

Kumkar, Lars

Working Paper — Digitized Version

Die Stromversorger in den Startlöchern zum Strom-Binnenmarkt: Eine Bestandsaufnahme der nationalen Marktstrukturen

Kiel Working Paper, No. 780

Provided in Cooperation with:

Kiel Institute for the World Economy – Leibniz Center for Research on Global Economic Challenges

Suggested Citation: Kumkar, Lars (1996) : Die Stromversorger in den Startlöchern zum Strom-Binnenmarkt: Eine Bestandsaufnahme der nationalen Marktstrukturen, Kiel Working Paper, No. 780, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/47199>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Kieler Arbeitspapiere

Kiel Working Papers

Kieler Arbeitspapier Nr. 780

**Die Stromversorger in den Startlöchern zum
Strom-Binnenmarkt:
Eine Bestandsaufnahme der nationalen
Marktstrukturen**

von

Lars Kumkar



Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel
The Kiel Institute of World Economics

ISSN 0342 - 0787

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120, D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 780

**Die Stromversorger in den Startlöchern zum
Strom-Binnenmarkt:
Eine Bestandsaufnahme der nationalen
Marktstrukturen**

von

Lars Kumkar

November 1996

715550

Für Inhalt und Verteilung der Kieler Arbeitspapiere ist der jeweilige Autor verantwortlich, nicht das Institut. Da es sich um Manuskripte in einer vorläufigen Fassung handelt, wird gebeten, sich mit Anregung und Kritik direkt an den Autor zu wenden und etwaige Zitate vorher mit ihm abzustimmen.

Zusammenfassung

In diesem Jahr sind auf europäischer Ebene rechtliche Entwicklungen eingeleitet worden, die zu einer stärkeren Integration der bisher separierten nationalen Strommärkte führen sollen. Beabsichtigt ist die Liberalisierung des Marktes für Elektrizität. Insbesondere im Bereich der Stromerzeugung soll die direkte Einflußnahme der Staaten zurückgedrängt werden. Gegenstand des Beitrages ist ein aktueller Überblick über die nationalen Marktstrukturen der Stromversorgung innerhalb der Europäischen Union. Hierzu wird zunächst der Primärenergieeinsatz in der Stromerzeugung, der Anteil der Eigenenerzeugung an der gesamten Stromerzeugung und die Strompreise in den betreffenden Mitgliedsländern betrachtet. Ergänzend wird der grenzüberschreitende Handel mit Elektrizität innerhalb der Europäischen Union skizziert. Im Anschluß werden wesentliche Strukturmerkmale der nationalen Strommärkte dargestellt. Dabei wird auf die Unternehmens- und Eigentumsstrukturen und auf die staatliche Regulierung sowohl der Inlandsmärkte als auch des Außenhandels eingegangen. Schließlich werden die nationalen Besonderheiten bei der Stromerzeugung und der Unterstützung bestimmter Primärenergien sowie die Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite skizziert. Aus der Bestandsaufnahme kann der Schluß gezogen werden, daß von der Existenz eines Europäischen Binnenmarktes für Strom bislang nicht die Rede sein kann. Die Umsetzung der aktuellen Richtlinie wird weitreichende Anpassungsmaßnahmen in den jeweiligen nationalen Energiepolitiken und Marktstrukturen nach sich ziehen müssen.

Abstract

This year legal activities were started which are meant to lead to a higher integration of the electricity supply industry in the European Union. It is intended to liberalize the national markets simultaneously restraining the influence of the national governments. This article provides an up-to-date survey on the different national structures of the electricity supply industries in the European Union. It provides information on the structure of electricity generation and on electricity prices within the EU, and the trade with electricity between the states of the European Union. Furthermore, the national characteristics as to the ownership, governmental regulation, electricity production, the regulation on fuel choice, and measures to improve the energy efficiency are portrayed. It can be concluded that a European Single market for electricity does not exist so far. The implementation of the new European directive requires a fundamental revision of the national energy policies in some member states of the EU.

JEL Classification: H4, L5, L9, Q4

Lars Kumkar

Institut für Weltwirtschaft
an der Universität Kiel

Düsternbrooker Weg 120

D-24147 Kiel

Tel.: 0431/8814-216

Fax: 0431/8814-500

Email: Lars.Kumkar@ifw.uni-kiel.de

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----------|
| I. Problemstellung | 1 |
| II. Aufbau des Beitrages | 2 |
| III. Primärenergieeinsatz, Anteil der Eigenerzeugung in den Mitgliedstaaten, Strompreise und grenzüberschreitender Handel | 3 |
| IV. Länderübersichten | 7 |
| 1. Belgien | 7 |
| 2. Dänemark | 8 |
| 3. Deutschland | 10 |
| 4. Finnland | 11 |
| 5. Frankreich | 12 |
| 6. Griechenland | 12 |
| 7. Irland | 13 |
| 8. Italien | 14 |
| 9. Luxemburg | 14 |
| 10. Niederlande | 15 |
| 11. Österreich | 16 |
| 12. Portugal | 17 |
| 13. Schweden | 17 |
| 14. Spanien | 18 |
| 15. Vereinigtes Königreich | 19 |
| V. Fazit: Europäische Stromversorgung zwischen Staat und Markt | 21 |
| Literaturverzeichnis | 24 |

I. Problemstellung

In diesem Jahr sind auf europäischer Ebene rechtliche Entwicklungen eingeleitet worden, die sich in einer stärkeren Integration der bisher separierten nationalen Strommärkte niederschlagen sollen. Beabsichtigt ist die Liberalisierung des Marktes für Elektrizität, die Erleichterung des innergemeinschaftlichen Handels sowie generell eine Erhöhung der Effizienz in Stromversorgung und -verwendung. Die direkte Einflußnahme der Staaten soll insbesondere im Bereich der Stromerzeugung zurückgedrängt werden. Dieser rechtlichen Entwicklung gingen mehrjährige Diskussionen innerhalb der europäischen Gremien unter starker Beteiligung der nationalen Interessengruppen sowie vielfältige Initiativen der nationalen Regierungen voraus (Kumkar 1995). Nach dem im Juni dieses Jahres beschlossenen gemeinsamen Standpunkts des Rats ist mit der Verabschiedung einer entsprechenden Richtlinie noch in diesem Jahr zu rechnen. Diese „Richtlinie betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“ müßte dann voraussichtlich innerhalb von zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden.¹

Vor diesem Hintergrund — der beabsichtigten Schaffung des europäischen Binnenmarktes für Strom — ist eine Betrachtung der nationalen Marktstrukturen insbesondere dann von Interesse, wenn generelle Auswirkungen der Richtlinie auf die Situation der europäischen Stromversorgungsindustrie untersucht werden sollen. Eine derartige Bestandsaufnahme scheint aber auch dann angebracht, wenn spezifische Anpassungsmaßnahmen der nationalen Wettbewerbspolitik etwa in Deutschland analysiert

¹ Vgl. zum aktuellen Text des Richtlinienvorschlages Council (1996) und die Zusammenfassung des gemeinsamen Standpunkts in Rat (1996) sowie für eine Stellungnahme zu den Beratungen im Rat aus Sicht der EU-Kommission Faröß (1996). Für einzelne Länder (Belgien, Griechenland und Irland) sind längere Übergangsfristen vorgesehen. Die Verabschiedung der Richtlinie unterliegt dem Verfahren der Mitentscheidung durch das Europäische Parlament nach Artikel 189b des EG-Vertrages. Hiernach könnte das Parlament den Richtlinienentwurf zu Fall bringen. Dies scheint angesichts des derzeitigen Diskussionstands auf Brüsseler Ebene wenig wahrscheinlich. Die zur Zeit im Energieausschuß des EU-Parlaments diskutierten Änderungswünsche betreffen eher als Marginalien zu bezeichnende Aspekte und würden keine Revision der wesentlichen Bestimmungen bedeuten.

werden sollen. Aufgabe dieses Beitrages ist es daher, einen aktuellen Überblick über die nationalen Marktstrukturen der Stromversorgung innerhalb der Europäischen Union zu geben. Die vorliegende Bestandsaufnahme verdeutlicht die drastischen Unterschiede in den derzeitigen nationalen Marktstrukturen.

Zum Teil als Reaktion auf die seit einigen Jahren absehbaren Entwicklungen im europäischen Ordnungsrahmen sind in den einzelnen EU-Mitgliedsländern vielfältige Reformen rechtlicher und organisatorischer Art projektiert und zum Teil bereits eingeleitet worden. Diese Reformtendenzen werden durch die Verabschiedung der Richtlinie einen weiteren An Schub erhalten. Insofern kann eine aktuelle Übersicht der nationalen Marktstrukturen recht schnell zumindest teilweise überholt werden. Die in diesem Beitrag dargelegten „stylized facts“ können als Indiz für den Anpassungsbedarf gelten, der sich aus der Umsetzungspflicht der Richtlinie in nationales Recht ergeben wird.

II. Aufbau des Beitrages

Im nächsten Abschnitt finden sich statistische Eckdaten zum Primärenergieeinsatz in der Stromerzeugung und dem Anteil der Eigenerzeugung an der gesamten Stromerzeugung in dem betreffenden Land. Ergänzend wird die Spanne der Strompreise und der grenzüberschreitende Handel mit Elektrizität innerhalb der Europäischen Union skizziert.

Im dritten Abschnitt werden wesentliche Strukturmerkmale der nationalen Strommärkte dargestellt. Dabei wird auf die Unternehmens- und Eigentumsstruktur, auf die staatliche Regulierung sowohl der Inlandsmärkte als auch des Außenhandels eingegangen und nationale Besonderheiten hinsichtlich der Stromerzeugung genannt. Ferner werden die Maßnahmen zur Unterstützung bestimmter Primärenergien sowie zur Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite skizziert.

Am Ende dieses Beitrages steht eine Zusammenfassung der Hauptcharakteristika der europäischen Strommärkte.

III. Primärenergieeinsatz, Anteil der Eigenerzeugung in den Mitgliedstaaten, Strompreise und grenzüberschreitender Handel

Der Anteil einzelner Primärenergien bei der Stromerzeugung differiert erheblich zwischen den einzelnen Ländern der Europäischen Union (Tabelle 1). Diese Differenzen resultieren zum überwiegenden Teil aus den

- abweichenden allgemeinen energiepolitischen Leitlinien der einzelnen Mitgliedsländer und den
- unterschiedlichen Primärenergieverfügbarkeiten.

Beispielsweise wurde der Ausbau der Kernenergie in Frankreich massiv politisch gefördert, während die Regierungen Deutschlands, Spaniens und des Vereinigten Königreichs traditionell insbesondere den Einsatz heimischer Steinkohle unterstützten. Daher reicht beispielsweise der Anteil der Kernenergie an der gesamten Stromerzeugung von 76 vH in Frankreich über 56 vH in Belgien bis zu 5 vH in den Niederlanden. Andere Länder verzichten vollständig auf den Einsatz der Kernenergie bei der Stromerzeugung. Eine ähnliche Spannweite ergibt sich – allerdings aus ganz anderen Gründen – bei den Anteilen der Wasserkraft von 69 vH in Österreich bis hin zu 0 vH in Dänemark. In den Werten schlagen sich auch unterschiedliche nationale Politiken hinsichtlich der Förderung des Einsatzes regenerativer Energien bei der Stromerzeugung nieder. Erwähnenswert ist auch der stark differierende Anteil der Eigenerzeugung an der gesamten Stromerzeugung.² Dieser Anteil, dessen Wertebereich von knapp 2 vH in Irland bis 16 vH in Finnland reicht,³ kann als ein erstes Indiz für die Marktstruktur herangezogen werden. Er zeigt u.a. nationale Unterschiede hinsichtlich der Marktzugangsbedingungen und generell des Zentralisierungsgrades der nationalen Stromversorgungsindustrie an.

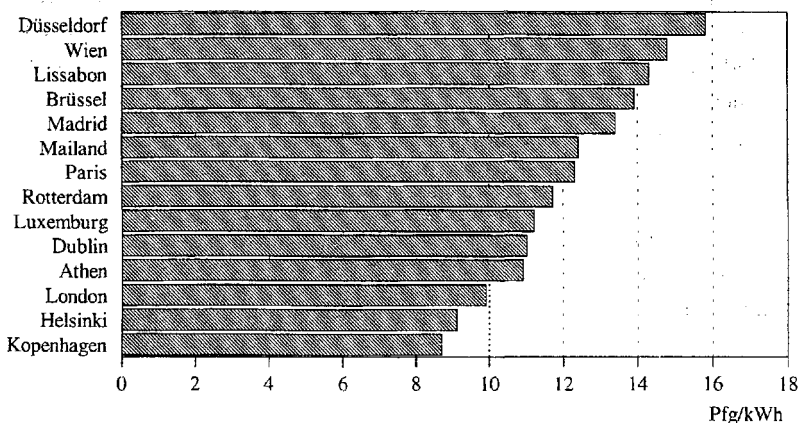
² Unter Eigenerzeugung ist Stromerzeugung in Kraftwerken zu verstehen, die nicht überwiegend der Einspeisung in das öffentliche Netz dient, sondern primär der (industriellen) Eigenversorgung gewidmet ist.

³ Der recht hohe Anteil in Luxemburg ist angesichts der geringen absoluten Erzeugung in dieser Hinsicht wenig aussagekräftig.

Tabelle 1 — Stromerzeugung in der Europäischen Union 1994

| | Kern- energie | Kohle | Wasser- kraft | Erdgas | Erdöl | Bio- masse | Erd- wärme | Wind | Son- stige | Insgesamt- | Eigen- erzeugung |
|--------------|------------------|-------------|------------------|------------|------------|---------------|---------------|------------|---------------|---------------|---------------------|
| | | | | | | | | | | TWh | vH |
| B | 56,2 | 27,1 | 1,6 | 11,5 | 2,2 | 1,3 | | 0,0 | | 72,2 | 3,9 |
| DK | | 81,7 | 0,1 | 5,8 | 7,6 | 2,0 | | 2,8 | | 40,1 | 2,3 |
| D | 28,6 | 56,3 | 4,3 | 7,6 | 1,7 | 1,3 | | 0,3 | | 528,2 | 13,6 |
| SF | 29,6 | 30,2 | 18,0 | 9,1 | 2,8 | 10,3 | | | | 65,6 | 16,4 |
| F | 75,6 | 5,1 | 17,0 | 0,8 | 1,2 | 0,3 | | | 0,1 | 476,2 | 5,6 |
| GR | | 72,8 | 7,0 | 0,2 | 19,7 | 0,2 | | 0,1 | | 40,6 | 2,1 |
| IRL | | 50,3 | 7,0 | 26,1 | 16,6 | | | 0,1 | | 17,1 | 1,8 |
| I | | 9,9 | 20,6 | 17,4 | 50,2 | 0,3 | 1,9 | | 0,1 | 231,8 | 16,9 |
| L | | 33,6 | 58,0 | 4,2 | 1,7 | 3,4 | | | | 1,2 | 37,5 |
| NL | 5,0 | 34,4 | 0,1 | 54,5 | 3,9 | 1,9 | | 0,3 | | 79,7 | 15,7 |
| A | | 8,2 | 69,3 | 15,3 | 4,5 | 2,8 | | | | 53,3 | 10,4 |
| P | | 37,1 | 34,1 | | 25,7 | 3,0 | 0,1 | 0,1 | | 31,4 | 8,8 |
| S | 51,2 | 2,3 | 41,6 | 0,5 | 2,8 | 1,6 | | 0,1 | 0,01 | 142,9 | 4,9 |
| E | 34,2 | 38,7 | 18,1 | 2,0 | 6,5 | 0,4 | | 0,1 | 0,01 | 161,7 | 5,6 |
| GB | 27,1 | 50,3 | 2,0 | 14,3 | 5,4 | 0,8 | | 0,1 | | 325,4 | 6,9 |
| EU-15 | 34,9 | 32,1 | 13,8 | 9,2 | 8,6 | 1,2 | 0,2 | 0,2 | 0,04 | 2267,3 | 9,4 |
| N | | 0,2 | 99,4 | 0,1 | | 0,3 | | | | 113,5 | 10,7 |

Quelle: IEA (1996), eigene Berechnungen.

Schaubild 1 - Strompreise in der Europäischen Union, Januar 1996^a

^a Jeweils Preise für industrielle Nachfrager (10 000 MWh Jahresverbrauch, 4 000 Jahresbenutzungsstunden) ohne Mehrwert- und spezifische Energiesteuern, umgerechnet mit Wechselkursen; Werte für Schweden liegen nicht vor.

Quelle: Eurostat (1996), eigene Berechnungen.

Die nationalen Energiepolitiken sowie die unterschiedlichen Primärenergieverfügbarkeiten und damit die nationalen Marktstrukturen schlagen sich in erheblichen Differenzen bei den Strompreisen nieder (Schaubild 1). Der aktuelle Strompreis für die gewählte Abnehmerkategorie liegt in Düsseldorf mit knapp 16 Pfg. um rund 81 vH über dem Preis in Kopenhagen. Die Strompreise lassen über den Zeitraum der letzten zwanzig Jahre keine generellen Zeichen für eine zwischenstaatliche Konvergenz erkennen.⁴

In diesem Zusammenhang ist auch festzuhalten, daß die Zahlen für den grenzüberschreitenden Handel mit Strom im Zeitablauf zwar zunehmen, aber keine generelle Tendenz einer Zunahme nationaler Handelssalden erkennen lassen.⁵ Es gibt zwar das Beispiel Frankreichs für den Fall des ausgeprägten Nettoexporteurs und Italiens für den eines Nettoimporteurs über mehrere Jahre. Auch die Niederlande weisen eine in den letzten Jahren stetig zunehmende Nettoimportquote auf. Deutschland aber, als Beispiel eines ausgeprägten Hochpreislandes, weist in den letzten Jahren keine nennenswerten Nettoimporte auf. Ähnliches gilt zum Beispiel für Belgien, Österreich, Portugal und Spanien. Auffallend bei den Zahlen für 1994 (Tabelle 2)⁶ ist der ungewöhnliche Wert für einen Nettoexport aus Dänemark in der Höhe von 6 vH. Dieser ist auf geringe Niederschlagsmengen in

⁴ Vgl. auch Kumkar (1995: insbesondere Schaubild 1, 2) für einen Überblick über die längerfristige Entwicklung der Strompreise innerhalb der Europäischen Union.

⁵ Dieser Stromhandel findet innerhalb der Europäischen Union in drei Verbundsystemen statt. Diese dienen primär der gemeinsamen Nutzung von Reservekapazitäten und dem Spitzenlastausgleich und nur in Einzelfällen der Ermöglichung langfristiger Stromlieferungen. Der größte europäische Stromverbund wird im Rahmen der UCPTÉ (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Électricité) realisiert. Zur UCPTÉ gehören Vertreter von Stromversorgungsunternehmen aus Belgien, Deutschland, Spanien, Frankreich, Griechenland, Italien, Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina, Restjugoslawien, Luxemburg, den Niederlanden, Österreich, Portugal und der Schweiz, seit Oktober 1995 in einem Gaststatus auch Vertreter von Unternehmen aus Polen, Ungarn, der Tschechischen und der Slowakischen Republik. Das Vereinigte Königreich ist über Gleichstromkabel mit dem UCPTÉ-System asynchron verbunden. Die vier skandinavischen Ländern gehören dem NORDEL-Verbund an, der ebenfalls über Gleichstromkabel mit dem UCPTÉ-Netz verbunden ist (eine Ausnahme bildet der Westteil Dänemarks, der synchron mit dem UCPTÉ-Netz betrieben wird).

⁶ Vgl. auch Kumkar (1995: insbesondere Schaubild 3) für eine Betrachtung längerfristiger Trends im innergemeinschaftlichen Stromhandel.

den skandinavischen Nachbarländern zurückzuführen, die eine unterdurchschnittliche Stromgewinnung aus den umfangreichen Wasserkraftwerkskapazitäten in Schweden und Norwegen implizieren. Er ist insofern nicht repräsentativ für einen längeren Zeitraum.

Tabelle 2 — Grenzüberschreitender Stromaustausch in der Europäischen Union (TWh) 1994

| aus: | Einführendes Land | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|-------------------|-------|-------|------|-------|------|------|-------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| | B | DK | D | SF | F | GR | IRL | I | L | NL | A | P | S | E | GB | N |
| B | — | | | | 1,4 | | | | 1,1 | 1,0 | | | | | | |
| DK | | — | 3,6 | | | | | | | | | | 1,9 | | | 2,1 |
| D | 0,2 | | — | | 0,4 | | | | 4,0 | 5,6 | 4,0 | | 0,0 | | | |
| SF | | | | — | | | | | | | | | 0,3 | | | 0,3 |
| F | 4,8 | | 15,3 | | — | | | 17,4 | | 4,3 | | | | 3,7 | 16,9 | |
| GR | | | | | | — | | | | | | | | | | |
| IRL | | | | | | | — | | | | | | | | | |
| I | | | | | 0,3 | | | — | | | | | | | | |
| L | | | 0,4 | | | | | | — | | | | | | | |
| NL | 4,2 | | 0,7 | | | | | | | — | | | | | | |
| A | | | 4,8 | | | | | 1,5 | | | — | | | | | |
| P | | | | | | | | | | | | — | | 1,4 | | |
| S | | 0,7 | 0,0 | 1,8 | | | | | | | | | — | | | 2,4 |
| E | | | | | 0,9 | | | | | | | | 2,3 | — | | |
| GB | | | | | | | | | | | | | | | — | |
| N | | 0,9 | | | | | | | | | | | 4,4 | | | — |
| 3-Länder ^a | 0,0 | 0,0 | 11,0 | 5,4 | 0,8 | 0,8 | 0,0 | 19,8 | 0,0 | 4,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Importe insgesamt | 9,1 | 1,8 | 35,9 | 7,2 | 3,7 | 0,8 | 0,0 | 38,7 | 5,0 | 10,9 | 8,2 | 2,3 | 6,7 | 5,1 | 16,9 | 4,84 |
| Exporte insgesamt | 5,1 | 6,6 | 33,6 | 0,6 | 66,9 | 0,4 | 0,0 | 1,1 | 0,6 | 0,3 | 9,0 | 1,4 | 6,4 | 3,3 | 0,0 | 4,97 |
| Inländ. Verbrauch | 66,4 | 31,0 | 443,6 | 64,8 | 335,5 | 32,7 | 14,2 | 231,5 | 4,7 | 81,3 | 45,4 | 27,0 | 122,7 | 137,0 | 288,5 | 100,5 |
| Nettoimportquote (vH) | 6,0 | -15,6 | 0,5 | 10,1 | -18,8 | 1,2 | 0,0 | 16,2 | 95,3 | 13,0 | -1,8 | 3,3 | 0,2 | 1,4 | 5,9 | -0,1 |

^a Andere Drittländer.

Quelle: IEA (1996), eigene Berechnungen.

Es bleibt festzuhalten, daß der Stromaustausch (gemessen an den Werten für den gesamten europäischen Stromverbrauch) zwar im Zeitablauf zunimmt, nennenswerte Salden in der Stromhandelsbilanz aber nur im

Fall einzelner Länder zu beobachten sind. Insofern reagieren die Handelsströme nicht auf die ausgeprägten Unterschiede in den Strompreisen. Die Strommärkte sind daher als kaum integriert zu charakterisieren. Von einem Binnenmarkt für Elektrizität kann gegenwärtig nicht die Rede sein.

IV. Länderübersichten

Die fünfzehn (alphabetisch angeordneten) Länderübersichten im diesem Abschnitt gliedern sich in jeweils vier Unterabschnitte:⁷

- a. Eigentums- und Unternehmensstruktur in Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Verkauf an Endabnehmer;
- b. Staatliche Regulierung hinsichtlich etwaiger Versorgungspflichten, gesetzlich geschützte Monopolstellungen, nationalen Vorschriften zur vertikalen Entflechtung und zum Netzzugang Dritter sowie Preisregulierung;
- c. Außenhandelsregime;
- d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung (beispielsweise Unterstützung des Einsatzes bestimmter Primärenergien und Umwandlungstechnologien sowie Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite).

1. Belgien

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Das belgische System wird von der privaten Erzeugungsgesellschaft Electrabel dominiert. Daneben existiert ein relativ kleiner staatlicher Er-

⁷ Vgl. allgemein zu Übersichten der europäischen Strommärkte (ohne Anspruch auf Vollständigkeit): Cross (1996), IEA (1985), Gilbert und Kahn (1996), IEA (1994), McGowan (1993), Lucas (1995), Alario (1994), Eiß et al. (1990); zu einzelnen nationalen Marktstrukturen vgl. z.B. Finon (1995), Midttun (1996), NUTEK (1993), Olsen (1995), Klopfer und Schulz (1993), Kumkar (1994), Söderstrom (1996). Bedingt u.a. durch die Reformen in den einzelnen Staaten stützt sich die Übersicht in diesem Abschnitt zu einem nicht unerheblichen Teil auf Angaben aus der Tagespresse.

zeuger. Electrabel betreibt auch das Übertragungsnetz und besitzt Anteile an den rund 40 Verteilungsgesellschaften.

b. Staatliche Regulierung

Die Verteilungsgesellschaften haben eine Versorgungspflicht gegenüber kleineren und mittleren Endkunden, nicht gegenüber der Industrie, die direkt von Electrabel versorgt wird. Das belgische System basiert nicht wesentlich auf Gesetzen, sondern auf Abkommen zwischen diversen in der Stromversorgung involvierten Organisationen. Insofern gibt es auch keinerlei gesetzlich gesicherten Monopolstellungen in der Erzeugung und in der Übertragung. Die Kommunen besitzen das kodifizierte Recht zur Vergabe ausschließlicher Versorgungskonzessionen bis zu 1 MW Anschlußleistung. Vorschriften zum Netzzugang Dritter existieren nicht. Die Endverbraucherpreise sind reguliert.

c. Außenhandelsregime

Der Außenhandel mit Strom wird faktisch von Electrabel kontrolliert; es existiert aber kein gesetzliches Monopol.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Es existieren Subventionen für einige Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Belgien hat nach Frankreich den zweithöchsten Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung.

2. Dänemark

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Das dänische System ist in zwei voneinander getrennte Versorgungssysteme geteilt: Elkraft (Seeland) und Elsäm (westlicher Landesteil). Diese beiden Gesellschaften kontrollieren in ihren jeweiligen Gebieten die Übertragung und koordinieren die Erzeugung in zwei getrennten Pools. Die beiden Gesellschaften sind im Eigentum der 8 Erzeugungsgesellschaften, die wiederum überwiegend im Besitz der rund 100 Verteilungsgesellschaften sind. Diese Verteilergesellschaften sind vollständig in kommunalem oder genossenschaftlichem Besitz.

b. Staatliche Regulierung

Es gibt eine in den staatlichen Lizenzen festgelegte Versorgungspflicht für die Erzeuger. Der Marktzutritt zu allen Bereichen der Stromversorgung wird bis auf wenige Ausnahmen (für kleine Erzeuger und Verteiler) gesetzlich vorgesehen durch die staatliche Lizenzvergabe kontrolliert. Im Prinzip ist der Marktzugang jedoch zu allen Marktsegmenten möglich, da die bestehenden Lizenzen keinerlei Ausschließlichkeitsrechte verleihen. Die integrierten Unternehmen müssen nach den jüngsten Vorschriften vertikal entflochten werden. Es gibt eine Vorschrift zum Netzzugang Dritter für Abnehmer mit über 100 GWh Jahresverbrauch. Für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen existiert ein Einspeisungsrecht zu regulierten Preisen. Die Mehrkosten werden auf alle Endkunden umgelegt. Die Strompreise sind reguliert.

c. Außenhandelsregime

Der Außenhandel mit Strom wird faktisch von Elsam und Elkraft kontrolliert. Keine gesetzliche Monopole im Außenhandel.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Der Zentralstaat kontrolliert die Investitionsplanung und hat den Verteilern die Pflicht zum Integrated Resources Planning (IRP)⁸ auferlegt. Der Einsatz von Wind-, Solar- und anderen regenerativen Energien wird ebenso wie der Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch den Staat subventioniert. Die Betreiber dieser Anlagen besitzen ein vorrangiges Einspeisungsrecht in die beiden nationalen Netze. Die Erzeugung basiert zu 82 vH auf importierter Steinkohle.

⁸ Das Konzept des IRP verlangt, bei der Investitionsplanung alle nachfrage- und angebotsseitigen Optionen zur Deckung der Nutzenergienachfrage zu erwägen. Dies schließt insbesondere die Durchführung von Demand-Side-Management-Maßnahmen ein. Das aus den Vereinigten Staaten kommende IRP wird durch die Notwendigkeit der Korrektur von unterstelltem Marktversagen bei der Energiegewinnung und -verwendung begründet. IRP soll insbesondere den Zielen des Umweltschutzes dienen und hat in einigen Fällen der Umsetzung (v.a. innerhalb der Vereinigten Staaten) zu einer erheblichen Zunahme des staatlichen Einflußnahme bei den Investitionen in Stromerzeugung und -verkauf geführt.

3. Deutschland

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Der deutsche Markt wird insbesondere in der Produktion und der Übertragung von neun Verbundunternehmen dominiert. Diese sind privatwirtschaftlich organisiert, Länder und Kommunen besitzen über Anteile am Eigenkapital unterschiedliche Einflußmöglichkeiten. Daneben sind in der Stromerzeugung insbesondere industrielle Eigenerzeuger und die Deutsche Bahn tätig. Die Stromverteilung wird von rund 50 Regionalversorgern und mehreren hundert Stadtwerken organisiert. Die Verbundunternehmen sind insbesondere an einigen Regionalverteilern beteiligt.

b. Staatliche Regulierung

Es besteht eine Versorgungspflicht für die Verteilungsunternehmen. Die regionalen exklusiven Monopole sind durch Konzessions- und Demarkationsverträge geschützt; diese Verträge sind bisher explizit von den generellen Verboten vertikaler und horizontaler Wettbewerbsbeschränkungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) ausgenommen. Letztlich werden die existierenden Gebietsmonopole bislang durch die Kombination der Ausnahmetatbestände innerhalb des GWB und das Wegerecht der Kommunen (via Konzessionsverträge) geschützt. Es besteht seit 1980 ein begrenztes Netzzugangsrecht für gebietsfremde oder unabhängige Erzeuger (Durchleitungsrecht). Die Einspeisungspreise für (Überschuß-)Strom der Eigenerzeuger in die Netze der Stromversorger sind nicht direkt staatlich reguliert, sondern sind nach der sogenannten Verbändevereinbarung zwischen den Versorgern und den Eigenerzeugern geregelt. Bestimmte regenerative Energien werden durch staatlich regulierte Einspeisungstarife unterstützt. Die Strompreise für kleinere Kunden (Tarifabnehmer) werden reguliert, für größere industrielle und sonstige Nachfrager (Sonderabnehmer) unterliegen sie der Mißbrauchsaufsicht durch das Kartellamt.

c. Außenhandelsregime

Keine gesetzliche Monopole im Außenhandel mit Strom, faktische Durchführung durch die Verbundunternehmen als Eigentümer des Übertragungsnetzes.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Der Einsatz heimischer Steinkohle wurde bis Ende 1995 durch das Zusammenwirken des sogenannten Jahrhundertvertrages zwischen den Elektrizitätsversorgern und den Kohleproduzenten und dem sogenannten Verstromungsgesetz gesichert. Letzteres hatte die Subventionierung der durch den Jahrhundertvertrag kontrahierten Kohlebezugsmengen durch einen Aufschlag auf die Stromrechnungen der Endkunden zum Inhalt (Kohlepfennig). Diese Regelungen werden u.a. nach EU-Interventionen und einem Verfassungsgerichtsurteil durch direkte staatliche Subventionen aus dem Bundeshaushalt ersetzt. Der Einsatz von Braunkohle in den neuen Bundesländern wird durch Bezugsverträge der betreffenden Stromversorgungsunternehmen unterstützt. Der Einsatz regenerativer Energien wird durch das erwähnte Einspeisungsrecht in die lokalen und regionalen Netze zu regulierten Preisen unterstützt. Daneben existieren Maßnahmen zur Unterstützung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen unterhalb der Bundesebene.

4. Finnland

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Die finnische Elektrizitätserzeugung wird von drei Unternehmenskategorien dominiert: Der staatseigenen IVO (gut 40 vH der Erzeugung), der privaten TVS (41 vH) und den kommunalen Unternehmen. Die Übertragung von Strom findet in zwei Übertragungsnetzen statt, die in partieller Konkurrenz zueinander stehen. Die Verteilung wird von rund 120 überwiegend kommunalen Unternehmen organisiert.

b. Staatliche Regulierung

Es besteht bisher eine Versorgungspflicht. Es liegen keine gesetzlich geschützten Monopole vor. Es existieren Vorschriften zur vertikalen Entflechtung der integrierten Unternehmen. Es gibt gesetzliche Regelungen zum Netzzugang Dritter für die Belieferung großer Endabnehmer; die Strompreise werden nicht reguliert. Die Preise für die Netznutzungen sind über die Festlegung der Preisbildungsprinzipien reguliert.

c. Außenhandelsregime

Es existieren keine gesetzlichen Monopole für den Außenhandel.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Es gibt keine offenen Subventionen.

5. Frankreich

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Der französische Markt wird von dem Staatsunternehmen Electricité de France (EdF) dominiert, das sowohl Erzeugung, Transport als auch Verteilung kontrolliert. Andere Erzeugerunternehmen spielen nur eine untergeordnete Rolle; einige Kommunen besitzen eigene Verteilungsunternehmen.

b. Staatliche Regulierung

Es besteht eine Versorgungspflicht für die EdF. Das gesetzliche Monopol der Stromübertragung ist vollständig, bei der Stromverteilung sind Ausnahmen für andere Unternehmen lokaler Art unter bestimmten Bedingungen möglich. Gesetzliche Durchleitungsrechte für Eigenerzeuger zur Versorgung eigener Betriebsstätten sind in sehr begrenztem Ausmaß etabliert. Die Strompreise sind reguliert.

c. Außenhandelsregime

Die EdF hat ein gesetzliches Außenhandelsmonopol.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Es gibt keine offenen Subventionen. Die Erzeugung basiert zu 76 vH auf Kernkraft.

6. Griechenland

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Das griechische System wird vom Staatsunternehmen DEH dominiert (1950 gegründet), das sowohl Erzeugung und Transport als auch Verteilung kontrolliert.

b. Staatliche Regulierung

Die DEH hat Versorgungspflicht. In Übertragung und Verteilung besitzt die DEH ein gesetzliches Monopol, soweit öffentliche Grundstücke tangiert werden. Unabhängige Stromerzeugung ist zwar mittlerweile in engen Grenzen (Größe, Primärenergie, Umwandlungstechnologie) gesetzlich zu-

lässig, spielt aber bislang keine Rolle. Der so erzeugte Strom müsste an die DEH verkauft werden; diese hat zu regulierten Preisen eine Ankaufspflicht (Alleinabnehmermodell). Strompreise werden von der Regierung nach allgemeinen politischen Vorgaben reguliert.

c. Außenhandelsregime

Außenhandel mit Strom wird vollständig von der DEH kontrolliert, da es das gesetzliche Monopol über die Stromübertragung hat und keinerlei Verpflichtung zum Netzzugang Dritter unterliegt.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Es gibt keine offenen Subventionen. Die Erzeugung basiert zu 73 vH auf heimischer (und von der DEH geförderter) Braunkohle.

7. Irland

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Das irische System wird vom staatlichen Electricity Supply Board dominiert, das Erzeugung, Übertragung und Verteilung übernimmt.

b. Staatliche Regulierung

Es besteht keine formale Versorgungspflicht für das ESB. Eine vertikale Entflechtung des ESB und die unterstützende Einführung von Netzzugangsrechten für unabhängige Erzeuger ist in der politischen Diskussion. In begrenzter Form hat das ESB für neue Kraftwerkskapazität bereits Ausschreibungen veranstaltet; die Gewinner haben Einspeisungsrecht in das Netz des ESB, das somit als Alleinabnehmer fungiert. Die Strompreise sind kostenbasiert reguliert.

c. Außenhandelsregime

Das ESB besitzt ein faktisches Außenhandelsmonopol, da es das Monopol für die Übertragung besitzt und keinen Vorschriften zum Netzzugang Dritter unterliegt.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Durch die Regierung und die EU werden Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz sowie der Einsatz regenerativer Energien subventioniert. Die Gewinnung heimischen Torfs zur Stromerzeugung wird durch die Be-

zugsverträge zwischen dem ESB und einem anderen Staatsunternehmen subventioniert.

8. Italien

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Der italienische Markt wird vom Staatsunternehmen ENEL dominiert, zuständig für Erzeugung, Transport und Verteilung. Daneben existieren rund 150 meist kommunale Verteilungsgesellschaften, die 4 vH der Erzeugung ausmachen. Unabhängige Erzeuger (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und regenerative Energien) nehmen an Bedeutung zu.

b. Staatliche Regulierung

ENEL und die kommunalen Verteilungsgesellschaften besitzen eine Versorgungspflicht; die Kommunen unterliegen dieser Pflicht nur in ihren exklusiven Konzessionsgebieten. ENEL besitzt ein (nicht vollständiges) gesetzliches Monopol für die Übertragung. ENEL hat für unabhängigen Strom eine Ankaufspflicht und fungiert als Alleinabnehmer. Die Ankaufspreise für unabhängigen Strom sind reguliert, die unabhängige Erzeugung selber muß vom Wirtschaftsministerium genehmigt werden. Die Strompreise sind traditionell stark nach regionalpolitischen und verteilungspolitischen Zielen reguliert, wobei bemerkenswerterweise die Haushaltspreise progressiv ausgestaltet sind.

c. Außenhandelsregime

ENEL besitzt ein gesetzliches Außenhandelsmonopol.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Für den Einsatz von regenerativen Energien werden staatliche Subventionen gewährt. Die Erzeugung basiert zu rund 50 vH auf Erdöl. Das italienische Kernenergieprogramm wurde 1987 nach einem Referendum gestoppt. Die steigende Eigenerzeugungsquote beträgt 17 vH.

9. Luxemburg

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Der Markt wird von der gemischtwirtschaftlichen CEGEDEL (für Privatkunden) und der privaten SOTEL (für Industrienachfrager) dominiert, die

für Transport und Verteilung zuständig sind. Luxemburg besitzt keine nennenswerten Produktionskapazitäten, sondern importiert knapp 95 vH des verbrauchten Stroms aus Belgien und Deutschland. Beide Unternehmen sind daher als Verteiler zu charakterisieren. Einige Kommunen besitzen eigene Verteilungsgesellschaften.

b. Staatliche Regulierung

Es gibt keine gesetzliche Versorgungspflicht. CEGEDEL besitzt kein vollständiges exklusives Monopol für die Übertragung und die Verteilung. Es gibt keine gesetzlichen Regelungen zum Netzzugang Dritter. Die Strompreise sind kostenbasiert reguliert.

c. Außenhandelsregime

Für den Außenhandel gibt es kein gesetzliches Monopol, der Außenhandel wird aber faktisch von CEGEDEL und SOTEL dominiert.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz werden durch die Regierung unterstützt.

10. Niederlande

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

In den Niederlanden sind vier regionale Erzeugungsgesellschaften, die wiederum im Besitz der rund 30 Verteilungsgesellschaften stehen, für die Stromerzeugung zuständig. Die Unternehmen gehören den unteren Gebietskörperschaften. Das Übertragungsnetz wird von der SEP betrieben, die im Besitz der Erzeugerunternehmen steht. Eine weitere Zusammenlegung der Erzeugungsgesellschaften ist in der Diskussion.

b. Staatliche Regulierung

Für die Verteilerunternehmen besteht Versorgungspflicht. Die SEP hat ein gesetzliches Übertragungs- und Importmonopol. Die Unternehmen sind vertikal entflochten. Es gibt keine gesetzlichen Vorschriften zum Netzzugang Dritter. Es bestehen aber regulierte Einspeisungstarife für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und regenerative Energien und eine korrespondierende Ankaufspflicht für die Verteiler. Die SEP ist Alleinabnehmer für den in allen anderen, größeren Kraftwerken erzeugten Strom. Die

Strompreise werden vom Staat hinsichtlich ihrer Kostenbasis überwacht, aber nicht formal reguliert.

c. Außenhandelsregime

Import ist für Endnachfrager unter Nutzung der Transportkapazitäten der SEP gegen Gebühr möglich. SEP besitzt ein faktisches Monopol für alle anderen Handelstransaktionen: den Verteilern ist der Direktimport verboten; den großen Erzeugern ist der Direktexport verboten, da sie ihren Strom nur an die Verteiler verkaufen dürfen.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Es gibt keine offenen Subventionen. Die Erzeugung basiert zu 57 vH auf Erdgas und zu 33 vH auf Steinkohle. Der Eigenerzeugungsanteil liegt bei rund 16 vH.

11. Österreich

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

In Österreich existiert eine teilprivatisierte, aber stark staatlich kontrollierte Verbundgesellschaft, die das Übertragungsnetz und die großen Kraftwerke betreibt. Eigenerzeugung trägt zunehmend zum Stromaufkommen bei. Die Verteilung von Strom wird von neun weitgehend im Länderbesitz stehenden Unternehmen organisiert.

b. Staatliche Regulierung

Die Verbundgesellschaft besitzt eine indirekte Versorgungspflicht und das Monopol für die Stromübertragung. Es existiert eine Vorschrift, wonach aus regenerativen Energien erzeugter Strom zu regulierten Preisen in die Netze eingespeist werden kann. Es ist beabsichtigt, eine Variante eines Alleinabnehmermodells zu etablieren, bei dem die neun Verteiler jeweils die Funktion eines regionalen Alleinabnehmers übernehmen sollen. Die Strompreise sind reguliert.

c. Außenhandelsregime

Der Außenhandel wird von der Verbundgesellschaft kontrolliert.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Der Einsatz regenerativer Energien wird über die regulierten Einspeisungstarife unterstützt. Die Erzeugung basiert zu rund 70 vH auf Wasserkraft.

12. Portugal

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Das portugiesische System wird von der Staatsholding Electricidade de Portugal (EDP) dominiert. Es ist über seine vertikal und teilweise horizontal entflochtenen Teilunternehmen verantwortlich für Transport und den überwiegenden Anteil der Erzeugung und Verteilung. In der Erzeugung treten mittlerweile zunehmend ausländische Unternehmen als Investoren auf.

b. Staatliche Regulierung

EDP unterliegt einer Versorgungspflicht. Es besteht kein gesetzliches Monopol in der Stromversorgung und ein Einspeisungsrecht für kleine unabhängige Kraftwerke zu regulierten Preisen. Es ist den Kommunen allerdings durch Gesetz erlaubt, exklusive Konzessionen für Stromendversorgung zu vergeben und dafür Konzessionsabgaben zu fordern. Es gibt bisher keine Vorschriften zum Netzzugang Dritter. Die Preise werden unter Berücksichtigung allgemeiner politischer Vorgaben reguliert.

c. Außenhandelsregime

Der Außenhandel mit Strom wird faktisch von der EDP kontrolliert.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Bestimmte Energieeffizienzmaßnahmen und der Einsatz regenerativer Energien werden durch die EU und die Regierung subventioniert. Die Importe schwanken bedingt durch den hohen Wasserkraftanteil bei der nationalen Stromerzeugung erheblich.

13. Schweden

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Die Stromerzeugung in Nord- und Zentralschweden wird vom Staatsunternehmen Vattenfall, in Südschweden vom im Mehrheitsbesitz von Kommu-

nen stehenden Unternehmen Sydkraft dominiert. Sydkraft betreibt auch das Übertragungsnetz in Südschweden, während das Netz in Nord- und Zentralschweden vom Staatsunternehmen Kraftnät betrieben wird. Kraftnät organisiert den kurzfristigen Stromhandel. Die Verteilung wird hauptsächlich von (rund 280) kommunalen Gesellschaften organisiert. Durch Fusionen nehmen die Marktanteile der großen Unternehmen gegenwärtig zu.

b. Staatliche Regulierung

Für die Verteilungsunternehmen besteht bisher eine Versorgungspflicht, die in 2001 auslaufen wird. Die Endabnehmer können aber auch andere Versorger wählen, verlieren dann allerdings das Recht der Versorgung durch den Gebietskonzessionär (den jeweiligen Verteiler). Die Bereiche der Stromversorgung werden entflochten. Der Netzzugang Dritter wird als Common-Carrier-Modell gestaltet, d.h., der Besitz und die Nutzungsrechte der Netzkapazität werden weitgehend getrennt. Die Strompreise sind zwar noch reguliert, eine Abschaffung der Regulierung in Anlehnung an die norwegischen Reformen (Wangenstein und Holtan 1995) ist aber beschlossen. Es sollen dann nurmehr die Übertragungsentgelte für Netznutzung überwacht werden.

c. Außenhandelsregime

Der Außenhandel mit Strom ist prinzipiell frei, wird aber bisher faktisch von Vattenfall und Sydkraft dominiert.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Der Staat subventioniert Wind-, Sonnenkraft- und Biomasseanlagen. Die Erzeugung basiert zu 42 vH auf Kernkraft und zu 51 vH auf Wasserkraft.

14. Spanien

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Der spanische Markt wird von über 600 Unternehmen versorgt, wobei die gemischtwirtschaftliche ENDESA (an der die RWE mittlerweile einen größeren Anteil hält) rund ein Drittel der Stromerzeugung und 13 vH der Verteilung übernimmt. Für den Transportsektor ist die Tochter REDESA zuständig. Iberdrola als privates Unternehmen produziert knapp 30 vH des nationalen Stroms und ist für 42 vH der Verteilung zuständig.

b. Staatliche Regulierung

Die Verteilerunternehmen unterliegen einer Versorgungspflicht. REDESA hat die Pflicht zur Planung der landesweiten Stromübertragungsanlagen, ein gesetzliches Monopol für die Stromübertragung besitzt REDESA aber mittlerweile nicht mehr. Der Staat hat mit den privaten Unternehmen ein Geflecht von Verträgen geschlossen, der ihm überaus großen Einfluß auf den Betrieb und Ausbau der nationalen Stromversorgungsanlagen sichert. Die neue Gesetzgebung impliziert eine Entflechtung der Unternehmensaktivitäten. Begrenzter Netzzugang Dritter ist eingeführt (aber ohne jegliche Preisbestimmungsregeln) und unabhängige Unternehmen neben dem staatlich gelenkten zentralen System werden zugelassen. Für bestimmte unabhängige (Eigen-)Stromerzeuger existiert ein Einspeisungsrecht zu regulierten Preisen. Die Strompreise sind reguliert.

c. Außenhandelsregime

Der Außenhandel mit Strom wird faktisch von REDESA als Betreiber des Transportnetzes kontrolliert. REDESA besitzt aber kein gesetzliches Außenhandelsmonopol.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Bisher wird die heimische Steinkohlenindustrie (ähnlich der deutschen Regelung) durch Ankaufpreise für Zwecke der Verströmung unterstützt, die weit über dem Weltmarktpreis liegen. Die Finanzierung dieser Subvention wird ähnlich dem ehemaligen deutschen Kohlepfennig über einen Aufschlag auf die Stromrechnungen finanziert. Ein ähnlicher Mechanismus findet für die Finanzierung der nicht fertiggestellten Kernkraftwerke Anwendung. Die Einführung dieses Verfahrens ist unter anderem auf ein (inzwischen endgültiges) Moratorium bei der Nutzung der Kernenergie zurückzuführen.

15. Vereinigtes Königreich

a. Eigentums- und Unternehmensstruktur

Der Sektor ist bis auf die Kernkraftwerke privatisiert worden. Erzeugung, Transport, Verteilung und der Verkauf an Endabnehmer in England und Wales sind aufgespalten worden. Für die Stromerzeugung sind drei große Nachfolgeunternehmen des ehemaligen Staatsunternehmens (darunter ein

neues Staatsunternehmen, das die Kernkraftwerke betreibt) sowie neue unabhängige Erzeuger, für die Stromübertragung ein bisher im Besitz der Verteiler stehendes Unternehmen (NGC) zuständig. Die Verteilung wird von 12 Gebietsunternehmen übernommen. In Schottland sind zwei vertikal integrierte Unternehmen für Erzeugung und Übertragung zuständig (es existiert daneben ein staatliches Unternehmen, das die Kernkraftwerke betreibt).

b. Staatliche Regulierung

Es besteht für die Verteilungsunternehmen Anschluß- aber faktisch keine Versorgungspflicht. Die Unternehmen sind vertikal entflochten. Preise für Transport- und Verteilungsleistungen sowie Endpreise für kleinere Kunden werden noch reguliert, die Preise für größere Nachfrager sind unreguliert. NGC besitzt innerhalb Englands und Wales das Monopol für die Stromübertragung, die Regionalversorger besitzen regionale Monopole für die Verteilung. Beide Netzbereiche werden intensiv über die Lizenzbedingungen reguliert. Der Verkauf an Endabnehmer wird ab 1998 vollständig wettbewerblich organisiert.

c. Außenhandelsregime

Der Außenhandel ist prinzipiell frei, wird aber faktisch durch die Kapazität des Gleichstromverbindungskabels zum europäischen Kontinent begrenzt. Dieses wird zur Zeit nur von der EdF zum Export nach England und Wales genutzt.

d. Nationale Besonderheiten bei der Stromerzeugung und -verwendung

Der Einsatz von heimischer Steinkohle wurde traditionell über die in den Bezugsverträgen zwischen Steinkohlenindustrie und Stromerzeugern festgelegten Mengen und Preise subventioniert. Diese Unterstützung fällt mit dem zeitlich gestaffelten Auslaufen der Gebietsmonopole weg. Der Einsatz von Kernenergie sowie – in weitaus geringerem Umfang – von regenerativen Energien wird noch über einen Aufschlag auf die Stromrechnungen subventioniert, der 1998 entfällt.

V. Fazit: Europäische Stromversorgung zwischen Staat und Markt

In diesem Jahrhundert entstanden durch unterschiedliche politische Eingriffe national stark divergierende Versorgungssysteme in den Ländern der EU. Die Spanne reicht dabei von vollständig vertikal integrierten Staatsmonopolen bis hin zu fragmentierten — freilich nicht notwendig als wettbewerblich zu bezeichnenden — Systemen, in denen die notwendigen Koordinierungsaufgaben durch die Zusammenarbeit mehrerer grundsätzlich selbständiger Unternehmen gelöst werden.

Das Extrem der vollständig integrierten Systeme findet sich in der EU in Frankreich, Irland, Italien, Belgien, Griechenland und im Vereinigten Königreich bis 1990. In diesen Ländern wurden die anfänglich fragmentierten Systeme auf nationaler Ebene zusammengefaßt und zum Teil verstaatlicht.⁹

In Frankreich entstand beispielsweise 1946 die Electricité de France (EdF) als Staatsmonopol (Frost 1991), das von der Erzeugung über die Übertragung bis hin zur Verteilung an Endkunden den gesamten Elektrizitätssektor dominiert. EdF besitzt ferner ein Ein- und Ausfuhrmonopol. Traditionell wurde die EdF als wirtschaftspolitisches Steuerungsinstrument im Sinne sozial- und strukturpolitischer Ziele — etwa durch die Art und Weise der Preisbildung — in Anspruch genommen. Der Anteil der Erzeugung in der Industrie in eigenen, nicht zur EdF gehörenden Kraftwerken ist gering. Auf die Investitionsplanung der EdF, also etwa den massiven Ausbau der Kernkraftwerkskapazität, wird erheblicher politischer Einfluß genommen.

Im Gegensatz zu Frankreich ist die Struktur in Deutschland durch die Existenz einer Vielzahl von Unternehmen auf jeweils einer Marktstufe gekennzeichnet. Andere Beispiele für eher dezentrale Systeme im Bereich der Stromversorgung finden sich in Dänemark, Finnland, Luxemburg, den

⁹ Als Ausnahmen sind Irland und Griechenland zu nennen, in denen der Staat von Anfang an auch als Eigentümer einen starken Einfluß auf die Stromversorgung nahm.

Niederlanden, Schweden, Portugal, Spanien und dem Vereinigten Königreich seit 1990.

In Deutschland wird die Koordinierung der kurzfristigen Erzeugung und der langfristigen Kapazitätsplanung durch Unternehmenskooperationen und privatwirtschaftliche Gebietsabgrenzungen erreicht. Wirtschaftspolitische Vorgaben etwa hinsichtlich der Unterstützung heimischer Primärenergien (Kohle) wurden durch Gesetze (Verstromungsgesetz) und privatwirtschaftliche Verträge zwischen den Elektrizitätserzeugern und der Steinkohlenindustrie (Jahrhundertvertrag) erfüllt. Von Wettbewerb kann allerdings auch im deutschen System kaum die Rede sein (z.B. Sachverständigenrat 1993). Die Elektrizitätswirtschaft ist bis heute von den generellen Bestimmungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen durch die Zulässigkeit von Demarkationsabkommen und Ausschließlichkeitsklauseln in Konzessionsverträgen explizit ausgenommen.

Von besonderem Interesse sowohl hinsichtlich des Grads der Unternehmensintegration als auch hinsichtlich der wettbewerblichen Organisation ist das englisch/walisische Modell (Kumkar 1994): 1947 analog dem französischen Ansatz nationalisiert und dabei weitgehend integriert, wurde es 1990 im Zuge der Privatisierung wieder entflochten. Dabei wurde eine strikte Trennung zwischen der Stromerzeugung und der Stromübertragung eingeführt sowie ein zentraler Großhandelsmarkt für Elektrizität etabliert. Kurzfristige Koordinierungsaufgaben werden seitdem von zentralen Marktinstitutionen übernommen; die Investitionsplanung wird den privaten Marktakteuren überlassen.

Insgesamt zeigt die Bestandsaufnahme, daß die Elektrizitätsmärkte in Europa durch einen hohen, wenn auch abnehmenden, Anteil an öffentlichem Eigentum, durch einen überwiegend hohen Grad der vertikalen Integration, durch im Regelfall starken politischen Einfluß auf die Investitions- und Preispolitik der betreffenden Unternehmen und durch juristische oder faktische Beschränkungen des grenzüberschreitenden Handels mit Strom gekennzeichnet sind. In den Ländern, in denen das Ausmaß der Unternehmensintegration vergleichsweise gering ist, liegen Formen der Unternehmenskooperationen vor, die häufig kaum wettbewerbliche Spielräume für existierende oder potentielle Marktteilnehmer lassen. In Reaktion auf die Vorschläge der Kommission wurden aber in vielen Ländern Reformen ein-

geleitet, die in unterschiedlicher Weise auf die zu erwartenden Anforderungen nach der Umsetzung der Richtlinie reagieren.¹⁰ Damit haben Vorschriften beispielsweise zur Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen und zum Netzzugang Dritter in einigen Staaten an Bedeutung gewonnen. Die Prozesse der Umstrukturierungen sind keineswegs als abgeschlossen zu charakterisieren.

Die gegenwärtige europäische Stromversorgungsindustrie kann daher als ein Wirtschaftssektor charakterisiert werden, der sich in einer ausgeprägten Umbruchphase befindet. Die national gewählten Ansätze zur Implementierung von Reformen sind dabei durchaus heterogen und spiegeln sowohl historische Unterschiede als auch national differierende Vorstellungen hinsichtlich der Rolle des Staates in der Stromversorgung wider. Die Entwicklungen sind gekennzeichnet zum einen durch den — nicht unformen — Trend zur Einführung wettbewerblicher Elemente in der Stromversorgung; zum anderen ist in mehreren Staaten eine stärkere Einbindung privater Entscheidungsträger beabsichtigt. Das Ende der hermetisch abgeschlossenen Versorgungsgebiete scheint eingeläutet zu sein.

¹⁰ Als Ausnahme ist das Vereinigte Königreich zu nennen. Die dort implementierten Reformen gingen den Liberalisierungsmaßnahmen auf Brüsseler Ebene voran und hatten zum Teil Vorbildcharakter für die Richtlinienvorschläge der Kommission.

Literaturverzeichnis

- Alario, J. (1994). The West European Electricity Sector. Historical Evolution and Prospects. *Cahiers BEI* 22: 26–46.
- Council (Council of the European Union) (1996). *Amended Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity (Consolidated Text)* (SN 3312/1/96 REV 1). Brüssel, 28. Juni 1995.
- Cross, E.D. (1996). *Electric Utility Regulation in the European Union: A Country by Country Guide*. Chichester.
- Eiß, H., R. Lukes, H. Pick und W. Schulz (1990). *Die Ordnung des Elektrizitätsmarktes in der Europäischen Gemeinschaft*. München.
- Eurostat (Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften) (1996). Statistik kurzgefaßt — Energie und Industrie (1996:13).
- Faroß, P. (1996). Neuordnung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten. *VIK-Mitteilungen* 2: 32–35.
- Finon, D. (1995). La diversification des modèles d'organisation des industries électriques dans le monde: Une mise en perspective. *Revue de l'énergie* 46 (465): 3–15.
- Frost, R.L. (1991). *Alternating Currents. Nationalized Power in France, 1946-1970*. Ithaca.
- Gilbert, R.J., und E.P. Kahn (Hrsg.) (1996). *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge.
- IEA (International Energy Agency) (1985). *Electricity in IEA Countries: Issues and Outlook*. Paris.
- (1994). *Electricity Supply Industry: Structure, Ownership and Regulation in OECD Countries*. Paris.
- (1996). *Electricity Information*. Paris.
- Klopfer, T., und W. Schulz (1993). *Märkte für Strom: Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland*. München.

- Kommission (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (1993). *Abgeänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. KOM(93) 643 endg., Brüssel, 7. Dezember. (Abl. 1994 C123/1 vom 4.5.1994)
- (1995) *Für eine Energiepolitik der Europäischen Union*. Grünbuch der Kommission. 11.1.1995 (KOM(94) 659 endg.). Brüssel.
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft*: 93–112.
- (1995). Widerstände und Spannungen auf dem Weg zum Binnenmarkt für Elektrizität. *Die Weltwirtschaft*: 444–470.
- Lucas, N. (1985). *Western Europe Energy Policies. A Comparative Study*. Oxford.
- McGowan, F. (1993). *The Struggle for Power in Europe. Competition and Regulation in the EC Electricity Industry*. Energy and Environmental Programme, the Royal Institute of International Affairs. London.
- Midttun, A. (1996). Electricity liberalization policies in Norway and Sweden. Political trade offs under cognitive limitations. *Energy Policy* 24 (1): 53–65.
- Monopolkommission (1994). *Mehr Wettbewerb auf allen Märkten, Hauptgutachten 1992/1993*. Baden-Baden.
- Nugent, N. (1994). *The Government and Politics of the European Union*. 3. Auflage. Basingstoke, Hampshire.
- NUTEK (Närings- och Teknikutvecklingsverket) (1993). *Elmarknaderna i Europa 1993*. B 1993:13.
- OECD (1995). *Main Economic Indicators*. CD-ROM.
- Olsen, O.J. (1995). Competition in the Nordic Electricity Industry. In J.F. Gerald (Hrsg.), *Energy Utilities and Competitiveness*. Dublin.
- Rat (Rat der Europäischen Union) (1996). Gemeinsame Regeln für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Zusammenfassung des Gemeinsamen Standpunkts des Rates. *Bulletin Quotidien Europe - Dokumente* 1993: 19. Juli 1996.

Sachverständigenrat (Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung) (1993). *Zeit zum Handeln — Antriebskräfte stärken. Jahresgutachten 1993/94*. Stuttgart.

Söderstrom, B. (1996). Competition — Opportunity and Challenge for the Energy Providers of the future. Speech given at the Baltic Energy Convention, June 25-26th, Kiel

UCPTE (Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie) (1971). *U.C.P.T.E. 1951-1971: 20 Jahre Tätigkeit*. Rom.

Wangenstein, I., und J.A. Holtan (1995). The Reform of the Norwegian Power Industry. *Revue de l'Énergie* 465:84-92.