12
Tabelle 9: Beschäftigung in der Elektrizitätswirtschaft der EU .....	13
Tabelle 10: Versorgungssicherheit in den Mitgliedsstaaten .....	15
Tabelle 11: Stromverkauf, Arbeitskräfte, Produktivität in der deutschen Energiewirtschaft .....	20
Grafik 2: Strompreisentwicklung für Haushalte 1970-2000 in real terms .....	25

# 1. Einleitung

## 1.1. Die Situation in der EU

Basis für die Liberalisierung des Energiemarktes in der EU ist die EU-Elektrizitätsrichtlinie vom 19.12.1996 (96/92/EC), die ab 19.2.1997 Gültigkeit erlangte. Generelles Ziel der Richtlinie war die Öffnung der nationalen Strommärkte, die Entflechtung von Stromerzeugung und Stromlieferung („unbundeling“), die Verpflichtung der Netzbetreiber, ihre Netze auch anderen Stromanbietern zu öffnen, und - nach Größe des Verbrauches zeitlich abgestuft - die freie Wahl des Stromanbieters für die KundInnen. Nirgendwo in der Richtlinie steht eine Empfehlung, die Stromerzeugung oder Lieferung zu privatisieren. Dies würde eine Diskriminierung der staatlichen oder kommunalen Versorger bedeuten und ist gemäß Vertrag der Europäischen Union nicht gestattet.

Auf dem EU-Gipfel in Barcelona im März 2002 war betreffend Energiemarktliberalisierung ein Kompromiss ausgehandelt worden. Nach zähem Ringen stimmte Frankreich einer gleichzeitigen Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes für gewerbliche KundInnen ab 2004 zu. Dagegen wurde die Entscheidung über ein Datum für die freie Energielieferantenwahl durch private Haushalte aufgeschoben.<sup>1</sup> Mittlerweile gilt eine 100prozentige Marktöffnung für gewerbliche KundInnen ab 1.1.2004 und für alle KundInnen ab 1.12.2007 als wahrscheinlicher Fahrplan.

Beim EU-Gipfel in Barcelona wurde auch beschlossen, dass die EU-Kommission jährlich einen Benchmarking-Bericht zum Stand der Strommarktliberalisierung veröffentlichen soll. Der zweite Bericht erschien unter Einbeziehung der Beitrittsländer am 7.4.2003. Die Datenveränderungen wurden in diese Studie einbezogen.

Derzeit ist eine Richtlinie zur weiteren Energiemarktliberalisierung in Bearbeitung. Das EU-Parlament hat sich für, der Rat gegen eine Eigentumstrennung von Absatz und Infrastruktur ausgesprochen. Ermöglicht werden sollen Einkaufsgemeinschaften von KleinkundInnen (etwa auf Gemeindebasis), damit nicht nur IndustrieabnehmerInnen von der Strommarktöffnung profitieren.

## 1.2. Aktuelle Maßnahmen der Mitgliedstaaten

Zur Umsetzung der EU-Elektrizitätsrichtlinie haben seit dem ersten Benchmarkingbericht (Stand 2001) mehrere Mitgliedsstaaten ihren Elektrizitätsmarkt weiter geöffnet: Italien für Kunden >0,1 GWh/Jahr, Spanien und die Region Flandern in Belgien.

Tabelle 1: Erklärte Marktöffnung in % 2001/2002

Land	Belgien	Dänemark	Deutschland	Finnland	Frankreich	Griechenland	Großbritannien	Irland	Italien	Luxemburg	Niederlande	Österreich	Portugal	Schweden	Spanien
2001	35%	90	100	100	30	30	100	30	45	40	33	100	30	100	45
2002	52	35	100	100	30	34	100	40	45	57	63	100	45	100	55

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkts 2002

Gegenüber dem Status 2001 haben Italien, Belgien und die Niederlande weitergehendes „unbundeling“ umgesetzt.

---

<sup>1</sup> APA0169, 17.3.2002

**Tabelle 2: Entflechtung Übertragungsnetzbetreiber/Eigentümer 2001/2002**

	Belgien	Dänemark	Deutschland	Finnland	Frankreich	Griechenland	Großbritannien	Irland	Italien	Luxemburg	Niederlande	Österreich	Portugal	Schweden	Spanien
2001	Rechtsform	Rechtsform	Verwaltung	Eigentum	Verwaltung	Verwaltung	Eigentum	Rechtsform	Rechtsform	k.A.	Rechtsform	Rechtsform	Rechtsform	Eigentum	Rechtsform
2002	Rechtsform	Rechtsform	Rechtsform	Eigentum	Management	Rechtsform/Management	Eigentum	Rechtsform/Management	Eigentum/Rechtsform	Management	Eigentum	Rechtsform	Rechtsform	Eigentum	Eigentum

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkts 2002

**Tabelle 3: Entflechtung Verteilungsnetzbetreiber 2002**

Land	Belgien	Dänemark	Deutschland	Finnland	Frankreich	Griechenland	Großbritannien	Irland	Italien	Luxemburg	Niederlande	Österreich	Portugal	Schweden	Spanien
2002	Rechtsform	Rechtsform	Buchführung	Eigentum	Buchführung	Buchführung	Rechtsform	Management	Rechtsform	Buchführung	Management	Buchführung	Buchführung	Rechtsform	Rechtsform

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkts 2002

In Österreich, Frankreich und Irland haben Regulierungsbehörden die Kontrolle über den Gas- und den Elektrizitätssektor übernommen. Die Regulierungsstellen allgemein sind gegenüber 2001 nicht wesentlich verändert worden. Sie werden laufend in ihrer personellen und materiellen Ausstattung verbessert, aber in manchen Staaten haben die zuständigen Ministerien nach wie vor Einfluss auf die Entscheidungen. In der Mehrzahl der Mitgliedsstaaten erfolgt die Kontrolle ex-ante. Deutschland ist der einzige Mitgliedsstaat, der sich auf einen verhandelten Netzzugang und eine ex-post Regulierung der Wettbewerbsbehörde stützt, wie es auch in den skandinavischen Staaten üblich ist. Die skandinavischen Staaten bevorzugen allerdings die ex-post Regulierung in Kombination mit einer Entflechtung der Eigentumsverhältnisse.

**Tabelle 4: Regulierungsbehörden 2001/2002**

Land	Regulierung	Netzzugang	Streitbeilegung	Personalbestand	Jahresbudget 2002 (Mio. €)
Belgien	ex ante	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	68	15
Dänemark	ex post	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	30	3
Deutschland	ex post	Nicht reguliert	Wettbewerbsbehörde	n.a.	n.a.
Finnland	ex post	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	15	1
Frankreich	ex ante	Ministerium zuständig	Regulierungsbehörde	80	9
Griechenland	ex ante	Ministerium zuständig	Regulierungsbehörde	43	4
Großbritannien	ex ante	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	330	58
Irland	ex ante	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	31	6
Italien	ex ante	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	86	18
Luxemburg	k.A.	Ministerium und Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	2	n.a.
Niederlande	ex ante	Hybrid	Wettbewerbsbehörde	55	6
Österreich	ex ante	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	45	9
Portugal	ex ante	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	52	7
Schweden	ex post	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	33	3
Spanien	ex ante	Ministerium zuständig	Regulierungsbehörde	153	19

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkts 2002

## 1.3. Indikatoren für den Elektrizitätsmarkt

### 1.3.1. Netzzugang

In den Mitgliedsstaaten gibt es erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Zahl der Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber. Zumeist ist die vor der Liberalisierung bestehende Struktur noch erkennbar. In Frankreich, Griechenland und Irland befinden sich das Übertragungsnetz und der überwiegende Teil des nationalen Verteilungsnetzes in der Hand eines Unternehmens. In Deutschland und Österreich erfolgt die Übertragung durch Versorger mit regionalen Versorgungsbioten (Bundesländer), die Stromverteilung zumeist durch kommunale Versorger. Die anderen Mitgliedsstaaten liegen zwischen diesen beiden Extremen.

Wichtiges Kriterium für den Netzzugang sind transparente und diskriminierungsfreie Netzentgelte. Eine deutliche Entflechtung der Netze von den Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen ermöglicht eine klare Aufschlüsselung der den Netzentgelten zugrundeliegenden Kosten. Die strengsten Vorschriften für das „Unbundling“ haben Finnland, Schweden, Großbritannien und Italien. In Deutschland und Österreich sind die Netzentgelte wenig transparent und liegen in einigen Bundesländern deutlich über dem EU-Durchschnitt. Auch in Luxemburg sind die Netzentgelte überdurchschnittlich und damit markthemmend.

Ein weiteres Kriterium sind die Ausgleichsbedingungen für die Netznutzer durch den Übertragungsnetzbetreiber. Vor allem neue Marktteilnehmer mit kleinem Kundenkreis sind auf faire Ausgleichsbedingungen (Stromdefizit oder überschüssige Energie) angewiesen. Lediglich in Belgien und Luxemburg wertet die Kommission die Ausgleichsbedingungen als ungünstig, da in diesen beiden Ländern der Übertragungsnetzbetreiber den Ausgleich ohne Beteiligung der Regulierungsbehörde kontrolliert.

Tabelle 5: Gesamtnetzentgelt und Ausgleichsbedingungen

Land	Gesamtnetzentgelt	Ausgleichsbedingungen
Belgien	Durchschnitt	Ungünstig
Dänemark	Durchschnitt	Günstig
Deutschland	Überdurchschnittlich	Moderat
Finnland	Durchschnitt	Günstig
Frankreich	Durchschnitt	Moderat
Griechenland	Durchschnitt	Moderat
Großbritannien	Durchschnitt	Günstig
Irland	Durchschnitt	Moderat
Italien	Durchschnitt	Moderat
Luxemburg	Überdurchschnittlich	Ungünstig
Niederlande	Durchschnitt	Moderat
Österreich	Überdurchschnittlich	Moderat
Portugal	Durchschnitt	Moderat
Schweden	Durchschnitt	Günstig
Spanien	Durchschnitt	Günstig

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkts 2002

### 1.3.2 Marktstruktur

Tabelle 6: Marktanteil der drei größten Erzeuger in % 2001/2002

Land	Belgien	Dänemark	Deutschland	Finnland	Frankreich	Griechenland	Großbritannien	Irland	Italien	Luxemburg	Niederlande	Österreich	Portugal	Schweden	Spanien
2001	97	75	63	54	98	100	44	97	79	k.A.	64	68	85	77	79
2002	96	78	64	45	92	97	36	97	69	k.A.	59	45	82	90	83

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkts 2002

Aus der Tabelle ist klar zu erkennen, dass in den Mitgliedstaaten eine zum Teil sehr starke Marktbeherrschung durch die jeweils größten Stromerzeuger des Landes besteht.

## **2. Auswirkungen der Liberalisierung -Trends**

### **2.1 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen**

Die Stromversorgung wird in der EU-Mitgliedsstaaten als „öffentliche Dienstleistung“ eingestuft. Dahinter verbirgt sich die Annahme, dass Strom ein Basisgut einer modernen Gesellschaft ist, der jedem jederzeit in gewünschter Menge zur Verfügung stehen soll, dass diese umfassende Versorgung aber durch wettbewerblich bzw. privat organisierte Märkte nicht garantiert ist. „Öffentliche Interessen“ werden als „Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen“ in die Elektrizitätsgesetze aufgenommen:

- landesweit einheitlicher Strompreis innerhalb einer KonsumentInnengruppe, unabhängig von den tatsächlich verursachten Kosten,
- Strompreise als Instrument der Sozialpolitik über niedrigere Tarife für einkommensschwache KonsumentInnengruppen,
- Strompreise als Instrument der Industriepolitik über niedrigere Tarife für energieintensive Produktionsstätten (z.B. Aluminiumerzeugung),
- Forcierung bestimmter Technologien (z.B. Atomenergie), weil dadurch wirtschaftspolitische Effekte erwartet werden, wie z.B. Beschäftigung im High-Tech Bereich,
- Forcierung bestimmter Primärenergieträger (z.B. Braunkohle in Deutschland) als Instrument der Beschäftigungspolitik, aber auch Reduktion der Auslandsabhängigkeit.

Obwohl z.B. in den USA eine Präferenz für private Eigentümerschaft besteht, wurde die Erschließung des Wasserkraftpotentials im Nordwesten der USA (Bonneville Power Administration) und Südosten (Tennessee Valley Authority) an zwei Unternehmen im öffentlichen Besitz übertragen. Dies geschah primär deshalb, weil in Verbindung mit dem Bau von Wasserkraftwerken auch andere – „öffentliche“ - Aufgaben erfüllt werden sollten, wie etwa die Erschließung der Region und der Aufbau von Bewässerungssystemen.

### **2.2. „Re-Regulierung“ statt Deregulierung**

Für die Elektrizitätswirtschaft zeigt der empirische Befund, dass die zentrale Erwartung der "DeregulierungsbefürworterInnen", staatliche Regulierungsmaßnahmen auf ein Minimum zu reduzieren oder zumindest zurückzudrängen, nicht erfüllt wurde. Im "Musterland der Deregulierung", Großbritannien, ist die Regulierung der Elektrizitätsindustrie mittlerweile wesentlich intensiver und greift bisweilen sehr weit in unternehmenspolitische Entscheidungen ein (sie ist etwa auch wesentlich umfangreicher als in Österreich).

„OFFER“, die britische Regulierungsbehörde,

- legt den maximalen Poolpreis fest,
- gibt Anweisung zum Verkauf von Kraftwerkskapazität,
- gibt Anordnung zur Durchführung von Stromsparmaßnahmen bzw. zum Einsatz erneuerbarer Energieträger.

Mit anderen Worten: der Markt funktioniert nicht von selbst. Ein Beispiel für die Neuausrichtung für Ausdehnung der Regulierung ist die Verpflichtung für Elektrizitätsunternehmen, VerbraucherInnen mit niedrigen Einkommen zu unterstützen. Derartige Vorgaben finden sich in der amerikanischen und englischen Regulierung; aber neuerdings auch in der EU (Vorschlag für eine Richtlinie zur "Einführung rationeller Planungsverfahren auf dem Gebiet der Strom- und Gasversorgung", Strom-

und Gasversorgungsunternehmen werden verpflichtet, "Nachfragesteuerungsprogramme aufzustellen, deren Zielgruppe Energieverbraucher mit niedrigem Einkommen sind, die einen unverhältnismäßig großen Teil ihres verfügbaren Einkommens für Energie ausgeben").

### **2.3. Effizienzvergleich zwischen "Öffentlich" und "Privat"**

Die den Stromversorger mit der Zeit im Wege des Versorgungsauftrags unter dem Titel "Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen" übertragenen Aufgaben erschweren die Überprüfung ihrer Effizienz.

Die Studie „Ownership and Performance in Electric Utilities“ (Michael G. Pollitt, Oxford University Press, 1995) beinhaltet einen Vergleich der Effizienz von Unternehmen in öffentlichen und privaten Eigentum auf Basis umfangreicher und relativ aktueller Daten.

Bei der technischen Effizienz der Stromerzeugung ist kein signifikanter Unterschied zwischen den beiden Eigentumsformen festzustellen. Die Qualität des technischen Managements von bestehenden Anlagen ist unabhängig von den Eigentumsverhältnissen.

Bei der ökonomischen Effizienz liegen private Stromproduzenten im Durchschnitt zwischen 4 und 5% günstiger. Als Begründung dafür wird angeführt, dass, um einen gewünschten Output zu geringsten Kosten zu erzeugen, eine Optimierung der Produktionsfaktoren (Kapital/Kapazität, Arbeit, Brennstoffe) notwendig ist und dieser Prozess bei Unternehmen im öffentlichen Eigentum in der Regel durch politische Einflussnahme (z.B. auf die Investitionsplanung oder die Technologiewahl) negativ beeinflusst wird.

Zwischen öffentlichen und privaten Transport- und Verteilunternehmen konnte dagegen keine signifikante Differenz in der ökonomischen Effizienz festgestellt werden.

Wichtiger als der Faktor Eigentumsverhältnisse ist die tatsächliche Wettbewerbsintensität (insbesondere die Möglichkeit des freien Markteintritts), die Unternehmensgröße hinsichtlich der Nutzung von Skalenerträgen und der Einfluss bzw. die Art der Regulierung.

Nach Einschätzung der EU-Kommission sind folgende Markthemmnisse ebenfalls entscheidend für die Preisentwicklung:

- übermäßig hohe Netzentgelte, die aufgrund ihrer abschreckenden Wirkung auf Neueinsteiger ein Wettbewerbshindernis darstellen und Ressourcen für die Quersubventionierung verbundener Geschäftstätigkeiten im wettbewerbsorientierten Markt verschaffen können;
- große Marktmacht bestehender Erzeugungsunternehmen in Verbindung mit mangelnder Liquidität an Großhandels- und Ausgleichsmärkten, was mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führt, dass von Neueinsteigern hohe Ausgleichsentgelte gefordert werden;
- Netzentgeltstrukturen, die nicht vorab veröffentlicht oder genehmigt werden; dies kann Ungewissheiten schaffen und zu teuren und langwierigen Rechtsstreitigkeiten führen, wenn die Eigentumsverhältnisse nicht vollständig entflochten sind;
- unzureichende Entflechtung, die etwaige diskriminierende Gebührenstrukturen verschleiern und zu Quersubventionierung führen kann.



Tabelle 7: Schätzungen zum Versorgerwechsel 1998-2001

Land	Zugelassene industrielle Großabnehmer <sup>2</sup>		gewerbliche Kleinverbraucher/ Haushalte	
	Wechsel	Wechsel oder Neuverhandlung	Wechsel	Wechsel oder Neuverhandlung
Belgien	2-5%	30-50%	Nicht zugelassen	
Dänemark	>50%	>80%	Nicht zugelassen	
Deutschland	20-30%	>50%	5-10%	10-20%
Finnland	n.a.	>50%	5-10%	10-20%
Frankreich	10-20%	n.a.	Nicht zugelassen	
Griechenland	0%	0%	Nicht zugelassen	
Großbritannien	>50%	100%	30-50%	n.a.
Irland	10-20%	n.a.	Nicht zugelassen	
Italien	>50%	100%	Nicht zugelassen	
Luxemburg	10-20%	>50%	Nicht zugelassen	
Niederlande	20-30%	100%	Nicht zugelassen	
Österreich	20-30%	n.a.	5-10%	n.a.
Portugal	5-10%	n.a.	Nicht zugelassen	
Schweden	n.a.	100%	10-20%	>50%
Spanien	10-20%	>50%	Nicht zugelassen	

Die gesamten Versorgerwechsel (Industrie, Kleingewerbe, Haushalte) nach Verbrauch in TWh werden wie folgt geschätzt:

Tabelle 9: Schätzungen zum Versorgerwechsel nach TWh

Land	Versorgerwechsel in TWh
Belgien	2
Dänemark	5
Deutschland	74
Finnland	24
Frankreich	20
Griechenland	0
Großbritannien	140
Irland	1
Italien	71
Luxemburg	1
Niederlande	10
Österreich	8
Portugal	1
Schweden	39
Spanien	13

Quelle: Benchmarkingbericht, S.18

<sup>2</sup> Eurostat Kategorien Ig und le Neuverhandlung

## 2.4. Strompreise

Eine Öffnung der Energiemärkte lässt nach Ansicht der EU zwei Hauptauswirkungen auf die Preise erwarten. Zunächst sollte der Wettbewerb die Unternehmen dazu bewegen, die Preise zu reduzieren, um ihren Marktanteil zu halten. Dies bedeutet nicht, dass die Preise in jedem Fall sinken werden, da andere für die Gesamtlage am Markt maßgebliche Faktoren eine Rolle spielen können, insbesondere der Preis anderer angebotener Primärenergieträger wie Erdöl. Zweitens sollte die Schaffung eines echten Binnenmarktes für Elektrizität und Erdgas zu einer gewissen Konvergenz der Preise in den verschiedenen Mitgliedstaaten führen.

Auf den Großhandelsmärkten zeichnet sich eine gewisse Konvergenz der Preise in den verschiedenen Mitgliedstaaten ab. Dies gilt insbesondere für den Grundlastbereich, in dem die Preise sich sowohl auf den Strombörsen, als auch im Rahmen bilateraler Verträge im Jahr 2001 im Allgemeinen um €20 je MWh bewegten. Die Preise im Spitzenlastbereich sind durch größere Schwankungen gekennzeichnet, was Ausdruck des begrenzten Verbundgrades und vielleicht auch von Eingriffen in das Marktgeschehen sein kann. Höhere Preise in Spitzenlastperioden waren in Spanien und den Niederlanden zu verzeichnen, wo die Preise im Monatsdurchschnitt oftmals €35 je MWh überschritten.

Tabelle 8: Strompreise für Haushalte und Industriebetriebe in der EU (in € je kWh)

	Haushalte				Industriebetriebe			
	2000	2001	2002	2003	2002	2003	2002	2003
Belgien	0,11708	0,11844	0,11370	0,11200	0,07335	0,07519	0,07600	0,07640
Dänemark	0,07182	0,07807	0,08655	0,09465	0,05042	0,05580	0,06393	0,06965
Deutschland	0,11908	0,12199	0,12610	0,12670	0,06749	0,06693	0,06850	0,06970
Griechenland	0,05636	0,05640	0,05800	0,06060	0,05709	0,05714	0,05900	0,06140
Spanien	0,08949	0,08588	0,08590	0,08720	0,06359	0,05499	0,05200	0,05280
Frankreich	0,09283	0,09144	0,09230	0,08900	0,05671	0,05566	0,05620	0,05290
Irland	0,07947	0,07947	0,08830	0,10060	0,06615	0,06615	0,08360	0,07620
Italien	0,15003	0,15675	0,13900	0,14490	0,06926	0,09189	0,07760	0,08260
Luxemburg	0,10558	0,11205	0,11480	0,11910	0,07092	0,06321	0,06450	0,06750
Niederlande	0,09384	0,09779	0,09230	0,09700	0,06690	0,06398	:	:
Österreich	0,09491	0,09447	0,09320	0,09260	:	:	:	:
Portugal	0,11941	0,11996	0,12230	0,12570	0,06430	0,06509	0,06650	0,06730
Finnland	0,06452	0,06366	0,06970	0,07380	0,03769	0,03720	0,04010	0,05660
Schweden	0,06373	0,06286	0,07009	0,08383	0,03747	0,03133	0,03099	0,06661
Vereinigtes Königreich	0,10561	0,09956	0,10315	0,09587	0,06639	0,06605	0,06137	0,05387

Quelle: <http://europa.eu.int/comm/eurostat/>

Trotz einer gewissen Konvergenz auf den Großhandelsmärkten weisen die Preise für Industrie und Haushalte nach wie vor große Unterschiede auf. Die obenstehende Grafik zeigt die Elektrizitätspreisentwicklung von Januar 2000 bis November 2003. Die zugrunde liegenden Daten werden von Eurostat halbjährlich erhoben. Bei der Entwicklung der **Strompreise für Haushalte** von Januar 2000 bis November 2003 stellte Eurostat in der Mehrzahl der EU-Staaten (9) Preisanstiege fest:

die stärksten Preisanstiege waren in Dänemark (+31,79%), Schweden (+31,54%), Irland (+26,59%), Finnland (+14,38%) und Luxemburg (+12,81%) zu verzeichnen. Moderate Anstiege gab es in Griechenland (+7,52%), Deutschland (+6,40%), Portugal (+5,27%), den Niederlanden (+3,37%).

Lediglich in 6 Staaten ist es für die Haushalte in diesem Zeitraum zu Strompreissenkungen (vor Steuern) gekommen: Großbritannien (-9,22%), Belgien (-4,34%), Frankreich (-4,13%), Italien (-3,42%), Spanien (-2,53%), und Österreich (-2,43%).

Die Veränderungen der **Strompreise für industrielle Abnehmer** sind im Zeitraum Jänner 2000 bis November 2003 für 13 EU-Staaten ermittelt worden (keine Daten für Österreich, Niederlande):

Starke Preisanstiege gab es in den skandinavischen Staaten, in Schweden (+77,77%), in Finnland (+50,17%) und in Dänemark (+38,14%). Deutliche Anstiege gab es auch in Italien (-19,26%) und in Irland (-15,19%). Moderate Preisanstiege in Griechenland (+7,55%), in Portugal (+4,67%), in Belgien (+4,16%), in Deutschland (+3,27%).

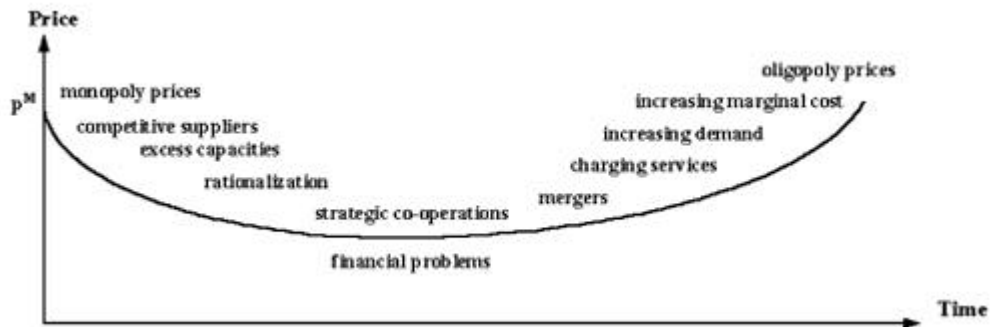
Lediglich in vier Staaten wurden Preissenkungen vermeldet, in Großbritannien (-18,86%), in Spanien (-18,97%), in Frankreich (-6,72%) und in Luxemburg (-4,82%).

Im Allgemeinen haben die Preise im skandinavischen Raum in jüngerer Zeit als Folge der abnehmenden Reservekapazität angezogen, wobei im Februar 2001 besonders hohe Preise zu verzeichnen waren. Die Öffnung des deutschen Marktes hat schnell zu einem Rückgang der Großhandelspreise geführt, wenn auch das gehandelte Volumen bisher gering war. Die Großhandelspreise im Vereinigten Königreich sind seit Abschaffung des Strompools rückläufig.

Generell lässt sich feststellen:

- Strom ist in der EU für private Haushalte nach wie vor wesentlich teurer – und zwar um etwa 60 % - als für industrielle Abnehmer, und diese Entwicklung hat sich in den letzten 10 Jahren sogar noch verstärkt: war Strom für private Haushalte 1994 noch 51% teurer als für industrielle Abnehmer, so ist diese Preisdifferenz 2003 bereits auf knapp 60% angestiegen.
- Von der Liberalisierung und Privatisierung des Strommarktes haben industrielle Abnehmer um rund 50% mehr profitiert als private Haushalte: gegenüber 1994 sanken die durchschnittlichen Strompreise in der EU für private Haushalte um 8,9%, für industrielle Abnehmer dagegen um 13,5%.
- Generell sind die Strompreisunterschiede in der EU enorm. Bei privaten Haushalten beträgt der Unterschied zwischen dem billigsten „Stromland“ (Griechenland) und dem teuersten (Italien) 140%, bei industriellen Abnehmern zwischen dem billigsten Land Spanien und dem teuersten Land Italien knapp 60%. Die „Billigstromländer“ der EU sind Schweden, Finnland und Griechenland. Die teuersten Länder Italien, Belgien, Deutschland und Portugal.
- Es gibt in der EU keinen eindeutigen Zusammenhang zwischen Privatisierung und Liberalisierung des Marktes einerseits und Strompreisen andererseits. Denn zu 100 % liberalisierte Märkte finden sich sowohl unter den Billigstromländern (wie etwa Schweden und Finnland), aber auch unter den teuersten (mit Deutschland).
- Längerfristig gehen manche ExpertInnen wieder von einem Anstieg der Strompreise aus, vor allem durch Zusammenschlüsse von Versorgungsunternehmen und Oligopolbildungen, wie die folgende Grafik („Badewannenkurve“) verdeutlicht:

Grafik 1: „Badewannenkurve“



Quelle: Haas/Auer/Huber/Orasch, 1997

Nach einer Rationalisierungsphase und dem Abbau von Überkapazitäten werden einige Anbieter finanzielle Schwierigkeiten bekommen. Es werden strategische Kooperationen entstehen und durch Übernahmen wird die Zahl der Anbieter verkleinert. Es entsteht ein Oligopol von wenigen Anbieter bei steigender Stromnachfrage; Serviceleistungen, die früher gratis waren, werden verrechnet, und bald werden die Monopolpreise wieder erreicht.

## 2.5. Beschäftigung

Aus dem Kommissionsbericht „Beschäftigung in Europa 1998“<sup>3</sup> ergab sich, dass Elektrizitätswirtschaft und Erdgasindustrie zu den am stärksten von einem Beschäftigungsrückgang betroffenen Sektoren zählten. Nach Schätzungen auf der Grundlage europäischer und nationaler Statistiken sind von 1990 bis 1998 in diesem Bereich mehr als 250.000 Stellen verloren gegangen. Gewerkschaften gehen davon aus, dass es in den nächsten fünf Jahren zu einem weiteren Beschäftigungsrückgang um 25 % kommen wird. Bei einem Vergleich tritt klar zu Tage, dass die meisten Arbeitsplätze in der Elektrizitätswirtschaft verloren gegangen sind.

Die Auswirkungen der Umstrukturierung und der Einführung neuer Technologien lassen sich nur schwer von den direkten Auswirkungen der Marktliberalisierung trennen; sicher ist nur, dass die Liberalisierung dazu beiträgt, die beiden erstgenannten Entwicklungen zu beschleunigen. Aus den Fallstudien ergab sich allerdings, dass häufig die Umstrukturierung in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Liberalisierung stand. Auch die jüngste Zunahme von Fusionen lässt sich mit der Liberalisierung und dem Zwang zur Aufrechterhaltung der Wettbewerbsfähigkeit in Verbindung setzen. Ankündigungen von Fusionen gehen häufig mit Ankündigungen des Abbaus von Arbeitsplätzen einher.

Es besteht kein direkter Bezug zwischen dem Ausmaß der Liberalisierung und der Anzahl der abgebauten Arbeitsplätze. Allerdings war der Personalabbau in den Ländern am größten, in denen die Liberalisierung mit einer Privatisierung verbunden war (im Wesentlichen in Großbritannien).

<sup>3</sup> Zitiert in: „The Effects of the Liberalisation of the Electricity and Gas Sectors on Employment“, C1713, 21.9.2001, S.5

Tabelle 9: Beschäftigung in der Elektrizitätswirtschaft der EU

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Belgien										15434	
Dänemark			11688						10488	10126	
Deutschland			217590	210220	204420	196320	187860	178870	171075	160122	150000
Finnland	24462*						17089			15000	
Frankreich										114900	
Griechenland				28,970					33,999	33315	
Großbritannien										76000	
Irland				10,697		10,097		9,192		9,017	
Italien	112,820		109,860		105,835		96,287		88,957		82,962
Luxemburg										477	
Niederlande			34400				32200			19905	
Österreich							31026	30445	30074	29966	
Portugal						16213				14497	
Schweden	38000									25500	
Spanien				52000					43000	37489	

\* 1987

Quelle: <http://europa.eu.int/comm/energy/library/ecotecfinalreport.pdf> und  
<http://www.gstbrp.de/energie/dokumente/zahlenundfakten.html>

Der Umstrukturierungsprozess in der Elektrizitätswirtschaft ist von einigen Schlüsselmerkmalen dieses Industriezweigs beeinflusst worden, darunter:

- ein überalterter Arbeitskräftebestand,
- eine signifikante Unterrepräsentation von Frauen,
- ein Qualifikationsprofil, dessen Schwerpunkt traditionell auf technischen Aufgaben liegt,
- eine hergebrachte Erwartung einer „lebenslangen Anstellung“,
- ein üblicherweise geringes Interesse an Marketingdienstleistungen und Kundenservice.

Dies lief darauf hinaus, dass eine Umstrukturierung bisher auf „sozialverträgliche Weise“ mit Hilfe von Frühpensionierungen und natürlichen Abgängen stattfinden konnte. Frauen waren weniger betroffen als Männer, da sie in der Elektrizitätswirtschaft weiterhin durchweg unterrepräsentiert sind. Ein Arbeitsplatzabbau traf meist Angelernte und FacharbeiterInnen in den technischen Berufen, sowie auch die mittleren Führungspositionen und zugehörige Büroberufe. Neue Arbeitsplätze waren hauptsächlich in den Bereichen Marketing, Kundenservice, IT und Dienstleistungen für Unternehmen zu verzeichnen.

Somit lässt sich ein Ausgleich zwischen den Bereichen, in denen Arbeitsplätze verloren gehen, und denen, in denen sie geschaffen werden, nicht ohne weiteres bewerkstelligen, so dass erhebliche Umschulungsbemühungen erforderlich sind.

Die Kosten des Arbeitskräfteabbaus wurden zu einem wesentlichen Teil von den Staaten getragen, da in großem Maßstab auf Vorruhestandsregelungen zurückgegriffen wurde. Das widerspricht den Bemühungen, den Anteil der FrühpensionistInnen zu reduzieren. Von einer „freiwilligen“ Frühpensionierung kann außerdem keine Rede sein, da kaum Alternativen gegeben waren. Darüber

hinaus zeigt sich am Beispiel von Großbritannien, dass im Umstrukturierungsprozess begriffene Firmen immer mehr mit Schwierigkeiten zu kämpfen haben, da die Option Frühpensionierung wegen des sich verändernden Altersprofils der Belegschaften so gut wie ausgeschlossen ist. Möglicherweise greift man in Zukunft mehr zu Kündigungen zu weniger günstigen Bedingungen, so dass eine schnellere arbeitsmarktpolitische Reaktion erforderlich wird.

Die EU-Kommission stellt daher fest, dass man sich mit einer Reihe wichtiger Fragestellungen befassen muss:

- Zukünftiger Abbau von Arbeitsplätzen und dessen Modalitäten
- Ausgleich zwischen in dem Sektor verlorengegangenen und neugeschaffenen Arbeitsplätzen
- Auswirkung der Belegschaftsverringerungen auf die übrig gebliebenen Personalmitglieder (zum Beispiel zunehmender Stress)
- Auswirkungen von Personaleinsparungen und damit eines Verlusts an erfahrenen Fachkräften auf die Qualität der Dienstleistungen und der Netzinstandhaltung (Verpflichtung zur öffentlichen Dienstleistung)
- Auswirkungen des Outsourcing auf die Entwicklung von Qualität und Qualifikationen
- Auswirkungen des Arbeitsplatzabbaus auf das Altersprofil des Personals und die Einstellung von Nachwuchskräften (z. B. die Frage zukünftiger Qualifikationsdefizite)

Die europäischen Sozialpartner der Elektrizitätswirtschaft stimmen mit den wichtigsten Ergebnissen der Studie überein. Am 27.11.2000 haben sich EURELECTRIC von Seiten der ArbeitgeberInnen und EGÖD sowie EMCEF auf Seiten der ArbeitnehmerInnen auf eine gemeinsame Erklärung über gemeinsame Maßnahmen geeinigt.<sup>4</sup>

Es wurde eine Arbeitsgruppe eingesetzt, die bewährte Verfahren in den Bereichen lebenslanges Lernen und Personalumsetzung ausfindig machen und die Bedingungen überprüfen soll, unter denen das lebenslange Lernen dazu beitragen könnte, qualifizierte Arbeitsplätze zu sichern. Außerdem beabsichtigen die Sozialpartner der Frage nachzugehen, welche Qualifikationen in Zukunft in der Elektrizitätswirtschaft benötigt werden.

## **2.6. Versorgungssicherheit**

Die Einführung von Wettbewerb muss so geregelt werden, dass die KundInnen sich auf eine kontinuierliche und zuverlässige Versorgung verlassen können, d.h. es müssen ausreichende Produktions- und Transportkapazitäten vorhanden sein.

In der Regel wird die Versorgungssicherheit in den Mitgliedsstaaten durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber überwacht. Diesen obliegt die Aufgabe des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage im Netz.

---

<sup>4</sup> [http://europa.eu.int/comm/employment\\_social/general/news/001207\\_4\\_en2.htm](http://europa.eu.int/comm/employment_social/general/news/001207_4_en2.htm)

Tabelle 10: Versorgungssicherheit in den Mitgliedsstaaten

	Versorgungssicherheit 2002				Maßnahmen zur Absicherung von Verbrauchsspitzen		
	Leistungsreserve bei Erzeugung	Einfuhrkapazität (Anteil am Verbrauch)	Zunahme der Spitzenbelastung in % pro Jahr	Kapazitätserhöhung bis 2004 (GW)	Marktbasiert	Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber oder Versorger	Anreize, z.B. Bereitstellungszahlungen
Belgien	2%	31%	+2,1%	0,2		x	
Dänemark	Siehe Nordel				x		
Deutschland	5%	15%	+0,5%	0,8	x		
Finnland	Siehe Nordel				Nicht bekannt		
Frankreich	16%	19%	+1,9%	0,4	X		
Griechenland	7%	13%	+3,2%	1,2	tender		
Großbritannien	12%	3%	+1,0%	5,0	x		
Irland	-2%	6%	+3,0%	0,8	tender		
Italien	9%	12%	+3,7%	5,7			
Luxemburg	-	100%	+2,8%	0,0	k.A.		
Niederlande	7%	28%	+3,0%	0,7		X	
Österreich	34%	45%	+2,1%	0,4	X		
Portugal	13%	13%	+4,0%	0,5			X
Schweden	Siehe Nordel					X	
Spanien	16%	7%	+3,1%	4,6			X
Nordel	1%	5%	+0,8%	6,0			

Quelle: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkts 2002, S.31

### **3. Erfahrungen in den einzelnen Ländern der EU**

Für die nachfolgenden Länderberichte sind folgende Begriffsbestimmungen wesentlich:

#### „Verhandelter Third-Party-Access“ (nTPA)

Das Modell des Netzzugangs auf Verhandlungsbasis (Negotiated Third Party Access, nTPA) soll den berechtigten KonsumentInnen (und evtl. auch den Verteilwerken) erlauben, Strom bei Anbietern ihrer Wahl zu beziehen. Die Netzbesitzer sind verpflichtet, ihre Netze gegen Bezahlung für die Stromdurchleitung zur Verfügung zu stellen, sofern freie Kapazitäten vorhanden sind. Die Konditionen werden zwischen den beteiligten Akteuren ausgehandelt.

#### „Single-Buyer“

Im Alleinabnehmer- („Single Buyer“-) Modell wird für jedes Land oder jede Region ein Alleinabnehmer als Monopolist bestimmt, der für den Betrieb des Übertragungsnetzes und den Kauf und Weiterverkauf von Strom (zu offiziellen, veröffentlichten Preisen) zuständig ist. Der „Single Buyer“ muss berechtigten KonsumentInnen, die Verträge mit unabhängigen Produzenten abschließen, Zugang zum Netz gewähren. Er kann zudem verpflichtet werden, Strom von einem Anbieter zu einem Preis zu beziehen, den er seinen eigenen KundInnen - abzüglich des Tarifs für Übertragung und Verteilung - in Rechnung stellt.

#### „merit order“

Der Energiemarkt-„merit order“ ist die Liste aller gültigen Angebote und Nachfragen für Stromkontingente, die von den Strompool-Teilnehmern übermittelt werden, sortiert nach Preisblöcken. Die Stromkontingente werden vom System Controller aufgeteilt, um ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage zu halten.

#### „ex ante“ vs. „ex post“

Die Beschaffenheit von Strom lässt einen tatsächlichen Spotmarkt, mit unmittelbarer Stromlieferung nicht zu. In den meisten Strompools erfolgt die Preisermittlung durch Auktionen, eine Zeit lang vor der eigentlichen Stromlieferung. Wenn die Preise nach dem vorgesehenen Angebot und Bedarf ermittelt werden, handelt es sich um einen „ex ante“-regulierten Pool, werden die Preise im Nachhinein aus dem bei Lieferung aktuellen Bedarf und Angebot ermittelt, handelt es sich um einen „ex post“-regulierten Pool.

#### Punkttarifmodell („Point-Tariff“)

Der Netznutzer bezahlt den Tarifpreis („Briefmarke“) jenes Netzbereichs, an dem die Kundenanlage angeschlossen ist (Entnahmepunkt), unabhängig von der Zahl der berührten Netzbetreiber/Netzebenen.

Dadurch ergibt sich für die KonsumentInnen eine einfachere und transparentere Preisgestaltung, mögliche Diskriminierungen über Tarife werden eingeschränkt.

#### „Service Publique“

In frankophonen Ländern gebräuchlicher Ausdruck. Öffentliche Aufgaben in den Bereichen öffentlicher Verkehr, Sicherheit, Gesundheitswesen, Bildung, Energie, Wasserversorgung, Entsorgung, etc. Diese Aufgaben werden nach der Liberalisierung in manchen Ländern gesetzlich festgelegt und gelten auch für privatisierte Unternehmen. Im Bereich Stromversorgung beispielsweise die Verpflichtung zur Belieferung aller KundInnen im Versorgungsgebiet, oder die Verpflichtung zu gleichen Preisen für gleichartige KundInnen. Wird hier mit gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen übersetzt.



### **3.1. Belgien**

Den gesetzlichen Rahmen bildet das Gesetz für die Organisation des Elektrizitätsmarktes vom 29.4.1999. Eine Elektrizitätsregulationskommission erstellt alle drei Jahre ein Programm, in dem der mittel- und langfristige Energiebedarf geschätzt wird (der Zeithorizont beträgt 10 Jahre), sowie einen Plan für die Verwendung der Energieträger und der Produktionsmittel. 96% der Elektrizitätserzeugung teilen sich „Electrabel“ und „SPE“. Der Anteil von Atomstrom liegt bei 60%, der Anteil erneuerbarer Energien unter 1%. Zur Stärkung der Energiegewinnung aus erneuerbarer Energie wird die Abnahme eines festgesetzten (niedrigen) Anteils gesetzlich garantiert. Die höheren Kosten werden den Elektrizitätserzeugern aus einem Fonds rückerstattet, der aus einer Abgabe auf sämtliche Stromlieferungen gespeist wird.

Die Marktöffnung für Großverbraucher >20GWh/Jahr erfolgte am 1.6.2000, für Großverbraucher über 10 GWh/Jahr ab. Der Zeitpunkt der Öffnung wird von den Regionen bestimmt, Flandern hat im Jahr 2002 seinen Strommarkt weiter geöffnet, die erklärte Marktöffnung liegt landesweit bei etwa 52%.

Der „Third-Party-Access“ ist gesetzlich geregelt und kann aufgrund von Kapazitätsengpässen oder der Verletzung technischer Bestimmungen verweigert werden. Die Tarife für die Durchleitung und Netzdienstleistungen werden vom Netzbetreiber festgelegt und von keiner Regulierungsbehörde kontrolliert. „CREG“ ist die belgische Elektrizitätsregulationsbehörde und setzt sich aus einem Vorsitzenden und vier weiteren Mitgliedern zusammen, die für einen Zeitraum von 6 Jahren vom Ministerrat ernannt werden. „CREG“ hat eine Gutachterfunktion bei der Ausarbeitung der Gesetze und überwacht deren Einhaltung. Die Kommission dient als Schlichtungsstelle und Berufungsgericht bei allen Streitigkeiten betreffend Netzzugang und Durchleitung. Assiiert wird „CREG“ durch einen Beirat, der sich aus VertreterInnen der Regierung, der Regionen und der Branche zusammensetzt.

Der Netzbetreiber wird auf 20 Jahre festgelegt und ist für die Durchleitung sowie die Erhaltung und den Ausbau des Netzes verantwortlich. Er muss die Rechtsform eines Unternehmens haben und darf außer diesem Kerngeschäft keine weiteren wirtschaftlichen Aktivitäten ausüben. Er darf nicht an einem Elektrizitätserzeuger, -versorger oder -zwischenhändler beteiligt sein<sup>5</sup>. Übertragungsnetzbetreiber, Stromerzeuger, Verbindungsnetzbetreiber und Zwischenhändler müssen eine separate Kontenführung durchführen, auch für ihre nicht strombezogenen Aktivitäten. Die Konten werden gemäß der EU-Richtlinie offengelegt.

Die allgemeinen „Service Publique“-Verpflichtungen hinsichtlich Versorgungssicherheit und Quantität der Versorgung, wie sie öffentlichen Versorgungsunternehmen auferlegt werden, können den Erzeugern und Netzbetreibern bei der Betreuung der KundInnen, für die der Markt noch nicht geöffnet ist, ebenfalls auferlegt werden. Der Wirtschaftsminister setzt für die KundInnen einen landesweit gültigen Höchstpreis fest, mit dem Ziel, Produktivitätsgewinne an die KundInnen weiterzugeben und die Preise jenen der Nachbarländer anzugleichen (die Strompreise für EndverbraucherInnen sind nur in Deutschland höher als in Belgien).

### **3.2. Dänemark**

Den gesetzlichen Rahmen bildet der Electricity Supply Act (ESA) von 1999. Fast der gesamte Strom wird in Wärmekraftwerken durch die Verbrennung von Kohle und Öl gewonnen, im Jahr 2000 30TWh. Dänemark ist aber mit 4TWh/Jahr (2000) vergleichsweise führend bei der Stromerzeugung aus Windenergie.

Die Marktöffnung begann am 1.1.1998, wählbar waren zunächst alle Versorger mit einer jährlichen Produktion >100GWh und wahlberechtigt waren alle EndkundInnen mit einem jährlichen

---

<sup>5</sup> „It may not have any direct or indirect interest“

Verbrauch >100GWh an einem Standort. Ab 2000 wurde die Marktöffnung auf Kunden mit einem Verbrauch >10GWh erweitert und 2003 erfolgte die vollständige erklärte Marktöffnung.

Der Netzzugang ist sowohl für das Übertragungsnetz als auch für das Verbindungsnetz gesetzlich geregelt. „Eltra“ ist der Netzbetreiber im westlichen Teil Dänemarks (Jutland und Funen), verbunden mit dem „UCPTE“-Netz. „Elkraft System“ ist der Netzbetreiber im östlichen, verbunden mit dem „Nordel“-Netz.

Zur Entflechtung (“unbundling”) wurde „Eltra“ vom Stromversorger „Elsam“ getrennt und ist jetzt ein eigenes Unternehmen. Die Eigentümer beider Unternehmen sind die Verteilungsnetzbetreiber in der Region. Im östlichen Teil ist „Elkraft System“ zwar vom Produktionsunternehmen „Elkraft“ getrennt worden, blieb aber im Besitz dieses vertikal integrierten Unternehmens, mit dem gleichen Direktorium und den gleichen Eigentümern. Die derzeitige Gesetzgebung schreibt für vertikal integrierte Unternehmen keine eigene Rechnungslegung vor. Aktivitäten außerhalb des Strombereiches können nur über Tochterfirmen, die als GmbH organisiert sind, durchgeführt werden.

Die dänische Energiebehörde verwaltet die Gesetze zur Strom-, Wärme- und Gasversorgung. Der Elektrizitätspreisausschuss („Elprisudvalget“) ist zuständig für Fragen im Bereich der Preisgestaltung, des “Third-Party-Access” und anderer Marktkonditionen.

Am 9.5.2003 einigten sich die politischen Parteien auf ein Übereinkommen mit folgendem Inhalt:

- ?? der Verkauf von Versorgungsunternehmen in Gemeindebesitz soll erleichtert werden
- ?? Preiserhöhungen sollen durch den Verkauf von Monopolunternehmen verhindert werden
- ?? Entflechtung der Systembetreiber (Verteilungsnetzbetreiber) und Übertragungsnetzbetreiber
- ?? Netzbetreiber können zusätzliche Kapazitäten anbieten, um die Versorgungssicherheit zu garantieren
- ?? Netzbetreiber sollen Anreize bekommen, eine verlässliche und stabile Stromversorgung aufrechtzuerhalten
- ?? Forschung & Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien wird um 47 Mio. DKK jährlich ausgebaut.

### **3.3. Deutschland**

Die EU-Richtlinie (96/92/C) wurde mit dem Energiewirtschaftsgesetz vom 29.4.1998 implementiert, mit folgenden Grundregeln: für den KundInnen die freie Wahl des Anbieters, für die EVU's eine Durchleitungspflicht anderer Versorgungsunternehmen gegen Entgelt, Gebietsmonopole wurden aufgehoben - jeder darf jeden versorgen.

In Deutschlands Stromwirtschaft besteht eine starke Konzentrationstendenz durch Fusionen. Die überregionalen Verbundunternehmen RWE, VEBA, Preußen Elektra, EnBaWü, VIAG und Bayernwerk planen, betreiben und koordinieren den Aufbau und Einsatz der Kraftwerke und Hochspannungsnetze, liefern 40% des Stroms an EndverbraucherInnen und erzeugen selbst 81% des Stroms.

60 Regionalversorger geben Strom weiter an Unternehmen und Kommunen, 28% an EndverbraucherInnen und erzeugen 7% des Stroms selbst. Dazu kommen etwa 900 kommunale EVUs, die 31% des Stroms an EndverbraucherInnen liefern und 12% selbst erzeugen. Sie sind häufig Ausgangspunkt einer Ökologisierung der Energiewirtschaft und arbeiten hauptsächlich nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), also mit höherer Energieausnutzung als bei herkömmlichen Kraftwerken. Für die Errichtung neuer Kraftwerke gibt es keine speziellen Vorschriften oder Ausschreibungskriterien, die Bestimmungen sind hauptsächlich Ländersache. Erneuerbare Energieträger werden bevorzugt und zu Mindesteinspeisetarifen angekauft.

Die Marktöffnung erfolgte zu 100% mit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes 1998. Der Standard für den Netzzugang ist verhandelter „Third-Party-Access“ (negotiated TPA, nTPA). Die vom Netzbetreiber angebotenen Konditionen für den Netzzugang dürfen nicht schlechter sein als für den konzerneigenen Verteilungsbereich oder ein Tochterunternehmen des Betreibers. Es gibt keinen nationalen Energieverbund, sondern 9 überregionale Übertragungsnetzbetreiber (oberste Netzebene), die auch einen Großteil der regionalen Stromerzeugung kontrollieren. Jeder Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber ist für die Stromlieferung verantwortlich. Es gibt keinen nationalen Pool oder einen bundesweiten Netzbetreiber, nur eine Vereinigung der acht größten TSO`s (Transmission System Operator, Übertragungsnetzbetreiber) mit koordinierenden Aufgaben, die „Deutsche Verbundgesellschaft“. Bis 2005 gibt es für Stadtwerke eine bevorzugte Marktstellung („single buyer option“).

Die Tarife für Netzzugang und Netzdurchleitung sind im Rahmen einer Verbändevereinbarung von den Verbraucherverbänden und der Elektrizitätswirtschaft festgelegt worden. Die Preise basieren auf einer Kombination aus Abrechnung für unterschiedliche Stromstärken und enthalten einen entfernungsabhängigen Tarifbestandteil bei einer Starkstromdurchleitung über eine Entfernung von mehr als 100km. Stromversorgungsunternehmen können ebenfalls bis 2005 für den Single-Buyer-Status ansuchen.

Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz fordert zwar eine Management-Entflechtung („unbundling“), sieht aber keine Veränderung in den Eigentumsverhältnissen und auch keine Aufspaltung in separate Unternehmen vor. Die TSO`s sind vertikal integriert. Die getrennte Rechnungslegung der einzelnen Leistungsbereiche ist voll implementiert.

Das Energiewirtschaftsgesetz fällt in die allgemeine Kompetenz des Wirtschaftsminister. Die Kartellbehörde ist für die Streitschlichtung im Rahmen des Netzzuganges und der Wettbewerbsregeln zuständig. Die Landesbehörden genehmigen den Ausbau neuer Stromkapazitäten.

Es gibt keine besonderen und ausdrücklichen „Service Publique“-Verpflichtungen, jedoch gibt es die allgemeine Verpflichtung für Stromversorgungsunternehmen, EndkundInnen an das Netz anzuschließen und zu beliefern. Netzzugang kann zum Schutz von erneuerbaren Energien verweigert werden. Stromversorger müssen Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu Mindesteinspeisetarifen ankaufen.

Von 1991 bis 1998 sank die Zahl der Beschäftigten in der deutschen Stromwirtschaft um rund 27% von 218.000 auf 160.000, in Folge der Liberalisierung bis 2000 noch mal um 18.000 und somit um rund 44% auf 142.000. Der Deutsche Städtetag befürchtet, dass weitere 40.000 ArbeitnehmerInnen ihren Job verlieren werden, vor allem durch Konzentrationsprozesse bei den Elektrizitätsunternehmen, da prognostiziert wird, dass von den 900 lokalen EVU`s höchsten 100 übrig bleiben werden. Der Chef der Münchner Stadtwerke, Kurt Mühlhäuser, geht nach Erfahrungen von anderen liberalisierten Energiemärkten davon aus, dass insgesamt rund die Hälfte der Arbeitsplätze durch die Liberalisierung verlorengeht.

Die Ausgaben der Stromwirtschaft für Löhne und Gehälter (ohne gesetzliche und freiwillige Sozialleistungen) sind von 1991 bis 1998 um lediglich 3% von 5,9 auf 6,1 Mrd. Euro gestiegen.

Tabelle 11: Stromverkauf, Arbeitskräfte, Produktivität in der deutschen Energiewirtschaft

	Beschäftigte	Stromverkauf (Mrd. KWh)	Produktivität (Mio. KWh pro Beschäftigtem)
1991	217.590	429	1,97
1992	210.220	425	2,02
1993	204.420	422	2,06
1994	196.320	426	2,17
1995	187.860	435	2,32
1996	178.870	445	2,49
1997	171.075	448	2,62
1998	160.122	456	2,85
1999	150.000	459	3,06
2000*	142.000	471	3,32

\* vorläufig, Quelle: VDEW, Verband Deutscher Elektrizitätswerke ([www.strom.de](http://www.strom.de))

### 3.4. Finnland

Das Strommarktgesetz ist seit 1.6.1995 in Kraft, also bereits vor Inkrafttreten der EU-Richtlinie. Stromerzeugung. Gleichzeitig wurde eine Elektrizitätsmarktbehörde installiert. Die erklärte Marktöffnung erfolgte gestaffelt und am 1.11.1998 wurden 100% erreicht.

Am 1.9.1997 wurde ein nationaler Netzbetreiber, „Fingrid plc.“, installiert und am 15.6.1998 nahm die skandinavische Stromtransferfirma „Nord Pool“ ihre Tätigkeit in Finnland auf. Es besteht ein gesetzlich regulierter „Third-Party-Access“. „Fingrid“ ist Inhaber und Betreiber des Übertragungsnetzes, das Verteilungsnetz ist in den Händen von 110 regionalen und lokalen Betreibern.

Das entfernungsunabhängige Abrechnungssystem („Briefmarkensystem“) wird sowohl bei den Tarifen im Übertragungsnetz als auch im Verteilungsnetz angewendet, die Tarife sind veröffentlicht. Durchleitungsgebühren für Stromlieferungen aus/nach Schweden und Norwegen wurden größtenteils im November 1998 abgeschafft, für den Spotmarkt zur Gänze im März 1999.

Der Übertragungsnetzbetreiber „Fingrid plc.“ ist weder in die Stromproduktion, noch in die Stromverteilung eingebunden. Zum Ausgleich von Verlusten darf „Fingrid“ Strom einkaufen. Entflechtung bei der Rechnungslegung für die einzelnen Leistungsbereiche („unbundeling“) ist garantiert.

Die Regulierungsbehörde „Sähkömarkkinakeskus“ überwacht die Implementation des Elektrizitätsmarktgesetzes und ist Schlichtungsstelle in Streitfällen. Das Ministerium für Handel und Verkehr ist für die Lizenzvergabe bei der Errichtung von landesübergreifenden Starkstromnetzen zuständig.

Netzbetreiber haben mehrere „Service Publique“-Verpflichtungen:

- sie sind für den Bestand und den Ausbau des Netzes zuständig, sowie für die Verbindung zu anderen Stromnetzen bei (nachvollziehbarem<sup>6</sup>) KundInnenbedarf,
- sie sind gegen angemessenes Entgelt verpflichtet, die notwendige Infrastruktur bei den VerbraucherInnen zu errichten,
- sie sind verpflichtet, ein ortsunabhängiges Tarifsystem anzuwenden und KundInnen der gleichen Kategorie auch die gleichen Leitungstarife zu verrechnen,

<sup>6</sup> Anm.: „in accordance with reasonable needs of the costumers“

- sie haben ein Gebietsmonopol bei der Errichtung der Verteilungsnetze (third-party-access ist gesetzlich reguliert),
- Stromverkäufer mit einer dominierenden Marktposition müssen den Strom an KundInnen ohne andere Marktzugänge zu angemessenen Marktpreisen verkaufen.

### **3.5. Frankreich**

Am 2.3.1999 wurde vom Parlament ein Gesetz über die Modernisierung und Entwicklung der öffentlichen Stromversorgung verabschiedet. Die Errichtung neuer Kraftwerke wird restriktiv gehandhabt und ist mit öffentlichen Ausschreibungen verbunden, wenn der Strombedarf von den mehrjährigen Investitionsplänen abweicht. Bei der Vergabe werden Zielvorgaben hinsichtlich Primärenergieträger und nach Möglichkeit auch hinsichtlich der Produktionsmethode und des Standortes/der Region berücksichtigt.

Seit 1999 können VerbraucherInnen >40 GWh ihren Versorger frei wählen, aber nur bis zu 26% des Gesamtverbrauches, entsprechend der von der EU geforderten Minimalöffnung des Strommarktes. Frei wählbar sind außerdem unabhängige Erzeuger, autorisierte Lieferanten und nicht-verstaatlichte Verteilungsnetzbetreiber, um sicherzustellen, dass die Lieferungen an die KundInnen mit Wahlmöglichkeit („Status geöffneter Markt“) gewährleistet sind. Stromproduzenten dürfen nur einen limitierten Prozentsatz ihrer Produktion für den Weiterverkauf an KundInnen mit Wahlmöglichkeit („Status geöffneter Markt“) zukaufen.

Es besteht ein regulierter Netzzugang über die Veröffentlichung der Tarife. Die Kriterien für Direktverbindungen sind bereits gesetzlich vorgegeben. „EDF“ und nichtstaatliche Netzbetreiber werden für einzelne Lizenzen ernannt. Die Verteilungsnetzbetreiber haben größtenteils die gleichen Aufgaben wie die Übertragungsnetzbetreiber.

Innerhalb der „EDF“ ist der Bereich Übertragungsnetze von den anderen Bereichen getrennt. Der Direktor wird auf Vorschlag des EdF-Vorstandes und nach Beratung mit der Regulierungskommission vom Energieminister auf 6 Jahre ernannt. Der Bereich hat ein eigenes Budget, das vom Regulierungsausschuss kontrolliert wird. Zur Vermeidung von Diskriminierung, Wettbewerbsverzerrung und Quersubventionierung wird gemäß EU-Richtlinie unter Aufsicht der Regulierungskommission und der Wettbewerbsaufsicht<sup>7</sup> die Rechnungslegung der einzelnen Leistungsbereiche im „Service Publique“ getrennt durchgeführt.

In einem Mehrjahresprogramm wird die Stromversorgung einschließlich der Auswahl der Primärenergieträger und der Auswahl der Produktionsmethode nach den Kriterien Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Umweltschutz festgelegt. Betrieb und Ausbau der Versorgungsnetze sind Aspekte der Daseinsvorsorge. Versorgungssicherheit zu ortsunabhängigen Tarifen und unter Berücksichtigung sozialer Härtefälle wird garantiert. Der Ankauf von Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder aus der Energiegewinnung bei der Abfallbeseitigung oder aus der Anwendung hocheffizienter Energiegewinnungstechniken ist bei einem Verbrauch unter 12 MW verpflichtend. Auf Regierungsebene werden die Energiepolitik sowie die Verpflichtungen im Rahmen dieser „Service Publique“-Verpflichtungen konzipiert und überwacht. Die Regulierungskommission wacht über einen fairen Netzzugang und hat die Möglichkeit, Pönalezahlungen aufzuerlegen.

### **3.6. Griechenland**

Seit dem 19.2.2001 sind die VerbraucherInnen entsprechend der Mindestmarktöffnungskriterien in der EU-Richtlinie zur freien Wahl des Versorgers berechtigt, mit Ausnahme der KundInnen auf nicht mit dem Netz verbundenen Inseln. Für die Stromversorgung der wahlberechtigten KundInnen

---

<sup>7</sup> Anm.: „competition board“

nengruppen ist eine Lizenz erforderlich, die vom Minister für wirtschaftliche Entwicklung nach Abstimmung mit der Regulationsbehörde unter folgenden Bedingungen vergeben wird:

- Das Versorgungsunternehmen muss ausreichende Produktionskapazitäten in einem EU-Mitgliedsland nachweisen können.
- Es gibt ausreichende Durchleitungskapazitäten im Übertragungsnetzwerk.

Der Third-Party-Access ist gesetzlich geregelt. EigentümerInnen des Übertragungsnetzes bleibt die staatliche „PPC“. Durch Präsidentenerlass wird ein zusätzlicher Übertragungsnetzbetreiber (transmission system operator, TSO) gegründet. Alle zwei Jahre werden die Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten sowie der zukünftige Bedarf durch den TSO erhoben.

Die griechische „PPC“ bleibt weiterhin ein vertikal integriertes Unternehmen und Eigentümerin des Übertragungsnetzes. Der TSO wird als eigene Firma für den Betrieb des Übertragungsnetzes verantwortlich sein. Gemäß vorläufigem Gesetzesentwurf gibt es die Verpflichtung der separaten Rechnungslegung für die einzelnen Leistungsbereiche und nicht strombezogene Leistungen („unbundling“). Eine Strommarktregulierungsbehörde ist bereits geschaffen worden.

### **3.7. Großbritannien**

Großbritanniens Energiesektor besteht aus drei getrennten und auch verschieden organisierten Energiemärkten: England und Wales, Schottland und Nordirland. Von Nordirland besteht keine Netzverbindung zum Rest Großbritanniens, und die Marktöffnung ist auch noch nicht vollzogen. Die Elektrizitätsmärkte in England, Wales und Schottland sind durch den „Electricity Act“ von 1990 gesetzlich geregelt.

Die britische Elektrizitätsversorgung wurde 1926 von der Labour-Party verstaatlicht. In England und Wales wurde sie dominiert vom „Central Electricity Generating Board“ (CEGB), einem großen Erzeugungs- und Übertragungsunternehmen, welches den Strom an zwölf regionale Verteilerunternehmen (Area Distribution Boards) verkaufte. Letzteren wiederum war jeweils ein geschlossenes Versorgungsgebiet zugeordnet. Der „Electricity Council“ wirkte koordinierend und befasste sich mit allen politischen Fragen. In Schottland und Nordirland existierten vertikal integrierte „Boards“, die eine regionale Monopolstellung innehatten. Wie überall in Europa waren eine zentrale Investitionsplanung und eine an den Kosten orientierte Preisbildung kennzeichnend für die Monopolfunktion.

Die Privatisierung erfolgte mit dem „Electricity Act“ im Jahr 1989 unter der Regierung Thatcher. Im April 1990 wurde der CEGB in vier Teile gespalten: Die fossilen Kraftwerke wurden zwischen den beiden Privatunternehmen „PowerGen“ und „National Power“ aufgeteilt. Die Kernkraftwerke wurden von „Nuclear Electric“ übernommen und der Betrieb des Übertragungsnetzes wurde einer gesonderten Netzgesellschaft (National Grid Company, NGC) übertragen. Deren Hauptanteilseigner waren zunächst die zwölf aus den „Area Boards“ hervorgegangenen regionalen Gesellschaften (Regional Electricity Companies - REC), bis im Dezember 1995 die Aktien der NGC an der Börse notiert wurden.

In Schottland wurde auch in der neuen Struktur eine vertikale Integration beibehalten (Scottish Power und Hydro Electric). Wie in England und Wales ist ein separates Unternehmen, Nuclear Electric, für die Kernkraftwerke zuständig.

In Nordirland wurden die vier Kraftwerke 1992 von einer Reihe miteinander konkurrierenden Erzeuger aufgekauft. „Northern Ireland Electricity“ wurde für die Übertragung, Verteilung und Endversorgung zuständig und 1993 erfolgreich auf den Aktienmarkt gebracht.

Die Strommärkte in England, Wales und Schottland sind seit Juni 1999 zu 100% liberalisiert, der Zeitplan für Nordirland steht noch nicht fest.

England und Wales haben seit 1990 einen regulierten „Third-Party-Access“, der über einen Strompool abgewickelt wird. Die Übertragungsnetzbetreiberin und Eigentümerin der Hochspannungsnetze ist die „National Grid Company“ (NGC). Übertragungs- und Verteilungstarife werden vom Regulator festgelegt und veröffentlicht.

In Schottland sind zwei vertikal integrierte Unternehmen mit der Stromerzeugung, Übertragung, Verteilung und Versorgung betraut. Der „Third-Party-Access“ zum Übertragungs- und Verteilungsnetz ist gesetzlich reguliert um Diskriminierungen zu verhindern. Die Unternehmen müssen bei ihren Versorgungsabteilungen, die getrennt geführt werden, die selben Tarife einheben wie bei Dritten. Nordirland hat keine physischen Verbindungen zu anderen Stromnetzen.

Alle großen Stromerzeuger (>100 MW/Jahr) müssen den von ihnen erzeugten Strom über einen Strompool“ verkaufen. Täglich um 10 Uhr müssen die Erzeuger die Verfügbarkeit der Erzeugungseinheiten sowie den von ihnen angesetzten Mindestpreis melden. Es werden jedoch nur etwa 10% des Stromabsatzes der größten Unternehmen zu echten Poolpreisen gehandelt. In den meisten Fällen werden mit einzelnen Großkunden langfristige Verträge für bestimmte Abnahmemengen zu festen Preisen abgeschlossen.

Für die Inanspruchnahme des Übertragungsnetzes erheben die Nutzer eine Gebühr, die sich aus einer generellen Anschlussgebühr und einer Nutzungsgebühr zusammensetzt. Die Anschlussgebühr enthält alle Aufwendungen für Planung, Errichtung, Betrieb und Instandhaltung der Anlage. Sie wird für jeden Anschluss separat festgelegt.

Für die Netznutzungsgebühr ist das gesamte Übertragungsnetz in 14 Tarifzonen aufgeteilt worden. Innerhalb dieser Zonen gibt es jeweils für Einspeisung und Entnahme unterschiedliche Tarife. Damit soll ein finanzieller Anreiz geschaffen werden, um eine homogene Verteilung von Einspeisungen und Entnahmen zu erzielen.

Die Netzgebühren werden veröffentlicht und unterliegen der Kontrolle durch die Regulierungsbehörde OFFER (jetzt OFGEM), um Nicht-Diskriminierung zu gewährleisten und die Netzgesellschaft zu Effizienzverbesserungen anzuhalten. Gleiches gilt für die Durchleitungsgebühren in den Verteilungsnetzen.

Die Regulierungsbehörde Office of Electricity Regulation (OFFER) hat ca. 250 Beschäftigte mit 14 regionalen Unterbehörden. Der Generaldirektor wird für eine Dauer von 5 Jahren ernannt und kann während dieser Zeit - außer bei Amtsmissbrauch - nicht abberufen werden. Der Regulator kann Unternehmenslizenzen vergeben und wacht über den Drittzugang zu den Elektrizitätsleitungen. Der Regulator kann verlangen, dass ein Mindestprozentsatz des gesamten erzeugten Stromes durch nicht-konventionelle Energie erzeugt wird, oder dass Nuklearstrom abgenommen wird. Am 16. Juni 1999 wurden OFFER und OFGAS (Regulierungsbehörde für den Gasmarkt) in Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) zusammengefasst und umbenannt.

Von Bedeutung sind außerdem die Monopolies and Mergers Commission (NMC), das Office of Fair Trading (OFT), der Director General of Electricity (für die Überwachung der Lizenzvergaben) sowie das Department of Trade and Industry (DTI) als verantwortliches Ministerium mit der Gesamtüberwachungs- und Leitungsfunktion.

In England und Wales sind Übertragung sowie Verteilung und Versorgung nicht nur hinsichtlich des Managements entflochten, sondern sind separate juristische Einheiten. „NGC“ ist ein eigenes Unternehmen, das ausschließlich für das Übertragungsnetz verantwortlich ist. In Schottland müssen die beiden vertikal integrierten Unternehmen lediglich die Entflechtung des Managements sicherstellen. In Nordirland ist die Stromerzeugung in den Händen von vier privatisierten Unternehmen, Übertragung, Verteilung und Versorgung werden von „Northern Ireland Electricity“, einem öffentlichen Unternehmen durchgeführt. Die Entflechtung der Rechnungslegung und Buchhaltung ist überall implementiert.

„Service Publique“-Verpflichtungen bestehen im Bereich der Stromversorgung und bei der Vergabe der Verteilerlizenzen, mit der Verpflichtung zur Versorgung, bei der Preisgestaltung, beim KundInnendienst und im Bereich Umweltschutz.

## **Auswirkungen der Strommarktliberalisierung**

### Die Situation der Branche

Inzwischen besteht die private Industrie aus über 60 lizenzierten Stromerzeugern, Versorgungs- und Stromleitungsbetrieben, mit einer gesamten Kapazität von etwa 60 Gigawatt; sie leiten etwa 270 TWh per Jahr zu etwa 25 Millionen KundInnen.

Die Stromerzeuger sind verpflichtet, den erzeugten Strom über einen "Pool" zu verkaufen. Der Pool wird von „NGC“ (National Grid Company) verwaltet, die Preise entstehen in einem kontinuierlichen Auktionsverfahren im Halbstundentakt.

Um auf der Erzeugerseite eine Wettbewerbssituation zu schaffen, wurde auf das „Duopol“ „PowerGen“ und „National Power“ Druck ausgeübt, Anlagen zu verkaufen.

### Auswirkung auf die Preise und Versorgungssicherheit: Preisrückgang und weniger Beschwerden

Die Versorgungsunternehmen und die für den Stromtransport verantwortliche „National Grid Company“ unterliegen der Preiskontrolle durch OFFER (jetzt OFGEM). Die Berechnung der Preisobergrenzen erfolgt analog zum Gasbereich. Durch die Liberalisierung haben einige zuvor subventionierte Großverbraucher ihre im Strompreis enthaltenen Subventionen verloren. Die Haushalte zahlen in etwa 10% weniger als vor der Privatisierung. Die Qualität der Versorgung hat sich verbessert, das zeigen die Beschwerdestatistiken. Grund dafür sind die vom Regulator auferlegten „garantierten Leistungsstandards“. Ein Teil der Preissenkung lässt sich allerdings auf den im gleichen Zeitraum fallenden Preis der Kohle zurückführen, die in Großbritannien etwa 50% der Stromerzeugung ausmacht.

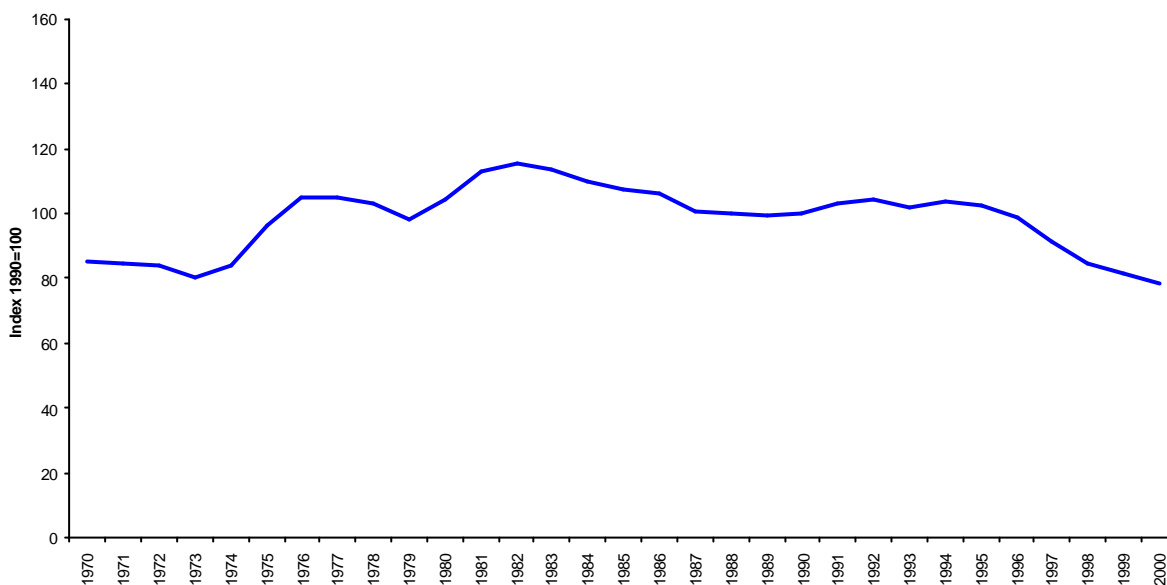
1996 fielen nach Angaben von OFFER die realen, mehrwertsteuerbereinigten Preise für Industriekunden um 4 bis 5 % und lagen damit um insgesamt 16 bis 23 % unter den Preisen vor der Privatisierung.

Bei den Investitionen auf Erzeugungsseite wurde vorrangig in neue Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Anlagen mit geringen Kapitalkosten investiert. Insgesamt stieg der Anteil der Erzeugung aus Gas-Kraftwerken von 0,7 % im Jahr 1989 auf 16,7 % im Jahr 1995.

In „real terms“ waren die durchschnittlichen jährlichen Elektrizitätspreise für Haushalte im Jahr 2000 um 21,9 % niedriger als 1990, dem Jahr der Privatisierung.



Grafik 2: Strompreisentwicklung für Haushalte 1970-2000 in real terms



Quelle: UK, Department of Trade and Industry (<http://www.lowpay.gov.uk/energy/energyprices>)

#### Auswirkung auf die Unternehmen: Mehr Nutzen für Aktionäre als für KundInnen

Sämtliche Elektrizitätsunternehmen sind seit der Privatisierung, trotz Wettbewerbes und fallender Preise, sehr rentabel geworden. Im Durchschnitt ist deswegen der Aktienkurs dieser Unternehmen etwa doppelt so hoch gestiegen wie der Gesamtmarkt. Die Stromkosten blieben trotz angeblichem Wettbewerb deutlich über den tatsächlichen Produktionskosten, sodass bspw. „National Power“ in einem Jahr eine Dividende zahlen konnte, die über dem gesamten Aktienwert des Unternehmens bei der Privatisierung lag. Insgesamt haben Privatisierung und Wettbewerb zu erheblichen Effizienzsteigerungen der Elektrizitätswirtschaft geführt, die aber offensichtlich zu einem wesentlich geringeren Teil den VerbraucherInnen zu Gute kamen, zu einem wesentlich höheren Teil den Aktionären und dem Management in der Elektrizitätsindustrie.

Seitens der Labour-Party hat es daher Vorschläge gegeben, dass die Gewinne über einem Mindestsatz zwischen VerbraucherInnen und Unternehmen (sprich: AktionärInnen) geteilt werden sollten. Die Konservativen haben das immer mit dem Hinweis abgelehnt, dass die geltende Form der Tarifaufsicht zu erheblichen Effizienzsteigerungen für die Unternehmen und damit zu Vorteilen für VerbraucherInnen und Aktionäre geführt habe. Außergewöhnliche Gewinne sollten daher erst in der jeweils nächsten folgenden Tarifaufsicht (5 Jahre) berücksichtigt werden.

#### Auswirkungen auf die Beschäftigten: Beschäftigungsrückgang minus 67%

Von 1989 an ist die Zahl der Arbeitskräfte in der Elektrizitätswirtschaft drastisch gesunken. Beispielsweise ist bei den fossilen Erzeugern die Beschäftigung bei „National Power“ von 17.000 auf 4.700 und bei „PowerGen“ von 10.000 auf 4.100 gesunken, das entspricht einem Beschäftigungsrückgang von 67%!

#### Auswirkungen auf den Umweltschutz: Atomkraft und Alternativenergien werden gefördert

Den zwölf regionalen Versorger wurde zum Zeitpunkt der Privatisierung die Verpflichtung auferlegt, bis 1998 jährlich bestimmte Mengen Strom aus Kernkraftwerken abzunehmen. 1990 wurde diese Regelung auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgedehnt. Unter der „Non-Fossil-

Fuel-Obligation" (NFFO) werden regelmäßig Kapazitäten auf der Basis erneuerbarer Energien ausgeschrieben. Hierzu zählen Anlagen, die mit Biomasse, Wasserkraft, Wind, Abfall oder als Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Zur Deckung der höheren Kosten wird auf den Umsatz der lizenzierten Erzeuger eine Abgabe von derzeit 2,2 % erhoben, welche diese wiederum an die VerbraucherInnen weitergeben. Ähnliche Regelungen gelten für Schottland und Nordirland.

### **3.8. Irland**

Der gesetzliche Rahmen wird im Electricity Regulation Act vom Dezember 1999 festgelegt. Die Marktöffnung erfolgte am 19.2.2000. Für fossile Energiegewinnung gilt die Marktöffnung für VerbraucherInnen mit einem Jahresverbrauch >4 GWh. Der Markt für Stromerzeugung aus fossiler Energie wird ab dem Jahr 2005 vollständig geöffnet, für umweltfreundliche Energie ist der Markt bereits vollständig geöffnet. Die erklärte Marktöffnung beträgt 40%.

Der Netzzugang ist ein regulierter „Third-Party-Access“ aufgrund festgelegter Tarife. Operator des Übertragungsnetzes ist ein staatliches Unternehmen als unabhängiger Betreiber, Besitzer des Netzes ist aber das Monopolunternehmen „ESB“. Besitzer und Betreiber des regionalen und lokalen Verbindungsnetzwerkes ist ebenfalls „ESB“. Ein unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber wird als staatliches Unternehmen installiert. Getrennte Rechnungslegung überwacht die Regulierungskommission.

Wenn der Zugang zum Übertragungs- oder Verbindungsnetz aufgrund mangelnder Kapazitäten verweigert wird, kann die Regulierungsbehörde eine Direktverbindung außerhalb der bestehenden Netze genehmigen.

Der Minister kann mittels Erlass die „ESB“ dazu verpflichten, den Anteil der Energiegewinnung aus erneuerbaren Energien zu erhöhen und entsprechende Einrichtungen zu schaffen, wobei der Marktanteil 15% nicht übersteigen darf.

### **3.9. Italien**

Die gültigen gesetzlichen Bestimmungen wurden in der Gazzeta Ufficiale No. 75 vom 16.3.1999 veröffentlicht. Die Marktöffnung erfolgte schrittweise, am 1.1.1999 wurden 30% des Marktes für Großverbraucher mit >30 GWh Jahresverbrauch sowie für Konsortien (mindestens 2 GWh pro Teilhaber, gesamt >30 GWh) und KundInnengruppen innerhalb einer Gemeinde (gesamt über 30GWh) geöffnet. In einem zweiten Schritt per 1.1.2000 wurde der Markt zu 35% für EndverbraucherInnen > GWh und für Konsortien (mind. 1 GWh pro Teilhaber, gesamt >20 GWh) ebenso für KundInnengruppen innerhalb eines Gemeindegebietes (gesamt >20 GWh) geöffnet. Per 1.1.2002 erfolgte eine Marktöffnung von 40% für Konsortien (je mind. 1GWh) und EndverbraucherInnengruppen innerhalb eines Gemeindegebietes mit einem Verbrauch >9 GWh. Derzeit liegt die erklärte Marktöffnung bei 45%.

Incumbent ist „ENEL“, ein vertikal integriertes öffentliches Unternehmen, dass für Produktion, Übertragung, Verbindung und auch Stromimport verantwortlich ist (14% des Gesamtbedarfs). Der Netzzugang für andere Unternehmen ist über Single Buyer und Market Operator mit einem regulierten „Third Party Access“ organisiert. Single Buyer müssen den auf Basis von Lieferverträgen gebundenen KundInnen die Stromversorgung garantieren. Market Operators verkaufen den Strom über ein verbindliches Poolssystem. KundInnen mit Wahlmöglichkeit, die an keinem Poolssystem teilnehmen wollen, können ihren Strom direkt über einen Liefervertrag mit einem Stromproduzenten erwerben. Die Übertragungs- und Verbindungstarife werden von der „Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas“ festgelegt (gemäß „Deliberazione no 13/99, vom 18.2.1999). Die Aufteilung in Übertragungs- und Verteilungsleitungen erfolgt nach ihrer Funktion, wobei Teile des 150kV-Leitungen dem Übertragungsnetz zugeordnet werden.

Gemäß Ministererlass wird ein neuer Übertragungsnetzbetreiber geschaffen, der im Besitz des Finanzministeriums ist. „ENEL“ bleibt aber Eigentümerin der Übertragungsnetze. Die verschiedenen Geschäftsbereiche von „ENEL“ (Produktion, Übertragung, Verbindung) werden in separate Unternehmen ausgegliedert, die von „ENEL“ aber kontrolliert werden.

Die Regulierungsbehörde „Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas“ wurde 1995 gegründet, ist unabhängig von Regierung und Industrie, legt die Tarife fest (Netzzugang, gebundene KundInnen, Einspeisetarife für erneuerbare Energien) und ist für die Richtlinien der separierten Rechnungslegung in den Sektoren Strom und Gas zuständig.

Elektrizitätsversorgung, namentlich der Betrieb des Netzes, die Versorgung der gebundenen KundInnen und die Verpflichtung zum Umweltschutz, fällt insgesamt unter „Service Publique“. Versorger mit einer Produktion von >100 GWh sind seit 2001 verpflichtet, mindestens 2% ihrer Energieproduktion aus erneuerbaren Energieträgern einzuspeisen, entweder durch Eigenproduktion oder Stromimport.

### **3.10. Luxemburg**

Ein Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 96/92/EC wird derzeit im Parlament behandelt. 1999 erfolgte eine Marktöffnung von 45%, womit die Anforderungen der EU-Richtlinie bis 2006 erfüllt sind, die derzeitige erklärte Marktöffnung liegt bei 57%.

Fast der gesamte Strombedarf Luxemburgs wird aus Deutschland und Belgien importiert. Es gibt ein öffentliches (CEGEDEL) und ein privates Verbindungsnetz (SOTEL), das das Stahlwerk (ARBED) und die Luxemburgische Eisenbahn (CFL) versorgt. Jedes der beiden Netze ist über eine one-way Starkstromverbindung mit den ausländischen Netzen in Deutschland und Belgien, aber nicht untereinander verbunden.

Es besteht ein regulierter „Third-Party-Access“ für EndverbraucherInnen und Verteiler mit einem Jahresverbrauch >100 GWh über die Veröffentlichung der Tarife für Übertragung und Netzverbindung sowie Nebendienste.

Bis Februar 2003 konnten Stromlieferverträge zwischen Stromproduzenten oder Stromlieferanten eines EU-Mitgliedsstaates und einem wahlberechtigten Kunden in Luxemburg abgeschlossen werden, sofern der Kunde in beiden Staaten den Status der Wahlberechtigung innehat.

Das Luxemburgische Übertragungsnetz ist sehr klein (91km von CEGEDEL, das Netz von SOTEL ist noch kleiner). Die einzige Funktion besteht in der Verbindung der beiden Versorger „RWE“ und „Electrabel“ an das Verbindungsnetz. Nicht-wahlberechtigte KundInnen sind direkt an die Übertragungsleitungen angeschlossen, daher gelten die Übertragungsleitungen als Teil des Verbindungsnetzes. Die Maßnahmen zur Entflechtung finden daher keine Anwendung.

Die Luxemburgische Telekom-Regulierungsbehörde agiert auch als Regulator im Elektrizitätssektor. Der Regulator hat Zugang zu allen Konten der Elektrizitätsunternehmen.

Es soll ein Regime zur Unterstützung der Energiegewinnung aus erneuerbaren Energieträgern, von Energiesparprogrammen und -maßnahmen, faire und gleiche Tarife für die gebundenen KundInnen, verpflichtende Netzanbindung und Belieferung der gebundenen KundInnen implementiert werden.

### **3.11. Niederlande**

Das Niederländische Stromgesetz von 1998 legt Regeln bezogen auf die Produktion, den Transport und das Angebot von Strom fest. Ende des 19. Jahrhunderts erfolgte die Energieversorgung durch lokale Gesellschaften und wurde als allgemeine wirtschaftliche und soziale Angelegenheit betrachtet. Provinzen und Gemeinden wurden als die geeignetsten Körperschaften angesehen, um

die Energieversorgung zu gewährleisten. Hauptaufgabe der Gemeinden war die zuverlässige Versorgung der EinwohnerInnen mit Energie zu möglichst günstigen Preisen.

Die Öffnung des Energiesektors wurde von außen induziert, durch das Grün-Buch der EU-Kommission von 1985 bzw. das Weißbuch von 1988, demnach die Energie eine internationale oder zumindest europäische Angelegenheit sei, und durch die Entwicklungen im GATT im Bereich der Handelsöffnung. Die niederländischen Stromversorger begannen sich auf Liberalisierung und Wettbewerb vorzubereiten und wurden zunächst unabhängiger, nicht mehr Teil der Provinzen und Gemeinden, sondern juristische Personen mit Anteilsbesitz der Körperschaften. Es folgte eine Phase der Fusionen. Von den 1970 existierenden 160 Stromverteilern gab es 1998 noch 35, es wird erwartet, dass letztlich nur 3 bis 5 Unternehmen übrigbleiben werden.

Bereits 1989 wurden Erzeugung und Verteilung von Strom getrennt, wobei sich die Unternehmen in zwei unterschiedlichen Verbänden zusammenschlossen: „SEP“ und „EnergieNed“

SEP („Samenwerkende Elektriciteits Productie- bedrijven“) war der Verband der Energieerzeuger,

- EPON im Norden und Osten
- UNA im Nordwesten und im Landesinneren
- EZH im Westen
- EPZ im Süden des Landes.

Mit dem Ziel, einen „Big Player“ zu schaffen, der sowohl am holländischen Heimmarkt, als auch auf anderen Märkten wettbewerbsfähig ist, forcierte die Regierung die Fusion von SEP mit den vier Erzeugern zu „Grootschalig Productiebedrijf (GPB)“, mit einer Produktionskapazität von 15.000 MW. Diese Fusion scheiterte im April 1998 aus mehreren Gründen<sup>8</sup>:

- Strategiedifferenzen der Aktionäre
- Differenzen über Stranded Investments
- Der Wettbewerb von SEP mit den Energieverteilern in der dezentralen Energieproduktion (KWK, erneuerbare Energien).
- Differenzen bei den Verstromungsverträgen, wo die Energievertreiber Gas selbst kaufen und von der GPB Strom produzieren lassen.

Gleichzeitig war es notwendig, kommerzielle Aktivitäten in bezug auf Produktion und das monopolistische Übertragungsnetz zu trennen. Daher gab es kein Zusammenspiel von „SEP“ und „EnergieNed“.

SEP hatte früher auch ein statutarisches Monopol über Importe genossen und war Eigentümer des 380kV- und 150kV-Übertragungsnetzes. „TenneT“ ist die Nachfolgerin von „SEP“ als Übertragungsnetzbetreiber. Seit 1.1.1998 kann jeder Marktteilnehmer Strom importieren, solange es genug Übertragungskapazitäten gibt. Ein großer Teil der Importkapazitäten ist für langfristige Verträge reserviert, die aus der SEP-Periode stammen. Dies bedeutet, dass momentan oft nicht genug Transportkapazitäten für alle Nachfragen (Anfragen) besteht. Die Rolle des SEP im aktuellen System ist unklar. Wahrscheinlich wird es abgeschafft werden.

Die Energieerzeuger wurden ebenfalls verkauft. „UNA“ an „Reliant“, ein amerikanisches Energieunternehmen, „EZH“ an „PreussenElektra“, „EZP“ an die „EDON/Pnem Mega Gruppe“, „EPA“ soll ebenfalls veräußert werden. Es gibt derzeit ca. 15 Stromversorger, von denen 5 mehr als 90% des Marktes beherrschen.

„EnergieNed“ war zunächst der Verband der Energieverteilungsunternehmen und vertrat deren Interessen in den Niederlanden und in der EU:

---

<sup>8</sup> Anm.: sh. die Parallelen zum Versuch eine „österreichische Lösung“ zu schaffen.

- Lobbying in Den Haag und Brüssel
- Imagepflege für die Branche
- Plattform für Unternehmensaktivitäten
- Koordination der Strategien, Entwicklung gemeinsamer Standpunkte
- Beratung bei Gesetzgebung, Selbstregulierung und anderen Rechtsfragen
- Steuerliche Information und Beratung
- Energiesparkampagnen

1999 wurde „EnergieNed“ zum Verband aller Unternehmen umgewandelt, die bei der Produktion, Übertragung, Verteilung oder dem Handel von Strom, Gas oder Wärme eine Rolle spielen. Die Mitgliedschaft steht auch ausländischen Unternehmen, die in den Niederlanden aktiv sind, offen.

Die Marktöffnung erfolgte schrittweise, ab 1.1.2000 für KonsumentInnen mit einem Jahresverbrauch >GWh, am 1.1.2001 erfolgte die Gesamtöffnung des „grünen“ Elektrizitätsmarkts und ab 1.1.2004 die Wahlfreiheit für alle StromkonsumentInnen.

Der Elektrizitätspool, der Amsterdam Power Exchange (APX) (=Strombörse) ist seit Mai 1999 im Betrieb. Der Handel findet stündlich in MW-Kapazitäten statt. Ausländische Erzeuger, KonsumentInnen, Händler und Anbieter dürfen Strom kaufen und verkaufen, für Konsumenten mit weniger als 20 GWh Verbrauch wird die Reziprozitätsklausel angewendet.

Bei den Bestimmungen zum Netzzugang wird zwischen nationalem und regionalen Netzwerken, nicht aber zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzen unterschieden. Der Zugang ist ein „Third-Party-Access“ auf Basis von regulierten und veröffentlichten Tarifen. Der Übertragungstarif ist nicht entfernungsabhängig, ab 1.1.1999 kam das „Point-Tarifsystems“ zur Anwendung. Die Tarife werden durch den Direktor der Regulierungsbehörde („Dienst Toezicht en Uitvoering Electriciteitswet“, DTE) festgesetzt und sind von der Spannungshöhe der Elektrizität, mit der der Strom angeboten wird, ab.

Es besteht eine vollständige Trennung der Management-Aktivitäten („Management-Unbundling“) in den Bereichen Verbindungsnetzbetrieb, Stromerzeugung und Stromversorgung. „TenneT“, der Übertragungsnetzbetreiber (TSO), ist für das nationale Hochspannungsnetz >220 KV alleinverantwortlich. Das „Unbundling of Accounts“ (separate Rechnungslegung/Kontenführung) ist dadurch garantiert, dass die Netzbetreiber getrennte juristische Entitäten sind, die ihre Buchhaltung veröffentlichen müssen. Es gibt aber keine Bestimmungen hinsichtlich des Unbundling der Buchhaltung in den Bereichen Produktion, Verteilung und Versorgung sowie der Nicht-Elektrizitäts-Aktivitäten im niederländischen Recht.

Regulierungsbehörde ist die „Dienst Toezicht en Uitvoering Electriciteitswet“(DTE). Sie ist als Kammer der Niederländischen Wettbewerbsaufsicht (NMA) tätig, die wiederum unter Aufsicht des Wirtschaftsministers steht.

Das Konzept von „Service Publique-Verpflichtungen“ existiert per se nicht im niederländischen Elektrizitätsgesetz, es sind aber Verpflichtungen dargelegt, die sich auf das Management des Netzes (Sicherheit, Verlässlichkeit, Effizienz sind verpflichtend), die Versorgung der gebundenen KundInnen und den Umweltschutz (das Gesetz lässt die Möglichkeit offen, dass ein grünes Zertifikatschema eingeführt wird, das auch eine Verpflichtung zum Kauf von grüner Elektrizität in einem gewissen Prozentbereich beinhaltet) beziehen.

### **3.12. Österreich**

Das ELWOG (Elektrizitätswirtschaftsorganisationsgesetz) vom 18.8.1998 (BGBl. 143/1998) ist am 19.2.1999 in Kraft getreten. Bis dahin war das 2. Verstaatlichungsgesetz (1947) die Organisationsgrundlage der österreichischen Elektrizitätswirtschaft.

Die Öffnung des österreichischen Strommarktes erfolgte schrittweise und begann am 19.2.1999 für StromkundInnen >40 GWh Jahresverbrauch (~75 GroßkundInnen). Ab 19.2.2000 erfolgte die Öffnung für GroßkundInnen mit einem Jahresverbrauch >20 GWh (~70 weitere GroßkundInnen) und seit 1.10.2001 können alle EndverbraucherInnen ihren Stromlieferanten frei auswählen.

Im Jahr 2001 betrug die Stromproduktion<sup>9</sup> in Österreich 62.250 GWh, zusätzlich wurden 14.467 GWh importiert. Diesen physikalischen Importen stehen aber annähernd gleich große Stromexporte gegenüber (14.253 GWh). Der Anteil der Wasserkraft an der gesamten Stromproduktion betrug 67,2%, 32,8% war der Anteil der Wärmekraftwerke.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind in geografische Versorgungsgebiete eingeteilt, 90% des Stroms fließen über das 3.600 km lange Höchstspannungsnetz der „Verbundgesellschaft“.

Der Netzzugang ist reguliert und kann verweigert werden:

- bei Störfällen
- aus Mangel von Netzkapazitäten
- Reziprozität
- wenn dadurch Elektrizität aus KWK-Anlagen oder aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verdrängt würde.

Das Verteilungsnetz besteht aus den 9 Landesstromgesellschaften, aus 6 Energieversorgern in Landeshauptstädten, den ÖBB sowie weiteren kleinen privaten Energieversorgern.

Die Verbundgesellschaft ist darüber hinaus auch Stromproduzent und erzeugt in ihren 76 Kraftwerken mit 27 Mrd. Kilowattstunden fast die Hälfte des Stroms Österreichs und betreibt ein 3.600 km langes Höchstspannungsnetz für den überregionalen Transport und den europäischen Stromaustausch (Import – Export). Die Verbundgesellschaft war bzw. ist Vorlieferant für die regionalen Energieversorger, welche den Strom in ihren Versorgungsgebieten weiter verteilen. Doch auch die meisten Regionalversorger erzeugen einen Teil ihres Stromaufkommens mit eigenen Kraftwerken und beliefern darüber hinaus auch die kleineren Energieversorger in den Bundesländern.

Die Eigentümerstruktur der österreichischen Energiewirtschaft ist komplex und verflochten. Die öffentliche Hand spielt durch zahlreiche Beteiligungen die bedeutendste Rolle. Gegenseitige Verflechtungen und Sperrminoritäten sowie das Engagement ausländischer Energiekonzerne kennzeichnen darüber hinaus die Situation.

Im Vorfeld der Liberalisierung des Energiemarktes hatten sich im Strombereich verschiedene Allianzen gebildet, die sich den Markt aufteilen. Die „Energie Allianz“ aus EVN, Wien Energie, Linz AG sowie BEWAG und BEGAS beherrscht den Osten Österreichs. Sie versorgt mehr als die Hälfte der heimischen StromkundInnen. Im Westen dominieren die Tiroler TIWAG und die Vorarlberger Illwerke/VKW, die eng mit dem süddeutschen Markt kooperieren. Ihr Betätigungsfeld erstreckt sich bis nach Italien, Süddeutschland und in die Schweiz.

Gesellschaft	Bundesland	Besitzer	Anteile an
BEWAG	Burgenland	Land Burgenland: 51% Burgenland Holding: 49%	
EVN	Niederösterreich	Land NÖ: 51% Verbund: 25,1% Rest:Streubesitz an Börse	Burgenland Holding: 66,83% e&s: 50% Verbund: 10% ATEL: 6,65%
ESTAG	Steiermark	Land Steiermark: 75%	

<sup>9</sup> www.veoe.at

		EdF: 25% + 1 Aktie	
Energie AG	Oberösterreich	Land OÖ: 100%	SAFE: 36%
KELAG	Kärnten	Land Kärnten: 63,85% Verbund: 35,12%	
SAFE	Salzburg	Land Salzburg: 64 EAG: 36%	
TIWAG	Tirol	Land Tirol: 100%	
VKW	Vorarlberg	Land Vorarlberg: 76,4% Gemeinden: 3,2 % privater Streubesitz: 20,4%	
WIENSTROM	Wien	Stadt Wien: 100%	e&s: 50%
Verbund		Republik Österreich: 51% EVN-Konsortium EVN: 27%	KELAG: 35,1% EVN: 25,1% STEAG: 69,9%

Quelle: [www.global2000.at](http://www.global2000.at)

Über mehrere Monate wurde 2003 die sogenannte „österreichische Stromlösung“ diskutiert, eine Kooperation von Verbund und „Energie Allianz Austria“. Im Juli 2003 hat die EU-Kommission unter Auflagen die Genehmigung erteilt. Der Verbund musste sich von seiner 55%-Beteiligung am Stromgroßhändler APC trennen, für die es nach Auskunft von Verbund-Chef Haider zehn – hauptsächlich ausländische – Interessenten gibt.<sup>10</sup> Weiters muss der Verbund seine Anteile an „My Electric“ und „Unsere Wasserkraft“ verkaufen und bis 2007 auf Einflussrechte bei Steweg-Steg verzichten. Die der Energie Allianz angehörende EAG (Oberösterreich) muss bis Ende 2007 ihre Stimmrechte bei der Salzburg AG an einen Treuhänder übertragen.

Durch die an der Kooperation beteiligten Versorger werden rund 4 Mio. Haushalte und damit knapp 75% aller österreichischen KleinkundInnen versorgt. Die gemeinsame Handelsgesellschaft „Austrian Power Trading“ (APT) ist mit einer jährlichen Strommenge von ~100 TWh die achtgrößte in Europa. Die Produktionskapazitäten von Verbund und EA werden gebündelt, gut die Hälfte der Elektrizität kommt aus externen Zukäufen. Der Verbund hält zwei Drittel, die EAA ein Drittel. Die gemeinsame Großkundenvertriebsgesellschaft e&s betreut Kunden mit einer jährlichen Stromabnahme von mehr als 4 GWh. Diese rund 400 Großkunden in Österreich repräsentieren einen Markt von 10,2 TWh. Der Verbund hält einen Anteil von einem Drittel, die EA-Partner zwei Drittel. Verkauft wird der Strom außer an die EAA-Partner auch an andere Landesversorger, über die Börsen oder OTC („Over the Counter“).

Die Wirtschaftskammer Kärnten und der Strom-Pool „Best connect Ampere“ haben gegen den Zusammenschluss von Verbund und Energie-Allianz vor dem EUGH Klage wegen Ausschaltung des Wettbewerbs erhoben.<sup>11</sup>

Seitens des zur Strommarktliberalisierung berichterstattenden EU-Parlamentariers Claude Turmes wird die „österreichische Stromlösung“ dahingehend kritisiert, dass sie keineswegs einen Verkauf an ein ausländisches Unternehmen verhindert. Vielmehr seien die Big-Player RWE, E.On oder EdF eher an einem integrierten Unternehmen interessiert.

Regulierungsbehörden:

- Wirtschaftsministerium: es entscheidet über Netzzugangsberechtigung und legt die Tarife fest.
- Elektrizitätsbeirat: er schlägt die Tarifstrukturen vor.

<sup>10</sup> APA0391 vom 15.10.2003

<sup>11</sup> APA0338 vom 15.10.2003

- Landesbehörden: die Ausführungsgesetzgebung liegt bei den Ländern, wobei deren Spielraum in der Praxis nur mehr gering ist (z.B. beim Genehmigungsverfahren für Neuanlagen).
- Kartellgericht: Es ist befasst mit Fällen in Zusammenhang mit Diskriminierung unter Ausnutzung einer dominierenden Marktposition sowie mit anderen Wettbewerbsaspekten.
- Als eigentlicher Regulator wurde in Österreich auf Grundlage des Energieliberalisierungsgesetzes die Elektrizitäts-Control GmbH (ECG) eingerichtet, die am 1. März 2001 ihre Tätigkeit aufgenommen hat.

Die Aufgaben der E-Control sind:

- Wettbewerbsaufsicht, insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung der Marktteilnehmer durch Monopolisten
- Erstellung und Veröffentlichung von Strompreisvergleichen für EndverbraucherInnen
- Überwachung der Entflechtung (Unbundling)
- Aufsicht über die Verrechnungsstellen für Transaktionen und Preisbildung für die Ausgleichsenergie
- Überwachung der Einfuhr von elektrischer Energie aus Nichtmitgliedsstaaten der EU (Erlassung von VO gem. § 13 EIWOG)
- Ausarbeitung und Zugänglichmachung von Marktregeln
- Ausarbeitung und Zugänglichmachung von technischen und organisatorischen Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen
- Feststellen von Bedingungen betreffend die Reziprozität in Ländern, aus denen Lieferungen nach Österreich erfolgen
- Treffen jener Vorkehrungen im Bereich grenzüberschreitender Lieferungen, die zur Erfüllung der Vorgaben der EU erforderlich sind
- Aufsicht über das Abnahmeziel bei Ökostrom und Elektrizität aus Kleinwasserkraftanlagen (sofern keine Zuständigkeit der Länder besteht)
- Feststellung der Höhe der auf Grund der Zusammenfassung von Netzen unterschiedlicher Eigentümer (Netzbetreiber) sich ergebenden Ausgleichszahlungen
- Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Beiträge für Stranded Costs

Die Aufspaltung in getrennte Unternehmen wird nicht gefordert. Integrierte Elektrizitätsunternehmen sind aber verpflichtet, eigene Konten im Rahmen von getrennten Rechnungskreisen für ihre Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungstätigkeiten zu führen.

Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen sind:

1. Gleichbehandlung aller KundInnen eines Systems bei gleicher Abnahmecharakteristik.
2. Sicherstellung der Versorgung von EndverbraucherInnen zu Allgemeinen Bedingungen und Tarifpreisen (Allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht).
3. Erfüllung der den Elektrizitätsunternehmen durch Rechtsvorschriften auferlegten Pflichten im öffentlichen Interesse.



4. Vorrangige Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden, oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten, soweit sie der öffentlichen Fernwärmeversorgung dienen.
5. Strombezug aus Erzeugungsanlagen, die den in der Europäischen Union geltenden Umweltvorschriften entsprechen.
6. Unbeschadet der sich aus dem Abkommen zwischen der Europäischen Union und Drittstaaten ergebenden Verpflichtungen Österreichs, die Verringerung von Energieimporten aus Drittstaaten.

Im Juli 2003 hat eine Studie von A.T. Kearney ergeben, dass der Fiskus der große Gewinner der österreichischen Strommarktliberalisierung war, gefolgt von der Industrie, während es für Gewerbetreibenden nur geringe Einsparungen gab und die Haushalte fast leer ausgingen. Die Energiekosten (inkl. Netzkosten) für einen Durchschnittshaushalt sanken zwischen 1999 und 2002 um 19% von €384 auf €310, gleichzeitig stiegen die Steuern und Abgaben um 65% von €98 auf €162. Bei einem Jahresverbrauch von 3.500kWh sind die Kosten somit um knapp 2% von €482 auf €472 gesunken.<sup>12</sup>

Die Produktivität der heimischen Stromwirtschaft ist laut A.T.Kearney-Studie bereits in den Jahren 1995 bis 1998 vor allem durch Arbeitskräfteabbau gestiegen. Von 1995 bis 1998 betrug der Abbau 7,5% von 30.700 auf 28.400 Beschäftigte, bis zur vollständigen Marktöffnung 2002 weitere 10,4% auf 25.200 Beschäftigte. Der Gesamtabbau betrug 5.500 oder 17,9%.<sup>13</sup>

### **3.13. Portugal**

Die Regelung von Stromerzeugung, Stromverteilung und Stromübertragung erfolgt durch die Verordnung Nr. 56/1997, darüber hinaus werden Netzzugang, Stromhandelsbeziehungen und Tarife in den Anlagen zu „Diário da República“ Nr. 213/1998 vom 15.9.1998 geregelt. Die Gesetzgebung gilt nur für den Teil Portugals auf europäischem Festland.

Das Elektrizitätssystem besteht aus zwei Teilen:

- SEP (Systema Eléctrico de Serviço Público), ein aus Stromerzeugern und -versorgern gebildetes öffentliches System für gebundene und wahlberechtigte KundInnen.
- SEI (Systema Eléctrico Independente), ein unabhängiges System ohne jegliche Verpflichtung des „Service Public“, das aus freien Stromerzeugern (SENV) besteht, sowie aus unabhängigen Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energieträgern (Wasserkraftwerke mit einer Kapazität von weniger als 10 MW sowie KWK). Diese unabhängigen Produzenten sind an das SEP-Netz angeschlossen und können nur wahlberechtigte KundInnen beliefern.

Seit 1995 sind EndverbraucherInnen mit einem Stromverbrauch >100 GWh und Verteilungsunternehmen für 8% ihres Verbrauchs wahlberechtigt. Seit 15.2.1999 sind Endverbraucher mit weniger als 9 GWh sowie die Verteilungsunternehmen gleichbleibend für 8 % ihres Verbrauchs wahlberechtigt. Die Regulierungsbehörde legt diesen Prozentsatz für die Verteilungsunternehmen jährlich neu fest.

Das Stromnetz besteht aus Hochspannungsnetz (über 110kV), einem Verbindungsnetz sowie Verteileranlagen. Der Netzbetreiber ist REN (Rede Eléctrica Nacional), ein Teil des SEP-Systems. Der Netzzugang zu den Übertragungsnetzen erfolgt auf der Basis von regulierten Tarifen für die unabhängigen Versorger (SENV) zu ihren wahlberechtigten KundInnen sowie für die Verteilungsunter-

---

<sup>12</sup> APA0388 vom 29.9.2003

<sup>13</sup> APA0445 vom 31.7.2003

nehmen im Rahmen ihres frei wählbaren Verbrauchsbereiches (~8%). Die Tarife werden von der Regulierungsbehörde (ERSE) festgelegt. Das gleiche gilt auch für das Verbindungsnetz.

Der TSO (REN) ist ein selbständiges Unternehmen und daher per se von Stromerzeugung sowie Verteilung und Lieferung entflochten. Bereits seit 19.5.1994 müssen die Geschäftsbereiche von „Electrica de Portugal“ (EdP) für Produktion, Übertragung und Verteilung getrennte Rechnungen legen.

Die Regulierungsbehörde, „Entidade Reguladora do Sector Eletrico“ (ERSE), ist seit 20.2.1997 finanziell unabhängig, der Wirtschaftsminister kann die Entscheidungen nicht aufheben, und hat einen vom Ministerrat auf 5 Jahre ernannten Vorstandsdirektor. ERSE reguliert die Agenden im Rahmen des SEP-Netzes sowie die Beziehungen zwischen SEP und SENV. Reguliert werden die Tarife, der Netzzugang für SENV-Versorger und Servicestandards.

In Spanien bestehen „Service Publique“-Verpflichtungen betreffend der Servicestandards, Verpflichtungen für REN zum Einkauf erneuerbarer Energie, Verpflichtung der Versorgung innerhalb eines festgelegten Versorgungsgebiets.

### **3.14. Schweden**

Das Elektrizitätshandelsgesetz ist am 1.1.1998 in Kraft getreten. In Schweden gib es rund 300 Stromerzeuger, wobei die größten 8 Firmen über 90% der Gesamtproduktion produzieren. Der Schwedische Strommarkt ist prinzipiell für alle KundInnen geöffnet. Etwa 20% des Stromhandels werden über „Nordpool“, den skandinavischen Strompool, abgewickelt.

Der Netzzugang ist ein regulierter „Third-Party-Access“. Der Netzbetreiber (TSO) ist verpflichtet, alle, die mit dem Übertragungsnetz verbunden werden wollen, zu verbinden. Netzzugang kann nur aus Gründen von Kapazitätsengpässen verweigert werden. Sobald ein Lieferant mit dem Übertragungsnetz verbunden ist, kann der Zugang nicht mehr verwehrt werden. Bei den Tarifen wird das „Briefmarkenprinzip“ angewendet.

Das Elektrizitätshandelsgesetz schreibt vor, dass Übertragungs- und Verbindungsnetzbetreiber in keiner Form an Stromerzeugung und Stromhandel beteiligt sein dürfen. Der Übertragungsnetzbetreiber („Svenska Kraftnät“) ist eine staatliche Behörde<sup>14</sup> und organisiert als eigenständige Rechtsperson mit einem eigenen Management. Dadurch, dass sämtliche Aktivitäten im Bereich des Netzbetriebs von Stromhandel und Stromerzeugung getrennt sind, ist auch die Rechnungslegung getrennt.

Regulator ist die „Nätmyndigheten vid Statens Energimyndighet“, ein Teil der Schwedischen Energieverwaltung. Gegen Entscheidungen kann beim Verwaltungsgerichtshof Berufung eingelegt werden.

Es gelten folgende „Service Publique“-Verpflichtungen: alle EndkundInnen, Haushalte und Industrie, müssen an das Verbindungsnetz angeschlossen werden, bei den Netztarifen gilt gleicher Tarif für gleiche KundInnen, Inhaber einer Konzession für Stromversorgung müssen alle KundInnen in ihrem Versorgungsgebiet betreuen, solange die KundInnen nicht von einer „Third Party“ versorgt werden wollen. Konzessionshalter müssen Strom von Kleinerzeugern (mit mehr als 1,5 MW) zu fairen Einspeisetarifen kaufen.

### **3.15. Spanien**

Seit dem 1.1.1998 ist das Stromgesetz 54/1997 in Kraft, seit Dezember 1998 das Zusatzgesetz 2818/1998 über die Stromproduktion aus erneuerbarer Energie, aus Abfallbeseitigung und KWK.

---

<sup>14</sup> Anm.: „state agency“

Die Marktöffnung erfolgte gestaffelt, ab 1.1.1997 für EndverbraucherInnen mit einem Stromverbrauch >15 GWh/Jahr, ab 1.1.1998 >5 GWh/Jahr und ab 1.1.2000 >1 GWh/Jahr. Die erklärte Marktöffnung liegt derzeit bei 55%.

Der Electricity Act sieht in Art.14 eine vollständige gesetzliche Trennung der drei regulierten Geschäftsbereiche vor: Systemmanagement, Übertragung und Verteilung. Die vollständige Trennung der Firmen musste Ende 2000 vollzogen sein. Alle Elektrizitätsunternehmen müssen sämtliche finanzrelevanten Daten gegenüber der Verwaltung offen legen und werden jährlich von externen WirtschaftsprüferInnen geprüft.

Der Netzzugang erfolgt als regulierter „Third-Party-Access“. Der Legal Electricity Act sieht die Schaffung zweier Einrichtungen vor:

- Der „Market Operator“ ist verantwortlich für die Abwicklung eines täglichen Spotmarkts, die Abwicklung eines Marktes für Finanzderivate (Futures) und die Festlegung der „merit order“ Belieferung.
- Der „System Operator“ („Red Eléctrica de España“, REE), ist verantwortlich für technische Aspekte des Netzbetriebs, für Überwachung und Koordinierung der Produktion und Übertragung, und im Speziellen für das Management aufgrund technischer Beschränkungen und Umleitungen.

Die Übertragungs- und Verteilungsgebühren sind nach Einheitstarifen (Briefmarkensystem) festgelegt, auf der Basis von Nutzungsdauer und Spannungslevels.

Während die Stromverteilung ein regulierter Geschäftsbereich ist, ist die Stromversorgung gänzlich liberalisiert. Alle wichtigen Stromerzeuger in Spanien sind in Privatbesitz. Alle Erzeuger mit einer Kapazität von mehr als 50 MW müssen ihre Kapazitäten in einen Strompool einbringen, ausgenommen jene Mengen, die sie auf Basis bilateraler Verträge verkaufen. Alle Produzenten mit bis zu 50 MW sowie Eigenversorger müssen ihre Kapazitäten bzw. eventuelle Überschüsse nicht in den Pool einspeisen, bekommen aber eine Abnahmegarantie durch den Strompool.

Regulierungsbehörden sind:

- das Ministerium für Industrie und Energie,
- die Nationale Elektrizitätsregulierungskommission (Comision National del Sistema Electrico, CNSE), eine unabhängige Körperschaft, geschaffen auf Grundlage des Electricity Acts. Die Aufgaben sind vielfältig, u.a. Vorschläge für die Tarifgestaltung.
- Regionale Industrie- und Energiebehörden, zuständig für die Genehmigung neuer Kraftwerke (KWK und Wasserkraftwerke unter 50 MW, alle Solar-, Wind- und Biomasseanlagen)

Es bestehen „Service publique“-Verpflichtungen, welche die Versorgungssicherheit und die Qualitätsstandards bei der Stromlieferung zum Ziel haben, Sicherheitsmaßnahmen, Förderung des Aspektes Daseinsvorsorge, Umweltschutz durch Unterstützung erneuerbarer Energie.

## **4. Quellen, Internet-Links**

### **Primärliteratur**

Europäische Kommission: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes (aktualisierter Bericht unter Einbeziehung der Beitrittsländer). Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen. Brüssel, 7.4.2003

([http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/doc/2/sec\\_2003\\_448\\_en.pdf](http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/doc/2/sec_2003_448_en.pdf))

Europäische Kommission: Electricity prices in the EU on January 2000

([http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec\\_single\\_market/prices.pdf](http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/prices.pdf))

Europäische Kommission: The Effects of the Liberalisation of the Electricity and Gas Sectors on Employment

(<http://europa.eu.int/comm/energy/library/ecotecfinalreport.pdf>)

Europäische Kommission: Vorschlag für eine zur Änderung der Entscheidung Nr. 1254/96/EG über eine Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich

<http://europa.eu.int/comm/energy/library/ecotecfinalreport.pdf>

Europäische Kommission: Zweiter Bericht über die Verwirklichung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes (<http://europa.eu.int/comm/energy/library/lib2rde.pdf>)

International Federation for European Law (F.I.D.E.) (<http://www.fidelaw.org/q2/austria4.htm>)

PSIRU Reports ([www.psiru.org](http://www.psiru.org))

### **Gesetzestexte**

EU-Richtlinie 96/92/EC ([http://europa.eu.int/eur-lex/en/lif/dat/1996/en\\_396L0092.html](http://europa.eu.int/eur-lex/en/lif/dat/1996/en_396L0092.html))

ELWOG (<http://www.bmwa.gv.at/org02/sekIV/sekiv/212a/elwog.pdf>)

Novelle zum ELWOG (<http://www.bmwa.gv.at/org02/sekIV/sekiv/212a/elwognov.pdf>)

### **Weiterführende Literatur**

Biblioteca di Economia Università degli Studi di Modena e Reggio Emilia

(<http://biblioteca.economia.unimo.it/delivery/outlook.pdf>)

Energieverwertungsagentur (<http://www.eva.wsr.ac.at/>)

Energistyrelsen – Dänemark (<http://www.ens.dk/uk/publica.htm#Energy%20Statistics>)

Energy Trends USA – EU (<http://energytrends.pnl.gov/eu/documents/eu004.pdf>)

EPSU ([www.epsu.org](http://www.epsu.org))

EPSU Draft ([http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec\\_single\\_market/hearing/epsu.pdf](http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/hearing/epsu.pdf))

Eurelectric (<http://www.eurelectric.org/>)

Europäisches Parlament ([http://www.europarl.eu.int/workingpapers/econ/w21/sum-3\\_de.htm](http://www.europarl.eu.int/workingpapers/econ/w21/sum-3_de.htm))

Financial Times – Portugal (<http://specials.ft.com/ln/ftsurveys/country/scab1a.htm>)

Global 2000 (<http://www.global2000.at/index1.htm>)

Global Review – Portugal, Griechenland, Spanien, Italien (<http://www.global-review.com/home.htm>)

Greenpeace ([www.greenpeace.org](http://www.greenpeace.org))

GStB-Nachrichten Nr. 0384 vom 15.07.2001

(<http://www.gstbrp.de/energie/dokumente/zahlenundfakten.html>)

International Energy Agency (<http://www.iea.org/about/files/regfobac.htm>)

Haas, Reinhard/Auer, Hans/Huber, Claus HUBER, Orasch, Wolfgang: "How will Electricity Prices in Deregulated Markets Develop in the Long Run? Arguments Why there will be No Really Cheap Electricity", in: Proceedings, BIEE Conference on "The International Energy Experience", 8.-17. Dezember 1997, University of Warwick

International Labor Office (<http://www.ilo.org/public/english/dialogue/sector/techmeet/tmpu99/tmpure5.htm>)

Katholische Universität Leuven, Center for Economic Studies

(<http://www.kuleuven.ac.be/ei/Public/publications/ete-wp00-3.pdf>)

McCann-Fitzgerald – Irland ([http://www.mccann-fitzgerald.ie/legal\\_briefing/energy/electricity\\_market.html](http://www.mccann-fitzgerald.ie/legal_briefing/energy/electricity_market.html))

ODIN – Skandinavien ([http://odin.dep.no/archive/oedbilder/01/03/kap7\\_004.pdf](http://odin.dep.no/archive/oedbilder/01/03/kap7_004.pdf))

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (<http://www.rwi-essen.de/presse/publikat/pdf-Dateien/pap073.pdf>)

Sozioökonomisches Institut der Universität Zürich (<http://www.soi.unizh.ch/research/wp/wp9701.pdf>)

SPD Bundestagsfraktion (<http://www.spdfraktion.de/pa/ag/wirtschaft/energiewirtschaft.pdf>)

Tekla News (<http://teklanews.tekla.com/default.asp?lan=en&aid=33>)

Tradeport (<http://www.tradeport.org/ts/countries/>)

Universität Paris (<http://panoramix.univ-paris1.fr/ATOM/pdf/conf/elec98/Skytte-Olsen.pdf>)

Universität Pierre Mendès France ([http://www.upmf-grenoble.fr/iepe/textes/DF\\_01.27ElecMilan.PDF](http://www.upmf-grenoble.fr/iepe/textes/DF_01.27ElecMilan.PDF))