ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Kumkar, Lars

Working Paper — Digitized Version

Nach der Verabschiedung der Stromrichtlinie: Status quo und Perspektiven der europäischen Elektrizitätswirtschaft

Kiel Working Paper, No. 803

Provided in Cooperation with:
Kiel Institute for the World Economy – Leibniz Center for Research on Global Economic Challenges

Suggested Citation: Kumkar, Lars (1997) : Nach der Verabschiedung der Stromrichtlinie: Status quo und Perspektiven der europäischen Elektrizitätswirtschaft, Kiel Working Paper, No. 803, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/46888

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.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Kieler Arbeitspapiere
Kiel Working Papers

Kieler Arbeitspapier Nr. 803

Nach der Verabschiedung der Stromrichtlinie: Status quo und Perspektiven der europäischen Elektrizitätswirtschaft*

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. 803

Nach der Verabschiedung der Stromrichtlinie: Status quo und Perspektiven der europäischen Elektrizitätswirtschaft*

von
Lars Kumkar

April 1997

750172

* Dieser Beitrag entstand im Rahmen des von der Fritz Thyssen Stiftung geförderten Forschungsprojekts „Wettbewerbliche Reformen des Elektrizitätssektors — Eine vergleichende Länderanalyse". Der Autor dankt Axel D. Neu für Anregungen und Kritik.

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

Inhalt

A. Einleitung **1**

B. Die Stromversorgung in der Europäischen Union und Deutschland . **3**

I. Von der Montanunion bis zur Stromrichtlinie 3

II. Die Elektrizitätswirtschaft in der Europäischen Union — Keine Merkmale eines Binnenmarktes 7

1. Die nationalen Märkte 7

a. Struktur des Primärenergieeinsatzes bei der Stromerzeugung 7

b. Die nationalen Ordnungsmodelle: Zwischen Staat und Markt ... 11

2. Die europäische Dimension — Preise und Elektrizitätshandel in der Union 20

C. Die „Besonderheitenlehre" der Elektrizitätswirtschaft als normative Rechtfertigung der Regulierung: Eine kritische Analyse **32**

I. Hohe Fixkostenbelastung durch die hohe Kapitalintensität und die Leitungsgebundenheit der Versorgung 33

II. Mangel an Speicherbarkeit und das Gebot der Stabilität des Strom netzes 35

III. Besonderheiten des „Versorgungsauftrages" und des kommunalen Querverbunds 37

D. Reformdruck — Die beiden Ansätze zur Umstrukturierung der europäischen Strommärkte **43**

I. Zaghafte erste Schritte zur Reform: Die Preistransparenz- und Transitrichtlinien 43

II. Das Common-Carrier-Modell 47

1. Das Modell 48

2. Widerstände und Spannungen im politischen Prozeß 53

3. Abschwächung des Common-Carrier-Modells: Ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte 57

III. Das Alleinabnehmermodell 64

1. Das Modell 65

2. Zur Vereinbarkeit des Alleinabnehmermodells und des Modells spezifischer Durchleitungsrechte 70

E. Die Richtlinie von 1996 — Ein Durchbruch ? 72

I. Genehmigungs- und Ausschreibungsverfahren für neue Anlagen 72

II. Netznutzungsrechte für unabhängige und gebietsfremde Erzeuger 74

III. Kreis der zugelassenen Kunden 78

IV. Entflechtung der integrierten Unternehmen 83

V. Funktion des Netzbetreibers 85

VI. Reziprozitätsvorschriften 87

VII. Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse 89

VIII. Weitere Vorschriften 93

IX. Anmerkungen zum gewählten Verfahren der Kommission 96

F. Zusammenfassung und Schlußfolgerungen 99

Literaturverzeichnis 106

Verzeichnis der Schaubilder III

Verzeichnis der Tabellen III

Verzeichnis der Übersichten III

Abkürzungsverzeichnis IV

Verzeichnis der Schaubilder

Schaubild 1 — Strompreise in der Europäischen Union Januar 1996 21

Schaubild 2 — Entwicklung der Industriestrompreise in ausgewählten Ländern der EU 1973–1996 23

Schaubild 3 — Streuung der Industriestrompreise (Variationskoeffizienten) 1973–1996 23

Schaubild 4 — Verbundsysteme in Europa 26

Schaubild 5 — Durchschnittliche Importquote der EU-12-Länder 1960–1995 27

Schaubild 6 — Nettoimportquoten ausgewählter Länder der EU 1960–1995 28

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1 — Stromerzeugung in der Europäischen Union: Anteile der Primärenergien 1973 und 1994 9

Tabelle 2 — Grenzüberschreitender Stromaustausch (TWh) 1994 (EU 15, Norwegen (N) und Drittländer 30

Tabelle 3 — Schwellenwerte für zugelassene Kunden (GWh) nach der Stromrichtlinie 82

Verzeichnis der Übersichten

Übersicht 1 — Nationale Marktstrukturen in der Europäischen Union 12

Übersicht 2 — Der lange Weg zur Richtlinie 45

Übersicht 3 — Wesentliche Elemente der Modelle zur Reform der europäischen Stromwirtschaft 59

Übersicht 4 — Modell integrierter Gebietsmonopole 63

Übersicht 5 — Modell spezifischer Durchleitungsrechte (verhandelter Netzzugang) 64

Übersicht 6 — Alleinabnehmermodell (französischer Vorschlag) 68

Übersicht 7 — Alleinabnehmermodell (modifizierter Vorschlag) 78

Abkürzungsverzeichnis

AVBEltV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden vom 21.06.1979
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Sitz in Köln
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft in Bonn
CENTREL	Stromverbund von Polen, der Tschechischen Republik, der Slowakischen Republik und Ungarn
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Sitz in Heidelberg
EAG	Europäischen Atomgemeinschaft
EdF	Electricité de France
EES	Einheitliche Energiesysteme
EnWG	Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) vom 13.12.1935
EGKSV	Vertrag über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (Montanunion)
EP	Europäisches Parlament
EU	Europäische Union (vormals: Europäische Wirtschaftsgemeinschaft — EWG)
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen der öffentlichen Stromversorgung
EWGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft von 1957, seit dem Maastrichter Vertrag (1992) neu als Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft (EGV)
GW	Gigawatt (Giga = Milliarde, Watt = Maßeinheit für die elektrische Leistung — hier auch als „Last" bezeichnet)
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (Kartellgesetz) in der Fassung vom 20.02.1990
IEA	Internationale Energie-Agentur, Sitz in Paris
IRP	Integrated Resource Planning
KWK	Kraft-Wärme-Koppelung (Kuppelproduktion von Strom und Prozeßwärme, auch in Form von Fernwärme als Heizenergie)
NORDEL	Nordische Vereinigung für Zusammenarbeit in der Elektrizitätswirtschaft

OEEC	Organization for European Economic Co-operation (Vorläufer der OECD)
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
RWE	Rheinisch-Westfälische Energie AG, Sitz in Essen
TWh	Terawattstunden (Tera = Billion, Wh = Wattstunden = Maßeinheit für die elektrische Arbeit = Leistung in der Zeiteinheit)
UCPTE	Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité (Union für die Koordination der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie), Sitz in Wien
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V., Sitz in Frankfurt am Main
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Sitz in Essen
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V., Sitz in Köln

A. Einleitung

Vertragliche Vereinbarungen über die gemeinsame Nutzung der Primärenergieträger Steinkohle und Uran sowie der Nuklearforschung standen am Beginn des europäischen Integrationsprozesses. Beide Energieträger haben im Integrationsprozeß jedoch keine strategische Bedeutung erlangt: Die Steinkohle verlor ihre Schlüsselstellung und die Bedeutung der Nuklearenergie differierte erheblich nach Maßgabe nationaler Energiepolitiken bei der Elektrizitätserzeugung. Diese und die daraus resultierenden Unterschiede in dem Ressourceneinsatz der Elektrizitätserzeugung werden für die Mitgliedsländer der Europäischen Union ausführlich in *Kapitel B* dargestellt. Ähnlich stark differieren auch die nationalen Organisationsstrukturen der Elektrizitätsmärkte von voll vertikal und horizontal integrierten Staatsmonopolen bis hin zu „pluralistischen" Strukturen von staatlichen und privaten Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Bei allen Unterschieden in der Organisationsstruktur der nationalen Elektrizitätsmärkte zeigt die Untersuchung in Kapitel B eine Gemeinsamkeit: In fast allen Ländern ist der brancheninterne Wettbewerb auf dem Strommarkt durch Gesetz oder privatwirtschaftliche Absprachen ausgeschlossen; eine Ausnahme hiervon bilden nur jene Mitgliedsländer, in denen schon mit einer Transformation hin zu wettbewerblichen Strukturen begonnen wurde (insbesondere im Vereinigten Königreich).

In Kapitel B wird auch untersucht, wie sich diese Markt- und Eigentumsstrukturen auf die Preisdifferenzen zwischen den nationalen Strommärkten und den innergemeinschaftlichen Handel mit Elektrizität ausgewirkt haben.

Die Tatsache einer Gemeinsamkeit des Ausschlusses wettbewerblicher Strukturen in den Mitgliedsländern der EU — ebenso wie in fast allen anderen Industrieländern — wird für sich allein genommen sowie zusammen mit anderen Argumenten von den Stromanbietern darauf zurückgeführt, daß eine wettbewerbliche Organisation des Strommarktes entweder nicht möglich oder gesamtwirtschaftlich schädlich sei. Diesen Argumenten wird in *Kapitel C* nachgegangen. Tragfähige Argumente gegen eine wettbewerbliche Transformation des Strommarktes treten bei dieser Prüfung nicht zutage.

Erste Anstöße auch für eine wettbewerbliche Organisation des gemeinschaftlichen Marktes für leitungsgebundene Energieträger bildeten sich im Zuge der Schaffung eines Binnenmarktes innerhalb der Europäischen Union. *Kapitel D* zeigt auf, wie die zunächst antagonistischen Konzepte eines Common-Carrier-Modells und eines Alleinabnehmermodells anfänglich einen Einigungsprozeß blockierten und welche Kompromißlösungen ihn weiterbrachten.

In *Kapitel E* wird dann aufgezeigt, welche Elemente und Instrumente einer schrittweisen zwischenstaatlichen Marktöffnung in die endgültige Stromrichtlinie von 1996 eingeflossen sind. Bei dieser Analyse wird auch aufgezeigt, wo Unklarheiten und Unzulänglichkeiten in einzelnen Artikeln der Richtlinie bei der Umsetzung in nationales Recht, die bis 1999 in allen Mitgliedsländern abgeschlossen sein muß, auftreten könnten. Ausführlich werden die Grundelemente der Reformkonzeption dargestellt und analysiert. Besonderes Augenmerk kommt auch den Übergangsvorschriften und der sogenannten Reziprozitätsklausel zu. Grundsätzliche Anmerkungen zu dem gewählten Verfahren der Kommission schließen sich an.

Kapitel F faßt die wichtigsten Ergebnisse und Schlußfolgerungen zusammen.

B. Die Stromversorgung in der Europäischen Union und Deutschland

I. Von der Montanunion bis zur Stromrichtlinie

Nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs war die Steinkohle der dominierende Energieträger der westeuropäischen Länder, während andere Energieträger und Energieimporte nur von nachrangiger Bedeutung waren (Neu 1980). Das durch diesen Umstand bedingte Interesse vieler europäischer Länder an einem möglichst ungehinderten Zugang zu den europäischen Steinkohlenreserven führte 1951 zum Vertrag über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS, Montanunion). Diese Gemeinschaft für Kohle und Stahl schuf die Grundlagen einer Freihandelszone und eines gemeinsamen Marktes in zwei Sektoren, die in der Wiederaufbauphase von überragender Bedeutung für die westeuropäischen Länder waren. Die Vertragsunterzeichnung markierte den Beginn des europäischen Binnenmarktgedankens, noch begrenzt auf einen eng abgegrenzten Bereich des innereuropäischen Handels.[1]

Bereits gegen Ende der fünfziger Jahre hatten sich die bei der Gründung der Montanunion herrschenden Voraussetzungen nachhaltig geändert: Zum einen wurde gegen Ende der fünfziger Jahre importierte Steinkohle kostengünstiger angeboten als die innergemeinschaftliche Steinkohle. Zum anderen drängten neue Produktionskapazitäten für Erdöl verstärkt auf die Energiemärkte Westeuropas. Hinzu kam, daß die Kernenergie zum Hoffnungsträger für eine kostengünstige und sichere Stromerzeugung wurde; die Schwelle zur kommerziellen Nutzung war erreicht.

Daher wurde 1957 — zeitgleich mit dem Vertrag zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWG) — der Vertrag zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft (EAG, Euratom) unterzeichnet. Der letztgenannte Vertrag regelt den Zugang zu den Uranressourcen sowie zu den sich entwickelnden Technologien im Bereich der friedlichen Nutzung der Kernenergie. Zusammen mit dem EGKSV enthält er die wesentlichen sektoralen Vorschriften für den Energie-

---

1 Vgl. zu einem Überblick über die allgemeine Energiepolitik der Europäischen Gemeinschaften auch Klodt, Stehn et al. (1992: 136 ff.); Nugent (1994: 38–56; 285 f.); McGowan (1989) und Padgett (1992).

bereich innerhalb der Europäischen Gemeinschaften. Der EWG-Vertrag selber enthielt keine energiewirtschaftlichen Spezialvorschriften.[2]

Insofern begann der europäische Integrationsprozeß im Rahmen der Europäischen Gemeinschaften (EG) zwar mit gemeinsamen Regeln für zwei wichtige Energiesektoren — Kohle und Kernenergie. Von einer umfassenden Energiepolitik der Union, die auch die Sekundärenergien umfaßte, konnte aber zumindest bis zur ersten Ölpreiskrise in 1973 kaum die Rede sein.

Diese Entwicklungen in 1973 und die damit einhergehenden Ölpreiserhöhungen führten dazu, daß die Gemeinschaft gemeinsame Maßnahmen beschloß, die die Auswirkungen der Ölpreiskrise begrenzen sollten. Zu diesem Zweck wurden insbesondere Maßnahmen zur Senkung der Abhängigkeit von außergemeinschaftlichen Primärenergien ergriffen und der Einsatz von Steinkohle als Substitut für Erdöl gefördert. Es sei exemplarisch die bis heute gültige Richtlinie über das Verbot des Einsatzes von Öl in neuen Kraftwerken genannt (Rat 1975).[3] Eine Energiepolitik, die auch die Schaffung eines grenzüberschreitenden Binnenmarktes im Bereich der Stromwirtschaft als eine gemeinschaftliche Aufgabe begriff, kann aber auch nach 1973 nicht erkannt werden. Das Ziel der Energiepolitik war überwiegend das der Versorgungssicherheit, also nicht das denkbare Ziel einer Effizienzerhöhung durch zunehmenden innergemeinschaftlichen Handel auch mit Strom. Aus diesem Grund folgern einige Autoren, daß die bisherige Energiepolitik der EG insgesamt als einer der wesentlichen Mißerfolge bei der Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes bezeichnet werden kann (z.B. Padgett 1992: 55). Dies kann in der Rückschau für den Elektrizitätssektor bis Mitte der achtziger Jahre uneingeschränkt bestätigt werden: In diesem Bereich wurden keinerlei Maßnahmen ergriffen, die eine Integration der nationalen Strommärkte zum Inhalt hatten.

Erst die vom Rat der Europäischen Gemeinschaften 1986 verabschiedeten „neuen energiepolitischen Ziele der Gemeinschaft" (Rat 1986: 2) wiesen darauf hin, daß eine „bessere Integration des von Handelshemmnissen befreiten Energiebinnenmarktes" notwendig ist, um „die Versorgungssicherheit zu erhöhen, die Kosten zu verringern und die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit zu verstärken". Die Ziele der Energiepolitik selber — Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit — waren aus der Vergangenheit bekannt, neu war die Betonung des Binnenmarktgedankens für die Energiemärkte in ihrer Gesamtheit.

---

2 Dies bedeutet freilich nicht, daß der EG nur eine energiewirtschaftliche Regelungskompetenz für die Energieträger Steinkohle und Kernenergie zuerkannt werden kann, da die Gemeinschaft nach Art. 235 EGV (Generalermächtigung) in jedem Bereich tätig werden kann, in dem die Verwirklichung der Ziele des gemeinsamen Marktes dies erfordert.

3 Vgl. Kommission (1996a), in dem eine Abschaffung dieser Richtlinie vorgeschlagen wird. Eine ähnliche Richtlinie für Erdgas wurde im Oktober 1990 vom Rat aufgehoben (BMWi 1991: 20).

Dieser Willensbekundung des Rates folgten aber zu diesem Zeitpunkt noch keine konkreten Festlegungen, wie diese Integration der nationalen Märkte in einem gemeinsamen Binnenmarkt zu erreichen ist. Insbesondere wurden keine expliziten Zwischenziele für die Schaffung eines Binnenmarktes für Elektrizität gesetzt. Immerhin wurde aber in diesem Dokument der Energiemarkt als Ganzes — einschließlich der Stromversorgung — als Gegenstand der Gemeinschaftspolitik aufgefaßt und nicht mehr nur einzelne Primärenergien.

Der Maastrichter Vertrag zur Gründung der Europäischen Union behandelte den Stromsektor wiederum nicht. Zwar war in den Entwürfen des Vertragstextes zur Gründung der Europäischen Union noch im November 1991 ein Kapitel zu den Energiesektoren vorgesehen. Dieses Kapitel war dann aber im Dezember 1991 ersatzlos entfallen. Die Widerstände von seiten nationaler Regierungen gegen EU-weite Bestimmungen für den Elektrizitätssektor, die bereits wiederholt Fortschritte blockierten (Padgett 1992), hatten ein weiteres Mal konkrete Maßnahmen zur Schaffung eines Energiebinnenmarktes — einschließlich eines gemeinsamen Marktes für Elektrizität — verhindert.[4]

Die Europäische Kommission verstärkte allerdings im Gefolge der Einheitlichen Europäischen Akte und den neuen energiepolitischen Zielen ihre Aktivitäten zum Energiebinnenmarkt. Auf die Maßnahmen, die sie im Bereich der Stromwirtschaft initiierte und die ihren vorläufigen Endpunkt in der Verabschiedung der Stromrichtlinie fanden, wird in den Kapiteln D und E ausführlich eingegangen. An dieser Stelle sollen kurz die derzeit gültigen energiepolitischen Ziele betrachtet werden, die die Kommission in 1995 vorstellte (Kommission 1995a; 1995c).

In ihrem Grünbuch zur Energiepolitik der Europäischen Union (Kommission 1995a: 4) stellte die Kommission fest, daß die Schaffung des Energiebinnenmarktes weiterhin oberste Priorität hätte. Die Aufgabe, zur Bewältigung der genannten Herausforderungen die erforderlichen Anpassungsmaßnahmen zu finden, ist aus Sicht der Kommission eine Gemeinschaftsaufgabe. Dies läge darin begründet, daß sich die „EG als Ganzes denselben Herausforderungen" stellen muß, denen auch die einzelnen Staaten ausgesetzt sind. Als Ziele einer Energiepolitik der

---

4. *Europe* (1991a; 1991b). Daraus könnte gefolgert werden, daß der Rat den Energiesektor als wenig wichtig für die Erreichung der Ziele der Gemeinschaft einstufte. Eine solche Argumentation übersieht, daß der Rat zu diesem Zeitpunkt bereits mehrere Male die Wichtigkeit und Vordringlichkeit der Schaffung eines Binnenmarktes für Energie betont hatte. Vgl. hierzu etwa Kommission (1990b: 2). Anzumerken ist, daß die Einfügung eines Energiekapitels in der Vergangenheit insbesondere von denjenigen Regierungen gefordert wurde, die Wettbewerb in den Energiesektoren eher kritisch gegenüberstehen und beispielsweise die Notwendigkeit der Berücksichtigung von gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen der Versorgungsunternehmen (Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse) betonen. Jüngst hat sich aber auch der für Energiefragen zuständige EU-Kommissar Papoutsis für die Einfügung eines eigenständigen Energiekapitels ausgesprochen (*Europe* 1997).

Europäischen Union hält die Kommission (1995a: 5) fest, daß die Energieversorgung zum einen die Bedürfnisse der Verbraucher mit geringstem Kostenaufwand befriedigen soll und daß zum anderen die Versorgungssicherheit gewährleistet werden muß. Schließlich soll auch den Erfordernissen des Umweltschutzes entsprochen werden. In dem so durch die Kommission definierten Zielvektor der gemeinschaftlichen Energiepolitik ist also als grundsätzlich gleichrangiges Ziel das des Umweltschutzes enthalten. Insofern geht es über das Zielbündel hinaus, das im bisherigen deutschen Energierecht alleine die Preiswürdigkeit und die Versorgungssicherheit umfaßt. Dies hat sich erst durch die jüngsten Novellierungsvorschläge zum Energiewirtschaftsrecht geändert.[5] Im Weißbuch der Kommission (1995c: 1) wird als Mittel zur Erreichung dieser Ziel insbesondere eine Deregulierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft betont. Nur dann sei die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft auf Dauer zu gewährleisten. Diese Ziele der Energiepolitik, die im Grundsatz seit einigen Jahren unverändert sind, stellen den Hintergrund dar, vor dem die Kommission ihre Vorschläge für eine Richtlinie zum europäischen Strombinnenmarkt präsentierte.

Der Vollständigkeit halber seien an dieser Stelle die im Maastrichter Vertrag enthaltenen Bestimmungen über Transeuropäische Netze für verschiedene Wirtschaftssektoren (EGV Titel XII) genannt. Dort wird festgelegt, daß die Gemeinschaft zum Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze in den Bereichen der Verkehrs-, Telekommunikations- und Energieinfrastruktur beitragen soll (vgl. auch Gowans 1994b; Papoutsis 1996; Welfens 1996 und *Europe* 1995c). Zum Zwecke der Schaffung „eines Raums ohne Binnengrenzen" will sie beispielsweise Maßnahmen im Bereich der Harmonisierung technischer Normen und der finanziellen Unterstützung des Ausbaus von Verbindungsleitungen auch aus Mitteln des Kohäsionsfonds ergreifen.

Für die in diesem Beitrag zu behandelnden Fragen der Reform der Strommärkte in Deutschland und der Europäischen Union sind die Maßnahmen, die bisher unter Bezug auf die Schaffung von Transeuropäischen Netzen ergriffen worden sind, von untergeordneter Bedeutung. Es ist bisher nicht zu erwarten, daß europäische Maßnahmen zum Aufbau von Transeuropäischen Netzen mittelfristig nennenswerte Auswirkungen beispielsweise auf die deutsche Stromversorgung haben werden. Im folgenden wird daher auf Maßnahmen unter Bezug auf EGV Titel XII nicht eingegangen, auch wenn Maßnahmen zum Ausbau der europäischen Stromübertragungs-

---

5 Auf diese jüngsten Reformvorschläge aus dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWi 1996) und die darauffolgende Diskussion wird in diesem Beitrag nicht eingegangen. Das durch das Bundeswirtschaftsministerium eingeleitete Gesetzgebungsverfahren ist zum Zeitpunkt der Drucklegung dieses Beitrages noch nicht abgeschlossen, die endgültige Form der Energierechtsnovelle noch nicht eindeutig erkennbar. Vgl. zur Stellung der Bundesländer Bundesrat (1996), zur Gegenäußerung der Bundesregierung BMWi (1997).

leitungen langfristig die generelle Situation insbesondere durch die Einbindung der mittel- und osteuropäischen Reformländer in die ehemals westeuropäischen Stromverbünde verändern könnte.

II. Die Elektrizitätswirtschaft in der Europäischen Union — Keine Merkmale eines Binnenmarktes

1. Die nationalen Märkte

Die Stromversorgung in den einzelnen Ländern der Europäischen Union ist bis heute durch die Existenz stark divergierender Ordnungsmodelle gekennzeichnet. Bedingt durch unterschiedliche nationale Primärenergieverfügbarkeiten, abweichende Marktgrößen sowie diverse politische Einflußnahmen weichen die historisch gewachsenen Markstrukturen erheblich voneinander ab. Bei der folgenden Untersuchung der nationalen Strommärkte wird zunächst auf die Struktur des Primärenergieeinsatzes und dann auf die nationalen Ordnungsmodelle eingegangen.

a. Struktur des Primärenergieeinsatzes bei der Stromerzeugung

Betrachtet man zunächst das empirische Bild der Stromerzeugung in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union, fallen beträchtliche Unterschiede beim Primärenergieeinsatz auf (Tabelle 1). Bei den Ursachen für diese unterschiedlichen nationalen Strukturen der Stromerzeugung sind im wesentlichen zwei Gründe zu nennen: nationale Primärenergieverfügbarkeiten und nationale Ziele der Energiepolitik.

Tabelle 1 — Stromerzeugung[a] in der Europäischen Union: Anteile der Primärenergien 1973 und 1994

	Kernenergie		Kohle[b]		Wasserkraft[c]		Gas		Erdöl		Biomasse		Erdwärme		Wind		Sonstige		Erzeugung insgesamt			Nachrichtlich: Eigenerzeugungsquote[d]	
	1973	1994	1973	1994	1973	1994	1973	1994	1973	1994	1973	1994	1973	1994	1973	1994	1973	1994	1973	1994	Ø jährl. Zuwachsrate	1974	1994
	vH																				vH	TWh	
B	0,2	56,2	21,5	27,1	1,5	1,6	23,5	11,5	53,1	2,2	0,3	1,3	.	.	.	0,0	.	.	41,1	72,2	2,6	27,2	3,9
DK	.	.	35,8	81,7	.	0,1	.	5,8	64,1	7,6	.	2,0	.	.	.	2,8	.	.	19,1	40,1	3,4	2,4	2,3
D[e]	3,2	28,6	68,7	56,3	4,5	4,3	10,9	7,6	11,9	1,7	0,8	1,3	.	.	.	0,3	.	.	375,9	528,2	1,6	26,0	13,6
SF	.	29,6	28,1	30,2	40,3	18,0	.	9,1	31,7	2,8	.	10,3	.	.	.	.	.	.	26,1	65,6	4,2	23,3	16,4
F	8,1	75,6	19,4	5,1	26,1	17,0	5,5	0,8	40,2	1,2	0,4	0,3	.	.	.	.	.	0,1	182,5	476,2	4,4	15,9	5,6
GR	.	.	35,4	72,8	15,0	7,0	.	0,2	49,5	19,7	.	0,2	.	.	.	0,1	.	.	14,8	40,6	4,6	1,5	2,1
IRL	.	.	24,9	50,3	8,7	7,0	.	26,1	66,3	16,6	.	.	.	.	.	0,1	.	.	7,31	17,1	3,8	2,2	1,8
I	2,2	.	3,6	9,9	26,9	20,6	3,1	17,4	61,7	50,2	0,9	0,3	1,7	1,9	.	.	.	0,1	145,5	231,8	2,1	15,6	16,9
L	.	.	37,4	33,6	38,4	58,0	6,4	4,2	17,8	1,7	.	3,4	.	.	.	.	.	.	2,2	1,2	–2,7	54,5	37,5
NL	2,1	5,0	6,0	34,4	.	0,1	79,5	54,5	12,3	3,9	.	1,9	.	.	.	0,3	.	.	52,6	79,7	1,9	12,7	15,7
A	.	.	10,2	8,2	61,2	69,3	14,1	15,3	13,9	4,5	0,6	2,8	.	.	.	.	.	.	31,3	53,3	2,4	9,4	10,4
P	.	.	4,0	37,1	74,9	34,1	.	.	19,1	25,7	2,0	3,0	.	0,1	.	0,1	.	.	9,8	31,4	5,3	4,7	8,8
S	2,7	51,2	0,6	2,3	76,7	41,6	.	0,5	19,4	2,8	0,5	1,6	.	.	.	0,1	.	0,01	78,1	142,9	2,8	.	4,9
E	8,6	34,2	18,7	38,7	38,7	18,1	1,0	2,0	32,92	6,5	0,1	0,4	.	.	.	0,1	.	0,01	76,3	161,7	3,4	2,5	5,6
GB	9,9	27,1	61,9	50,3	1,6	2,0	1,03	14,3	25,58	5,4	.	0,8	.	.	.	0,1	.	.	282,1	325,4	0,7	6,6	6,9
EU 15	5,0	34,9	39,1	32,1	17,8	13,8	8,6	9,2	28,9	8,6	0,5	1,2	0,2	0,2	.	0,2	.	0,04	1344,8	2267,3	2,4	15,0	9,4
N	.	.	0,03	0,2	99,8	99,4	.	0,1	0,2	.	.	0,3	.	.	.	.	.	.	73,1	113,5	2,0	14,4	10,7

[a] Bruttostromerzeugung in den Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung. — [b] Einschließlich sonstiger fester Brennstoffe (z.B. Torf). — [c] Einschließlich Pumpspeicherkraftwerke. — [d] Berechnet als Quotient aus Stromerzeugung in Eigenanlagen und gesamter Stromerzeugung; Werte für 1973 liegen nicht vor. — [e] Einschließlich des Gebiets der neuen Bundesländer.

Quelle: IEA (a 1996), eigene Berechnungen.

Das klassische — und heute nahezu singuläre — Beispiel für den Einfluß der *Primärenergieverfügbarkeiten* ist der unterschiedliche Anteil der Wasserkraft an der Stromgewinnung, der innerhalb der Europäischen Union von Österreich mit knapp 60 vH bis zu 0,1 vH in Dänemark und den Niederlanden reicht. Der schwankende Anteil der Windenergie und anderer regenerativer Energien ist nur zum Teil auf nationale klimatische und geographische Besonderheiten zurückzuführen, er spiegelt in stärkerem Maße den Einfluß nationaler Fördermaßnahmen wider.

Unterschiede bei der Verfügbarkeit traditioneller fester Brennstoffe wie der Kohle haben dagegen im Fall der meisten Länder an Bedeutung verloren. Das Entstehen weltweit integrierter Märkte für Steinkohle führte dazu, daß beispielsweise Dänemark ausschließlich Importkohle vom Weltmarkt zur Stromerzeugung einsetzt, während traditionelle europäische Kohleproduzentenländer noch stark auf den Einsatz heimischer Kohle setzen. Der Anteil der Kohle (einschließlich Braunkohle) an der Stromerzeugung beträgt in Dänemark ohne heimische Kohlevorkommen über 80 vH. Damit weist ausgerechnet ein Mitgliedsland, das über keine eigene Förderung von Steinkohle verfügt, den mit Abstand größten Anteil dieses Energieträgers bei der Stromerzeugung auf. Dieser Anteil liegt in Spanien, Deutschland und dem Vereinigten Königreich — mit eigenen Vorkommen — zwischen knapp 40 und 56 vH. Zu nennen ist in diesem Zusammenhang auch Griechenland, dessen Stromerzeugung in 1994 zu 73 vH auf heimischer Braunkohle basierte.

Bei den letztgenannten Beispielen ist festzuhalten, daß der Einsatz der Primärenergien Braun- und Steinkohle zu einem guten Teil die Verfolgung *nationaler Ziele der Energiepolitik*, also politische Entscheidungen widerspiegelt. Die verschiedenen Maßnahmen zur Unterstützung heimischer Primärenergien sind in starkem Maße auf regional- und strukturpolitische Zielsetzungen zurückzuführen und basieren in den seltensten Fällen alleine auf Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Als Reflexion dieser unterschiedlichen Energiepolitiken kann auch der Anteil des Erdgases an der Stromerzeugung genannt werden. Bis heute setzt nur die Niederlande diesen Energieträger in starkem Umfang ein. Der Anteil des Erdgases lag in 1994 bei knapp 55 vH, er ist damit gegenüber 1973 zwar zu Lasten des Anteils der Kohle gesunken, der Einsatz hat sich aber absolut nicht verringert. Eine Entwicklung hin zu einem stärkeren Einsatz zeichnet sich im Vereinigten Königreich ab: Neue Erzeugungskapazitäten basieren seit 1990 fast ausschließlich auf dem Einsatz von Erdgas (Kumkar 1994: 108). Gegen den Einsatz dieses Energieträgers sprechen beispielsweise im Fall Deutschlands und Spaniens die politischen Vorgaben hinsichtlich des Einsatzes heimischer Primärenergien. Es ist aber absehbar, wenn auch in den Zahlen für 1994 noch nicht erkennbar, daß der Anteil des Erdgases an der europäischen Stromerzeugung in den nächsten Jahren zunehmen wird (vgl. et-

wa; die von der EU-Kommission (1992a) und der IEA (1994b) vorgelegten Projektionen). Ein Grund für diese Beurteilung liegt in der Verfügbarkeit des Erdgases, die sich durch Erschließung umfangreicher neuer Vorkommen und den Aufbau einer internationalen Transportinfrastruktur erheblich verbessert hat. Für eine Zunahme des Einsatzes dieses Energieträgers sprechen auch Entwicklungen in der Kraftwerkstechnologie, die den Einsatz von Erdgas wegen relativ geringer Anlagenkosten in Verbindung mit hohen Wirkungsgraden und kurzen Bauzeiten der Kraftwerke begünstigen.

Auch der Einsatz der Kernenergie schwankt zwischen den Ländern der Europäischen Union erheblich. Der Anteil reicht von gut 75 vH in Frankreich und 56 vH in Belgien bis hin zu einem Wert von 0 vH beispielsweise in Dänemark, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Österreich und Portugal. Der Anteil in Deutschland von knapp 29 vH ist vergleichbar mit dem Anteil in Finnland, Spanien und dem Vereinigten Königreich. Im Bereich der Kernenergie gilt, daß die nationale Verfügbarkeit des Primärenergieträgers — Uran — keinerlei Rolle bei der Entscheidung über den Einsatz spielt. Im wesentlichen sind politische Gründe für die Unterschiede beim Einsatz der Kernenergie verantwortlich zu machen: Als prominentestes Beispiel setzte Frankreich nach den Ölkrisen auf den Ausbau der Kernenergie, auch um von Primärenergieimporten weitgehend unabhängig sein zu können. In anderen Ländern führten politische Entscheidungen zu einem Nichteinsatz der Kernenergie oder beispielsweise in Italien zu einem Stopp des bereits angelaufenen nationalen Kernenergieprogramms. Insgesamt stieg der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in der Europäischen Union von 1973 bis 1994 von 5 vH auf knapp 35 vH.

Die national differierenden Kernenergiepolitiken waren ein Teil der energiepolitischen Reaktionen auf die beiden Erdölpreiskrisen. Der Anteil von Erdöl in der Stromerzeugung ist — spiegelbildlich zur Entwicklung bei der Kernenergie — von 28,9 vH in 1973 auf 8,6 vH in 1994 gesunken. Die in den sechziger Jahren eingeleitete Entwicklung hin zum Erdöl wurde also als Reaktion auf die Ölpreiserhöhungen umgekehrt. Auch nach den massiven Senkungen der Weltmarktpreise für Erdöl in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre nahm dessen Anteil an der europäischen Stromerzeugung nicht wieder zu. Es kann festgestellt werden, daß die Anpassungsmaßnahmen auf der Ebene der einzelnen Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich verlief: In den meisten der Länder ist der Anteil des Erdöls an der Stromerzeugung massiv gesunken, beispielsweise in Belgien von 53,1 auf 2,2 vH, in Dänemark von 64,1 auf 7,6 vH; in Frankreich auf bedeutungslose 1,2 vH. Es gibt jedoch Ausnahmen: In Italien lag der Anteil in 1994 mit 50,2 vH immer noch sehr hoch, in Portugal hat er sogar von 19,1 vH in 1973 auf 25,7 vH in 1994 zugenommen.

Die anderen Energieträger spielen bei der Stromerzeugung in der Europäischen Union nur eine geringe Rolle. Erwähnenswert ist die Biomasse, die insgesamt ei-

nen Anteil von 1,2 vH hat; Erdwärme und Windenergie tragen jeweils nur zu 0,2 vH zur Stromerzeugung bei.

b. Die nationalen Ordnungsmodelle: Zwischen Staat und Markt

Die bereits bei der Betrachtung des Primärenergieeinsatzes in der Stromerzeugung auffallenden Unterschiede zwischen den Ländern der Europäischen Union finden sich auch bei den nationalen Ordnungsmodellen im Bereich der Elektrizitätsversorgung. Sie sind ein weiterer Aspekt, der die unterschiedlichen energie- und wettbewerbspolitischen Ziele in den Staaten der Europäischen Union widerspiegelt. Die wesentlichen Charakteristiken der nationalen Marktstrukturen sind in Übersicht 1 zusammengefaßt.

Bei den Eigentums- und Unternehmensstrukturen sind in der Realität alle denkbaren Kombinationen zu beobachten: Das Bild der *Eigentumsstrukturen* reicht von Staaten, in denen die Unternehmen im überwiegenden Besitz von privaten Eignern sind — etwa im Fall des Vereinigten Königreichs oder Belgiens — bis hin zu vollständig verstaatlichten Systemen in Frankreich, Griechenland, Irland, (noch) Italien und Portugal. In Dänemark und den Niederlanden sind die in der Stromversorgung engagierten Unternehmen im Besitz untergeordneter Gebietskörperschaften. Mischformen finden sich beispielsweise in Deutschland, Finnland, Luxemburg, Österreich, Schweden und Spanien. Die Unternehmenskonzentration als Ausdruck der *Unternehmensstrukturen* ist unabhängig von der dominanten Eigentumsform in den einzelnen Ländern ebenfalls deutlich unterschiedlich ausgeprägt. In Frankreich entstand beispielsweise 1946 die Electricité de France (EdF) als Staatsmonopol, das von der Erzeugung über die Übertragung bis hin zur Verteilung an Endkunden den gesamten Elektrizitätssektor dominiert (Frost 1991). Die EdF besitzt darüber hinaus das 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. Die EdF besitzt das Monopol in der Stromerzeugung, der Übertragung, der Verteilung und dem Endverkauf. Es stellt somit ein vollständig vertikal und horizontal integriertes Monopol dar. Das Extrem der vollständig integrierten Systeme findet sich innerhalb der Europäischen Union neben Frankreich in Irland, Italien, Belgien und Griechenland.

Übersicht 1 — Nationale Markstrukturen in der Europäischen Union

	Eigentums- und Unternehmensstruktur	Staatliche Regulierung	Außenhandelsregime	Subventionen und Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz
Belgien	Das belgische System wird von der privaten Erzeugungsgesellschaft Electrabel dominiert. Daneben existiert ein relativ kleiner staatlicher Erzeuger. Electrabel betreibt auch das Übertragungsnetz und besitzt Anteile an den rund 40 regionalen Verteilungsgesellschaften. In der Verteilung sind ferner rund 600 kommunale Unternehmen tätig	Die Verteiler unterliegen einer Versorgungspflicht gegenüber privaten Endkunden, nicht gegenüber der Industrie, die direkt von Electrabel versorgt wird. Das belgische System basiert auf Abkommen zwischen den in der Stromversorgung involvierten Organisationen. Dementsprechend existieren keine gesetzlich sanktionierten Monopole in Erzeugung und 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	Der Außenhandel mit Strom wird faktisch von Electrabel kontrolliert. Keine gesetzlichen Monopole im Außenhandel	Es existieren Subventionen für einige Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen
Dänemark	Das dänische System ist in zwei Versorgungssysteme geteilt: Elkraft (Seeland) und Elsam (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 neun Erzeugungsgesellschaften, die wiederum überwiegend im Besitz der rund 100 kommunalen oder genossenschaftlichen Verteilungsgesellschaften sind	Die Erzeuger unterliegen einer in den staatlichen Lizenzen festgelegten Versorgungspflicht. Im Prinzip ist der Marktzugang 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 (einschließlich der Verteilungsunternehmen) mit über 100 GWh Jahresverbrauch. Für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien und Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen existiert ein Einspeisungsrecht zu regulierten Preisen. Die Strompreise sind reguliert	Der Außenhandel mit Strom wird faktisch von Elsam und Elkraft kontrolliert. Keine gesetzlichen Monopole im Außenhandel	Der Einsatz von regenerativen Energien wird ebenso wie der Betrieb von Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen durch den Staat subventioniert. Die Betreiber dieser Anlagen besitzen ein vorrangiges Einspeisungsrecht in die beiden nationalen Netze. Nachfrageseitige Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz werden unterstützt
Deutschland	Der deutsche Markt wird insbesondere in der Erzeugung 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 den Verbundunternehmen, den rund 50 Regionalversorgern und etwa 900 Stadtwerken organisiert. Die Verbundunternehmen sind insbesondere an einigen Regional-	Die Verteiler unterliegen einer Versorgungspflicht. Die regionalen Versorgungsmonopole sind durch Konzessions- und Demarkationsverträge geschützt, die bisher explizit von den generellen kartellrechtlichen Verboten vertikaler und horizontaler Wettbewerbsbeschränkungen ausgenommen sind. Es besteht seit 1980 ein begrenztes Netzzugangsrecht für gebietsfremde oder unabhängige Erzeuger. Die Einspeisungspreise für Strom der industriellen Eigenerzeuger in die Netze der Stromversorger sind nach der privatrechtlichen Verbändevereinbarung geregelt. Regenerative Energien werden durch spezielle gesetzlich regulierte Einspeisungstarife unterstützt. Die Strompreise für kleinere Kunden (Tarifabnehmer) werden reguliert, für größere industrielle und sonstige Nachfrager unterliegen sie	Außenhandel wird faktisch von den Verbundunternehmen als Eigentümer des Übertragungsnetzes kontrolliert. Keine gesetzliche Monopole im Außenhandel	Der Einsatz heimischer Steinkohle wurde bis Ende 1995 durch das Zusammenwirken des Jahrhundertvertrages und dem Verstromungsgesetz gesichert. Diese Regelungen wurden durch direkte staatliche Subventionen aus dem Buneshaushalt ersetzt. Der Einsatz von Braunkohle in den neuen Bundesländern wird durch Bezugsverträge der Stromversorgungsunternehmen unterstützt. Der Einsatz regene-

	Eigentums- und Unternehmensstruktur	Staatliche Regulierung	Außenhandelsregime	Subventionen und Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz
	verteilern beteiligt	der Mißbrauchsaufsicht durch das Kartellamt		rativer Energien wird durch das Einspeisungsrecht zu regulierten Preisen unterstützt
Finnland	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 bisher in partieller Konkurrenz zueinander stehen. Die Verteilung wird von rund 120 überwiegend kommunalen Unternehmen organisiert	Die größeren Verteiler unterliegen einer Versorgungspflicht. Es existieren keine gesetzlich geschützten Monopole. Es existieren Vorschriften zur vertikalen Entflechtung der integrierten Unternehmen und 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	Keine gesetzlichen Monopole im Außenhandel	
Frankreich	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	Die EdF unterliegt einer Versorgungspflicht. 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	Die EdF hat ein gesetzliches Außenhandelsmonopol	
Griechenland	Das griechische System wird vom Staatsunternehmen DEH dominiert, das sowohl Erzeugung und Transport als auch Verteilung kontrolliert	Die DEH unterliegt einer Versorgungspflicht. In Übertragung und Verteilung besitzt die DEH ein gesetzliches Monopol, soweit öffentliche Grundstücke tangiert werden. Unabhängige Stromerzeugung ist zwar mittlerweile in engen Grenzen gesetzlich zulässig, spielt aber bislang keine Rolle. Der so erzeugte Strom müßte an die DEH verkauft werden; diese hat zu regulierten Preisen eine Ankaufspflicht. Strompreise werden von der Regierung reguliert	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	Es gibt keine offenen Subventionen. Die Erzeugung basiert zu 73 vH auf heimischer (und von der DEH geförderter) Braunkohle
Irland	Das irische System wird vom staatlichen Electricity Supply Board dominiert, das Erzeugung, Übertragung und Verteilung übernimmt	Das ESB unterliegt keiner formalen Versorgungspflicht. Eine vertikale Entflechtung des ESB und die Einführung von Netzzugangsrechten für unabhängige Erzeuger ist in der Diskussion. In begrenzter Form hat das ESB für neue Kraftwerkskapazität bereits Ausschreibungen veranstaltet; die Gewinner haben Einspeisungsrecht in das Netz des ESB. Die Strompreise sind kostenbasiert reguliert	Das ESB besitzt ein faktisches Außenhandelsmonopol, da es das Monopol für die Übertragung besitzt und keinen Vorschriften zum Netzzugang Dritter unterliegt. Es existieren bisher auch keinerlei Netzverbindungen zu anderen Staaten	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 Bezugsverträge zwischen dem ESB und einem anderen Staatsunternehmen

	Eigentums- und Unternehmensstruktur	Staatliche Regulierung	Außenhandelsregime	Subventionen und Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz
				subventioniert
Italien	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-Koppelungsanlagen und regenerative Energien) nehmen an Bedeutung zu	ENEL und die Verteilungsgesellschaften unterliegen einer Versorgungspflicht. ENEL besitzt ein (nicht vollständiges) gesetzliches Monopol für die Übertragung. ENEL hat für unabhängigen Strom eine Ankaufspflicht. 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	ENEL besitzt ein gesetzliches Außenhandelsmonopol	Für den Einsatz von regenerativen Energien werden staatliche Subventionen gewährt. Das italienische Kernenergieprogramm wurde 1987 nach einem Referendum gestoppt
Luxemburg	Der Markt wird von der gemischtwirtschaftlichen CEGEDEL (für Privatkunden) und der privaten SOTEL (für Industrienachfrager) dominiert, die für Transport und Verteilung zuständig sind. Beide Unternehmen sind angesichts der geringen eigenen Erzeugung als Verteiler zu charakterisieren. Einige Kommunen besitzen eigene Verteilungsgesellschaften	Es gibt keine gesetzliche Versorgungspflichten. CEGEDEL besitzt ein unvollständiges Monopol für die Übertragung und die Verteilung. Es gibt keine gesetzlichen Regelungen zum Netzzugang Dritter. Die Strompreise sind reguliert	Für den Außenhandel gibt es kein gesetzliches Monopol, der Außenhandel wird aber faktisch von CEGEDEL und SOTEL dominiert	Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz werden durch die Regierung unterstützt
Niederlande	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 Erzeugungsunternehmen ist in der Diskussion	Die Verteiler unterliegen einer Versorgungspflicht. Die SEP hat ein gesetzliches Übertragungsmonopol. Die Unternehmen sind vertikal entflochten. Es gibt keine gesetzlichen Vorschriften zum Netzzugang Dritter. Es bestehen regulierte Einspeisungstarife für Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen und regenerative Energien und eine Ankaufspflicht für die Verteiler. Die SEP ist Alleinabnehmer für den in allen anderen, größeren Kraftwerken erzeugten Strom. Die Stromendpreise werden vom Staat hinsichtlich ihrer Kostenbasis überwacht, aber nicht formal reguliert	Import ist für Endnachfrager unter Nutzung der Transportkapazitäten der SEP möglich. SEP besitzt ein faktisches Monopol für alle anderen Handelstransaktionen	Es gibt keine offenen Subventionen
Österreich	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 sowie fünf kommunalen Verteilern organisiert	Die Verbundgesellschaft unterliegt einer indirekte Versorgungspflicht. Sie besitzt 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	Der Außenhandel wird von der Verbundgesellschaft kontrolliert	Der Einsatz regenerativer Energien wird über die regulierten Einspeisungstarife unterstützt
Portugal	Das portugiesische System wird von der Staatsholding	Die EDP unterliegt einer Versorgungspflicht. Es besteht kein gesetzli-	Der Außenhandel mit Strom	Bestimmte Energieeffizienzmaßnahmen

	Eigentums- und Unternehmensstruktur	Staatliche Regulierung	Außenhandelsregime	Subventionen und Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz
	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	liches 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	wird faktisch von der EDP kontrolliert. Kein gesetzliches Monopol im Außenhandel	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
Schweden	Die Stromerzeugung in Nord- und Zentralschweden wird vom Staatsunternehmen Vattenfall, in Südschweden vom im Mehrheitsbesitz von Kommunen 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	Die Verteiler unterliegen einer Versorgungspflicht, die in 2001 auslaufen wird. Die Endabnehmer können andere Versorger wählen, verlieren dann allerdings das Recht der Versorgung durch den Gebietskonzessionär. Die Unternehmen werden vertikal entflochten. Die Strompreise sind noch reguliert, eine Abschaffung der Regulierung in Anlehnung an die norwegischen Reformen ist beschlossen. Es sollen dann nurmehr die Übertragungsentgelte für Netznutzung überwacht werden	Der Außenhandel wird bisher faktisch von Vattenfall und Sydkraft dominiert. Kein gesetzliches Monopol im Außenhandel	Der Staat subventioniert Wind-, Sonnenkraft- und Biomasseanlagen
Spanien	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	Die Verteiler unterliegen einer Versorgungspflicht. REDESA hat die Pflicht zur Planung der landesweiten Stromübertragungsanlagen, ein gesetzliches Monopol für die Stromübertragung besitzt REDESA aber 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), unabhängige Unternehmen werden zugelassen. Für bestimmte unabhängige (Eigen-) Stromerzeuger existiert ein Einspeisungsrecht zu regulierten Preisen. Die Strompreise sind reguliert	Der Außenhandel mit Strom wird faktisch von REDESA als Betreiber des Transportnetzes kontrolliert. REDESA besitzt aber kein gesetzliches Außenhandelsmonopol	Bisher wird die heimische Steinkohlenindustrie (ähnlich der deutschen Regelung) durch Ankaufspreise für Zwecke der Verstromung 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
Vereinigtes Königreich	Der Sektor ist bis auf die Kernkraftwerke privatisiert	Die Verteiler unterliegen einer Anschluß-, aber faktisch keiner Versor-	Der Außenhandel ist prinzipiell	Der Einsatz von heimischer Steinkoh-

	Eigentums- und Unternehmensstruktur	Staatliche Regulierung	Außenhandelsregime	Subventionen und Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz
reich	worden. Erzeugung, Transport, Verteilung und der Endverkauf in England und Wales sind aufgespalten worden. Für die Erzeugung sind vier große Unternehmen (darunter ein neues Staatsunternehmen, das die älteren Kernkraftwerke betreibt) sowie neue unabhängige Erzeuger, für die Stromübertragung ein bisher im Besitz der Verteiler stehendes Unternehmen (NGC) zuständig. Die Verteilung wird von zwölf Gebietsunternehmen übernommen. In Schottland sind zwei vertikal integrierte Unternehmen für Erzeugung, Übertragung und Verteilung zuständig (es existiert daneben ein staatliches Unternehmen, das die Kernkraftwerke betreibt)	gungspflicht. 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	frei. Kein gesetzliches Monopol im Außenhandel	le 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

Quelle: Alario (1994), Cross (1996), Eurelectric (1995c), Finon (1995), Gilbert und Kahn (1996), IEA (1985; 1994a), Kumkar (1994), Lucas (1995), McGowan (1993), Nutek (1993), Olsen (1995), Söderstrom (1996), Angaben aus der Tagespresse.

Auf der anderen Seite des Konzentrationsspektrums ist beispielsweise das Vereinigte Königreich zu nennen, in dem sowohl die Erzeugung als auch der Endverkauf wettbewerblich organisiert werden. Mehrere Unternehmen konkurrieren auf nationaler Ebene direkt gegeneinander. Deutschlands Strommarkt hingegen ist zwar ebenfalls durch eine Vielzahl von Unternehmen gekennzeichnet, es ist also auf nationaler Ebene als vertikal und horizontal desintegriert zu bezeichnen. Weitere Beispiele für in dieser Definition eher desintegrierte Unternehmensstrukturen finden sich in Dänemark, Finnland, Luxemburg, den Niederlanden, Schweden, Portugal und Spanien. Vorherrschendes Organisationsprinzip in diesen Ländern ist jedoch (mit Ausnahme von Finnland, Schweden und dem Vereinigten Königreich) in aller Regel die Kooperation gebietsmonopolistischer Unternehmen, nicht etwa Wettbewerb zwischen diesen.[6]

Nicht ganz so auffallende Unterschiede sind bei den Systemen *staatlicher Regulierung* zu beobachten. Generell sind die Strompreise in den meisten Staaten mehr

6 Derzeitig ist bei den Eigentums- und Unternehmensstrukturen innerhalb der Europäischen Union ein Trend hin zur internationalen Diversifikation zu beobachten Der Grund hierfür liegt wesentlich in den Deregulierungs- bzw. Re-Regulierungsbestrebungen sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene; vgl. Cross (1996: 304 f.).

oder weniger strikt reguliert, und bis auf einige wenige Ausnahmen unterliegen die Unternehmen einer Versorgungspflicht für Endkunden. Insofern ähnelt sich das Bild in den einzelnen Staaten. Die juristische Absicherung der Monopolstellungen ist jedoch sehr unterschiedlich ausgestaltet. In einigen Ländern existieren gesetzliche Monopolpositionen — etwa für die französische EdF —, in anderen Ländern werden die Monopole wesentlich durch privatrechtliche Verträge zwischen den beteiligten Unternehmen und Organisationen ohne explizite gesetzliche Sanktionierung gewährleistet. Deutlichstes Beispiel für die letztere Regelung ist die belgische Stromwirtschaft.

In den einzelnen Ländern sind höchst unterschiedliche Regelungen zum Netzzugang unabhängiger Erzeuger eingerichtet worden. Die Spanne reicht vom diskriminierungsfreien Zugang aller Stromerzeuger im Vereinigten Königreich bis hin zum Luxemburger Modell, in dem unabhängige Stromerzeuger keinerlei gesetzlich vorgesehenen Zugang zu den Netzen besitzen. In Frankreich ist unter bestimmten Umständen die Belieferung eigener Betriebsstätten über das Netz der EdF möglich. In einer Reihe von Mitgliedstaaten bestehen für Betreiber von Kraftwerken, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Koppelung arbeiten oder regenerative Energien einsetzen, ein Einspeisungsrecht in das Netz des Gebietsversorgers zu regulierten Preisen. Wirksame Durchleitungsrechte, die bei den später erörterten Reformen und Reformvorschlägen eine herausragende Rolle spielen, fehlen jedoch in der überwiegenden Zahl der Mitgliedstaaten der EU. Als Ausnahmen sind alleine das Vereinigte Königreich, Schweden und Finnland zu nennen. „Durchleitung" bezeichnet dabei eine Einspeisung von Strom in ein fremdes Leitungsnetz bei gleichzeitiger und gleichartiger Entnahme an einer anderen Stelle dieses Netzes.

In jüngster Zeit sind in einigen Ländern der EU Reformen initiiert worden, die eine grundsätzliche Reorganisation der nationalen Märkte bedingen. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang insbesondere Finnland, Schweden und das Vereinigte Königreich. Der britische Weg ähnelte nach dem Zweiten Weltkrieg zunächst dem französischen: 1947 wurden die bis dahin existierenden Unternehmen verstaatlicht und sowohl vertikal als auch horizontal integriert. In England und Wales verblieben nach Abschluß der Umstrukturierungen zwölf Verteilungsunternehmen, die regional abgeschlossene Versorgungsgebiete versorgten, sowie ein Stromerzeuger, der auch das Übertragungssystem betrieb. Diese verstaatlichte und weitgehend integrierte Struktur wurde 1990 durch Maßnahmen der Thatcher-Regierung wieder entflochten und zum überwiegenden Teil privatisiert. Gesetzliche Monopole in der Erzeugung und im Endverkauf sind abgeschafft worden. Im Zuge der Reformen wurde eine strikte Trennung zwischen der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung eingeführt sowie ein zentraler Großhandelsmarkt für Elektrizität etabliert. Kurzfristige Koordinierungsaufgaben werden seitdem von zentralen Marktinstitutionen übernommen; die Investitionsplanung wird den privaten Markt-

akteuren überlassen. Der Markteintritt in die Stromerzeugung und in den Stromhandel ist möglich, die anfänglich hohen Marktanteile der Nachfolgeunternehmen des ehemaligen Staatsmonopolisten sind generell zu Gunsten neuer Stromerzeuger gesunken (Kumkar 1994: 108 f.).

Im Zusammenhang mit den in diesem Beitrag behandelten Reformen auf Brüsseler Ebene sind die verschiedenen *Außenhandelsregimes* in den Mitgliedstaaten der EU von besonderem Interesse. Auch in diesem Bereich sind die Regelungen heterogen. In einigen Ländern (Frankreich, Griechenland, Italien, Irland) bestehen gesetzliche Monopolstellungen im Bereich des Im- und Exports. Diese sind zum Teil — wie in Frankreich — zwar auch explizit als solche definiert, in anderen Ländern aber nur indirekt (Griechenland, Irland, Italien). In den letzteren Ländern ergibt sich das gesetzliche Außenhandelsmonopol durch die Kombination eines Monopols in der Stromübertragung in Verbindung mit einer fehlenden Durchleitungspflicht für den Betreiber der Übertragungsnetze. In anderen Ländern wiederum existiert formal keinerlei Handelsmonopol. Nichtsdestotrotz sind auch hier die Handelsmöglichkeiten regelmäßig auf diejenigen Unternehmen begrenzt, die über Anlagen zur Übertragung von Strom verfügen.

Indirekt relevant für Handelsfragen ist auch das letzte hier betrachtete Charakteristikum der Marktstrukturen. Dieses umfaßt erstens die *nationalen Subventionen* für bestimmte Erzeugungstechnologien, zweitens die Maßnahmen zur *Unterstützung bestimmter Primärenergien* sowie drittens die Maßnahmen zur *Erhöhung der Energieeffizienz* auf der Nachfrageseite. In einer Reihe von Staaten werden bestimmte Umwandlungstechnologien durch verschiedene Maßnahmen unterstützt. Dies gilt insbesondere für den Einsatz der Kraft-Wärme-Koppelung, aber in vielen Fällen auch für regenerative Energien. Unter Kraft-Wärme-Koppelung versteht man gleichzeitige Erzeugung (Kuppelproduktion) von Strom und Wärme in einer Anlage, in der Regel in Heizkraftwerken. Im Bereich der Unterstützung heimischer Energieträger sind insbesondere Spanien und Deutschland zu nennen. Wie oben bereits deutlich wurde, wird in diesen Ländern die Gewinnung von Steinkohle subventioniert. Im Fall Griechenlands wird der Abbau der heimischen Braunkohle unterstützt, im Fall Irlands die Gewinnung von Torf. Zuletzt seien noch die Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz genannt, die beispielsweise im Fall Dänemarks über eine den Versorgungsunternehmen auferlegte Pflicht zur Durchführung

des sogenannten Integrated Resource Planning (IRP)[7] institutionalisiert ist. Wichtigste — auch in anderen Staaten durchgeführte — Komponente des IRP ist das Demand Side Management, das unter anderem Maßnahmen zur Verbesserung der Gebäudeisolierung und der Dämpfung von Lastspitzen beinhalten kann. Die Gesamtheit der zuletzt genannten nationalen Maßnahmen kann den Außenhandel indirekt beeinflussen: So kann die Unterstützung bestimmter heimischer Primärenergien bei der Stromgewinnung offensichtlich einer möglicherweise ansonsten wirtschaftlichen Ausweitung von Stromimporten entgegenstehen.

Die in Übersicht 1 zusammengefaßte Bestandsaufnahme der nationalen Ordnungsmodelle und Marktstrukturen offenbart eine außerordentliche Heterogenität der historisch gewachsenen Strommärkte in den einzelnen Staaten der Europäischen Union. 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.

Es kann festgehalten werden, 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 fast allen Fällen ergreifen die Staaten in Form beispielsweise der Gewährung von exklusiven Rechten und der Auferlegung von besonderen Pflichten der Versorgungsunternehmen Maßnahmen, die mit den unterstellten Besonderheiten der Stromwirtschaft begründet werden, auf die unten ausführlich eingegangen wird. 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.

---

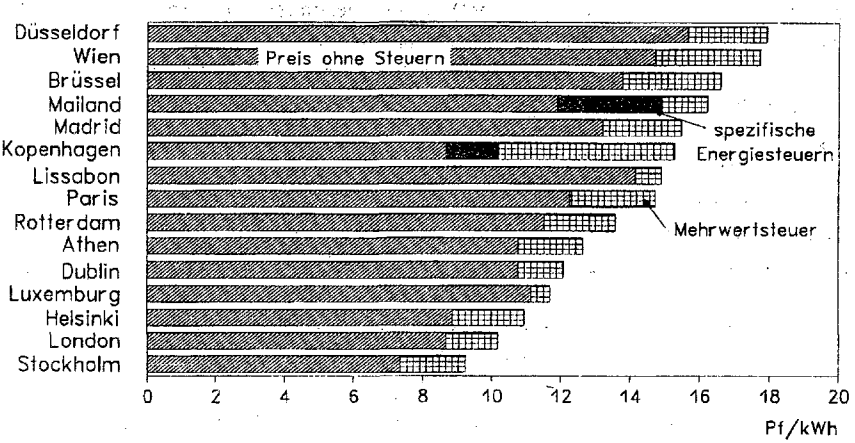
7 Das Konzept des IRP verlangt, bei der Investitionsplanung alle nachfrage- und angebotsseitigen Optionen zur Deckung der Nutzenergienachfrage zu erwägen. Das aus den Vereinigten Staaten stammende IRP wird durch die Notwendigkeit der Korrektur von unterstelltem Marktversagen bei der Energiegewinnung und -verwendung begründet. IRP soll insbesondere den Zielen des Umweltschutzes dienen und hat in einigen Fällen der Umsetzung (vor allem innerhalb der Vereinigten Staaten) zu einer erheblichen Zunahme der staatlichen Einflußnahme bei den Investitionen in Stromerzeugung und -verkauf geführt. Es sei angemerkt, daß beispielsweise in Kalifornien, das als Vorreiter in diesem Bereich gilt, die Bedeutung des IRP im Zuge der derzeitigen Reformen stark abnimmt, vgl. Kumkar (1996b: 74 f.).

2. Die europäische Dimension — Preise und Elektrizitätshandel in der Union

Nachdem die vorstehenden Ausführungen den einzelstaatlichen Marktstrukturen gewidmet waren, soll nunmehr die europäische Dimension der Stromwirtschaft betrachtet werden. Dabei wird zunächst auf die Entwicklung der Strompreise in den Staaten der Europäischen Union eingegangen und die bemerkenswerten Strompreisdifferentiale dargestellt. Aus dieser Betrachtung ergibt sich naturgemäß die Frage nach möglichen Mechanismen, die mittel- bis langfristig eine Annäherung der Strompreise herbeiführen könnten. Grenzüberschreitender Handel mit Strom wäre ein möglicher Mechanismus zur Verringerung der Strompreisunterschiede. Im Mittelpunkt der sich an die Betrachtung der Strompreise anschließenden Ausführungen steht daher das empirische Bild des innergemeinschaftlichen Stromhandels. Dabei wird zunächst auf die institutionelle Ausgestaltung des innergemeinschaftlichen Stromaustauschs eingegangen und dann die Entwicklung der nationalen Handelssalden dargestellt.

Zunächst sollen die *Strompreise* für Endnachfrager in den Mitgliedsländern der Europäischen Union betrachtet werden. Von besonderem Interesse sind hierbei die Preise für industrielle Nachfrager, sind diese Nachfrager doch in zunehmendem Maße dem internationalen Standortwettbewerb ausgesetzt. Es könnte daher erwartet werden, daß die Strompreise für derartige Nachfragergruppen im Zeitablauf Zeichen einer Konvergenz erkennen lassen, da diese Nachfragergruppen entweder durch Eigenstromerzeugung oder durch die Wahl des Ortes ihrer Betriebsstätten am ehesten Druck gegenüber den gebietsmonopolistischen Versorgungsunternehmen entfalten könnten. Ihre Verhandlungsposition gegenüber den Elektrizitätsanbietern ist relativ zu kleineren Gewerbenachfragern oder Haushaltskunden eher stark.

Schaubild 1 — Strompreise in der Europäischen Union Januar 1996[a]



[a] Jeweils Preise für industrielle Nachfrager (10 000 MWh Jahresverbrauch, 4 000 Jahresbenutzungsstunden), umgerechnet mit Wechselkursen.

Quelle: Deutsche Bundesbank (1996), Eurostat (Ausdruck vom 5. November 1996 der Eurostat-Datenbank), eigene Berechnungen.

Betrachtet man die aktuellen Werte für die Strompreise, so zeigt sich eine erhebliche Spanne der Strompreise (Schaubild 1). Der aktuelle Stromabgabepreis liegt in Düsseldorf mit 15,7 Pf/kWh (ohne Steuern) um 113 vH über dem Preis von 7,4 Pf/kWh in Stockholm. Unter Berücksichtigung der auf die Stromabgabe bezogenen Steuern reicht die entsprechende Spanne der Strompreise von 17,9 Pf/kWh bis 9,25 Pf/kWh; einschließlich Steuern liegt der Preis in Düsseldorf mithin um beachtliche 94 vH über dem Preis in Stockholm. Dabei zeigt ein erster Blick auf die Entwicklung ausgewählter nationaler Strompreise von 1973 bis 1996, daß auch keine generellen Anzeichen einer Konvergenz zu erkennen sind (Schaubild 2).[8]

Die Industriestrompreise in den Ländern der Europäischen Union lassen bis etwa 1985 eine allgemein steigende Tendenz erkennen. Dieser Trend ist im wesentlichen

---

8 Betrachtet werden ausgewählte Preise in den Mitgliedsländern, umgerechnet in DM ohne Mehrwertsteuern und spezifische Energiesteuern. Aus diesen Werten kann am ehesten auf die bei der Stromversorgung entstehenden betriebswirtschaftlichen Kostengrößen geschlossen werden. Bei der Umrechnung der Strompreise in vergleichbare Werte werden in der Literatur zum Teil sogenannte Kaufkraftparitäten als Umrechnungsfaktoren verwendet. Vgl. zu den dahinter stehenden methodologischen Konzeptionen und dem Aussagewert der dadurch gewonnenen Ergebnisse z.B. Kummert (1995: 1501); Lang (1992); Pick (1990: 276). Für die hier interessierenden Fragen, inwieweit beispielsweise der Standortwettbewerb zu einer Angleichung der Preise des durchaus handelbaren Gutes „Strom" führt, ist die Umrechnung mit Wechselkursen die angemessenen Methode für Preisvergleiche.

durch die Ölpreiserhöhungen zu erklären. Seit 1985 ist der Durchschnitt der Industriestrompreise (in DM umgerechnet) wieder gesunken. Der Preis etwa für die kW-Stunde in Düsseldorf liegt aber dauerhaft über den Strompreisen in den anderen Ländern, auch wenn — bedingt durch den Wegfall des Kohlepfennigs und des Selbstbehalts — in 1996 die Differenz etwas abgenommen hat.

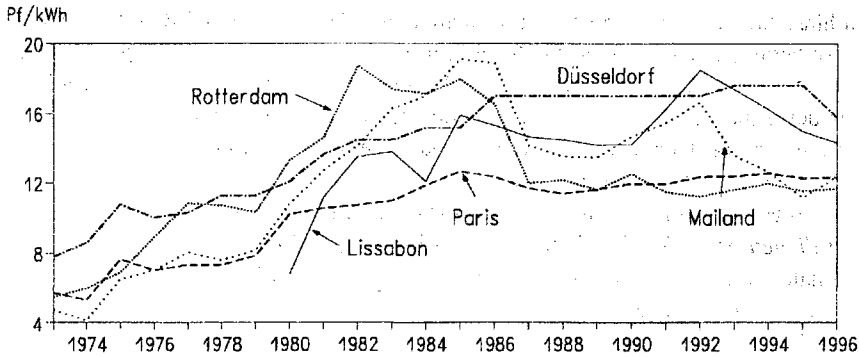
Eine Bestätigung dieses Befundes ergibt sich auch bei der Betrachtung des Variationskoeeffizienten (Schaubild 3), der als statistisches Maß für die Streuung der Strompreise berechnet wurde.[9] Die durch den Variationskoeffizienten gemessene Streuung der Industriestrompreise sinkt bis zum Anfang der achtziger Jahre, schwankt in den achtziger Jahren ohne erkennbaren Trend (die auftretenden Schwankungen in den achtziger Jahren sind im wesentlichen auf Wechselkursvariationen zurückzuführen) und zeigt seit Beginn der neunziger Jahre wieder steigende Werte, die in 1996 insbesondere durch den Wegfall des Selbstbehalts wieder etwas zurückgegangen sind.[10] Die betrachtete Entwicklung des Variationskoeffizienten in den letzten zwei Jahrzehnten ist zwar zum Teil auf die Wechselkursänderungen im Europäische Währungssystem zurückzuführen, bildet aber auch national stark divergierende Strompreisentwicklungen ab. Beispiele hierfür sind die relativ starken Steigerungen in Portugal zu Beginn der neunziger Jahre, die Senkungen in Dänemark seit 1991 und die bis 1992 beobachteten starken Erhöhungen in Italien.

---

9 Der Variationskoeffizient ist ein statistisches Maß für die relative Streuung einer Variablen und als Quotient der Standardabweichung und des arithmetischen Mittels definiert. In Schaubild 3 sind Werte für diejenigen Länder der Europäische Union angegeben, für die von Eurostat (Statistisches Amt der Europäischen Union) vergleichbare Daten seit 1973 (EU 9) bzw. seit 1980 (EU 12) ermittelt worden sind.

10 Ein ähnliches Bild mit Abweichungen ergibt sich auch bei anderen industriellen Nachfragerkategorien und bei den Haushaltsnachfragern (vgl. für letztere Kumkar 1995: Schaubild 2). Bei den letzteren hat zwar der Variationskoeffizient in den letzten vier Jahren etwas abgenommen. Diese Entwicklung beschreibt jedoch keine Trendwende, sondern ist überwiegend auf die Abwertung einiger Währungen (insbesondere der italienischen Lira) gegenüber der D-Mark zurückzuführen.

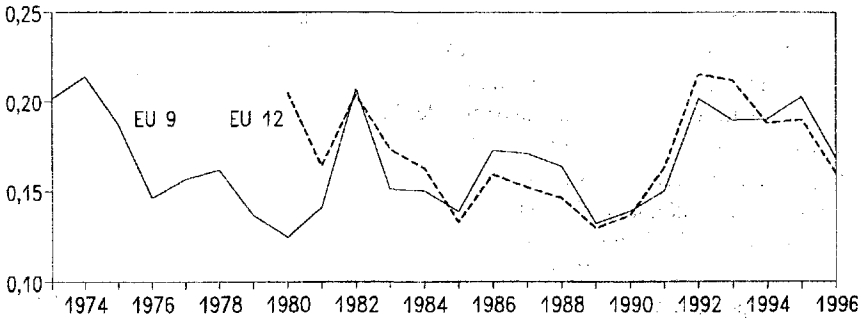
Schaubild 2 — Entwicklung der Industriestrompreise in ausgewählten Ländern der EU[a] 1973–1996



[a]Strompreise für industrielle Nachfrager (10 000 MWh Jahresverbrauch, 4 000 Jahresbenutzungsstunden) ohne Mehrwert- und spezifische Energiesteuern, umgerechnet mit Wechselkursen (bis 1990 Jahresdurchschnittswerte, ab 1991 Januarwerte für Preise und Wechselkurse.

Quelle: Deutsche Bundesbank (1996), Eurostat (Ausdruck vom 5. November 1996 der Eurostat-Datenbank; b lfd. Jgg.), eigene Berechnungen.

Schaubild 3 — Streuung der Industriestrompreise (Variationskoeffizient) 1973–1996[a]



[a]Strompreise für industrielle Nachfrager (10 00 Mwh Jahresverbrauch, 4 000 Jahresbenutzungsstunden) ohne Mehrwert- und spezifische Energiesteuern, umgerechnet mit Wechselkursen (bis 1990 Jahresdurchschnittswerte, ab 1991 Januarwerte für Preise und Wechselkurse.

Quelle: Wie Schaubild 2.

Betrachtet man die zeitliche Entwicklung der nationalen Strompreise seit der ersten Ölkrise im Rückblick, so wird deutlich, daß von einem Binnenmarkt für Elektrizität nicht die Rede sein kann. Die unterschiedlichen Energiepolitiken der Staaten hinsichtlich Marktorganisation, Primärenergieträgereinsatz und Regulierung der Preise bedingen stark unterschiedliche Preisentwicklungen. Ein Konvergenzprozeß bei den Preisen ist nicht zu beobachten; die Tendenz in den letzten Jahren verstärkt eher den Eindruck völlig separierter nationaler Märkte, bei denen die in anderen Sektoren zu beobachtende generelle Tendenz eines verstärkten Standortwettbewerbs spurlos vorbeizugehen scheint.

Im folgenden sollen zunächst die *institutionellen Formen des innergemeinschaftlichen Stromhandels* betrachtet werden. In den Strompreisen spiegeln sich nationale Unterschiede hinsichtlich der — politisch beeinflußten — Marktstruktur und hinsichtlich der Ausstattung mit Primärenergieträgern wider. Es wäre ein Zeichen für die beginnende Integration der nationalen Elektrizitätsmärkte im europäischen Binnenmarkt, wenn die erheblich voneinander abweichenden Strompreise zu einer signifikanten Zunahme der Werte für den grenzüberschreitenden Handel mit Strom führen würden. Immerhin ist Strom grundsätzlich trotz Netzverlusten bei der Stromübertragung ein handelbares Gut, die Strompreisdifferentiale zeigen daher die Existenz von erheblichem Arbitragepotential an. Selbst wenn berücksichtigt wird, daß Handelsmöglichkeiten für Letztverbraucher unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen kaum vorhanden sind, könnte erwartet werden, daß die Stromversorgungsunternehmen aus eigenem Interesse derartige Arbitragemöglichkeiten ausschöpfen. Diese Erwartung könnte zum einen daherrühren, daß auch heute beispielsweise für industrielle Endkunden in Deutschland die Alternative der Eigenerzeugung besteht. Zum anderen könnte zunehmendes Handelsvolumen erwartet werden, weil der sich intensivierende Standortwettbewerb zwischen den europäischen Ländern Druck auf die Stromversorger ausüben dürfte, ihre Strombezüge wirtschaftlicher zu gestalten. Über die hierdurch ermöglichten Senkungen der Strompreise könnten sie versuchen, insbesondere stromintensive Industrieunternehmen zur Ansiedlung in ihrem Versorgungsgebiet zu bewegen oder zumindestens derartige bisherige Kunden zu halten.

Die divergierenden nationalen Ordnungsmodelle in der Stromversorgung und die stark differierenden Strompreise implizieren in der Tat keineswegs, daß keinerlei grenzüberschreitender Handel mit Strom zu beobachten ist. Bereits 1951 wurde auf Anregung der OEEC (der Vorgängerorganisation der OECD) die Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie (UCPTE) gegründet. Diese hat zum Ziel „zur besten Ausnutzung der in den Ländern der Mitglieder bereits bestehenden oder noch zu errichtenden elektrischen Erzeugungs- und Übertragungsanlagen beizutragen“ und dient nach Art. 2 der Satzung (wiedergegeben z.B. in OECD 1962: Anlage IX) generell der Erleichterung des

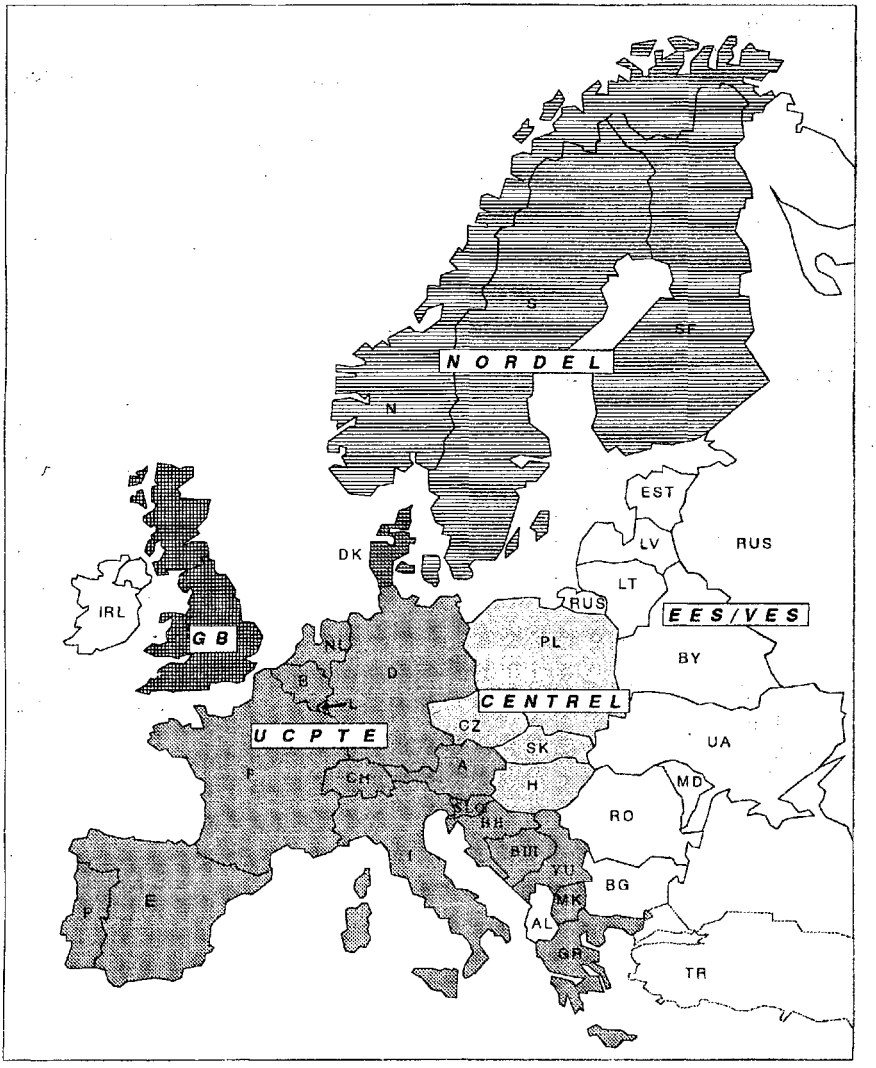
grenzüberschreitenden Energieaustausches. Die UCPTE handelt selbst nicht mit Strom, sondern soll als Institution nur den Handel zwischen den Mitgliedern erleichtern. Vor der Schaffung der UCPTE war grenzüberschreitender Handel mit Strom eher die Ausnahme (OECD 1962: 6 f.).

Heute findet der Stromhandel innerhalb der Europäischen Union neben der UCPTE in zwei weiteren Verbundsystemen statt, deren Grenzen nicht deckungsgleich mit den Außengrenzen der Europäischen Union sind (Schaubild 4). Diese Verbundnetze dienen primär der gemeinsamen Nutzung von Reservekapazitäten und dem Spitzenlastausgleich und nur in Einzelfällen der Ermöglichung langfristiger Stromlieferungen. Die tatsächlichen Lieferungen basieren meist auf bilateralen, langfristigen Verträgen, nicht auf multilateralen Verträgen oder Marktorganisationen. Von einem grenzüberschreitenden „Handel" im normalen Wortsinne — zwischen dem jeweils günstigsten Anbieter und dem Nachfrager —kann bisher kaum die Rede sein (Charpentier und Schenk 1995; vgl. auch Eurelectric 1995b: 3).

Der größte europäische Stromverbund wird durch die bereits erwähnte *UCPTE* realisiert. Zur UCPTE gehören heute Vertreter von Stromversorgungsunternehmen aus Belgien, Deutschland, Spanien, Frankreich, Griechenland, Italien, Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina, Restjugoslawien, Luxemburg, Niederlanden, Österreich, Portugal und der Schweiz.[11] Seit Oktober 1995 werden auch die Netze der CENTREL-Staaten (Polen, Ungarn, Tschechische und Slowakische Republik) synchron mit dem UCPTE-Netz betrieben, nachdem bereits im September 1995 das ostdeutsche und Berliner Netz mit dem westdeutschen Netz synchron geschaltet wurde (DVG 1996: 1). Die vorher existierende Synchronverbindung dieser Länder mit dem Netz der sogenannten Vereinigen Energiesysteme (*VES*), zu dem über die Einheitlichen Energiesysteme (*EES*) auch Rußlands Netze parallel betrieben wurden, sind getrennt worden.

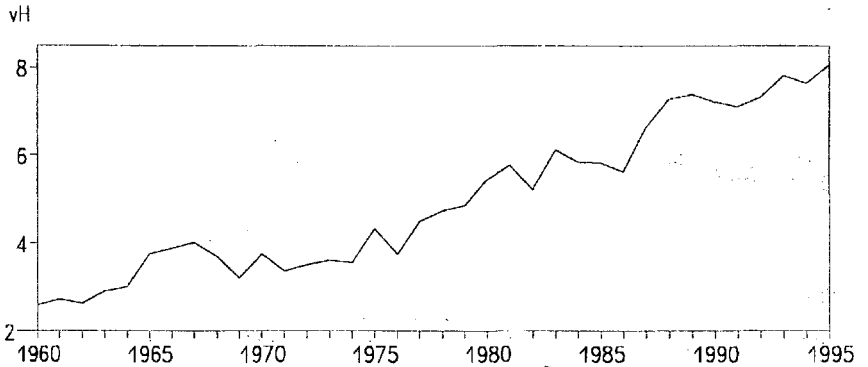
11 Bedingt durch die Krisen auf dem Gebiet des früheren Jugoslawiens sind zur Zeit die Verbindungsleitungen auf dem Balkan getrennt worden. Die Stromnetze in Bosnien-Herzgowina, Rest-Jugoslawien und Griechenland werden daher nicht synchron mit dem übrigen UCPTE-Netz betrieben.

Schaubild 4 — Verbundsysteme in Europa



Quelle: Eigene Erstellung basierend auf Angaben der DVG.

Schaubild 5 — Durchschnittliche Importquote der EU-12-Länder 1960–1995[a]



[a]Quotient aus der Summe der importierten Menge und der Summe der nationalen Endverbräuche.

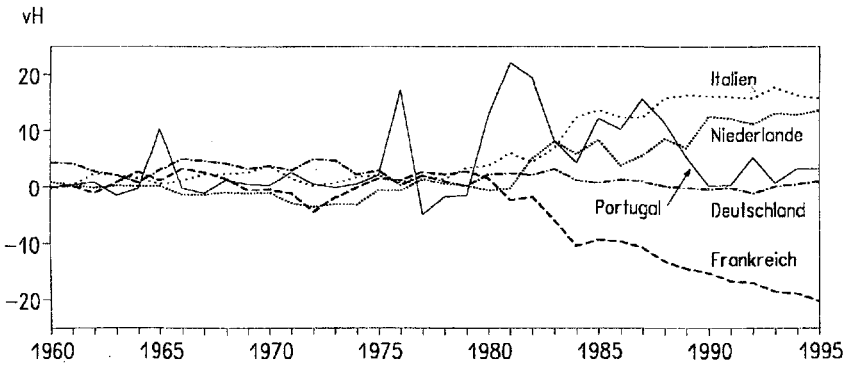
Quelle: Eurostat (a lfd. Jgg.); IEA (a lfd. Jgg.; b lfd. Jgg.), eigene Berechnungen.

Das Verbundsystem in Großbritannien, das England, Wales und Schottland umfaßt, ist über zwei Gleichstromkabel (2 x 1 000 MW Übertragungsleistung) asynchron mit dem UCPTE-System verbunden.[12] Die vier skandinavischen Ländern gehören dem *NORDEL*-Verbund an, der ebenfalls über Gleichstromkabel mit dem UCPTE-Netz verbunden ist. Dänemark nimmt innerhalb der NORDEL-Staaten einen Sonderstatus ein: Der Westteil (Jütland und Fünen) wird synchron mit dem UCPTE-Netz betrieben, der Ostteil (Seeland) synchron mit dem Netz der übrigen NORDEL-Staaten.

Die oben aufgestellte Hypothese eines im Zuge der zunehmenden wirtschaftlichen Integration generell zunehmenden Stromhandels kann anhand der Werte für den Stromaustausch innerhalb der Europäischen Union nicht bestätigt werden. Das empirische Bild des *grenzüberschreitenden Handels* mit Strom zeigt zwar seit 1960 eine Zunahme des Handelsvolumens, erkennbar an der wachsenden durchschnittlichen *Importquote* (Schaubild 5). Die Entwicklung der nationalen *Nettoimportquoten* (Schaubild 6) bestätigt jedoch den obigen Befund, daß der innereuropäische Stromhandel im wesentlichen den Zwecken des Spitzenlastausgleichs und der gemeinsamen Nutzung von Reservekapazitäten dient. Dies spiegelt die Tat-

12 Die Stromversorgung in Nordirland wird im Inselbetrieb gefahren. Grund hierfür sind wiederholte Sabotageaktionen. Die Wiederinbetriebnahme von Verbindungsleitungen zwischen Nordirland und der Republik Irland ist beabsichtigt. Verbindungsleitungen zwischen Schottland oder Wales und der Republik Irland sind in der Diskussion (vgl. *Energy Economist* 1997: 30).

Schaubild 6 — Nettoimportquoten ausgewählter Länder der EU 1960–1995[a]



[a]Quotient aus dem Handelssaldo und dem nationalen Endverbrauch.

Quelle: Wie Schaubild 5.

sache wider, daß beispielsweise die Satzung der UCPTE die Erhöhung der Betriebseffizienz als Ziel festlegt, aber keinerlei Bestimmungen enthält, die eine gemeinsame Ausbauplanung von Kraftwerken zum Zwecke der generellen Erhöhung der Effizienz gemäß langfristiger komparativer Kostenvorteile beinhaltet. Mögliche nationale Spezialisierungsvorteile stehen nicht im Mittelpunkt der Arbeit der UCPTE.

Bis Ende der siebziger Jahre dominierten entsprechend nationale Selbstversorgungsstrategien die Elektrizitätsversorgung: Die national vorgehaltenen Erzeugungskapazitäten richteten sich nach den national nachgefragten Strommengen; die gemeinsame Haltung von Reservekapazität war die Ausnahme von dieser Regel und verursachte den in den (Brutto-)Importquoten angezeigten zunehmenden Handel.

Dieses Bild des Elektrizitätshandels in der Europäischen Union änderte sich in den achtziger Jahren im Fall einzelner Länder drastisch. Einige Länder entwickelten sich zu Nettoimporteuren, andere zu Nettoexporteuren. Im Hintergrund dieser Entwicklungen stehen Veränderungen auf den internationalen Primärenergiemärkten. Im Zuge der beiden Ölpreiskrisen 1973 und 1980 wurden bestehende auf Erdöleinsatz basierende Kraftwerke wirtschaftlich stark entwertet. Die nationalen Energiepolitiken reagierten auf diese Parameteränderung bei den Rohstoffpreisrelationen sehr unterschiedlich (vgl. z.B. Harms 1989: 18): Während insbesondere Frankreich auf den forcierten Ausbau der Kernenergie setzte, erschwerten z.B. in Italien finanzielle Engpässe des nationalen Elektrizitätsversorgers (und das natio-

nale Referendum in 1987, welches das Ende der Nutzung der Kernenergie zum Zwecke der Stromerzeugung nach sich zog) einen Umbau der nationalen Erzeugungskapazität. Ein weiteres kommt hinzu: Der Zubau an Erzeugungskapazität in den Ländern der Europäischen Union reagierte in der Summe nicht auf die mit den Ölpreissteigerungen einhergehenden Dämpfungen der Endnachfragezuwächse (Kumkar 1995: 456 f). Ging bis zur ersten Ölpreiskrise der Ausbau der Kraftwerkskapazitäten mit der Nachfrageentwicklung konform, zeigt sich in den achtziger Jahren ein Auseinanderfallen der Wachstumsraten, der Zuwachs an Kraftwerkskapazitäten überstieg das Wachstum der Nachfrage. Dieses Auseinanderfallen nahm in den europäischen Ländern unterschiedliche Ausmaße an, in einigen Ländern (insbesondere in Frankreich) entstanden signifikante Überkapazitäten bei den Kernkraftwerken und somit im Grundlastbereich.

Beide Faktoren hatten für Italien zur Folge, daß erstens Erdöl auch heute — anders als in anderen Staaten der EU — immer noch einen hohen Anteil an der dortigen Stromerzeugung hat (Tabelle 1). Zweitens nutzt Italien aber auch die Preisunterschiede zu Frankreich und weist hohe Nettoimportsalden auf, die mit den hohen Nettoexportquoten Frankreichs korrespondieren. Auch Portugal setzte in den achtziger Jahren vorübergehend auf den Import von französischem Strom (über spanische Netze). Die Niederlande importieren seit Anfang der achtziger Jahre in zunehmendem Maße und wiesen in 1994 eine Nettoimportquote von 13 vH auf (Tabelle 2). Zu nennen ist auch Finnland als Nettoimporteur. Im Gegensatz zu diesen Beispielen für am Handel in der EU intensiv beteiligten Länder wird in Deutschland wenig auf Importstrom zurückgegriffen, die Nettoimportquote pendelte von 1990 bis 1994 zwischen –0,5 vH und +0,5 vH.[13] Auch in anderen „Hochpreisländern" (beispielsweise Österreich, Belgien und Spanien) erreichen die Nettoimportquoten in 1994 vergleichsweise geringe Werte.

Zusammengenommen zeigen die Entwicklungen im Bereich des Handels zwar eine generelle Zunahme des grenzüberschreitenden Handels und seit Anfang der achtziger Jahre auch eine Zunahme einzelner nationaler Handelssalden, die Entwicklung ist aber in den Ländern durchaus uneinheitlich.

---

13 Der auffallend hohe Wert für Dänemark ist nicht repräsentativ für einen längeren Zeitraum und ist auf außergewöhnlich niedrige Niederschlagsmengen in den skandinavischen Nachbarländern in 1994 zurückzuführen. Diese geringen Niederschlagsmengen hatten eine unterdurchschnittliche Stromgewinnung aus den umfangreichen Wasserkraftwerkskapazitäten in Schweden und Norwegen zur Folge. Dänemark kam so in den ungewöhnlichen Status eines Nettoexporteurs, während es sonst eher als Nettoimporteur auftritt.

Tabelle 2 — Grenzüberschreitender Stromaustausch (TWh) 1994 (EU 15, Norwegen (N) und Drittländer)

	Einführendes Land															
aus:	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	4,8
Exporte insgesamt[b]	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	-5,0
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. — [b]Die Werte für Exporte insgesamt sind wegen statistischer Differenzen sowie der Berücksichtigung der Exporte nach anderen Drittländern nicht identisch mit den Zeilensummen.

Quelle: Wie Tabelle 1.

Dem gegenwärtigen Stromhandel liegen Vereinbarungen zwischen Unternehmen auf der Verbundebene zugrunde. Die einzelnen Übertragungssystembetreiber besitzen jeweils eine unabhängige Kontrolle über ihre Lieferungen. Lokale Verteilungsunternehmen und Letztverbraucher von Strom können im allgemeinen keinen Strom in anderen Mitgliedstaaten kaufen. Einer stärkeren Integration stehen bislang insbesondere die nationalen Energiepolitiken zur Förderung heimischer Energieträger und Handelsmonopole der dominierenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen entgegen. Diese meist preisregulierten Unternehmen haben offenbar wenig Anreize, Strombezüge aus dem Ausland als kostengünstige Alternative zur eigenen Erzeugung zu erwägen. Die hohen Strompreise etwa in Deutschland haben bislang nicht zu einer verstärkten Einfuhr von Strom aus Ländern geführt, in denen die

Strompreise niedriger liegen. Eine Integration der nationalen Elektrizitätssektoren im Sinne einer Angleichung der Strompreise oder einer starken Zunahme der Handelsströme ist nicht festzustellen. Von einem Binnenmarkt für Elektrizität im Sinne einer Integration der nationalen Märkte kann angesichts der geringen Handelssalden kaum die Rede sein. Der geringe Handelssaldo Deutschlands mit seinen neun Außengrenzen und der zentralen Lage innerhalb Europas verdeutlicht diesen Befund exemplarisch.

C. Die „Besonderheitenlehre" der Elektrizitätswirtschaft als normative Rechtfertigung der Regulierung: Eine kritische Analyse

Die in Kapitel B beschriebenen Marktstrukturen und Ordnungsmodelle verdeutlichen, daß die Elektrizitätswirtschaft in den meisten Staaten der Europäischen Union kaum wettbewerbliche Elemente aufweist. Vielmehr greifen die meisten Staaten massiv in die Investitions- und Preispolitik der Versorgungsunternehmen ein, die Monopolstellungen sind durch gesetzliche Markteintrittsbarrieren und/oder privatwirtschaftliche Gebietsschutzverträge geschützt. Dies steht im offenkundigen Widerspruch zu der wirtschaftspolitischen Grundsatzentscheidung zugunsten der marktwirtschaftlichen, wettbewerblichen Wirtschaftsordnung, die sich beispielsweise in Deutschland in den generellen Bestimmungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen konkretisiert. Auch auf der Ebene der Europäischen Union ist spätestens seit der Einheitlichen Europäischen Akte (1986) die grundsätzliche Entscheidung für ein System „unverfälschten Wettbewerbs" gefallen. Art. 3a EGV schreibt als Prinzip des europäischen Binnenmarkts den „Grundsatz einer offenen Marktwirtschaft mit freiem Wettbewerb" fest.

Die bestehenden Regulierungen in Deutschland und den anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union müssen daher mit „Besonderheiten" der Stromwirtschaft begründet werden, die einen Ausschluß des Wettbewerbs rechtfertigen können. Nur dann wäre die Vereinbarkeit mit den wirtschaftspolitischen Grundsatzentscheidungen der meisten Mitgliedstaaten und dem EGV gegeben.

Wegen ihrer Bedeutung für die derzeitige Reformdiskussion wird die „Besonderheitenlehre" im folgenden dargestellt und kritisch analysiert. Trotz der begrifflichen Vielfalt können die in den verschiedenen europäischen Ländern bestehenden Regulierungen auf ähnliche Begründungen zurückgeführt werden. Daher kann sich die folgende Analyse ohne Verlust an Allgemeingültigkeit zu großen Teilen der deutschen „Spielart" der Besonderheitenlehre widmen.[14]

Für die folgende Analyse ist es sinnvoll, die unterstellten Besonderheiten der Stromwirtschaft in zwei Kategorien zu unterteilen, die sich zum einen auf technische Eigenheiten des Wirtschaftssektors auf der *Bereitstellungsebene*, zum ande-

---

[14] Vgl. etwa die in Eurelectric/European Energy Foundation (1996) dokumentierten Seminar- und Diskussionsbeiträge von Vertretern verschiedener Mitgliedstaaten auf der einen Seite mit der Darstellung der deutschen Spielart der Besonderheitenlehre in Baur (1979) oder Lukes (1979) auf der anderen Seite.

ren auf spezifische wirtschaftliche Charakteristiken des Gutes „Strom" auf der *Verwendungsebene* beziehen. Zu den ersten gehören

- die hohe Kapitalintensität in Verbindung mit einer hohen Kapitalbindungsdauer,
- die Leitungsgebundenheit der Stromversorgung,
- die mangelhafte Speicherbarkeit des Stroms sowie
- die Bedeutung der Netzstabilität.

Zu der zweiten Kategorie der Besonderheiten gehören

- der besondere Versorgungsauftrag und speziell für die deutsche Situation
- die Besonderheiten des kommunalen Querverbunds.

I. Hohe Fixkostenbelastung durch die hohe Kapitalintensität und die Leitungsgebundenheit der Versorgung

Die Errichtung von Stromerzeugungskapazitäten und die Unterhaltung eines Stromnetzes für die Übertragung und für die Verteilung des Stroms erfordert einen hohen Kapitaleinsatz. Dieser sei aber, so lautet das Argument für die Regulierung der Stromversorgungsunternehmen, nur zu attrahieren, wenn infolge geschlossener Versorgungsgebiete ein gesicherter Absatz zu erwarten sei, der Planungssicherheit biete. Die hohe Kapitalintensität verbiete auch einen Wettbewerb zwischen den EVU durch den Aufbau paralleler, konkurrierender Netze, denn dies würde die Stromversorgung „dramatisch verteuern" (Köppel 1993: 136). Der Markt tendiere zu einem „natürlichen Monopol", bei dem letztendlich ein Unternehmen die gesamte Marktversorgung bestreiten würde, was wiederum jeden Wettbewerb ausschließen würde.

Hierzu ist mehrerlei anzumerken:

(1) Eine hohe Kapitalintensität ist auch in anderen Wirtschaftszweigen anzutreffen, die keiner Regulierung unterliegen, etwa in der Automobilindustrie und der Chemischen Industrie. Hier kann auch hinreichend Kapital attrahiert werden, ohne daß „geschlossene Versorgungsgebiete" verlangt oder gar gewährt wurden (Soltwedel et al. 1986: 177 f.). Denn: Hohe Kapitalintensität impliziert keineswegs von sich aus, daß vertikale Integration die einzige Antwort auf die Koordinierungsprobleme und die in der Ökonomie nicht unbekannten Probleme des möglichen „hold-up"

ist.[15] Vielmehr sind andere Lösungen, etwa über vertikale Lieferverträge und vor allem auch über eine Erhöhung der Vielfalt der Absatz- und Beschaffungsmöglichkeiten, nicht nur denkbar, sondern auch normale Praxis in anderen kapitalintensiven Industrien.

(2) Darüber hinaus gestattet die durch geschlossene Versorgungsgebiete verlangte und gewährte Planungssicherheit, daß nicht nur betriebsnotwendige Investitionen, sondern auch Fehlinvestitionen jeder Art auf den Verbraucher überwälzt werden können (Monopolkommission 1994: Tz. 370).

(3) Ferner: Die hohe Kapitalintensität resultiert selber auch aus der sehr hohen vertikalen Integration der Stromversorgungswirtschaft, die sich historisch herausgebildet hat, aber — wie bereits betont wurde — keineswegs unbestritten als effiziente Lösung der Koordinierungsprobleme angesehen werden muß. Einzelne Teilaktivitäten der Stromwirtschaft, etwa im Bereich des Stromhandels oder auch bei bestimmten Stromerzeugungsanlagen, sind durchaus von geringerer Kapitalintensität, als sie die Stromversorgung als Ganzes kennzeichnet. Selbst bei der Stromübertragung ist es vorstellbar, daß es bei entsprechender Nachfrage lohnend sein kann, „Hochspannungsnetze, zumindest einzelne Leitungen, im Wettbewerb zu betreiben" (Deregulierungskommission 1993: Tz. 359).

(4) Und schließlich: Die Planungssicherheit beispielsweise in der Stromerzeugung kann auch dadurch erhöht werden, daß den Inhabern von Kraftwerken die Möglichkeit der Verhandlung mit mehreren Nachfragern eingeräumt wird. Bei den bisher regelmäßig fehlenden Durchleitungsrechten steht ein unabhängiger Stromerzeuger regelmäßig einem Monopsonisten (dem umliegenden Gebietsversorger) gegenüber. Dann ist es in der Tat anzunehmen, daß dieser unabhängige Erzeuger nur dann in seine Anlagen investiert, wenn sein Stromabsatz über langfristige Abnahmeverträge gesichert ist. Analoges gilt für den Gebietsmonopolisten: Dieser wird nur dann derartige langfristige Verträge unterschreiben, wenn sein eigener Absatz gesichert ist. Der „einfachste" Weg dieser Absatzsicherung ist ein Gebietsmonopol für die Versorgung von Letztverbrauchern. Hier schließt sich der Kreis: Mangelnde Durchleitungsrechte, damit mangelnder Wettbewerb in einem Teil des Stromsektors, bedingt auch in einem anderen Segment die Forderung nach geschlossenen Gebietsmonopolen, mit anderen Worten: die Forderung nach weitreichenden Durchleitungsverweigerungskompetenzen. Das Argument der Planungssicherheit

---

15 Die Möglichkeit des „hold-up" tritt immer dann auf, wenn die Quasirente des Transaktionspartners, der eine spezifische Investition getätigt hat, teilweise oder zur Gänze von den anderen Transaktionspartnern „geraubt" werden kann, z.B. durch eine Vertragsnachverhandlung. Im Fall der Stromwirtschaft baut beispielsweise ein Partner ein Kraftwerk, woraufhin der Abnehmer ex post eine Senkung der ex ante mit dem Kraftwerksinvestor vereinbarten Preise für Stromlieferungen anstrebt. Letztere Senkung würde einen „Raub" der Quasirente durch den Stromabnehmer implizieren.

als Begründung der Regulierung könnte also zu weiten Teilen ein regulierungsimmanentes „hausgemachtes" Problem sein — und hierfür sprechen in der Tat einige Indizien, wenn die Ergebnisse ausländischer wettbewerblicher Reformen betrachtet werden.

Es bleibt festzuhalten, daß das Argument der hohen Kapitalintensität in Verbindung mit der Leitungsgebundenheit der Stromversorgung spätestens dann an Schlagkraft verlöre, wenn den Stromerzeugern Durchleitungsrechte durch fremde Netze zustehen würden. Durch die derart verbesserten Absatzmöglichkeiten entstünden unternehmerische Investitionsanreize ohne den bisherigen „Nebeneffekt" der regulierten Gebietsmonopole, daß auch die Kosten von Fehlinvestitionen automatisch auf die Letztverbraucher überwälzt werden können.

II. Mangel an Speicherbarkeit und das Gebot der Stabilität des Stromnetzes

Ein weiteres Argument zur Begründung des wettbewerblichen Ausnahmebehandlung des Stromsektors bezieht sich auf die fehlenden Speichermöglichkeiten des Gutes Strom in Verbindung mit der Frage der Gewährleistung der Netzstabilität. Mangel an Speicherbarkeit kennzeichnet nicht nur das Angebot an elektrischer Energie, sondern ist auch allen Dienstleistungen zu eigen (Soltwedel et al. 1986: 177). Ein zeitliches Auseinanderfallen von Verbrauch und Produktion läßt sich dort aber im Prinzip über Warteschlangen lösen, was bei der Elektrizität nicht der Fall ist: Elektrizität muß in dem Moment erzeugt werden, in dem sie vom Verbraucher aus dem Netz entnommen wird. Übersteigt die Leistungsentnahme der Verbraucher die Leistungseinspeisung der Erzeuger, so bricht das Netz zusammen (*„black out"*). In diesen Punkten unterscheiden sich die technisch-physikalischen Eigenschaften der Stromversorgung deutlich von jenen der ebenfalls leitungsgebundenen Gasversorgung. Gas ist speicherbar und ein Netzzusammenbruch ist nur bei einer vollständigen Funktionsstörung von zentralen Versorgungsleitungen zu erwarten. Die Stromerzeugungskapazitäten müssen sich also an der Höchstlast orientieren, soll eine weitestgehend störungsfreie Stromversorgung gewährleistet sein (Köppel 1993: 136). Hierzu sei, so wird argumentiert, ein gut durchmischtes geschlossenes Versorgungsgebiet sehr nützlich, weil dadurch die Lastkurve verstetigt wird und somit auch die ansonsten notwendigen Reservekapazitäten (und die damit verbundenen Kosten) geringer ausfallen könnten (beispielsweise Baur 1979: 10).

Auch zu diesem Argument ist mehrerlei anzumerken:

(1) Die hier angesprochene Frage des Lastmanagements ist nicht nur eine physikalisch-technische Frage, sondern auch und vorrangig eine ökonomische. Zum einen besteht die Möglichkeit des Lastausgleichs im großflächigen Verbund, der derzeit, wie oben skizziert, europaweit schon praktiziert wird, natürlich auf nicht wettbewerblicher Basis. Aber auch wettbewerbliche Strukturen basieren auf Tauschbeziehungen auf freiwilliger Basis. Darüber hinaus haben es die Großabnehmer schon heute in der Hand, durch den Abschluß unterbrechbarer Lieferverträge (Lastabwurf bei drohender Netzüberlastung) eine Wahl zwischen höherer Sicherheit und niedrigerem Strompreis zu treffen. Diese Preissignale sind durch lastvariable Stromtarife auch für Tarifabnehmer durchaus ausbaubar. Die Deregulierungskommission folgert:

„Jeder Netzteilnehmer müßte eine entsprechende [*sc. individuelle*, der Verfasser] Gebühr für das Gut 'Sicherheit' entrichten, mit der die Kosten für die aus Sicherheitsgründen nötigen Reservekapazitäten gedeckt werden" (Deregulierungskommission 1993: Tz. 289).

(2) Im übrigen gilt, daß der Mangel an Speicherbarkeit und die damit verbundene Frage der Stabilität des Stromnetzes Ausdruck des ausgeprägten Netzwerkcharakters der Stromversorgung sind. Dieser Netzwerkcharakter bedingt aber nicht von sich aus, daß die Stromversorgung nur von vertikal integrierten Unternehmen zu organisieren wäre. Die Koordinierungserfordernisse in einem komplexen Netzwerk bedingen allerdings den Aufbau neuer externer Informations- und Koordinierungsmechanismen. Dies ist aber kein Spezifikum der Stromwirtschaft, das wettbewerbliche Mechanismen grundsätzlich in Frage stellt. Hier können Erfahrungen beispielsweise britischer Reformen aufzeigen, wie bisher innerhalb eines integrierten Unternehmens erfolgte Kommunikation und Koordinierung nach außen verlagert werden kann. Die britischen Erfahrungen verdeutlichen auch, daß diese nunmehr unternehmensextern abgewickelten Koordinierungsprozesse keineswegs Gefahren für die Netzstabilität bergen müssen. Preise in Verbindung mit dem Aufbau sachgerechter Informationsinfrastrukturen können also durchaus die bisher weitgehend unternehmensinternen Prozesse ersetzen.

Damit gilt ebenso wie für das Argument der hohen Fixkostenbelastung in Verbindung mit der Leitungsgebundenheit der Versorgung, daß die technisch-physikalischen Besonderheiten zwar wettbewerbsrelevant sind, aber keineswegs grundsätzlich dem Wettbewerb in der Stromwirtschaft entgegen stehen.

III. Besonderheiten des „Versorgungsauftrages" und des kommunalen Querverbunds

Als normative Begründung für die vorherrschenden Regulierungen der Stromwirtschaft werden über die technisch-physikalischen Besonderheiten hinaus spezifische Eigenschaften des Gutes „Strom" genannt, die sich eher an der Verwendung des Gutes, nicht an deren Bereitstellung orientieren. Dabei wird davon ausgegangen, daß diese Eigenschaften Wettbewerb in der Stromversorgung ausschlössen. Die Unternehmen in der Stromversorgung würden Aufgaben im gemeinwirtschaftlichen Interesse verfolgen (Baur 1979: 7). Die Erfüllung dieser Aufgaben bedingen die Existenz integrierter Gebietsmonopole, d.h. ein gesichertes Absatzgebiet. Unter diesen gemeinschaftlichen Aufgaben — in der europäischen Diskussion auch unter den Begriffen des „Service Public" oder der „Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse", in der deutschen Diskussion unter dem Begriff der „öffentlichen Daseinsvorsorge" behandelt — können Anschluß- und Versorgungspflicht für Letztverbraucher, Preisstrukturregulierungen sowie speziell im deutschen System die Bestimmungen zu Querverbundunternehmen zusammengefaßt werden.[16] Die folgenden Ausführungen knüpfen exemplarisch an der Situation in Deutschland an.

Liefert ein EVU Elektrizität an Letztverbraucher, so ist es nach § 6 EnWG „verpflichtet, allgemeine Bedingungen und allgemeine Tarifpreise öffentlich bekanntzugeben und zu diesen Bedingungen und Tarifpreisen jedermann an sein Versorgungsnetz anzuschließen und zu versorgen (*allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht*)".

Diese besondere Kontrahierungspflichten,[17] so argumentieren die Vertreter der bisherigen Regelung, seien die Kehrseite des Privilegs geschlossener Versorgungsgebiete via Demarkations- und Konzessionsverträge (Baur 1979: 15). Eine Gleichpreisigkeit bei unterschiedlichen Anschluß- und Versorgungsaufwendungen sei nur mittels einer Mischkalkulation bei einer *guten Durchmischung des Absatzgebietes* möglich. Bei Wettbewerb würden die besonders interessanten Abnehmer eines Absatzgebietes durch einen Konkurrenten herausgepickt, ohne an der Versorgungspflicht der — als Kunden angeblich nicht so attraktiven — Tarifabnehmer

16 Neben den in diesem Abschnitt behandelten Fragen der Preisregulierung existieren — wie in Abschnitt B.II.1 behandelt — weitere Formen der Regulierung etwa im Bereich des Primärenergieeinsatzes und der Elektrizitätsverwendung. Auf diese Ausprägung des Gedankens der „Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse" kann in diesem Abschnitt nicht eingegangen werden.

17 Es ist zu beachten, daß die Kontrahierungspflichten im deutschen System faktisch nur für Tarif-, nicht für die Sonderabnehmer gelten.

„mittragen" zu müssen. Durch dieses „*Rosinenpicken*" würden wenige Großabnehmer begünstigt, während die Kosten des EVU nunmehr auf die verbliebenen Endabnehmer („captive customers") verteilt werden müßten mit der Folge steigender Elektrizitätspreise für diese Abnehmergruppe. Dieses „Rosinentheorem" ist derzeit bei der Argumentation der EVUs und ihrer Verbänden ganz weit oben angesiedelt (Grawe 1996: 182 f.).

In dieses (Verteilungs-)Argument sind mehrere Aspekte eingebunden, die etwas ausdifferenziert werden müssen. Vorab: die Versorgungsauflage, alle Tarifkunden unabhängig von den jeweils entstandenen Kosten zu gleichen Bedingungen zu versorgen, läßt sich allenfalls mit regional- und sozialpolitischen Gründen, kaum jedoch mit Effizienzüberlegungen rechtfertigen (Deregulierungskommission 1993: Tz. 311). Dies spricht aber nicht gegen das vorgetragene Argument, sondern hier wäre der Gesetzgeber gefragt, diese Vorschriften zu ändern.

Gegen das vorgetragene Argument sprechen aber verschiedene Gesichtspunkte und derzeitigen Regelungen, die regelmäßig ungenannt bleiben. Im Kern können die hier betrachteten gemeinwirtschaftlichen Aufgaben, die dem Postulat der Gleichpreisigkeit zugrunde liegen, als Begründung für Quersubventionen gekennzeichnet werden. Diese von der Regulierung tatsächlich oder mutmaßlich intendierten Quersubventionen können unterschieden werden zum einen in Quersubventionen innerhalb von Kundenkategorien, zum anderen in Quersubventionen zwischen Kundenkategorien, ferner in Quersubventionen durch (oder zu Gunsten von) Kunden einer vollkommen anderen wirtschaftliche Tätigkeit.

(1) Beginnen wir mit den *Quersubventionen innerhalb der Kundenkategorien*. Es ist nicht richtig zu suggerieren, daß etwa die Schleswag als Küsten-EVU schlichtweg verpflichtet wäre, jeden Hallig-Bewohner mit einem Stromanschluß auszustatten. Bereits Abs. 2 des § 6 EnWG relativiert die allgemeine Anschlußpflicht: Sie besteht nicht, „wenn der Anschluß oder die Versorgung dem Versorgungsunternehmen aus *wirtschaftlichen Gründen*, die auch in der Person des Anschlußnehmers liegen können, nicht zugemutet werden kann ..." (Hervorhebung durch den Autor). In solchen Fällen sieht die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) in § 9 ausdrücklich vor, daß bei Einzelanschlüssen für die Zuleitungen vom Abnehmer Baukostenzuschüsse von bis zu 70 vH dieser Gesamtkosten verlangt werden können. Baurs (1979: 37) These, „das Gebietsdenken (wäre) von Gesetzes wegen vorgeschrieben", ist also dementsprechend zu relativieren.

Nach § 10 der AVBEltV kann das EVU auch die Erstellung und Veränderung eines Hausanschlusses für den Anschlußnehmer kostenerstattungspflichtig gestalten, und dies sogar ohne anteilsmäßige Begrenzung. Es ist dem EVU demnach auch bei Tarifkunden gestattet, kostenmäßig unterschiedliche Anschlußkosten verursacheradäquat zuzurechnen und einzufordern. Im Prinzip könnte die Preisgleich-

heit im Raum also auch heute schon durchbrochen werden. Aber selbst einmal davon abgesehen, zeichnet sich auch hier offensichtlich ein Paradigmawechsel ab. Unter der Schlagzeile „Strom soll demnächst auf dem Lande erstmals mehr als in der Stadt kosten" berichtet die Süddeutsche Zeitung vom 6.12.1996 folgendes:

„Im nächsten Jahr wird es zum ersten Mai in Deutschland innerhalb eines Versorgungsgebietes zwischen Stadt und Land unterschiedliche Strompreise geben. Die Isar-Amperwerke AG, München, wird über den Umweg einer Tochtergesellschaft die Tarifgleichheit brechen. Die regionalen Elektrizitätsunternehmen Essag, Cottbus, und Schleswag, Rendsburg, wollen ebenfalls örtlich gestaffelte Preise für ihre Privatkunden durchsetzen."

Als Gründe für diesen Schritt in die „Ungleichpreisigkeit" führen die EVU den *zunehmenden Wettbewerb* und ihre im Vergleich zu den Stadtregionen höheren Kosten auf dem Lande an. Abgesehen von diesen Tendenzen, die eine partielle Abkehr vom Prinzip der Gleichpreisigkeit ankündigen, gilt auch heute das Prinzip, daß diese Gleichpreisigkeit nur innerhalb der — historisch gewachsenen — Grenzen des Versorgungsgebiets eines Unternehmens herrscht. Zwischen den Preisen zweier benachbarter Unternehmen können im deutschen System durchaus beachtliche Unterschiede bestehen. Wenn sich die Vertreter des Status quo unter Berufung auf das Gebot der Gleichpreisigkeit gegen eine wettbewerbliche Organisation aussprechen, müßten sie konsequenterweise — nach Vorbild etwa Italiens oder Frankreichs — bei der Beibehaltung und Befürwortung des derzeitigen Ordnungsrahmens eine weitere „Vereinheitlichung" der Unternehmensstruktur hin zu einem nationalen Monopol fordern, um die Preisgleichheit im Raum zu unterstützen.

Unabhängig von der Frage, ob die Preisgleichheit im Raum etwa in Deutschland den ihr oft zugemessenen rechtlichen Stellenwert hat, gilt es festzuhalten, daß die faktische Existenz von Quersubventionen innerhalb der verschiedenen Kundengruppen in den derzeitigen europäischen Strommärkten nicht ausgeschlossen werden kann.[18] Wie bereits angemerkt, spräche dies für eine Änderung durch den Gesetzgeber, nicht gegen den Wettbewerb in der Stromversorgung. Sollten nämlich sozial- oder regionalpolitische Ziele für eine Beibehaltung derartiger Quersubventionen im Raum sprechen, so könnten die Subventionierungen beispielsweise über einen aus einem Aufschlag auf die Stromrechnung gespeisten Fond („Sozialpfennig") oder aus dem allgemeinen Staatshaushalt finanziert werden. Die Allokationsverzerrungen könnten durch diese geänderten Finanzierungsformen stark verringert werden, die Transparenz erheblich erhöht werden.

---

18 Neben den im Text behandelten Quersubventionen „im Raum" gibt es im gegenwärtigen System der Stromwirtschaft Indizien für Quersubventionen „in der Zeit". Diese Indizien ergeben sich aus der Beobachtung, daß die Grenzkosten der Stromerzeugung in der Zeit erheblichen Schwankungen (nach Grund-, Mittel- und Spitzenlast) unterliegen, auf der anderen Seite vor allem die Tarifabnehmerpreise regelmäßig nicht oder nur in geringem Ausmaß lastvariabel ausgestaltet sind.

(2) Ein anderer Aspekt des „Rosinentheorems" betrifft die möglicherweise bisher politisch gewollte *Quersubventionierung zwischen den Kundenkategorien,* d.h. beispielsweise zwischen Haushalts- und Industrieabnehmern. Diese Quersubventionierungspraxis sei durch Wettbewerb in der Stromversorgung gefährdet. Dieses Argument ist grundsätzlich kaum zu widerlegen. Allerdings können mehrere Aspekte genannt werden, die zum einen die Relevanz des Arguments betreffen, zum anderen die Ineffizienzen der Quersubventionen betonen, wenn denn das Argument selber relevant wäre.

Zum ersten: Der die großen Sonderabnehmer schmückende Vergleich mit Rosinen wird diesen zwar schmeicheln, aber kaum ihre ökonomische Urteilskraft herabsetzen. Denn diese Bezeichnung suggeriert, sie würden — im Vergleich zu den sonstigen Abnehmern — deutlich mehr zu den Erlösen beisteuern als es den zurechenbaren Kosten entspricht. Dies mag in Einzelfällen durchaus zutreffen, als generelle Regel ist dies aber ziemlich unwahrscheinlich, denn: Große Sonderabnehmer haben stärker als alle übrigen Abnehmer stets die Möglichkeit, Fremdbezug von Strom eines EVU durch stromwirtschaftliche Eigenproduktion zu ersetzen. Die Strompreise für große Sonderabnehmer seitens des EVU können die langfristigen Grenzkosten der Eigenstromerzeugung kaum dauerhaft übersteigen. Sofern der Strom- und Wärmebedarf von Industrieunternehmen zeitlich gut übereinstimmt, so besteht ein großer Anreiz, den Eigenbedarf an Strom durch eigene Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Koppelung zu decken. Dabei bilden die relativ niedrigen Gaspreise und sinkende Investitionskosten günstige Rahmenbedingungen für einen Ausbau dieser Eigenerzeugung. Zunehmend bieten auch „Kontraktoren" den Industriebetrieben an, für sie die Energie- und Stromversorgung zu übernehmen, indem sie für diese Betriebe Kraftwerke bauen und betreiben. Wenn die Stromversorger der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft ihre Kunden nicht an „Kontraktoren" verlieren wollen, müssen sie bereits derzeit die Preise senken oder selbst Contracting-Modelle anbieten (Klinger 1996: 2). Dies schließt es in der Regel auch aus, daß eine Quersubventionierung durch die Strompreise für Sonderabnehmer in Richtung der hierdurch „geschonten" Tarifkunden stattfinden wird. Insofern kann ihnen unter Kostengesichtspunkten durch den Wechsel eines großen Sonderabnehmers auch nichts „aufgebürdet" werden.[19]

Dies schließt freilich nicht aus, daß ein konkurrierendes EVU einen Großkunden zu günstigeren Preise beliefert als das bisher versorgende EVU. Hiergegen ist aus ökonomischer Sicht nichts einzuwenden, und selbiges ist in Form der

---

19 Garnreiter (1992: 744 f.) gelangt aufgrund eigener Berechnungen sogar zu dem Ergebnis, daß die industriellen Großabnehmer durch die Sondervertragskunden des Mittelstandes und durch die Tarifabnehmer quersubventioniert werden.

„Grenzmengenabkommen" bei vertikalen Demarkationsverträgen durchaus schon Bestandteil derzeitiger „Spielregeln".

Aus ökonomischer Sicht liegen Quersubventionen bekanntermaßen nur dann vor, wenn die Preise entweder über den Einzelproduktionskosten (stand-alone-costs), also hier über den Kosten der Eigenerzeugung liegen würden oder aber unter den kurzfristigen Grenzkosten der Strombereitstellung liegen würden (vgl. allgemein Faulhaber 1975). Gegen die Relevanz des ersteren spricht aber oben genanntes Argument. Wenn das zweite Kriterium gelten würde, also die Industriekunden durch kleinere Kunden subventioniert werden würden, dann wäre bei Wettbewerb erst recht keine Erhöhung der Strompreise kleinerer Kunden zu befürchten.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, daß durch die Einführung von Wettbewerb keineswegs eine generelle Erhöhung der Preise kleinerer Kunden befürchtet werden muß, wie aus Sicht etwa des deutschen VKU (etwa Decker 1996: 23) prognostiziert wird. Noch weniger ist zu erwarten, daß größere Kunden auf Dauer zu Preisen unter den Grenzkosten beliefert werden. Selbst wenn die größeren Stromverbraucher anfänglich stärkere Preissenkungen als die Tarifabnehmer zu erwarten hätten, so kann Wettbewerb durch Effizienzverbesserungen auch für kleinere Kunden zu Preissenkungen führen. Im Einzelfall mag es zwar zu politisch unerwünschten Preiserhöhungen kommen, diese könnten dann aber gegebenenfalls über andere, transparentere, Mechanismen aufgefangen werden (Finanzierung aus dem allgemeinen Staatshaushalt oder durch einen „Sozialpfennig").

(3) Ähnliches gilt für die deutsche Praxis der kommunalen Querverbundunternehmen. Häufig werden sowohl die Konzessionsabgaben als auch die Finanzierung des defizitären öffentlichen Personennahverkehrs durch den Ergebnisausgleich im Querverbund mit dem Konzept der „Daseinsvorsorge" begründet. Im Unterschied zu den eben behandelten Aspekten der Quersubventionierung innerhalb oder zwischen Stromverbraucherkategorien stellt dieses Argument im Kern auf die *Subventionierung einer wirtschaftlichen Tätigkeit durch die Kunden einer vollkommenen anderen wirtschaftlichen Tätigkeit* ab. Grundsätzlich gilt aus ökonomischer Sicht analoges wie für die vorher behandelten Aspekte des „Service public". Insbesondere ist zum einen zu fragen, ob eine derartige Praxis der Subventionierung tatsächlich generell gewünscht wird. Dagegen spricht die Tatsache, daß Querverbundunternehmen mitnichten in allen Regionen Deutschlands operieren. Zum anderen kann die spezielle Art der Subventionierung hinsichtlich ihrer Effizienz in Frage gestellt werden. Eine Finanzierung aus den allgemeinen öffentlichen Haushalten wäre im Prinzip das geeignete Mittel zur Finanzierung derartiger meritorischer Güter und mit Sicherheit das bessere Instrument zur Verfolgung der unterstellten Ziele sozial-, mittelstand- und strukturpolitischer Provinienz, die die Befürworter des Status quo ins Feld führen (Baur 1979: 9 f.). Eine derart geänderte Finanzierungsform würde einem Wettbewerb in der Stromversorgung nicht entgegenstehen.

Unabhängig von der Frage, ob jede Form der gemeinwirtschaftlichen Aufgaben zum einen tatsächlich im vorgebrachten Ausmaß gesetzlich fixiert ist (vgl. obige Anmerkungen zur Gleichpreisigkeit) und zum anderen ökonomisch gerechtfertigt werden kann, muß die Tatsache festgehalten werden, daß auch die deutschen Unternehmen bisher Pflichten unterliegen, die ihren Hintergrund in der Vorstellung des Stroms als „essentielles Gut" von besonderer Bedeutung haben. Traditionell dient dieses Argument als Teil der Begründung von Versorgungspflichten, besonderer Investitionsaufsichten und der praktizierten Form der Preisstrukturregulierung. Die geschilderten deutschen Bestimmungen ordnen sich auch unter diesem Aspekt in den Rahmen der oben skizzierten Regulierungen in anderen europäischen Staaten ein und stellen keinen Sonderfall dar. Grundsätzlich gilt es auch festzuhalten, daß in einigen Staaten derartige auf den „besonderen gemeinwirtschaftlichen Charakter" des Gutes Strom gestützte Formen der Regulierung von größerer Bedeutung sind als in Deutschland. Im Falle Italiens oder Frankreichs geht die Preisstrukturregulierung beispielsweise so weit, daß im Prinzip sogar staatsweit uniforme Strompreisstrukturen festgesetzt werden. Diese bestehenden Regulierungen bzw. ihre durch die europäischen Reformen „bedrohte" Existenz stellen die Grundlage der weiter unten ausführlich behandelten Aspekte der Berücksichtigung des „service public" bzw. der „Dienstleistungen vom allgemeinen wirtschaftlichen Interesse" in der europäischen Stromrichtlinie dar.

D. Reformdruck — Die beiden Ansätze zur Umstrukturierung der europäischen Strommärkte

I. Zaghafte erste Schritte zur Reform: Die Preistransparenz- und Transitrichtlinien

Die nachhaltigen, erheblichen Preisdifferenzen und das geringe Ausmaß der grenzüberschreitenden Stromlieferungen innerhalb der Europäischen Union haben erst seit Mitte der achtziger Jahre zu verstärkten Anstrengungen in Brüssel geführt, den europäischen Binnenmarkt auch im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger und hierbei insbesondere für die Elektrizitätsmärkte zu etablieren.[20]

Für diese Neuorientierung in der Mitte der achtziger Jahre können mehrere Ursachen benannt werden. Zum ersten ist die seit der ersten Ölpreiskrise 1973 erfolgreiche Energiediversifikation der EU-Mitgliedsländer zu nennen. Zum zweiten führte der allgemeine Trend zur Privatisierung und Deregulierung zu Überlegungen, auch die nationalen Märkte für Strom wettbewerblicher zu organisieren (zu nennen ist hier als Vorreiter das Vereinigte Königreich). Zum dritten schuf die Einheitliche Europäische Akte von 1986 die Grundlage für verstärkte Aktivitäten der europäischen Kommission, den Binnenmarkt auch in den Bereichen zu schaffen, die bisher kaum von europäischen Integrationsbemühungen betroffen waren. Dies gilt neben den leitungsgebundenen Energieträgern auch für andere Netzwerkindustrien wie beispielsweise im Telekommunikationssektor und im Verkehrsbereich. Viertens sanken in den achtziger Jahren die Weltmarktpreise für Erdöl wieder. Dieses relativierte das Bild der drohenden Energieknappheit in den entwickelten Industrieländern.

Zusammengenommen senkten diese Faktoren den bisherigen öffentlichen Stellenwert der Versorgungssicherheit, die bisher als von überragender Bedeutung für die nationalen und europäischen Energiepolitiken erachtet wurden. Damit wurde

---

[20] Gegenstand dieses Beitrages sind die Entwicklungen in der Stromwirtschaft. Parallel zu den europäischen Reformen in diesem Bereich sind auch Reformschritte im Bereich der Erdgasversorgungswirtschaft eingeleitet worden. Diese Schritte sind bisher nicht zum Abschluß gekommen. Es ist allerdings auf europäischer Ebene beabsichtigt, 1997 auch eine Binnenmarktrichtlinie für die Gaswirtschaft zu verabschieden, nachdem diese aus dem anfänglich parallelen Verfahren zur Verabschiedung der Stromrichtlinie entnommen wurde. Vgl. Stagg (1996) über die Prioritäten der irischen Ratspräsidentschaft sowie die Zusammenfassung der Ergebnisse der letzten Tagung des Energieministerrats am 3. Dezember 1996 in *Energy in Europe* (1996: 46).

Übersicht 2 — Der lange Weg zur Richtlinie

Mai 1988	Arbeitsdokument der Kommission „Der Binnenmarkt für Energie"
Juni 1990	Verabschiedung der Preistransparenzrichtlinie für industrielle Großabnehmer
Oktober 1990	Verabschiedung der Transitrichtlinie zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Stromhandels
Februar 1992	Erster Kommissionsvorschlag zu einer Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt.
Januar 1993	Stellungnahme des Wirtschafts- und und Sozialausschusses des EU-Parlaments Parlaments zum Kommissionsvorschlag
November 1993	Stellungnahme des EU-Parlaments zum Kommissionsvorschlag
Dezember 1993	Modifizierter Vorschlag der Kommission zu einer Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt.
November 1994	Aufforderung des Rats an die Kommission, die Vereinbarkeit des modifizierten Kommissionsvorschlags mit dem französischen Vorschlag des Alleinabnehmersystem zu prüfen
März 1995	Arbeitspapier der EU-Kommission über die Vereinbarkeit der beiden Organisationsmodelle (verhandelter Netzzugang und Alleinabnehmersystem)
Juni 1995	Schlußfolgerungen des Rats über die Vereinbarkeit der beiden Organisationsmodelle
Juli 1995	Kompromißvorschlag der spanischen Ratspräsidentschaft für eine Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt
Oktober 1995	Modifizierter Vorschlag der spanischen Präsidentschaft
Juni 1996	Rat verabschiedet gemeinsamen Standpunkt zum wiederum modifizierten Richtlinienentwurf
Dezember 1996	EU-Parlament billigt in zweiter Lesung abschließend die Richtlinie, die im Januar 1997 endgültig vom Rat erlassen wird

Platz geschaffen für eine intensivierte Diskussion über das generelle Niveau der Strompreise und vor allem über Möglichkeiten zur Verringerung der erheblichen Strompreisdifferentiale: Der Weg zu Überlegungen über eine Einführung wettbewerblicher Strukturen und generell einer Liberalisierung der Strommärkte war geebnet und der scheinbare Widerspruch zwischen Versorgungssicherheit und wettbewerblicher Bereitstellung von Strom in Frage gestellt. Die erheblichen Strompreisdifferenzen innerhalb der Europäischen Union wurden als Zeichen dafür erkannt, daß sich der bisherige grenzüberschreitende Handel offenbar kaum an Effizienzkriterien orientiert.

Die Kommission definierte 1988 im grundlegenden Arbeitsdokument „Binnenmarkt für Energie" einen gesteigerten Wettbewerb und eine intensivierte Marktintegration als Prinzip eines Binnenmarktes für Elektrizität (Kommission 1988: 6). Die generellen Prinzipien eines europäischen Binnenmarktes sollten nunmehr also auch im Stromsektor Anwendung finden. In Art. 7a EG-Vertrag (Art. 8a des EWG-Vertrages) wurden diese Prinzipien insbesondere als Gewährleistung des freien Verkehrs von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital definiert. Die Tatsache, daß diese „vier Freiheiten" angesichts der rechtlichen und faktischen Monopolstellungen und Handelsbeschränkungen im Bereich der Stromwirtschaft bis dato nicht annähernd verwirklicht waren, konnte dabei als kaum umstritten gelten.

Ziel der im Arbeitsdokument formulierten europäischen Politik ist vor allem ein Ausweiten des grenzüberschreitenden (Netto-)Handels, also nicht nur des kurzfristigen Stromaustauschs, wie er bisher überwiegend zwischen den Verbundunternehmen praktiziert wurde. Zu diesem Zweck sollen die potentiellen Spezialisierungsvorteile in der Stromerzeugung ausgeschöpft werden und die aus den nationalen Energiepolitiken herrührenden Handelsbarrieren beseitigt werden. Dies drückt den Willen der Kommission aus, die oben skizzierte traditionelle nationale Selbstversorgermentalität im Bereich der Stromversorgung zu attackieren (vgl. auch Kommission 1989: 15). Die Kommission nennt in diesem Zusammenhang den mangelnden Effizienzdruck auf nationale Monopolisten und die mangelnde Ausnutzung von Skalenerträgen infolge zu kleiner nationaler Märkte als wesentliche Ursachen für Ineffizienzen im europäischen Elektrizitätssektor. Im Arbeitsdokument werden gesamtwirtschaftliche Gewinne (i) aus verstärktem grenzüberschreitenden Handel, der (ii) auch dadurch gewonnenen Versorgungssicherheit, (iii) einer Kostensenkung durch erhöhten Wettbewerbsdruck und schließlich (iv) durch eine stärkere Kostentransparenz gewährleistete Preisgerechtigkeit erwartet.

Um die Integration der Elektrizitätsmärkte zu fördern, räumte die Kommission zunächst der „entschlossenen" (Kommission 1988: Ziffer 38; Ziffer 49 ff.) Anwendung des EG-Rechts[21], wie für andere Branchen schon im Weißbuch von 1985 angekündigt, Priorität ein; gegen verbotene Beihilfen wollte sie künftig „rigoros" (Kommission 1988: 21) vorgehen. Diese Vorgehensweise setzt an den Rechten der Kommission an, die ihr ohnehin zur Verfügung stehen. Allerdings nahm die Kommission an, daß diese Politik alleine wenig erfolgversprechend sein würde. Also begann sie, auch im Bereich der europäischen Gesetzgebung aktiv zu werden und machte Vorschläge für entsprechende EU-Richtlinien, auf die im folgenden eingegangen wird. Dabei wurde früh deutlich, daß die Kommission eine stufenweise Liberalisierung beabsichtigte. Die bestehenden nationalen Ordnungsmodelle sollten nur nach und nach derart transformiert werden, daß sie einen europäischen Strombinnenmarkt erlauben. Dieser Ansatz erklärt die Tatsache, daß die Europäische Kommission davon absah, direkt und unmittelbar beispielsweise über Art. 90 Abs. 3 vorzugehen. Sie wählte statt dessen von vornherein den Weg des Kompromisses mit und zwischen den einzelnen Regierungen, worauf unten noch ausführlicher eingegangen wird.

---

21 Wettbewerbsregeln (und deren Ausnahmen) für Unternehmen in Art. 85 bis 90 EGV bzw. Bestimmungen über staatliche Beihilfen in Art. 92 bis 93 EGV. Die Wettbewerbsregel in Art. 85 verbietet Abkommen und Maßnahmen, die einen schädlichen Einfluß auf den Handel und den Wettbewerb haben. Art. 86 untersagt die mißbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Position. Art. 90(2) erlaubt Ausnahmen für Unternehmen, die mit Aufgaben im öffentliche Interesse betraut sind.

Die Preistransparenzrichtlinie

Basierend auf dem im Arbeitsdokument von 1988 geplanten Vorgehen stellte die Kommission in 1989 Vorschläge für zwei Richtlinien vor, die dann 1990 und 1991 vom Rat beschlossen wurden: die Preistransparenz- und Transitrichtlinien.

Die Preistransparenzrichtlinie (Rat 1990a) führt eine Berichtspflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen über die Strompreise industrieller Endverbraucher ein. Durch diese Richtlinie wurde die Grundlage für die statistische Ermittlung der Preisentwicklung in der Europäischen Union geschaffen. Auch wenn nicht geleugnet werden kann, daß der Preistransparenz in einer marktwirtschaftlichen Ordnung einige Bedeutung zukommt, bleibt doch die Frage, was diese Information dem Endnachfrager nützt, solange er auf diese Angebote nicht zurückgreifen kann, da er auf die Versorgung durch seinen Gebietsmonopolisten und dessen Konditionen angewiesen ist. Der einzige Ansatzpunkt könnte eine verbesserte Verhandlungsposition derjenigen Stromkunden sein, dem der Weg der Stromeigenerzeugung offensteht.

Die Transitrichtlinie

Für die Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes ist die Transitrichtlinie durchaus von größerem Interesse (Rat 1990b; vgl. für den durchaus sehr viel weitergehenden zugrundeliegenden Vorschlag und dessen Begründung Kommission 1989): Sie hat einen intensivierten Handel über die Netze der — namentlich benannten — Betreiber von nationalen Übertragungsnetzen zum Ziel. Die Betreiber der Netze werden aufgefordert, bei Anfragen von interessierten Stromerzeugern oder -nachfragern auf Großhandelsebene in Verhandlungen über den Netzzugang zu treten; eine Pflicht zur Durchleitung kann zwar der Richtlinie entnommen werden (im Erwägungsteil), kann jedoch durch in der Richtlinie vorgesehene Mechanismen nicht durchgesetzt werden und bleibt daher weitgehend wirkungslos. Verbessert wird wegen der vorgesehenen Meldepflicht allerdings die Informationslage der Kommission, die gegebenenfalls die im allgemeinen Gemeinschaftsrecht vorgesehenen Verfahren einleiten könnte. Betroffen von der Richtlinie sind nur die grenzüberschreitenden Stromlieferungen — der nationale Binnenhandel wird also von der Richtlinie ebensowenig erfaßt wie der Betrieb von Verteilungsnetzen. Im Vorschlag der Kommission (1989) war die Begrenzung auf grenzüberschreitende Stromübertragungen nicht vorgesehen, der Rat hatte also den ersten zaghaften Ansatz der Kommission, den nationalen Binnenhandel zu reformieren, verworfen. Auch fallen nur Lieferverträge unter die Bestimmungen der Richtlinie, die eine Mindestlaufzeit von einem Jahr vorsehen.

Hintergrund der Transitrichtlinie waren nicht zuletzt die Konflikte, die sich aus dem Bestreben Portugals ergaben, kostengünstigen Strom aus Frankreich zu bezie-

hen. Anders als im Fall der französischen Exporte nach Italien war das Zustandekommen des Lieferabkommens zwischen Portugal und Frankreich von der Genehmigung eines Dritten abhängig, nämlich dem Betreiber des spanischen Transportnetzes. Dieser Betreiber verlangte für die notwendige Übertragung des Stroms anfänglich Konditionen, die für die portugiesische und die französische Seite inakzeptabel waren.[22] Genau in diesen Fällen sollte die Transitrichtlinie wegen ihrer Verpflichtung zu diskriminierungsfreiem Transport „fremden" Stroms zukünftig greifen. Vorgesehen war die Einleitung eines rechtlich nicht verbindlichen Schiedsverfahrens, wenn die Verhandlungen zu keinem Ergebnis führten. Die Kommission hat 1992 basierend auf der Transitrichtlinie ein Sachverständigengremium für den Elektrizitätstransit über große Netze eingesetzt (Kommission 1992c). Ihm gehören Vertreter der Elektrizitätsunternehmen sowie drei unabhängige Sachverständige an. Nach Art. 8 Abs. 9 des Beschlusses wäre ein Schlichtungsvorschlag des Sachverständigengremiums rechtlich nicht bindend, was bis zum heutigen Tage kein Problem darstellt, da das Gremium bisher noch in keinem einzigen Fall als Schlichtungsgremium nach Art. 8 fungierte.

Der Rat und die Kommission setzten mit der Transitrichtlinie von 1990 im wesentlichen auf einen — in engen Grenzen gehaltenen — Wettbewerb auf der Erzeugungsebene bei weiterhin geschlossenen nationalen oder regionalen Versorgungsgebieten. Das Zustandekommen von „Wettbewerb" war weiter stark davon abhängig, daß alle Beteiligten, potentielle Käufer und Verkäufer von Strom sowie die Betreiber von intermittierenden Übertragungsleitungen ein unternehmerisches Interesse am Stromhandel hatten. Das Zustandekommen von grenzüberschreitendem Handel war somit weiterhin von den Interessen der großen Elektrizitätsversorger abhängig: Die national bestehenden Exklusivrechte im Bereich des Stromhandels wurden durch die Richtlinie nicht angetastet.

II. Das Common-Carrier-Modell

Die mit den Transparenz- und Transitrichtlinien eingeleiteten Maßnahmen können als erste, zaghafte Schritte zur Schaffung eines Strombinnenmarktes charakterisiert werden. Der intensivierte Standortwettbewerb, dem die europäischen Volkswirtschaften ausgesetzt sind, verstärkte jedoch den Reformdruck. Die enormen Strom-

22 Der spanisch/portugiesisch/französische Konflikt wurde schließlich durch ein Dreiseiten-Agreement auf Regierungsebene gelöst (Padgett 1992: 68).

preisdifferentiale und der geringe grenzüberschreitende Stromhandel sorgten in der Öffentlichkeit für eine zunehmende Diskussion darüber, ob die einzelnen nationalen Ordnungsmodelle noch zeitgemäß sind und ob nicht auf europäischer Ebene ein Versuch gemacht werden sollte, die Stromwirtschaft zu deregulieren und stärker dem Wettbewerb zu öffnen. Immerhin wurden durch das allgemeine Binnenmarktprogramm in anderen Sektoren Wachstumsimpulse induziert, die die Frage aufkommen ließ, ob nicht auch in der Stromwirtschaft von Brüssel ausgehende Reformen das geeignete Mittel sein könnten, zu einer Auflockerung der Gebietsmonopole, zu einer stärkeren Betonung des Wettbewerbs und allgemein zu einer Erhöhung der europäischen Wettbewerbsfähigkeit beizutragen.

In dem ersten Stromrichtlinienvorschlag von 1992 wurde auf Brüsseler Ebene erstmals die Zukunft der national abgeschotteten Gebietsmonopole ernsthaft in Frage gestellt. Er ist daher als erster ernstzunehmender Versuch der Kommission anzusehen, den zum Jahreswechsel 1992/1993 „vollendeten" europäischen Binnenmarkt auch im Stromsektor zu etablieren. In vielerlei Hinsicht stellt er den Versuch einer grundsätzlichen Neuorganisation der gesamten europäischen Strommärkte dar. Er diente als Ausgangspunkt der daran anschließenden weiten Diskussion in Wirtschaft, Politik und Wissenschaft.

1. Das Modell

Sowohl die Preistransparenz- als auch die Transitrichtlinie gingen von den bestehenden Markstrukturen in den Mitgliedsländern aus. Die Transitrichtlinie stellt sogar eine implizite Anerkennung des Status quo dar, galten die in der Richtlinie enthaltenen Bestimmungen doch nur für die namentlich benannten Betreiber von Übertragungsnetzen. Insofern beinhaltete die Richtlinie in dieser Interpretation auch eine erstmalige Anerkennung der Monopolsituationen im Bereich der europäischen Stromversorgung.

Es war allerdings offensichtlich, daß der Binnenmarktgedanke bei einer Beibehaltung der häufig gebietsmonopolitischen Marktstrukturen kaum Einzug finden würde. Solange Monopolstellungen weiterhin geschützt wurden, war es kaum zu erwarten, daß grenzüberschreitender Handel an Bedeutung gewinnen wird. Dagegen sprach auch die Tatsache, daß in den meisten Ländern die in der Stromversorgung engagierten Unternehmen einer Gewinnregulierung unterliegen. Insbesondere vertikal integrierte und regulierte Unternehmen dürften in der Regel keinen hinreichenden Anreizen unterliegen, volkswirtschaftliche Effizienzpotentiale durch grenzüberschreitenden Handel voll auszuschöpfen. Im Gegenteil wird ein solches Unternehmen, (sei es die französische EdF oder ein deutsches Verbundunterneh-

men) seine Verfügungsgewalt über die Stromnetze dazu verwenden, Wettbewerb in der Stromerzeugung zu be- oder verhindern.[23] Dies gilt offenbar verstärkt dann, wenn das faktische Monopol in der Stromübertragung auch rechtlich abgesichert ist, wie dies in einigen Staaten der EU der Fall ist. Dann kann nicht einmal ein grenznah angesiedelter Stromnachfrager von einem ausländischen Stromversorgungsunternehmen über eine sonst mögliche Direktleitung beliefert werden. Auch wenn kein derartiges exklusives rechtliches Monopol existiert, kann das faktische Monopol im Bereich der Stromübertragung und -verteilung zu einer Verhinderung des Wettbewerbs in der Stromwirtschaft führen: Beispielsweise kann ein integriertes Versorgungsunternehmen die Einspeisung eines anderen Lieferanten in sein Netz bei gleichzeitiger Entnahme an einer anderen Stelle (Stromdurchleitung) verhindern bzw. untersagen. Dies gilt in der Regel unabhängig davon, ob es sich um ein natürliches oder beispielsweise um ein durch die Investitionsgenehmigungspolitik, also durch politisch bedingte Marktzutrittsbarrieren bedingtes Monopol handelt. Solange dritte Stromlieferanten potentielle Kunden nicht über fremde Netze beliefern können, solange ist auch Wettbewerb in der Stromerzeugung in nennenswertem Umfang kaum zu erwarten.

Damit stellte sich das Problem, daß der Erreichung des Binnenmarktziels — Wettbewerb und dadurch Erhöhung der Effizienz — die integrierten Gebietsmonopole faktischer und juristischer Art entgegenstanden. Grenzüberschreitender Handel mit Strom in effizientem Ausmaße war unter den gegenwärtigen Bedingungen nicht zu erwarten. Dieses Problem konnte grundsätzlich durch zwei Strategien angegangen werden:

---

23 Die Monopolisierung der Stromerzeugung muß dabei nicht das unmittelbare Ziel sein. Es ist durchaus vorstellbar, daß das integrierte Unternehmen aus Kostengründen die Stromerzeugung nicht vollständig selber übernehmen möchte. Allerdings dürfte bei einem Fremdbezug von Strom die Marktmacht in den Ankaufspreisen deutlich zum Ausdruck kommen. Dies gilt a fortiori für etwaige Durchleitungsgebühren. Derartige Konditionen könnte das Eingreifen der Wettbewerbs- oder Regulierungsbehörde provozieren. Ergo hat das integrierte Unternehmen wegen aktueller oder auch drohender Regulierungs- oder Mißbrauchsaufsicht nur ein vergleichsweise geringes Interesse am Fremdbezug oder sogar Durchleitungen von Strom. Ein weiteres Argument für die Verweigerung von Durchleitungen bzw. den Ankauf fremden Stroms ergibt sich aus der Überlegung, daß regulierte Unternehmen nur dann in Erzeugungsanlagen investieren, wenn deren Rentabilität mindestens der alternativer Investitionen entspricht. Regelmäßig kann vermutet werden, daß die Kapitalrentabilität bei gewinnregulierten Unternehmen über der Rendite unregulierter Unternehmen liegt. Wenn das so ist, dann hat das vertikal integrierte Unternehmen nur schwache Anreize, Durchleitungen zuzulassen: Diese Durchleitungen werden regelmäßig die eigene abgesetzte Strommenge verringern. Damit sinkt nicht nur kurzfristig die Auslastung der eigenen Anlagen. Langfristig müßte das integrierte Unternehmen Kapazitäten abbauen. Daran kann es angesichts der hohen (regulierten) Kapitalrentabilität nur selten ein Interesse haben.

(1) Der erste Ansatzpunkt bestand in einer Neuregulierung der Stromerzeugung. Hierbei würden die integrierten Versorgungsunternehmen einer veränderten Regulierung unterworfen, die die Unternehmen dazu zwingt, ihre eigenen Erzeugungsaktivitäten derart zu reformieren, daß Wettbewerb in der Stromerzeugung entsteht. Diese Strategie wäre beispielsweise umsetzbar, indem den Unternehmen auferlegt wird, *neue* benötigte *Erzeugungskapazitäten offen auszuschreiben.* An diesen Ausschreibungen könnten sich dann auch ausländische Unternehmen beteiligen. Das Einspeisungsrecht in die Netze wäre dann den Gewinnern der Ausschreibungen einzuräumen. Dieser Ansatz würde in Teilbereichen einen Wettbewerb auf der Großhandelsebene etablieren.[24]

(2) Der andere Weg zur Neuordnung der europäischen Stromwirtschaft bestand in einer gezielten *Neuregulierung der Netzaktivitäten*: Netzbesitzer werden dazu verpflichtet, ihre Netze Dritten zu öffnen. Gebietsfremde Stromerzeuger können bei diesem Ansatz mit Stromnachfragern grundsätzlich Stromlieferverträge schließen. Dieser Ansatz sieht Wettbewerb auch um Letztverbraucher, also auf der Einzelhandelsebene vor. Die Besitzer der Stromübertragungsnetze müssen Durchleitungen erlauben, sofern nicht technische oder „sonstige" Aspekte eine Verweigerung der Durchleitungswünsche begründen und erhalten im Gegenzug eine Vergütung für die Nutzung ihrer Netze.[25] Die Frage, was unter den „sonstigen" Gründen für die Verweigerung einer Durchleitung im konkreten Fall verstanden werden muß, hat erhebliche Bedeutung hinsichtlich der Wirksamkeit einer derartigen Neuregulierung der Stromwirtschaft. Dieser Frage wird in der folgenden Analyse konkreter Reformvorschläge besonderes Augenmerk gewidmet.

Die Kommission setzte in ihrem Richtlinienvorschlag von 1992 (Kommission 1992b, vgl. auch Gowans 1994a) auf den zweiten eben genannten Reformweg, der gezielten *Neuregulierung der Netzaktivitäten.* Der Richtlinienvorschlag der Kommission war im einzelnen gekennzeichnet durch fünf Hauptaspekte (Übersicht 3):

(1) Der Schaffung eines transparenten, objektiven und diskriminierungsfreien *Genehmigungsystems* für die Erzeugung und die Übertragung von Strom. Dies implizierte die Beseitigung nationaler Sonderregelungen bezüglich Bau und Betrieb von Erzeugungsanlagen und Leitungen. Ziel war die Öffnung der nationalen Märkte für Investitionen in Erzeugung und Transport für neue, für gebietsfremde und für ausländische Unternehmen.

---

24 Dieser Ansatz wurde und wird beispielsweise in einigen US-Bundesstaaten verfolgt (vgl. Kumkar 1996a: 17–21).

25 Auch dieser Ansatz wird in einigen US-Bundesstaaten verfolgt und ist ein Teil der Reformen beispielsweise in Kalifornien (Kumkar 1996b oder 1996c). Es ist auch konstituierendes Merkmal der norwegischen Stromwirtschaft (Wangenstein und Holtan 1995).

(2) Der Einführung eines freien Netzzugangs für in- und ausländische Stromerzeuger, wodurch Übertragungs- und Verteilungsunternehmen zur Öffnung ihrer Netzwerke zu vorher publizierten „vernünftigen" Konditionen verpflichtet würden (Tarifierungspflicht). Die Netze würden somit einem *Common-Carrier-Status* unterworfen, der bereits im Arbeitsdokument von 1988 als eine mögliche Option für die Verbesserung des innergemeinschaftlichen Stromaustauschs genannt wurde (Kommission 1988: Ziffer 61). Exklusive Import- und Exportrechte waren mit diesem Regime unvereinbar und müßten daher beseitigt werden.
(3) Zeitlich auslaufende größenmäßige Begrenzung des vorgesehen Kreises der Nachfrager (*zugelassene Kunden*), die Zugang zu dem durch die Aspekte (1) und (2) geschaffenen wettbewerblichen Markt erhalten hätten.
(4) Vertikale Entflechtung des Managements und der Rechnungsführung in Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Stromhandel bei vertikal integrierten Unternehmen (*Unbundling*), um die Transparenz der wirtschaftlichen Vorgänge zu gewährleisten; die Eigentumsverhältnisse sollen hierdurch nicht tangiert werden. Diese Maßnahme soll insbesondere die Überwachung des Verhaltens der Netzbesitzer gegenüber den Durchleitung begehrenden Unternehmen erleichtern.
(5) Formelle Benennung eines *Übertragungsnetzbetreibers*, der für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Übertragungsanlagen verantwortlich ist. Der Netzbetreiber selber darf keinen Handel mit Strom betreiben, um Anreizkonflikte zwischen Stromerzeugungs- und Stromübertragungsaktivitäten zu vermeiden. Dieser Aspekt ergänzt die unter (4) genannten Maßnahmen zur vertikalen Entflechtung.

Es war, wie unter (3) angeführt, vorgesehen, den Markt schrittweise zu öffnen. Vorgesehen war eine Einführung des Elektrizitätsbinnenmarktes in drei Stufen: In der ersten Stufe sollten die beiden bisher verabschiedeten Richtlinien (Preistransparenz und Transit) Wirkung zeigen. In der zweiten Stufe sollten bereits ab dem 1. Januar 1993 der Common-Carrier-Status der Übertragungsanlagen eingeführt werden, die Entflechtung des Managements und der Rechnungsführung vorgenommen werden und die Genehmigungsverfahren für Investitionen in Kraftwerks- und Netzanlagen liberalisiert werden. Der vorgesehene Kreis der zum Netzzugang berechtigten Nachfrager (*zugelassene Kunden*) sollte zunächst begrenzt bleiben: Zu den Abnehmern, die direkt mit den europäischen Stromerzeugern hätten verhandeln dürfen, gehörten nach den Vorstellungen der Kommission zum einen große industrielle Nutzer, deren Nachfrage an einem Standort 100 GWh übersteigt. Dies sind rund 500 Unternehmen in der EU, im wesentlichen Unternehmen der Aluminium-, Metallurgie-, Chemie-, Baustoff- und Glasindustrie. Zum anderen sollten auch größere (rund 100) europäischen Verteilungsunternehmen, die einen nationalen Marktanteil von mindestens 3 vH besitzen, ein Netzzugangsrecht

erhalten. Über die Verteilungsunternehmen sollten nach dem Willen der Kommission auch kleine Nachfrager von dem intendierten Wettbewerb profitieren.

In der dritten und letzten Stufe (ab 1. Januar 1996) sollten die definitiven Kriterien für den Kreis der zum Netz zugangsberechtigten Nachfrager festgelegt werden. Die 100 GWh-Schwelle war also explizit nur als Eingangswert vorgesehen, der zu einem späteren Zeitpunkt nach unten revidiert werden sollte.

Von besonderer Bedeutung waren die Vorschriften zu den Netzzugangsbedingungen. Das im Kommissionsvorschlag vorgesehene Common-Carrier-Verfahren war in dieser Hinsicht sehr weitgehend, insbesondere wurde dem Besitzer der Übertragungsanlagen keinerlei Vorrang bei der Nutzung seiner Netze eingeräumt. Es hätte somit eine weitgehende Trennung von Eigentum und Nutzung der Netzanlagen stattfinden müssen. Der Kommissionsvorschlag konnte daher als Vorschlag zur Einrichtung eines *Common-Carrier-Modells* charakterisiert werden.[26]

Die Vorschriften zur vertikalen Entflechtung integrierter Unternehmen (Unbundling) verstärkten die Vorschrift, die Netzaktivitäten organisatorisch und buchhalterisch vollständig von der Stromerzeugung und dem Stromhandel trennen zu müssen. Generell kann eine derartige Auferlegung von Vorschriften zur vertikalen Entflechtung zwei Zielen dienen: (i) Zum einen kann es eine partielle Deregulierung beispielsweise in der Stromerzeugung erlauben. Es wird regelmäßig davon ausgegangen, daß die Stromübertragung Charakteristika eines natürlichen Monopols aufweist. Dann kann die Stromübertragung nur gezielt wirksam wettbewerbspolitisch überwacht werden, wenn den Überwachungsgremien detaillierte Informationen über die Kosten in diesem Unternehmensbereich vorliegen. In diesem

---

26 In der Diskussion um die Reform der europäischen Stromwirtschaft ist dieser kontroverse Aspekt der Kommissionsvorstellungen unter verschiedenen Bezeichnungen genannt worden. Gebräuchlich ist der Begriff „Netzzugang Dritter" (Third Party Access, TPA), wobei die Dritten z.B. gebietsfremde Erzeuger sein können. In der Version des Kommissionsvorschlags von 1992 ist jedoch der Begriff des „Common-Carrier-Modells" für das angestrebte Regime des Netzzugangs anschaulicher und wird daher in diesem Beitrag verwandt. Das Common-Carrier-Modell ist von dem insbesondere in der deutschen Reformdiskussion verwandten Begriff des „Durchleitungsmodells" (oder „Modell spezifischer Durchleitungsrechte") abzugrenzen. Dieses Modell, auf das weiter unten noch eingegangen wird, zeichnet sich regelmäßig dadurch aus, daß dem Eigentümer eine prioritäres Netznutzungsrecht zusteht. Andere potentielle Nutzer können grundsätzlich nur dann das Recht zur Netznutzung (Durchleitung) in Anspruch nehmen, wenn der Eigentümer über freie Durchleitungskapazitäten verfügt. Auch zeichnen sich die Vorschläge zur Einführung eines Durchleitungsmodells häufig dadurch aus, daß das spezifische, individuelle Recht auf Durchleitung einzelfallbezogen erwirkt werden muß. Ein Common-Carrier-Modell, so wie es in diesem Beitrag verstanden wird, beinhaltet hingegen transparente und uniforme Rationierungsmechanismen für die Nutzung knapper Netzkapazitäten. Diese uniformen Rationierungsmechanismen sowie die publizierten Netznutzungstarife sind konstituierendes Merkmal des Kommissionsvorschlags von 1992.

Fall kann die Stromerzeugung unter Umständen dereguliert werden. Bei fehlender Kenntnis der Überwachungsgremien über die Kostenstruktur integrierter Unternehmen könnten Kosten zwischen den verschiedenen Unternehmensteilen verschoben werden. Dies läßt sich unter Gewinnregulierungsaspekten nur dadurch verhindern, daß das integrierte Unternehmen als Ganzes gewinnreguliert wird. Dies ist aber gerade das Gegenteil dessen, was bei wettbewerblichen Reformen im Stromsektor erreicht werden soll. (ii) Zum anderen scheint eine vertikale Entflechtung unter wettbewerbspolitischen Gründen dann angezeigt, wenn vertikal integrierte Unternehmen untereinander oder mit Dritten Handel treiben (und das ist ein erklärtes Ziel insbesondere auch der Stromrichtlinie). Wenn wiederum grundsätzlicher Regulierungsbedarf für die Stromversorgung unterstellt wird, so müssen den Überwachungsgremien in diesem Fall erst recht detaillierte Informationen über die Kostenstruktur der beteiligten Unternehmen vorliegen. Andernfalls lassen sich die Übertragungskonditionen nicht sinnvoll überwachen.

Die geschilderten Bestimmungen zum Netzzugang und die flankierenden Maßnahmen zur vertikalen Entflechtung verdeutlichen die als fast revolutionär zu bezeichnende Stoßrichtung der EU-Kommission, da die Vorschriften einen weitgehenden Umbau fast aller bestehenden nationalen Unternehmensstrukturen impliziert hätten. Dabei fallen die Ähnlichkeiten des ersten Kommissionsvorschlags mit den britischen Reformen von 1989/90 (vgl. Kumkar 1994) ins Auge. Im Gegensatz zu den derzeit beobachtbaren Reformen in verschiedenen Mitgliedsstaaten, die in der Mehrzahl erst durch Diskussion auf europäischer Ebene angestoßen wurden, gingen die Reformen im Vereinigten Königreich den Brüsseler Vorschlägen zeitlich voran. Daß sie auch inhaltlich als Vorbild des ersten Kommissionsvorschlags gelten können, machen die Vorschriften zur konkreten Ausgestaltung der wettbewerblichen Reformen deutlich (vgl. ähnlich Cross 1996: 282). In beiden Fällen kann die Grundausrichtung als *Kombination* einer *Deregulierung* in *Stromerzeugung* und *-handel* mit einer gezielten *Neuregulierung* der *Stromübertragung* bezeichnet werden.

2. Widerstände und Spannungen im politischen Prozeß

Ein Vergleich des Kommissionsvorschlags mit den existierenden Ordnungsmodellen in den Staaten der EU offenbart erhebliche Diskrepanzen. Eine Umsetzung des Common-Carrier-Modells hätte drastische Anpassungsmaßnahmen in den Stromwirtschaften der Mitgliedstaaten bedeutet. Nicht überraschend, fand der Vorschlag der Kommission vielfältigen Widerstand im politischen Raum. Die Diskussionen um den Richtlinienvorschlag kreisten im folgenden um zwei Argumentationslinien: Die eine Linie unterstützte generell den Kommissionansatz eines Common-Carrier-Modells und den damit intendierten Wettbewerb sowohl in der Stromerzeugung als

auch bei der Versorgung von Endkunden. Die andere Linie verfocht die weitgehende Beibehaltung der vertikal integrierten Versorgungsunternehmen und der geschlossenen Versorgungsgebiete und hielt allenfalls den begrenzten Wettbewerb in der Stromerzeugung ohne direkte Vertragsbeziehungen zwischen konkurrierenden Stromerzeugern und den Stromendnachfragern für machbar und sinnvoll.

Zu den Befürwortern des von der Kommission gewählten Common-Carrier-Modells gehörten nur wenige Regierungen (genauer: die des Vereinigten Königreichs) und die Organisationen der großen Stromverbraucher.[27] Diese sahen in der durch das Common-Carrier-Modell geschaffenen Möglichkeit von direkten Vertragsverhandlungen zwischen den Nachfragern und Stromerzeugern den notwendigen „Hebel", um den Wettbewerb in der Stromversorgung anzukurbeln. Die in dem Richtlinienvorschlag vorgesehene Einführung eines regulierten Netzzugangs wurde und wird angesichts der Marktmacht der vorherrschenden integrierten Netzbetreibergesellschaften für sinnvoll und notwendig erachtet. Der vorgesehene Common-Carrier-Status stellt auch aus dieser Sicht sicher, daß der Netzbetreiber nicht unter Verweis auf eigene Netznutzung die Durchleitung „fremden" Stroms verweigern kann. Diese eigene Netznutzung — und vor allem der Ausbau der Netzanlagen — könnte andernfalls strategisch derart manipuliert werden, daß Durchleitungen und damit wirksamer Wettbewerb in der Stromversorgung verhindert werden. Generell befürworten Vertreter dieses Standpunkts eine Anwendung des allgemeinen europäischen Wettbewerbsrechts auch in der Stromwirtschaft.

Die andere Seite der Diskussion wurde von denjenigen vertreten, die möglichem Wettbewerb in der Stromversorgung prinzipiell kritisch gegenüber stehen. Zu den Vertretern dieser Argumentationslinie gehörten die Mehrheit der nationalen Regierungen und fast alle Verbände der Versorgungsunternehmen.[28] Aus dieser Sicht sollte es den Mitgliedsländern überlassen bleiben, im Rahmen der Daseinsvorsorge öffentliche Dienstleistungspflichten zu definieren und den Unternehmen aufzuerlegen. Dies würde — in glatter Umkehrung der Stoßrichtung der Kommission — die Definition eines wettbewerblichen Ausnahmebereichs für die Stromversorgung auf europäischer Ebene implizieren. Gestützt auf die technischen Besonderheiten der Stromversorgung, gepaart mit dem Charakter des Stroms als Gut von besonderer

---

27 Vgl. etwa zur Sicht des deutschen Verbands der Industriellen Strom- und Kraftwirtschaft (VIK 1993; 1995)

28 Zur französischer Position vgl. Taccoen (1990: 80) und Cross (1996: 43). Zu ähnlichen Argumenten aus Sicht der deutschen RWE als Vertreter der Verbundunternehmen vgl. Bierhoff (1990: 759). Aus Sicht der deutschen Regionalunternehmen waren die Reformen auf europäischer Ebene bereits deswegen abzulehnen, da „das strategische Ziel (der wettbewerblichen Reformen) ... die Schwächung der Regional- und Verbundstufe" bleibt, und keine Effizienzverbesserungen gegenüber der gegenwärtigen Marktstruktur erreicht werden würden (vgl. Recknagel 1990: 220). Die Position des VDEW findet sich in VDEW (1994).

öffentlicher Bedeutung brachten die Vertreter dieser Seite vor, daß Wettbewerb in der von der Kommission gewählten Form Gefahren sowohl für die Kostengünstigkeit als auch für die Versorgungssicherheit der Strombereitstellung birgt. Insbesondere die beabsichtigte Ermöglichung von direkten Vertragsbeziehungen zwischen konkurrierenden Stromanbietern und Endkunden wird als effizienzgefährdend genannt.[29]

Auf der Ebene der europäischen Instanzen waren die Reaktionen ebenfalls eher ablehnend. Nicht zu Unrecht wurde von den Vertretern der nationalen Regierungen befürchtet, daß die von der Kommission vorgeschlagenen Maßnahmen in der Konsequenz die Aufhebung der geschlossenen Versorgungsgebiete in der europäischen Stromversorgung bedeuten würden. Der Rat verabschiedete bereits Ende 1992 eine Resolution, durch die die Kommission zu Änderungen am Richtlinienvorschlag aufgefordert wurde. Die gewünschten Änderungen sollten zu einer stärkeren Berücksichtigung der nationalen energie- und industriepolitischen Leitlinien führen (vgl. *Europe* 1992). Besonderer Widerstand entzündete sich auch im Rat an der vorgesehenen der Einrichtung eines Common-Carrier-Modells, also der Einführung von Netzzugangsrechten für Dritte.

Auch der Wirtschafts- und Sozialausschuß, dem der Richtlinienentwurf vom Rat zugeleitet wurde, nahm eine stark ablehnende Haltung ein. Unter Berufung auf die besonderen Merkmale des Elektrizitätssektors hält er die Versorgungssicherheit

---

29 In der Stellungnahme der Verbands kontinentaleuropäischen Versorgungsunternehmen (Eurelectric 1991) wurde beispielsweise unter Verweis auf die Besonderheiten des Stromsektors (Kapitel C oben) darauf hingewiesen, daß

- die Versorgungssicherheit bei der Einführung von Durchleitungsrechten generell gefährdet wäre, da keine zentrale Netzkontrollsysteme mehr existieren würden und die Beibehaltung von Notfallsystemen kaum mit der Durchführung von bilateralen Lieferverträge zu vereinbaren wäre;
- Wettbewerb in der Stromversorgung generell nicht mit dem notwendigen Investitionsbedarf in der kapitalintensiven Stromwirtschaft zu vereinbaren wäre;
- Wettbewerb mit Marktpreisschwankungen einhergehen würden;
- Wettbewerb in der Stromwirtschaft nicht mit nationale Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung mit Primärenergien zu vereinbaren wäre;
- Strompreiserhöhungen für kleinere Kunden zu erwarten wären, da größere Kunden quersubventionierte Stromlieferungen aushandeln könnten und schließlich
- generell mit einer zunehmenden Reglementierung zu rechnen wäre.

Daraus folgte aus Sicht der Gegner des Kommissionsvorschlages zwingend, daß die vorgesehene Einführung eines Common-Carrier-Modells für die Stromübertragung ein falscher Weg wäre. Die hierbei durch bilaterale Lieferverträge begründeten Durchleitungen durch fremde Netze würden im Gegenteil die Effizienz in der Stromwirtschaft nachhaltig schädigen. Die Kommission wurde von den europäischen Stromversorgern aufgefordert, „andere Möglichkeiten zu untersuchen, die es im Gegensatz zur Öffnung der Stromnetze für Dritte für nützlich und der Elektrizitätswirtschaft angemessen hält." (Eurelectric 1991: 627).

und die Erfüllung der vom Wirtschafts- und Sozialausschuß konstatierten öffentlichen Pflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit wettbewerblichen Prinzipien für unvereinbar. Er lehnte daher die vorgeschlagenen Schritte zur Liberalisierung und insbesondere den Netzzugang Dritter kategorisch und mit großer Mehrheit ab (WSA 1993).

Im EU-Parlament stieß die Einführung des freien Netzzugangs für Endnachfrager ebenfalls auf größten Widerstand. In der Stellungnahme wurde eine substantielle Änderung des Entwurfs verlangt; (EP 1993; vgl. auch McGowan 1993: 58 f.) Im einzelnen stellte das Parlament eine Priorität der Harmonisierung nationaler Energiepolitiken als Vorbedingung für eine Liberalisierung auf EU-Ebene fest. Dies sollte nach Willen des Parlaments insbesondere für den Umweltschutz und die Steuersysteme gelten. Daneben wurde die Einführung umfangreicher neuer Institutionen zur Regulierung des europäischen Strommarktes gefordert. Bezüglich der Hauptaspekte des Kommissionsvorschlages wurden wesentliche Korrekturen gefordert:

(1) In die Richtlinie sollte die — oben angesprochene — Möglichkeit der Einführung von öffentlichen Ausschreibungswettbewerb für neue Anlagen als Alternative zum transparenten und nichtdiskriminierenden Genehmigungsverfahren eingefügt werden.[30] Die Mitgliedstaaten sollten bei der Umsetzung der Richtlinie das Wahlrecht erhalten, eines dieser beiden Verfahren zur „Liberalisierung" der Elektrizitätserzeugung und -übertragung zu implementieren.

(2) Ferner wurde verlangt, daß das Recht des Netzzugangs Dritter in das Ermessen der nationalen Entscheidungsträger gestellt wird, also gebietsmonopolistische Versorgungsunternehmen unter nationaler Billigung weiter bestehen können. Die oben erwähnten „sonstigen" Gründe für die Verweigerung des Netzzugangs hatten demzufolge sehr weit gefaßt werden müssen.

(3) Damit zusammenhängend, sollen Endverbraucher nur dann die Möglichkeit der direkten Lieferungen von Stromerzeugern erhalten, wenn der jeweilige Mitgliedstaat das unter (1) genannte Genehmigungsverfahren wählt. Im Falle, daß der jeweilige Mitgliedstaat den Weg des Ausschreibungswettbewerbs für neue Erzeugungs- und Übertragungsanlagen wählt, sollen Endkunden keinen direkten Zugang zu den Stromerzeugern erhalten, Netzzugangsrechte mit dem Zweck der Ermöglichung bilateraler Lieferbeziehungen also grundsätzlich nicht gewährt werden.

(4) Die vertikale Entflechtung soll sich nur auf buchhalterische, nicht auf organisatorische Aspekte beziehen.

---

30 Als Argument für die Überlegenheit eines Auschreibungswettbewerbs in der Stromerzeugung gegenüber einem Genehmigungsverfahren wurde von den Befürwortern beispielsweise vorgebracht, daß ein Ausschreibungswettbewerb einfacher durch Regulierungsinstanzen zu überwachen wäre; vgl. Bouttes und Leban (1995:142).

Damit waren die Parlamentsvorschläge Ausdruck einer weitgehenden Ablehnung des Kommissionsansatzes zur Reform der Stromwirtschaft. Die vom Parlament vorgeschlagenen Änderungen hätten bei vollständiger Berücksichtigung in ihrer Gesamtwirkung eine komplette Änderung oder sogar Umkehrung der Stoßrichtung der Richtlinie impliziert.

Insgesamt kann zusammengefaßt werden, daß der Entwurf der Kommission auf vielfältige Einwände stieß. Die Kritiken waren dabei widersprüchlich und nur darin eins, daß der Kommissionsvorschlag keinesfalls geltendes EU-Recht werden dürfte. Die Spanne reichte von glatter Ablehnung jedweder Einführung selbst begrenzter Rechte des Netzzugangs für gebietsfremde Stromerzeuger bis hin zu Modifikationswünschen, die an der von der Kommission intendierten organisatorischen Ausgestaltung des Netzzugangs ansetzten.

3. Abschwächung des Common-Carrier-Modells: Ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte

Angesichts des massiven Widerstands gegen die Kommissionsvorstellungen seitens der meisten nationalen Regierungen und der etablierten Versorgungsunternehmen war die EU-Kommission gezwungen, ihre Konzeption zu überdenken. Im Dezember 1993 wurde daher der Kommissionsvorschlag in modifizierter Form neu vorgelegt (Kommission 1993a). Die wesentlichen Neuerungen gegenüber dem vorher propagierten Common-Carrier-Modell waren folgende (Übersicht 3):

Übersicht 3 — Wesentliche Elemente der Modelle zur Reform der europäischen Stromwirtschaft

Kriterium	Erster Kommissionsvorschlag (1992): Common-Carrier-Modell	Modifizierter Kommissionsvorschlag (1993): Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Alleinabnehmermodell (1994)	Endgültige Richtlinie (1996)
Anlagenbau	Transparentes, objektives und nichtdiskriminierendes Genehmigungsverfahren: Jeder Interessent kann eine Genehmigung zum Bau von Anlagen zur *Erzeugung* und zur *Übertragung* beantragen (Art. 4, 5)	Transparentes, objektives und nichtdiskriminierendes Genehmigungsverfahren: Jeder Interessent kann eine Genehmigung zum Bau von Anlagen zur *Erzeugung* und zur *Übertragung* beantragen (Art. 5) *oder*: Öffentliche Ausschreibungsverfahren für neue Kapazitäten in *Erzeugung* und *Übertragung*.(Art. 5, 6). Ausschreibende Stelle ist eine unabhängige Stelle oder eine Behörde, die nicht identisch mit dem Netzbetreiber ist (Art. 6). Unabhängige Erzeuger und Eigenerzeuger haben jedoch parallel ein Recht auf Genehmigung neben dem Ausschreibungsverfahren (Art. 5)	Öffentliche Ausschreibungsverfahren für neue *Erzeugungskapazitäten*, die in das öffentliche Netz einspeisen. Alleinerzeuger sowie Stromexporteure können parallel Genehmigung beantragen. Unabhängige Erzeuger können nur über die Ausschreibung an der Erzeugung für Inlandsnachfrage partizipieren. Die Ausschreibung wird von einer Regulierungsbehörde durchgeführt. *Übertragungsanlagen* sind nur durch den Alleinabnehmer zu bauen. Ausnahmen sind für unabhängige Erzeuger zum Export und für Eigenerzeuger vorgesehen	Transparentes, objektives und nichtdiskriminierendes Genehmigungsverfahren: Jeder Interessent kann eine Genehmigung zum Bau von Anlagen zur *Erzeugung* beantragen (Art. 5). Gleiches gilt im *Übertragungsbereich* für Direktleitungen zur Versorgung eigener Unternehmensteile oder zugelassenen Kunden (Art. 20) *oder*: Öffentliche Ausschreibungsverfahren für neue *Erzeugungskapazitäten*, die in das öffentliche Netz einspeisen (Art. 6). Ausschreibende Stelle ist eine unabhängige Stelle oder eine Behörde, die nicht identisch mit dem Netzbetreiber ist (Art. 6). Unabhängige und Eigenerzeuger haben jedoch auch eine Recht auf Genehmigung neben dem Ausschreibungsverfahren (Art. 6). Im *Übertragungsbereich* gelten gleiche Vorschriften wie im Fall des transparentes und nichtdiskriminierenden Genehmigungsverfahren (Artikel 20)
Netzzugangsregime für Erzeuger	Common-Carrier-Status der Übertragungnetze (Art. 14) (Netzzugang kann nur unter stark begrenzten Bedingungen verweigert werden)	Spezifische Durchleitungsrechte für Erzeuger (verhandelter Netzzugang) (Art. 21)	Keine Durchleitungsrechte für konkurrierende Erzeuger, sondern nurmehr Einspeisungsrecht in das Netz des Alleinabnehmers und Verkauf an den Alleinabnehmer. Unbedingtes Einspeisungsrecht für aus regenerativen Energien und in KWK-Anlagen erzeugten Strom zu regulierten Preisen in das Netz des Alleinabnehmers. Ausnahmen vom Alleinabnehmermodell nur für unabhängige Exporteure	Spezifische Durchleitungsrechte für Erzeuger (verhandelter Netzzugang), dieser kann aus technischen Gründen versagt werden versagt werden) (Art. 17) *oder* Durchleitungen nach publizierten Durchleitungstarifen (Art. 17) *oder* Einspeisungsrecht in das Netz des Alleinabnehmers unter bestimmten Bedingungen (Art. 18). In letztem Fall gilt, daß entweder der Strom grundsätzlich vom Alleinabnehmer zu regulierten Preisen gekauft werden muß oder der Nachfrager das Recht zum verhandelten Netzzugang

Kriterium	Erster Kommissionsvorschlag (1992): Common-Carrier-Modell	Modifizierter Kommissionsvorschlag (1993): Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Alleinabnehmermodell (1994)	Endgültige Richtlinie (1996)
				erhält
zugelassene Kunden	Große Industrieabnehmer (> 100 GWh Jahresverbrauch) sowie Verteiler ab 3 vH nationalem Marktanteil als Mindestöffnung (Art. 7)	Große Industrieabnehmer (> 100 GWh Jahresverbrauch) sowie Verteiler ohne Größenbeschränkung (Art. 21)	Große Industrieabnehmer, die allerdings nur mit ausländischen Erzeugern (nach Genehmigung durch den zuständigen Minister) Verträge schließen können. Der Alleinabnehmer bezahlt dem ausländischen Anbieter den inländischen Abgabepreise abzüglich eines Durchleitungsentgelts (Dreiecksgeschäft). Dem Alleinabnehmer stehen Möglichkeiten offen, den Ankauf des kontrahierten Stroms auch aus Gründen der Erfüllung öffentlicher Dienstleistungspflichten zu verweigern	Große Industrieabnehmer (> 100 GWh Jahresverbrauch), weitere Industrieabnehmer und Verteiler nach nationale Ermessen, solange die nationale Mindestöffnungsquote erreicht wird
Maßnahmen zur vertikalen Entflechtung	Vertikale Entflechtung der Organisation (Art. 8) und der Rechnungslegung (Art. 24) in Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Ferner muß buchhalterisch zwischen Verteilung und Handel entflochten werden (Art. 24)	Vertikale Entflechtung der Rechnungslegung in Erzeugung, Übertragung und Verteilung (Art. 20). Abgeschwächte organisatorische Entflechtung des Netzbetreibers von anderen Unternehmensbereichen (Art. 8)	Vertikale Entflechtung der Rechnungslegung vorgesehen	Vertikale Entflechtung der Rechnungslegung in Erzeugung, Übertragung und Verteilung (Art. 14). Abgeschwächte organisatorische Trennung des Netzbetreibers von anderen Unternehmensbereichen (Art. 7)
Funktion des Netzbetreibers	Betrieb, Wartung und Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet (Art. 8); Abruf der Kraftwerke nach transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien sowie unter Berücksichtigung des „wirtschaftlichen Vorrangs" (Art. 13) Der Netzbetreiber selber handelt nicht mit Strom, mit Ausnahme von in kleinen, auf regenerativen und KWK-Technik basierenden Kraftwerken, denen bei dem Abruf ein Vorrang eingeräumt wird (Art. 9	Betrieb, Wartung und Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet (Art. 8) für einen Zeitraum von mindestens 15 Jahren; Abruf der Kraftwerke nach transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien sowie unter Berücksichtigung des „wirtschaftlichen Vorrangs" (Art. 13) Keine spezielle Bestimmung zur Handelsaktivität des Netzbetreibers	Der Alleinabnehmer ist als Netzbetreiber für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes zuständig. Er ist zusätzlich für die langfristige Planung des Gesamtsystems der Erzeugung und Übertragung zuständig , organisiert die Ausschreibungsverfahren, kauft Importstrom und organisiert die Durchleitungen für den Export	Betrieb, Wartung und Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet (Art. 7) für einen von den Mitgliedsstaaten festzulegenden Zeitraum; Abruf der Kraftwerke nach transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien sowie unter Berücksichtigung des „wirtschaftlichen Vorrangs" (Art. 8). Vertragliche Verpflichtungen beispielsweise aus Ausschreibungsverfahren sind zu berücksichtigen. Keine spezielle Bestimmung zur Handelsaktivität des Netzbetreibers

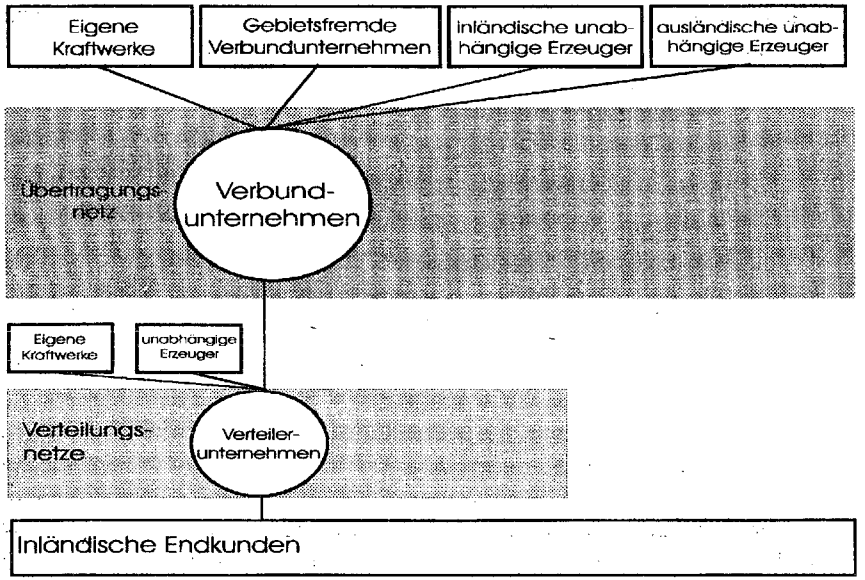
Kriterium	Erster Kommissionsvorschlag (1992): Common-Carrier-Modell	Modifizierter Kommissionsvorschlag (1993): Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Alleinabnehmermodell (1994)	Endgültige Richtlinie (1996)
	und 13) und mit Ausnahme von Stromerzeugung zu Netzhilfszwecken. Er ist zuständig für die Bereitstellung von Netzhilfsdienstleistungen	Er ist zuständig für die Bereitstellung von Netzhilfsdienstleistungen		Er ist zuständig für die Bereitstellung von Netzhilfsdienstleistungen
Nationale Maßnahmen im gemein-wirtschaftlichen Interesse	Bestimmungen nur für die Konditionen der Belieferung von kleinen Letztverbrauchern (Art. 16 Abs. 2)	Die Staaten können unter Einhaltung des Gemeinschaftsrechts den Elektrizitätsunternehmen öffentliche Dienstleistungspflichten auferlegen (Art 3, Abs. 2; Art. 4 für Erzeugungs- und Übertragungsunternehmen, Art. 15 für Verteilungsunternehmen). *Der Netzbetreiber* kann auch unter Rückgriff auf die mögliche Verletzung öffentlicher Dienstleistungspflichten den Netzzugang verweigern (Art. 21 Abs. 3)	Der Staat besitzt weitreichende Befugnisse zur Auferlegung öffentliche Dienstleistungspflichten in allen Bereichen der Stromwirtschaft	Die Staaten können unter Einhaltung des Gemeinschaftsrechts den Elektrizitätsunternehmen öffentliche Dienstleistungspflichten auferlegen und zur Gewährleistung der Erfüllung dieser Aufgaben die Vorschriften der Richtlinie teilweise nicht umsetzen (Art 3, Abs. 2). Zusätzlich konkrete Bestimmungen für die Konditionen der Belieferung von kleinen Letztverbrauchern (Art. 10 Abs. 1). Der Netzzugang kann unter Rückgriff auf die mögliche Verletzung öffentlicher Dienstleistungspflichten *vom Mitgliedsstaat* untersagt werden
Sonstiges	Direktleitungen an eigene Betriebsstätten und alle anderen Kunden müssen ermöglicht werden (Art. 6)	Direktleitungen an eigene Betriebsstätten sowie zur Versorgung aller anderen Kunden müssen ermöglicht werden (Art. 22)	Direktleitungen sind nur zum Export und zur Belieferung eigener Betriebsstätten erlaubt.	Direktleitungen an eigene Betriebsstätten sowie zur Versorgung zugelassener Kunden müssen ermöglicht werden (Art. 20)
	Heimische Primärenergien können durch einen Vorrang beim *Kraftwerksabruf* unterstützt werden (max. 20 vH der Primärenergie zur Befriedigung des gesamten Stromnachfrage) (Art. 13)	Heimische Primärenergien können (ohne spezielle mengenmäßige Beschränkung) bei der *Genehmigung* neuer Anlagen unterstützt werden (Art. 7)	keine explizite Aussage zu heimischen Primärenergien	Heimische Primärenergien können durch einen Vorrang beim *Kraftwerksabruf* unterstützt werden (max. 15 vH der Primärenergie zur Befriedigung des gesamten Stromnachfrage) (Art. 8)
	Denjenigen Kraftwerken, die regenerative Energiequellen verwenden oder im Rahmen von KWK produzieren (bis zu 25 MW Erzeugungskapazität), *soll* beim Kraftwerksabruf Vorrang eingeräumt werden. (Art. 13)	Denjenigen Kraftwerken, die regenerative Energiequellen verwenden oder im Rahmen von KWK produzieren (ohne Größenbeschränkung), *kann* beim Abruf ein Vorrang eingeräumt werden (Art. 13)	Denjenigen kleineren Kraftwerken, die regenerative Energiequellen verwenden oder im Rahmen von KWK produzieren, *soll* beim Kraftwerksabruf Vorrang eingeräumt werden	Denjenigen Kraftwerken, die regenerative Energiequellen verwenden oder im Rahmen von KWK produzieren (ohne Größenbeschränkung), *kann* beim Abruf ein Vorrang eingeräumt werden (Art. 8)

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach Kommission (1992b; 1993a), Mandil et al. (1994), Rat (1997).

(1) Die Mitgliedstaaten sollten nunmehr — wie vom Parlament (und dem Verband der europäischen Versorgungsunternehmen (Eurelectric 1991)) gewünscht — ein Wahlrecht zwischen dem transparenten und diskriminierungsfreien Genehmigungsverfahren und einem Ausschreibungsverfahren für neue Stromerzeugungs- und Übertragungskapazitäten erhalten. Eine solche Option sollte es Mitgliedstaaten erlauben, weiterhin eine zentrale Investitionsplanung zu betreiben, wenn sie dies wünschten. Diese zentrale Planung auf nationaler Ebene sollte jedoch nicht in das Ermessen des Netzinhabers gestellt werden, sondern wäre politisch zu begleiten (Art. 5). Für unabhängige Erzeuger, insbesondere Eigenerzeuger, sollte jedoch weiterhin ein transparentes Genehmigungsverfahren gewährleistet werden. Hier wich der Kommissionvorschlag vom Parlamentsvorschlag ab und blieb seiner ursprünglichen Konzeption weitgehend treu. Nationale Marktzutrittsbarrieren im Segment der Stromerzeugung hätten auch nach den Bestimmungen des modifizierten Richtlinienentwurfs gesenkt werden müssen.

(2) Das Konzept des einzurichtenden Netzzugangsregimes wurde von einem Common-Carrier-Modell (freier Netzzugang) zu einem Modell spezifischer Durchleitungsrechte (verhandelter Netzzugang, Durchleitungsmodell) geändert. Gemäß diesem neu vorgeschlagenen Modell läge es prinzipiell im Ermessen des Netzbetreibers, über die Nutzung seiner Netzkapazitäten zu entscheiden. Wesentliches Charakteristikum dieses Netzzugangsregimes wäre eine prioritäre Nutzung durch den Eigentümer, ferner der Umstand, daß der Netzeigentümer nicht verpflichtet wäre, Netznutzungstarife zu veröffentlichen. Die Netznutzungspreise werden in diesem Modell verhandelt und stehen daher nicht ex ante fest, wie es im Kommissionsvorschlag von 1992 vorgesehen war. Im Zweifelsfall sollte ein Streitschlichtungsverfahren durchgeführt werden. Der Netzzugang sollte — im Gegensatz zu Parlamentsvorstellungen — auch nach dem neuen Vorschlag für große Verteilerunternehmen geöffnet werden, so daß aus Sicht der Kommission mittelbar auch kleine und mittlere Verbraucher von Kostensenkungen profitieren können. Bemerkenswert war die Bestimmung in Art. 21, wonach ein Netzbetreiber den Netzzugang verweigern kann, wenn die Gewährung des Zugangs ihn daran hindern könnte, die ihm übertragenen öffentlichen Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse zu erfüllen. Es ist aber festzuhalten, da sich gegenüber dem traditionellen Modell integrierter Gebietsmonopole durch die Möglichkeit der Direktverträge zwischen Erzeugern und Nachfragern auch in diesem Modell eine erhebliche Erweiterung der Kontrahierungsmöglichkeiten ergeben würden. Das Ausmaß der Erweiterung von Kontrahierungsmöglichkeiten gegenüber dem Status quo (integrierte Gebietsmonopole) ist einem Vergleich der Übersichten 4 und 5 zu

Übersicht 4 — Modell integrierter Gebietsmonopole



entnehmen (die Darstellung in Übersicht 5 gilt entsprechend auch für das Common-Carrier-Modell von 1992).[31]

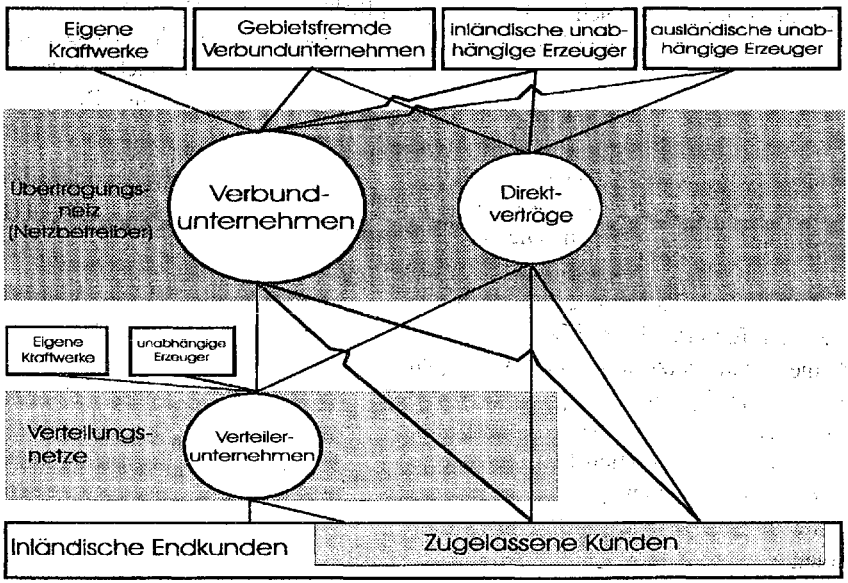
(3) Bei der Definition der zugelassenen Kunden wurde gegenüber dem ersten Vorschlag von 1992 sogar eine Erweiterung des Kreises der Netzzugangsberechtigten vorgeschlagen: Die Verteilerunternehmen werden nunmehr generell ohne Größenbeschränkungen als zugelassene Kunden definiert (Art. 21,1,i); bei den industriellen Großnachfragern hat sich die Grenze von 100 GWh nicht geändert.

(4) Die ursprünglich vorgesehene vertikale Entflechtung (Unbundling) des Managements entfällt. Weiterhin vorgesehen ist jedoch die Trennung im Bereich der Rechnungslegung, um eine effektive Überwachung des Verhaltens der integrierten Unternehmen zu erleichtern.

---

31 In Übersichten 4 bis 7 ist der allgemeine Fall dargestellt, bei dem eigenständige Verteilungsunternehmen unterhalb der Verbundunternehmen angesiedelt sind (wie beispielsweise in vielen Regionen Deutschlands). Wie oben deutlich wurde (Kapitel B.II), ist in einigen Staaten der EU diese unternehmerisch eigenständige Verteilungsebene nicht vorhanden. In diesem Fall ist die graphische Darstellung durch den Wegfall der „Verteilerunternehmen" (und deren Strombezug aus eigenen und fremden Kraftwerken) zu modifizieren.

Übersicht 5 — Modell spezifischer Durchleitungsrechte (verhandelter Netzzugang)



Die Änderungen des Vorschlages sind in Details Ausdruck der Berücksichtigung insbesondere französischer Vorstellungen hinsichtlich der öffentlichen Dienstleistungspflichten (service public), die den Elektrizitätsunternehmen auferlegt werden können (Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse lt. Art. 90 EGV), auf die bereits im Rahmen der Diskussion der Besonderheitenlehre eingegangen wurde (Abschnitt C.III). Dieses Konzept beinhaltet die für notwendig erachtete Möglichkeit, nationale gewünschte Prioritäten hinsichtlich Primärenergieträgereinsatz, Qualität der Versorgung und Preisen auf nationaler Ebene stärker politisch durchzusetzen. Sowohl bei dem Genehmigungsverfahren als auch beim Ausschreibungsverfahren des modifizierten Richtlinienvorschlags können Kriterien vorgegeben werden, die sowohl die Art der Primärenergien als auch die Umwandlungstechnologien betreffen. Der modifizierte Richtlinienentwurf gibt somit den einzelnen Mitgliedstaaten größere Möglichkeiten beispielsweise zur Unterstützung heimischer Primärenergien, als es der Entwurf von 1992 vorsah.

Der derart abgeänderte Kommissionsvorschlag war ein Kompromiß und wesentlich weniger weitgehend als der ursprüngliche Vorschlag (Faross 1994: 204). Nichtsdestotrotz traf auch der modifizierte Vorschlag nicht auf ungeteilte Zustim-

mung. Beispielsweise beurteilte der Wirtschafts- und Sozialausschuß den geänderten Richtlinienentwurf zwar gegenüber dem ersten Entwurf als durchaus verbessert, sah aber weiterhin Änderungsbedarf. Insbesondere legt er Wert darauf, daß der Auferlegung öffentlicher Dienstleistungspflichten durch die Richtlinie keine wirksamen Schranken auferlegt werden. (WSA 1994: 11.2) Die Umsetzung einer Stromrichtlinie soll mit einer gleichzeitigen Harmonisierung im Bereich der nationalen Besteuerung, der Umweltpolitik oder im Bereich der öffentlichen Dienstleistungspflichten einhergehen (WSA 1994: 10.1).

Zusammenfassend läßt sich der modifizierte Entwurf der Kommission als abgeschwächte („une approche plus réaliste", Oreja 1994) Variante des ursprünglichen Vorschlags charakterisieren. Die für den Netzbereich vorgesehene Implementierung eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte läßt gegenüber einem Common-Carrier-Modell eine geringere Wettbewerbsintensität in der Stromerzeugung erwarten. Ein Grund für diese Einschätzung liegt zum einen in den größeren Spielräumen von netzbesitzenden Versorgungsunternehmen, Durchleitungen durch strategische Eigennutzungsplanungen zu ver- oder behindern. Zweiter Grund für die Einschätzung einer geringeren Wettbewerbsintensität sind die höheren Informations- und Transaktionskosten derjenigen Netzbenutzer, die Strom durch fremde Netze leiten möchten. Im Common-Carrier-Modell der Kommission waren publizierte Netznutzungsgebühren vorgesehen. Diese Tarifierungspflicht hätte es für potentielle Netznutzer unter Umständen sehr viel einfacher gemacht, Stromlieferungsverträge ex ante auf ihre Wirtschaftlichkeit zu prüfen.

Generell gilt jedoch, daß die Kommission ihrer Konzeption — wettbewerbliche Reformen durch Öffnung der bestehenden Übertragungsnetze für Dritte in Kombination mit liberalisierten Investitionsgenehmigungsverfahren in der Stromerzeugung — treu geblieben war. Das Modell der spezifischen Durchleitungsrechte kann zwar als gegenüber dem Common-Carrier-Modell schwächere Variante zur Einführung wettbewerblicher Elemente charakterisiert werden. Gleichwohl sah auch der Vorschlag von 1993 eine erleichterte Form des Marktzutritts für neue und unabhängige Stromanbieter vor und stellte aus wettbewerbspolitischer Sicht gegenüber dem Status quo eine erhebliche Verbesserung dar.

III. Das Alleinabnehmermodell

Ein Spezifikum des Modells spezifischer Durchleitungsrechte im Kommissionsvorschlag von 1993 war die Möglichkeit der Beibehaltung nationaler und zentraler Planungsprozesse im Bereich der Stromversorgung. Das Modell sah jedoch vor,

daß parallel neben diesem Ausschreibungswettbewerb ein Genehmigungsverfahren für unabhängige Stromerzeuger eingerichtet werden muß. Insofern bestünde auch bei der Etablierung des Ausschreibungsverfahrens für unabhängige Unternehmen eine „exit-Option". Es würde ihnen freistehen, neben dem zentralen System unabhängige Anlagen für die Belieferung eigener Kunden zu bauen. Ein von französischer Seite vorgelegtes Modell, das sogenannte Alleinabnehmermodell, zeichnete sich durch die Tatsache aus, daß diese Handelsmöglichkeiten neben dem zentralen System ausgeschlossen wurden. Konstituierendes Prinzip dieses Modells war der Umstand, daß unabhängige oder gebietsfremde Stromanbieter alleine an einen einzigen Aufkäufer liefern dürfen. Dieser *Alleinabnehmer* ist dann zuständig für die Belieferung von Endkunden und im Prinzip auch diejenige Instanz, die für den Außenhandel verantwortlich ist. Dieses Modell wird im folgenden aufgrund der bis heute reichenden Bedeutung in seiner Grundstruktur dargestellt. Im Anschluß an diese Darstellung steht eine Diskussion, inwieweit die Implementierung dieses Modell in einem Mitgliedsland grundsätzlich mit der Implementierung des Modells spezifischer Durchleitungsrechte in einem anderen Mitgliedsland vereinbar ist.

1. Das Modell

Die in der politischen und wirtschaftswissenschaftlichen Diskussion um Reformen der Stromwirtschaft regelmäßig am kontroversesten diskutierte Frage ist die nach der Ausgestaltung des Netzzugangsregimes für gebietsfremde Stromerzeuger. Diese Aussage gilt für bereits durchgeführte nationale Reformen beispielsweise im Vereinigten Königreich (Kumkar 1994), in Norwegen (Wangenstein und Holtan 1995; Wiedswang 1993; Moen 1995) oder den Vereinigten Staaten (Kumkar 1996c; 1996d). Sie gilt auch für die laufenden Reformbestrebungen in Deutschland, auf die weiter unten ausführlich eingegangen wird. Und sie gilt auch für die Diskussionen um die Stromrichtlinie.

In beiden bisher diskutierten Stadien des Kommissionsvorschlags war die Möglichkeit der direkten Vertragsbeziehungen zwischen verschiedenen Stromerzeugern und Stromnachfragern wesentlicher Bestandteil. Die Möglichkeit von Durchleitungen durch fremde Netze war das Instrument, das zu Wettbewerb zwischen verschiedenen Stromerzeugern und zu einer Erhöhung der Effizienz führen sollte. Diesem Reformmodell wurde insbesondere von französischer Seite ein anderes Modell, das des Alleinabnehmers gegenübergestellt.[32] Dieses Reformmodell wählt als Ansatzpunkt für die Reformen keinen Wettbewerb um Endkunden zwischen mehreren Anbietern, sondern setzt alleine auf „veranstalteten" Wettbewerb in der

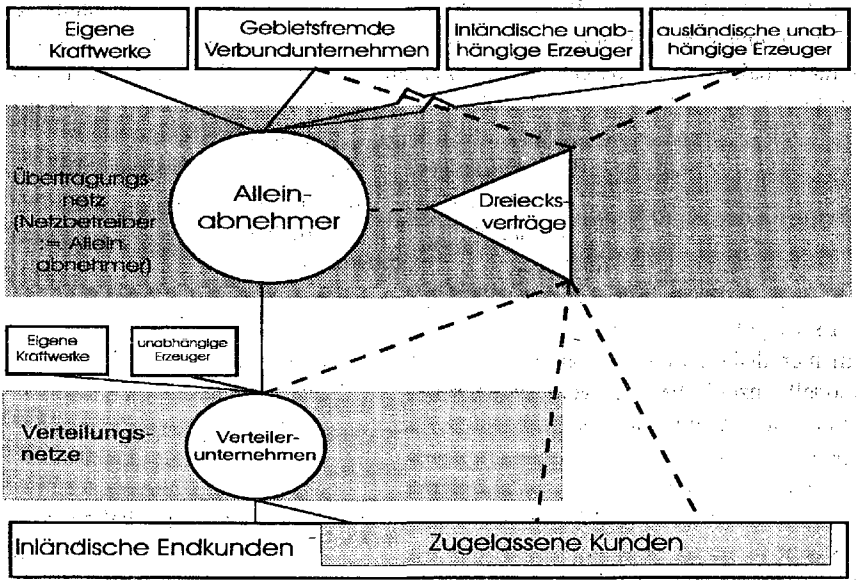
[32] Die Konzeption des Alleinabnehmermodells findet sich in Mandil et al. (1994); vgl. auch Mathis (1995) und Bouttes und Leban (1995).

Stromerzeugung. Von veranstaltetem Wettbewerb kann gesprochen werden, da die Aktivitäten Übertragung, Verteilung und Verkauf an Endkunden weiterhin von vertikal integrierten Unternehmen durchgeführt werden sollen (Übersicht 3). Es stellt eine spezielle Form des bereits skizzierten Ansatzes der Neuregulierung der Stromerzeugung und damit grundsätzlich eine andere Strategie als die von der Kommission gewählte dar.

Der Wettbewerb in der Erzeugung wird durch eine Erweiterung des aus der obigen Diskussion bekannten Ausschreibungsverfahren für neue Erzeugungskapazitäten in Verbindung mit einer Ankaufspflicht des Alleinabnehmers angestrebt. Der Alleinabnehmer wird verpflichtet, jeden in derartigen Kraftwerken erzeugten Strom zu regulierten Preisen anzukaufen. Die Inlandsnachfrage wird grundsätzlich vom Alleinabnehmer beliefert. Im Alleinabnehmermodell sind Direktverträge zwischen unabhängigen inländischen Erzeugern und inländischen Nachfragern explizit untersagt. Als Ausnahmen von diesem Prinzip sind nur Durchleitungen zum Zwekke grenzüberschreitender Stromlieferungen vorgesehen. Dabei sind die Modalitäten davon abhängig, ob es sich um Export- oder Importlieferungen handelt:

- Unabhängige inländische Stromerzeuger können über die Netze des Alleinabnehmers versuchen, Strom an ausländische Abnehmer zu *exportieren*. Die Möglichkeiten des Alleinabnehmers, derartige Durchleitungen zu untersagen, sind vielfältig: Derartige Durchleitungen können nicht alleine aufgrund von technischen Restriktionen verhindert werden, sondern auch unter Hinweis auf die mögliche Verletzung öffentlicher Dienstleistungsverpflichtungen. Steigen beispielsweise durch die Durchleitung unabhängigen Stroms in das Ausland die durchschnittlichen Erzeugungskosten im Inland für die Belieferung der inländischen Kunden, so kann dies die Untersagung der Durchleitung begründen. Dieser Fall ist nicht unrealistisch: Jede individuelle Durchleitung kann eine Anpassung der inländischen Lastverteilung erfordern. War die vom Alleinabnehmer geplante Lastverteilung ohne die Durchleitung effizient, so führt die Anpassung fast definitorisch zu einer Erhöhung der Kosten, mit der Folge, daß die Durchleitung unter Umständen untersagt werden kann, selbst wenn sie gesamtwirtschaftlich effizient wäre. Entscheidendes Kriterium ist hier alleine die Kostenentwicklung bei der Belieferung der eigenen Kunden des Alleinabnehmers. Im Prinzip liegt hier speziell für Exportlieferungen eine — sehr restriktive — Variante des Modells spezifischer Durchleitungsrechte vor.
- *Stromimporte* von inländischen Nachfragern sind grundsätzlich nicht möglich. Die einzige Form, in der solche Nachfrager Strom „importieren" können, ist die eines Dreiecksgeschäfts (Übersicht 6). Der Nachfrager schließt einen Liefervertrag mit einem ausländischen Lieferanten ab. In diesen Kaufvertrag kann dann der Alleinabnehmer „eintreten". Er muß dies jedoch nur dann, wenn dies die Er-

Übersicht 6 — Alleinabnehmermodell (französischer Vorschlag)



füllung seiner öffentlichen Dienstleistungspflichten nicht behindert. Nur wenn der Alleinabnehmer in den Kaufvertrag eintritt, zahlt er an den ausländischen Stromlieferanten einen Stromeinspeisungspreis und beliefert weiterhin den Endkunden zu unveränderten Konditionen. Letztendlich bezahlt der Endkunde als Strompreis den mit dem ausländischen Lieferanten vereinbarten Preis zuzüglich eines Übertragungsentgeltes für die „Durchleitung" durch das Netz des Alleinabnehmers. Zu beachten ist in diesem Fall des Importes, daß das „Eintreten" des Alleinabnehmers in den Liefervertrag Bedingung des Zustandekommens der Lieferung ist. Der Alleinabnehmer würde durch das Eintreten gerade nicht die Einspeisung des ausländischen Lieferanten in sein Netz verhindern.

Je nach Ausgestaltung der Bedingungen, unter denen diese Dreiecksgeschäfte vereinbart werden können, könnte dieses Modell im Prinzip zu den gleichen wettbewerblichen Ergebnissen führen wie das Modell der spezifischen Durchleitungsrechte. Ein Beispiel mag dies verdeutlichen: Bezeichnet P_a den bisherigen (und unveränderten) Abgabepreis des Alleinabnehmers, P_i den mit dem ausländischen Lieferanten vertraglich vereinbarten Importpreis und $P_ü$ das Übertragungsentgelt, ergibt sich der Handelsgewinn π des Endkunden als $\pi = P_a - P_i - P_ü$. Der inländische

Kunde zahlt an den Alleinabnehmer den unveränderten Preis P_a und erhält vom ausländischen Lieferanten die Zahlung von $P_a - P_i - P_ü$. Der Gesamtpreis des Endkunden beträgt $P_a - (P_a - P_i - P_ü) = P_i + P_ü$, wenn vertraglich die Übernahme der Übertragungsgebühren durch den Kunden vereinbart wurde. Der ausländische Lieferant erhält vom Alleinabnehmer eine Zahlung in Höhe von $P_a - P_ü$, er erhält somit als Gesamtpreis $P_a - P_ü - (P_a - P_i - P_ü) = P_i$. Bemerkenswert an dieser Konstruktion der Dreiecksgeschäfte ist die Tatsache, daß dem Alleinabnehmer keinerlei Informationen über den Preis eines Konkurrenzangebotes übermittelt werden, obwohl er pro forma den Strom selber importiert und dann an den Endkunden liefert. Die Konstruktion der Dreiecksgeschäfte führt im wesentlichen nur dazu, daß der Alleinabnehmer als „Zwischenhändler" fungiert, dessen Handelsspanne sich aus den vorher publizierten Übertragungstarifen ergibt.

Es ist jedoch zum einen zu beachten, daß derartige (Import-)Dreiecksgeschäfte im hier diskutierten — von französischer Seite vorgelegten — Alleinabnehmermodell einzelfallbezogen vom für Energie zuständigen Ministerium zu genehmigen sind. Zum anderen kann der Alleinabnehmer, wie bereits erwähnt wurde, die Einspeisungen unter Hinweis auf die Erfüllung seiner öffentlichen Dienstleistungspflichten verhindern und die Dreiecksgeschäfte damit wirksam unterbinden. Die exklusiv und begrenzt für Importgeschäfte vorgesehenen Dreiecksgeschäfte können als eine Konzession an das grundsätzliche Freihandelsgebot in einem europäischen Binnenmarkt charakterisiert werden, und sind wohl am besten als Instrument aufzufassen, das Konfliktpotential mit der EU-Kommission zu begrenzen (aufschlußreich: Mandil et al. 1994: 217). Diese Ausnahmebestimmungen für Stromimporte und -exporte stellen Fremdkörper innerhalb des ansonsten als recht konsistent und geschlossen zu charakterisierenden Alleinabnehmermodells dar. Sie durchbrechen das beim Alleinabnehmermodell grundsätzlich beibehaltene Prinzip der geschlossenen Versorgungsgebiete. Zu beachten ist auch, daß die Dreiecksgeschäfte ohnehin nur mit ausländischen Anbietern geschlossen werden dürften. Inländische unabhängige (oder gegebenenfalls inländische andere Verbundunternehmen) dürften keine Verträge mit inländischen zugelassenen Kunden schließen.

Das Modell des Alleinabnehmers wurde ursprünglich im Rahmen einer Arbeitsgruppe innerhalb des französischen Industrieministeriums entwickelt und würde in der Konsequenz nur wenige Änderungen im Fall vertikal und horizontal integrierter Versorgungsunternehmen verlangen; das französische, von der EdF dominierte, System könnte in seiner gegenwärtigen Form weitgehend beibehalten werden. Notwendig wäre im wesentlichen nur die Einrichtung einer nationalen Instanz für die Ausschreibung von neuen Anlagen im Bereich der Stromerzeugung. Nur diese sollte begrenzter Konkurrenz unterworfen werden. Es sei angemerkt, daß selbst

dieses Wettbewerbspotential in Frankreich angesichts der bestehenden Überkapazitäten kurz- und mittelfristig von geringer Relevanz ist.

Das Ziel des Alleinabnehmermodells war (und ist) aus Sicht seiner Verfechter die Sicherung der Erfüllung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse (service public). Die Stromversorgung stellt in dieser Sicht eine öffentliche Aufgabe im Rahmen der Daseinsvorsorge dar, und kann aus diesem Grund keinem Wettbewerb in normaler Definition ausgesetzt werden. Konstituierendes Merkmal war demzufolge die Auferlegung öffentlicher Dienstleistungspflichten für den Alleinabnehmer, vorzugsweise ein vertikal integriertes Staatsmonopol, und die Beibehaltung eines langfristigen Planungssystems; gleichzeitig sollten begrenzte wettbewerbliche Elemente auf der Erzeugerebene eingeführt werden.

Das Alleinabnehmermodell kann als eine Variante des Ausschreibungsmodells charakterisiert werden. Während im letzteren Modell (in der Version der Kommission) jedoch die Möglichkeit direkter Lieferungen von Anbietern an Verbraucher existierte, war diese Möglichkeit im französischen Vorschlag für ein Alleinabnehmermodell ausgeschlossen. Verbraucher von Strom wären von der Teilnahme an dem vom Alleinabnehmer veranstalteten Wettbewerb auf der Großhandelsebene grundsätzlich ausgeschlossen. Sie wären weiterhin auf die (regulierte) Belieferung durch ihren Gebietsmonopolisten angewiesen. Grundsätzlich gilt, daß im Alleinabnehmermodell die Elektrizitätsversorgung weiterhin eher politischen Einflußmöglichkeiten ausgesetzt werden kann, die mit dem generellen Prinzip des Binnenmarktes — unverfälschtem Wettbewerb — schwer zu vereinbaren sind. Der Effizienzdruck, der von individuellen Lieferverträgen auf das Verhalten des Alleinabnehmers ausgeübt werden könnte, ist in einem derartigen Ansatz durch den weitgehenden Ausschluß derartiger Verträge kaum mehr von Bedeutung. Um so mehr steigt gegenüber einem Modell spezifischer Durchleitungsrechte die Bedeutung der Regulierungsinstanzen und der politischen Überwachung des Alleinabnehmers. Von einer Deregulierung kann kaum die Rede sein. Im Gegenteil könnte bei einer Implementierung eher eine Zunahme der Regulierungsintensität erwartet werden, da das Verhalten des Alleinabnehmers — soll tatsächlich Wettbewerb in der Stromerzeugung angestrebt werden — intensiv überwacht werden muß. Ansonsten bestünden gegenüber dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte ein noch größerer strategischer Spielraum des Alleinabnehmers, die eigene Stromerzeugung zu bevorzugen. Die Berücksichtigung der Möglichkeiten des Alleinabnehmers, Durchleitungen, Dreiecksgeschäfte und Einspeisungen unter Verweis auf die Erfüllung öffentlicher Dienstleistungspflichten zu verhindern, verstärken diese Einschätzung noch.

2. Zur Vereinbarkeit des Alleinabnehmermodells und des Modells spezifischer Durchleitungsrechte

Es ist offenkundig, daß die beiden Reformkonzeptionen Common-Carrier-Modell bzw. Modell spezifischer Durchleitungsrechte auf der einen Seite und das Alleinabnehmermodell auf der anderen Seite völlig unterschiedlichen Leitlinien folgten: hier der Wettbewerb um Endkunden, dort der „Wettbewerb" um das Einspeisungsrecht in das Netz des Alleinabnehmers. Beide Modelle hätten bei ihrer Implementierung zu einem sehr unterschiedlichen Ausmaß des Anpassungsbedarfs in den einzelnen Mitgliedsländern geführt. Es stellte sich daher die Frage, ob und gegebenenfalls wie die beiden Konzeptionen modifiziert werden können, um nebeneinander existieren zu können. Es war beispielsweise vorstellbar, daß die deutsche Seite die Implementierung des Modells spezifischer Durchleitungsrechte, die französische Seite die Einführung eines Alleinabnehmermodells präferieren würde.

Die EU-Kommission hat zu dieser Frage, ob ein Nebeneinander der beiden Konzeptionen des Modells spezifischer Durchleitungsrechte (verhandelter Netzzugang) und des Modells des Alleinabnehmers mit dem Ziel der Schaffung eines Binnenmarktes für Strom vereinbar ist, ein Arbeitspapier vorgelegt (Kommission 1995b). Die Kommission stellte in dem Papier fest: „Beide Systeme, der verhandelte Netzzugang und der Single Buyer, führen Wettbewerb auf der Stromerzeugungssebene ein. Der modifizierte Richtlinienvorschlag der Kommission führte mit der Formel des verhandelten Netzzugangs die Wahl zwischen dem Genehmigungsverfahren (Originalvorschlag) und dem Ausschreibungsverfahren (Modifikation seitens des Parlaments) für den Ausbau neuer Produktionsanlagen ein ... " (Kommission 1995b: 9-10) und fuhr fort, „ ... obwohl die Definition der zugelassenen Konsumenten unter beiden Systemen die gleiche ist, sollte nicht vergessen werden, daß in Systemen des verhandelten Netzzugangs die zugelassenen Konsumenten frei innerhalb und außerhalb des Systems des Netzbetreibers ihre Bezugsquelle auswählen können, wohingegen unter dem Single Buyer Vorschlag die zugelassenen Kunden nur die Erlaubnis hätten, preisgünstigere Anbieter außerhalb des Elektrizitätssystems zu finden." (Kommission 1995b: 12) Eine Liberalisierung der nationalen Strommärkte durch Erweiterung der Wahlmöglichkeiten der Kunden fehlt also — wie oben bereits deutlich wurde. Dies war der erste Kritikpunkt der Kommission am französischen Alleinabnehmermodell.

Aber auch in Außenhandelsfragen war das französische Alleinabnehmermodell nach Meinung der Kommission nur schwer mit dem Binnenmarktgedanken vereinbar, da durch die monopolistische Stellung des Alleinabnehmers der grenzüberschreitende Handel mit Strom stark hätte behindert werden können. Die Möglichkeit des Stromimports über das Netz des Alleinabnehmers mußte aus Sicht der Kommission prinzipiell frei sein und das Alleinabnehmermodell entsprechend er-

weitert werden. Die Möglichkeiten des Alleinabnehmers, unter Rückgriff auf die Erfüllung öffentlicher Dienstleistungspflichten den Netzzugang zu ver- oder zu behindern, müßten eingeschränkt werden. Nach Kommissionsmeinung war es ferner notwendig, daß inländische Nachfrager Stromlieferungen mit inländischen unabhängigen Erzeugern unter den gleichen Bedingungen wie mit ausländischen Stromerzeugern abschließen können. Hierdurch wäre eine Ausnahmeregelung vom Prinzip des Alleinabnehmers für unabhängige Erzeuger geschaffen, die das ursprünglich von französischer Seite in die Diskussion gebrachte Modell in wesentlichen Punkten aushebelt.

Die Kommission hat mit ihrem Arbeitspapier faktisch einen weiteren Kompromißvorschlag für eine Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt gemacht, der zwar französische Vorstellungen berücksichtigt, aber auch nicht voll übernimmt. Auch das Alleinabnehmermodell in der Version der Kommission kann als eine Variante des Ausschreibungsmodells interpretiert werden. In der (modifizierten) Version der Kommission erlaubte es jedoch — anders als in der ursprünglichen Fassung — weiterhin Handelsmöglichkeiten neben dem zentralen, vom Alleinabnehmer organisierten Großhandelsmarkt, der in der ursprünglichen Version des Alleinabnehmermodells durch ein Monoposon des Alleinabnehmers geprägt war. Die Kommission blieb bei der Vorlage des Arbeitspapiers insofern bei der von ihr selbst gesetzten Liberalisierungskonzeption hinsichtlich des intendierten Wettbewerbs auch um Endkunden. Gegenüber dem von ihr vorgelegten Common-Carrier-Modell von 1992 und auch gegenüber dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte von 1993 sind zwar die Möglichkeiten für Einflußnahmen politischer Instanzen in die Stromwirtschaft nicht unerheblich erweitert worden (ähnlich: Monopolkommission 1996: Tz. 67). In der Version der Kommission hätten aber Lieferungen sowohl inländischer als auch grenzüberschreitender Natur grundsätzlich neben dem zentralen System des Alleinabnehmers organisiert werden können. Die strategischen Spielräume des Alleinabnehmers wären verglichen mit dem von französischer Seite vorgelegten ursprünglichen Konzept des Alleinabnehmers als erheblich kleiner zu charakterisieren.

E. Die Richtlinie von 1996 — Ein Durchbruch ?

In der Reformdiskussion 1995 zeichnete sich ab, daß die Stromrichtlinie den Mitgliedstaaten ein Wahlrecht zwischen einem Modell spezifischer Durchleitungsrechte und einem Alleinabnehmermodell einräumen wird. Die Kommission hatte Vorschläge zu einer Modifikation des Alleinabnehmermodells vorgestellt, die aus Sicht der Kommission die Vereinbarkeit des Reformansatzes mit dem Binnenmarktziel sicherstellt. Die offenbar kontroversen Diskussionen in den europäischen Gremien erschwerten immer wieder die Verabschiedung einer endgültigen Stromrichtlinie im Rat. Verschiedene Vorschläge des Ratsvorsitzes in 1995 (Rat 1995a; 1995b) wurden diskutiert und verworfen. Im Juni 1996 gelang es dem Rat, einen gemeinsamen Standpunkt zu verabschieden, der auf einem neuen Kompromißvorschlag der italienischen Präsidentschaft basiert. Dieser Richtlinie stimmte das Europäische Parlament im Dezember 1996 ohne Änderungen zu. Der Rat verabschiedete auf der Sitzung von 19./20. Dezember die Richtlinie endgültig (vgl. zur Stellung des Europaparlaments Desama 1996; VWD 1996). Sie trat zum 19. Februar 1997 in Kraft und muß von den Mitgliedstaaten bis zum 18. Februar 1999 in nationales Recht umgesetzt werden.[33]

I. Genehmigungs- und Ausschreibungsverfahren für neue Anlagen

Nach der vom Rat und Parlament beschlossenen Richtlinie (Rat 1997) haben die Mitgliedsländer ein Wahlrecht zwischen der Implementierung eines Genehmigungsverfahrens oder eines Ausschreibungsverfahrens für den Bau neuer Anlagen im Bereich der Stromerzeugung.

Das *Genehmigungsverfahren* muß den Kriterien der Transparenz, Objektivität und Nichtdiskriminierung genügen. Hierbei können Genehmigungsanforderungen beispielsweise über die Art der Primärenergien festgelegt werden. Die Kriterien müssen öffentlich bekannt gemacht werden, Investitionsablehnungsbescheide müs-

---

33 Eine Richtlinie richtet sich an die Mitgliedstaaten, nicht an die Wirtschaftssubjekte. Sie gibt den Staaten eine Umsetzung in nationales Recht vor und wird erst in dieser Form unmittelbar geltendes Recht für die betreffenden Unternehmer und Nachfrager.

sen anfechtbar sein und die EU-Kommission im Falle eines ablehnenden Genehmigungsbescheides unterrichtet werden (Art. 5).

Im Fall der Anwendung des *Ausschreibungsverfahrens* muß sichergestellt werden, daß die ausschreibende Stelle nicht identisch mit dem Netzbetreiber ist. Ähnlich den Bestimmungen bei dem Genehmigungsverfahren müssen die Kriterien für die Ausschreibungen öffentlich bekannt gemacht werden (Art. 6). Neben diesem Ausschreibungsverfahren müssen jedoch unabhängige Stromerzeuger und Eigenerzeuger das Recht auf Investitionsgenehmigungen analog dem obigen Genehmigungsverfahren erhalten.[34]

Für den Bau von Übertragungsanlagen, die in das allgemeine Übertragungsnetz eingebunden werden, finden sich im endgültigen Richtlinientext keine expliziten Bestimmungen. Genannt werden aber allgemein formulierte Anforderungen für den Bau von Direktleitungen zur Belieferung eigener Betriebsstätten, Tochterunternehmen und zugelassener Kunden. Der Bau solcher Anlagen ist grundsätzlich einem transparenten, objektiven und nichtdiskriminierenden Genehmigungsverfahren zu unterwerfen. Allerdings wird den Mitgliedstaaten in Art. 20 Abs. 4 explizit das Recht eingeräumt, den Bau solcher Anlagen dann nicht zu genehmigen, wenn die Erteilung einer solchen Genehmigung den Bestimmungen des Art. 3 zuwiderlaufen würde, worauf weiter unten noch ausführlich eingegangen wird. Ferner wird den Mitgliedstaaten in Art. 21 Abs. 4 zusätzlich die Möglichkeit gegeben, die Genehmigung der Direktleitung davon abhängig zu machen, daß vorher der Netzzugang zu bestehenden Leitungen verweigert wurde oder daß ein entsprechendes Schlichtungsverfahren eingeleitet wurde.

Im Bereich des Baus von *Stromerzeugungsanlagen* entspricht der Text der Richtlinie somit weitgehend der ursprünglichen Konzeption der Kommission: Die juristischen Marktzutrittsbarrieren müssen im Rahmen der Implementierung in fast allen Mitgliedsländern der Europäischen Union gesenkt werden. Im Gegensatz zum ursprünglichen französischen Alleinabnehmermodell sind auch Kraftwerksbauten zu genehmigen, die der Bedienung heimischer Nachfrager dienen und deren Strom nicht an den Alleinabnehmer verkauft wird. Im Bereich der *Übertragungsanlagen* sind die Vorschriften zum Bau von Direktleitungen ebenfalls derart formuliert, daß die nationalen Marktzutrittsbarrieren generell sinken werden. Das in den Mitgliedstaaten zum Teil bestehende juristische und umfassende Monopol für den Bau von

---

[34] In den (gescheiterten) Vorschlägen der spanischen Präsidentschaft von 1995 (Rat 1995a und 1995b: Art. 6 Abs. 6) war im Fall des Ausschreibungssystems ein (zeitlich auslaufendes) Recht der Mitgliedsländer auf Festlegung einer nationalen Höchstgrenze für unabhängige Erzeugungsanlagen vorgesehen. Ferner sollte den Mitgliedsländern das Recht zugebilligt werden, den Bau von Kraftwerken unabhängiger Erzeuger aus Gründen des öffentlichen Interesses zu untersagen. Beide Bestimmungen sind im endgültigen Text der Richtlinie nicht enthalten.

Übertragungsleitungen wird beseitigt. Insofern kann der Richtlinientext hinsichtlich des Abbaus von Investitionsschranken sowohl bei Erzeugungs- als auch bei Übertragungsanlagen aus wettbewerbspolitischer Sicht positiv beurteilt werden. Unabhängige Erzeuger erhalten unabhängig von der nationalen Festlegung auf ein Genehmigungsverfahren oder ein Ausschreibungsverfahren das Recht auf ein nichtdiskriminierendes und transparentes Genehmigungsverfahren.

II. Netznutzungsrechte für unabhängige und gebietsfremde Erzeuger

Bei der Frage des einzurichtenden Netzzugangsregimes können die Mitgliedstaaten nach der Richtlinie grundsätzlich zwischen der Implementierung eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte oder der Einführung eines Alleinabnehmermodells wählen.

Beim *Modell der spezifischen Durchleitungsrechte* (verhandelter Netzzugang) müssen Durchleitung begehrende Unternehmen mit den netzbesitzenden Unternehmen einen Preis für die Durchleitung des Stroms aushandeln. Das netzbesitzende Unternehmen kann die Durchleitung unter Hinweis auf technische Gründe verweigern. Es kann den Netzzugang jedoch nicht aus Gründen der Erfüllung öffentlicher Dienstleistungspflichten verweigern (Art. 17). In dieser Hinsicht unterscheidet sich der Text der Richtlinie vom modifizierten Entwurf der Kommission von 1993, der noch einen derartigen Verweigerungsgrund nannte (Kommission 1993a: Art. 21) und entspricht in diesem Kontext wieder der 1992 gewählten, ursprünglichen Konzeption der Kommission. Das Mitgliedsland kann die Unternehmen auch einer Tarifierungspflicht unterwerfen. Insofern wird den Staaten explizit das Recht eingeräumt, auch eine Variante des Common-Carrier-Modells einzurichten, also ein dem ersten Richtlinienentwurf von 1992 ähnelndes Netzzugangsregime.

Beim *Alleinabnehmermodell* sind gegenüber dem von französischer Seite vorgelegten ursprünglichen Alleinabnehmermodell wesentliche Modifikationen festzustellen. Letztlich sind die Modifikationswünsche der EU-Kommission fast voll-

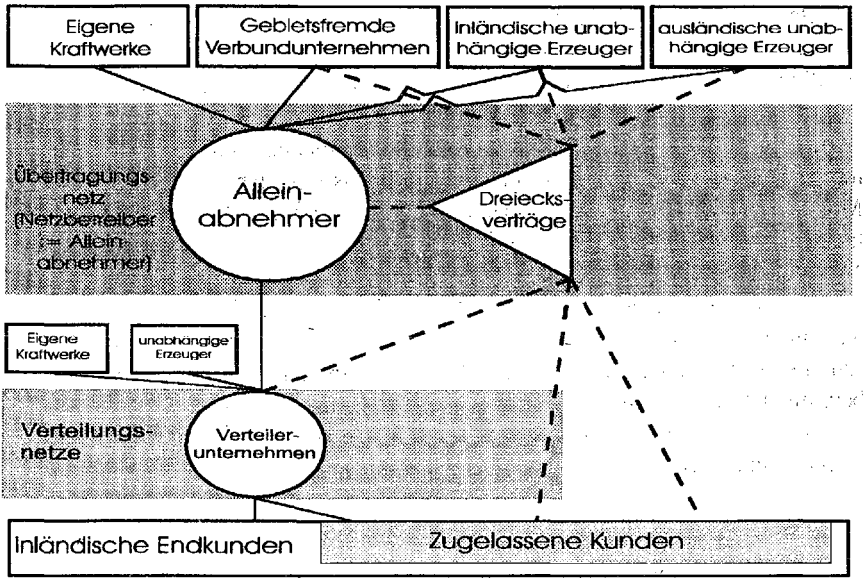
ständig berücksichtigt worden (vgl. Übersicht 7 mit Übersicht 6).[35] Insbesondere können zugelassene Kunden Lieferverträge sowohl mit ausländischen als auch mit inländischen Stromanbietern schließen (Art. 18). Die Richtlinie betrifft somit auch den nationalen Binnenhandel mit Strom und behandelt mitnichten nur grenzüberschreitenden Handel. Dies ist angesichts des oben genannten diesbezüglichen Scheiterns der Kommission im Fall der Transitrichtlinie und der Verabschiedung der Richtlinie vorangegangenen Diskussion hervorzuheben. Der Alleinabnehmer wird verpflichtet, derartigen Strom zu vorher publizierten Preisen anzukaufen, die dem bisherigen Abgabepreis an den zugelassenen Kunden abzüglich einem Netznutzungspreis entspricht. Der Kunde bezieht seinen Strom pro forma weiterhin vom Alleinabnehmer zu unveränderten Konditionen (Dreiecksgeschäft) und kann — wie oben bei der obigen Diskussion des Alleinabnehmermodells deutlich wurde — durch den Liefervertrag mit dem unabhängigen oder gebietsfremden Stromanbieter einen geringeren Gesamtstrompreis erreichen. Ein Kuriosum am Rande: In der Richtlinie wird den Mitgliedstaaten, die das Alleinabnehmermodell wählen, die Wahlmöglichkeit eingeräumt, dem Alleinabnehmer keine Ankaufspflicht aufzuerlegen (Art. 18 Abs. 3). In diesem Fall hätten die zugelassenen Kunden das Recht, Lieferverträge direkt abzuschließen, der Netzzugang wäre dann analog dem Modell der spezifischen Durchleitungsrechte, also als verhandelter Netzzugang auszugestalten. Der Sinn dieser Option für diejenigen Mitgliedstaaten, die ein Alleinabnehmersystem wählen, ist nicht unmittelbar einsichtig, hebelt diese Option konzeptionell das Alleinabnehmermodell doch vollständig aus. Der Alleinabnehmer wäre bei Anwendung dieses Wahlrechts nicht einmal pro forma der einzige Lieferant in seinem Gebiet

---

[35] Dieser Aspekt der Richtlinie hat im Verlauf der Diskussion im Rat einen wichtigen Grund für die immer wieder verzögerte Verabschiedung der Richtlinie dargestellt. Die Kommission hatte beispielsweise in ihrem erwähnten Arbeitspapier zur Vereinbarkeit von Alleinabnehmermodell und dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte (verhandelter Netzzugang) gefordert, daß der Alleinabnehmer praktisch keine Möglichkeit haben darf, den Ankauf von importiertem Strom außer aus technischen Gründen zu verweigern (Kommission 1995b: 38, Tz. 78) In den Kompromißvorschlägen des spanischen Präsidentschaft von 1995 (Rat 1995b) war hingegen eine weitreichende Definition derjenigen Umstände enthalten, unter denen der Alleinabnehmer den Ankauf von durch inländische Letztverbrauchern mit ausländischen oder inländischen Anbietern kontrahierten Strommengen verweigern kann (Art. 18 Abs. 4), derartige Dreiecksgeschäfte also unterbinden kann. Die spanischen Vorschläge von 1995 berücksichtigten daher die Forderungen der Kommission zur Modifikation des Alleinabnehmermodells nur sehr eingeschränkt. Dies entsprach den Wünschen der Mehrheit der europäischen Stromversorger (die sich ansonsten untereinander kaum m, die bei vollständiger Berücksichtigung der Kommissionsmeinung die Überlebensfähigkeit des Alleinabnehmermodells in Frage gestellt sahen (Eurelectric 1995a: 3). Im endgültigen Richtlinentext ist der Hinweis auf öffentliche Dienstleistungspflichten an dieser Stelle entfallen und als Untersagungsgrund nurmehr fehlende Netzkapazität genannt (Art. 18 Abs. 4).

Im Bereich der nationalen Ausgestaltung des Netzzugangsregimes ist die Tatsache von Bedeutung, daß die in der Richtlinie gewählte Konkretisierung des Alleinabnehmermodells in den wettbewerblichen Wirkungen kaum vom Modell der spezifischen Durchleitungsrechte zu unterscheiden ist. Faktisch hat der Alleinabnehmer nach der Richtlinie exakt die gleichen Möglichkeiten, Einspeisungen in sein Netz zu verhindern, die einem netzbesitzenden Unternehmen in einem Mitgliedsland offenstehen, das das Modell der spezifischen Durchleitungsrechte in Form des verhandelten Netzzugangs gewählt hat. Durch die Umsetzung der Richtlinie muß der Alleinabnehmer dazu verpflichtet werden, Durchleitungen immer dann zu erlauben, wenn diese technisch zu bewerkstelligen sind. Es ist sogar der Fall vorstellbar, daß das so definierte Alleinabnehmermodell größere wettbewerbliche Auswirkungen haben wird als die Einrichtung eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte in Form des verhandelten Netzzugangs — eine Möglichkeit, die bei der Diskussion des ursprünglichen französischen Vorschlags als eher theoretisch denkbare Variante erwähnt wurde. Wenn dem Alleinabnehmer von seiten des betreffenden Mitgliedslands als Grundlage der Dreiecksgeschäfte eine Ankaufsverpflichtung auferlegt wird, so ist dem Alleinabnehmer auch eine Tarifierungspflicht für die Nutzung der Netzanlagen aufzuerlegen. In diesem Fall kann ein potentieller inländischer oder ausländischer Stromanbieter bzw. ein zugelassener Kunde die Wirtschaftlichkeit eines Liefervertrages vergleichsweise einfach kalkulieren. Im Fall des verhandelten Netzzugangs liegt der Preis für die Durchleitung nicht ex ante fest. Die Informations- und Transaktionskosten für zugelassene Kunden und Stromanbieter können also beim Alleinabnehmersystemmodell geringer sein als beim verhandelten Netzzugang. Es hängt maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung des jeweiligen Netzzugangsregimes ab, welches der beiden Systeme — Alleinabnehmer oder verhandelter Netzzugang — größere Wettbewerbswirkungen entfaltet. A priori kann diese Frage nicht beantwortet werden.

Übersicht 7 — Alleinabnehmermodell (modifizierte Version)



Es kann gefolgert werden, daß die Richtlinie in der wichtigen Frage der Ausgestaltung des Netzzugangsregimes trotz erheblicher Textänderungen im wesentlichen der ursprünglichen Konzeption der EU-Kommission folgt. Das Europäische Parlament und der Rat bestätigen somit durch die Verabschiedung der Stromrichtlinie den seit einigen Jahren von der Kommission gewählten neuen wettbewerbspolitischen Ansatz für die Überwachung einzelner Industrien (vgl. Markert 1995: 62 f.; 1995b; vgl. zum „essential facility"-Konzept auch die Beiträge in OECD 1996).[36] Dieser aus der U.S.-amerikanischen Antitrustpraxis übernommene Ansatz sieht im allgemeinen vor, den Zugang zu sogenannten „wesentlichen Einrichtungen" (essential facilities) für potentielle Nutzer möglichst diskriminierungsfrei zu öffnen. Implizit definiert die Stromrichtlinie die Netzbereiche der Übertragung und Verteilung als „wesentliche Einrichtung" in der Stromwirtschaft.

[36] Für den Beobachter erstaunlich, wird die „essential-facility"-Konzeption im aktuellen Grünbuch zur EU-Wettbewerbspolitik gegenüber vertikalen Wettbewerbsbeschränkungen (Kommission 1997) nicht diskutiert.

Festzuhalten bleibt, daß unabhängig von der nationalen Wahl des Modells des Netzzugangs Durchleitungen (bzw. deren Durchführung in Form von Dreiecksgeschäften im Alleinabnehmersystem) nur aus technischen Gründen (Kapazitätsengpässe) verweigert werden können. Eine mögliche Gefährdung der Erfüllung öffentlicher Dienstleistungspflichten stellt keinen eigenständigen Grund für die Verweigerung einer Durchleitung durch den Netzbetreiber dar. Insofern nennt die Richtlinie zwar die Möglichkeit der Einrichtung eines Alleinabnehmermodells. Dieses Modell beinhaltet aber anders als das ursprüngliche französische Modell gegenüber dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte in Form des verhandelten Netzzugangs keine tatsächlichen Erweiterungen der Befugnisse des Netzinhabers gegenüber unabhängigen Stromerzeugern. Die beiden Systeme — verhandelter Netzzugang und Alleinabnehmer in der Version der verschiedenen Richtlinien — sind somit hinsichtlich der Frage der Senkung von Marktzutrittsschranken für unabhängige oder gebietsfremde Stromerzeuger als gleichwertig zu beurteilen.[37] Diese Aussage bestätigt sich bei einem Vergleich von Übersicht 7 (modifiziertes Alleinabnehmermodell) mit Übersicht 5 (Modell spezifischer Durchleitungsrechte).

III. Kreis der zugelassenen Kunden

Die Richtlinie sieht vor, den europäischen Strommarkt nur schrittweise zu öffnen, „damit die Elektrizitätsindustrie sich flexibel und in geordneter Art und Weise dem neuen Umfeld anpassen kann und weil zu berücksichtigen ist, daß die Elektrizitätssysteme gegenwärtig unterschiedlich aufgebaut sind" (Rat 1996b: Abwägungsteil, Punkt 4). Der Kreis derjenigen Letztverbraucher, die die Möglichkeit der Wahl ihres Stromlieferanten erhalten (zugelassene Kunden), wird im Zeitablauf ausgedehnt. Grundsätzlich muß dieses Recht allen großen industriellen Nachfragern mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 GWh eingeräumt werden. Andere Letztverbraucher und Verteilungsunternehmen sind soweit zuzulassen, daß

---

37 Vgl. ähnlich die Vorlage des Energieausschusses zur zweiten Lesung im Europaparlament: „Die nach langen Beratungen ausgearbeitete heutige Formel hält zwar noch formell am Alleinabnehmer fest, doch werden für ihn so viele Bedingungen vorgesehen, um die Gegenseitigkeit zu gewährleisten, daß es in Wirklichkeit keine grundlegenden Unterschiede zwischen dem System des Alleinabnehmers in der heutigen Fassung und dem vertraglich vereinbarten Netzzugang mehr gibt." (EP 1996).

die nationale Mindestöffnungsquote erreicht wird.[38] Diese Mindestöffnungsquote wird nach den Bestimmungen der Richtlinie von der EU-Kommission festgelegt. Sie wird berechnet nach dem Anteil derjenigen Letztverbraucher am gesamten Stromverbrauch in der europäische Union, deren Jahresverbrauch einen bestimmten Schwellenwert überschreitet. Dieser Schwellenwert beträgt zu Beginn 40 GWh, drei Jahre nach Inkrafttreten der Richtlinie 20 GWh, nach drei weiteren Jahren 9 Gwh. Die Frist zur Umsetzung der Richtlinie beträgt zwei Jahre, so daß die anfängliche Marktöffnung spätestens 1999 erfolgt sein muß. Die 40 GWh-Schwelle entspricht unter gegenwärtigen Bedingungen der Vorgabe einer nationalen Mindestöffnungsquote von 23 vH, die dann nach sechs Jahren auf 33 vH gestiegen ist. Den Mitgliedsländern obliegt es, den Kreis der zugelassenen Kunden zu benennen, so daß die Mindestöffnungsquote erreicht wird. Sie haben dabei Spielraum: Denkbar ist die Nennung aller Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch über einem bestimmten Wert. Denkbar ist auch die Nennung bestimmter oder aller Verteilungsunternehmen, die als zugelassene Kunden fungieren können. Grundsätzlich müssen jedoch alle Verteilungsunternehmen mindestens soweit Marktzugang erhalten, daß sie über die Strommenge, die ihre Kunden, die als zugelassene Kunden benannt werden, innerhalb ihres Verteilungssystems verbrauchen, Lieferverträge schließen können.[39]

---

38 Den zugelassenen Kunden muß nur das Recht eingeräumt werden, Strom im Umfang ihres eigenen Bedarfs zu importieren. Die Kommission hatte vorgeschlagen, daß ein zugelassener Kunde durchaus mehr importieren darf, als er selber verbraucht (Kommission 1995b: 12, Tz. 34). Vertreter der Versorgungsunternehmen aus Dänemark, Finnland, Schweden und dem Vereinigten Königreich forderten eine entsprechende Regelung (vgl. Eurelectric 1995b: 8). Im ersten Kompromißvorschlag der spanischen Ratspräsidentschaft war in Art. 19 (Rat 1995a) eine Formulierung gewählt, die ähnlich ausgelegt werden könnte. Im zweiten spanischen Vorschlag vom Oktober 1995 (Rat 1995b) war dann die Formulierung in Art. 19 so gewählt, daß von den zugelassenen Kunden explizit nur solche Mengen kontrahiert werden können, die dem eigenen Bedarf entsprechen. Diese Mengenbeschränkung wurde in den endgültigen Richtlinientext aufgenommen. Grund hierfür dürfte die Tatsache gewesen sein, daß andernfalls die Marktöffnung für einige Mitgliedstaaten ungeahnte Ausmaße hätte erreichen können: Wenn ein zugelassener Kunde unbegrenzte Mengen kontrahieren kann und ein Alleinabnehmer dazu verpflichtet wird, den gesamten kontrahierten Strom aufzukaufen, so könnte ein Kunde im Grenzfall das gesamte Versorgungssystem „manipulieren", indem er Strom in unbegrenzter Menge kontrahiert und ihn dann an andere (nicht zugelassene) Kunden über weitere Dreiecksgeschäfte weiterverkauft. Der Alleinabnehmer hätte in diesem Grenzfall kaum Möglichkeiten zur Kontrolle der Einspeisungsmengen mehr.

39 Die Mitgliedstaaten können auch Großhändler als zugelassenen Kunden definieren. In der Richtlinie finden sich jedoch keine Bestimmungen, die die Berücksichtigung einer derartigen Kategorie von zugelassenen Kunden verpflichtend vorschreibt.

Grundsätzlich ist es also beispielsweise deutschen Stadtwerken möglich, von dem neu geschaffenen Wettbewerb zu profitieren: Auch sie sind nicht mehr auf die Belieferung durch den bisherigen vorgelagerten Regionalverteiler oder gegebenenfalls das vorgelagerte Verbundunternehmen angewiesen, sondern können nach den Bestimmungen der Stromrichtlinie mittels Durchleitungen am neu geschaffenen Markt partizipieren. Eine denkbare Umsetzung der Richtlinie kann auch darin bestehen, Verteiler in großem Ausmaß zuzulassen. Dies kann dazu führen, daß Direktvertragsmöglichkeiten für Letztverbraucher auf die 100 GWh-Kategorie beschränkt werden, wie dies in den früheren Kommissionsvorschlägen vorgesehen war.

Die Bestimmungen zum Kreis der zugelassenen Kunden und damit zur schrittweisen Öffnung des Strommarktes sind gegenüber den letzten (spanischen) Vorschlägen nur zum Teil als eine Intensivierung des Reformtempos zu charakterisieren. Immerhin sind zwar nach dem Text der Richtlinie Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 100 GWh grundsätzlich als zugelassene Kunden definiert. Dies entspricht dem ersten Kommissionsvorschlag von 1992, dies entspricht auch den Entwürfen der spanischen Präsidentschaft von 1995. Gegenüber dem letztgenannten spanischen Entwurf von 1995 hat sich — gegen heftigsten Widerstand insbesondere von französischer Seite (vgl. *Europe* 1995a: 4) — auch die Stellung der Verteilungsunternehmen verbessert. Diese können nunmehr mindestens diejenige Strommenge wettbewerblich akquirieren, die zugelassene industrielle Größtabnehmer wettbewerblich akquirieren können; sie können also versuchen, in dem neu etablierten europäischen wettbewerblichen Markt selber aktiv zu werden, um die hierbei möglicherweise erzielten Preissenkungen an den Letztverbraucher weiterreichen zu können. Deutsche Stadtwerke können also beispielsweise versuchen, ihre Strombezüge derart umzugestalten, daß sie über gesunkene eigene Stromabgabepreise ihre bisherigen großen Kunden halten können.[40]

[40] Der Widerstand einiger südeuropäischer Länder gegen diesen (begrenzten) Zugang der Verteiler wird dadurch begründet, daß die Preisgleichheit im Raum kaum mehr zu erhalten wäre, wenn die Verteiler ihren Strom auf dem Großhandelsmarkt zu unterschiedlichen Preisen akquirieren würden. Vgl. beispielsweise die in Eurelectric/European Energy Foundation (1996: 71) wiedergegebene Argumentation eines Mitarbeiters der italienischen ENEL. Vgl. zur Stellung der nationalen Regierungen zum Zugang der Verteiler *Europe* 1995b.

Tabelle 3 — Schwellenwerte für zugelassene Kunden (GWh) nach der Stromrichtlinie[a]

	Mindestmarktöffnungsquote (verbindliches Umsetzungsjahr)		
	23 vH (1999)	27 vH (2000)	33 vH (2003)
Finnland	>100[b]	>100[b]	>100[b]
Luxemburg	>100[b]	>100[b]	>100[b]
Belgien	>100[b]	>100[b]	>100[b]
Österreich	100	40	<20
Schweden	80	30	<10
Italien	60	40	20
Frankreich	60	20	<10
Spanien	40	20	10
Deutschland	30	<20	<10
Niederlande	30	10	<10
Griechenland	20	<10	<10
Portugal	<40	–[c]	–[c]
Großbritannien	10	<10	<10
Irland	<10	<10	<10
Dänemark	<10	<10	<10
EU-Durchschnitt	40	20	9

[a] Vorläufige Werte basierend auf Angaben der Mitgliedsstaaten in 1996 bei Mindestausmaß der Definition von Verteilern als zugelassene Kunden — [b] Werte über 100 GWh sind nicht aufgeführt, da alle Kunden ab 100 GWh in jedem Fall zugelassen werden müssen — [c] Werte für Portugal liegen nur unvollständig vor

Quelle: *Stromthemen* (1997: 2).

Der Kreis der zugelassenen Kunden wird in der endgültigen Richtlinie durch die Festlegung einer nationalen Mindestöffnungsquote weiter als durch eine 100 GWh-Grenze gefaßt. Der Netzzugang für alle Verbraucher ab 100 GWh Jahresverbrauch würde einer europäischen Marktöffnung von 17,49 vH entsprechen (Angaben der EU-Kommission, wiedergegeben in VIK (1996: 94)). Die Erweiterung des Kreises der zugelassenen Kunden (relativ zu den früheren Vorschlägen) kann dabei in den Mitgliedsländern unterschiedliche Konsequenzen haben: Während beispielsweise in Finnland, Luxemburg und Belgien die anfängliche Marktöffnung von 23 vH erreicht wird, wenn alle Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 GWh als zugelassene Kunden definiert werden, reicht in Irland und Dänemark selbst die Nennung aller Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 10 GWh nicht aus, um die nationale Mindestöffnung von 23 vH zu erreichen (Tabelle 9). Insofern können sich in den Ländern unterschiedliche Konsequenzen beispielsweise für identisch große industrielle Nachfrager ergeben. Dies ist ein Grund für die sogenannten Reziprozitätsbestimmungen, auf die weiter unten eingegangen wird.

Neben dieser Erweiterung des Kreises der zugelassenen Kunden gilt aber auch festzuhalten, daß die endgültige Richtlinie eine „Lebensdauer" von neun Jahren, gerechnet vom Inkrafttreten an haben wird. Erst dann soll über eine angestrebte

Erweiterung des Kreises der zugelassenen Kunden neu entschieden worden sein. Noch im letzten spanischen Vorschlag war eine Revision der Richtlinie spätestens sieben Jahre nach dem ersten Inkrafttreten der Richtlinie vorgesehen. Insofern muß die Frage, ob die Richtlinie tatsächlich eine Intensivierung des Reformtempos bedeutet, als offen gelten.

In jedem Fall gilt aber, daß gegenüber den ursprünglichen Vorschlägen der Kommission das Tempo erheblich gedrosselt wurde: Der erste Vorschlag von 1992 sah eine Lebensdauer von drei (Art. 29), der Vorschlag von 1993 eine Lebensdauer von fünf Jahren vor (Art. 28). Danach sollte explizit eine signifikante Erweiterung des Kreises der zugelassenen Kunden in Kraft treten, da auch nach Umsetzung der Stromrichtlinie „Hemmnisse für den Elektrizitätshandel fortbestehen" werden (Kommission 1992b; 1993b (Erwägungsteil)). In der Richtlinie von 1996 findet sich ein derart ausdrücklich formuliertes Ziel der weiteren Marktöffnung nicht. In der endgültigen Richtlinie ist nurmehr festgehalten, daß „im Interesse eines besseren Funktionierens des Elektrizitätsbinnenmarktes Vorschläge gemacht werden" können, ohne das Ziel einer Erweiterung des Kreises der zugelassenen Kunden zu erwähnen (Erwägungsteil).

Generell stellt sich die Frage, warum sowohl die Kommission als auch der Rat überhaupt eine nur allmähliche Liberalisierung der europäischen Strommärkte angestrebt haben. Hierzu gibt es zwei Erklärungen:

(i) Zum einen könnte davon ausgegangen werden, daß insbesondere die Umsetzung der Vorschriften zur Netzöffnung für zugelassene Kunden Zeit erfordert. Erfahrungen mit einem begrenzten Wettbewerb könnten genutzt werden, juristische und unternehmerische Friktionen bei einer Ausweitung des Kreises der zugelassenen Kunden zu begrenzen. Dieses Argument mag zwar teilweise schlüssig sein, erklärt aber nicht, warum für derartige Anpassungsprozesse neun Jahre vorgesehen sind und selbst dann der Netzzugang nur für noch relativ große Nachfrager verbindlich vorgesehen ist.

(ii) Zum anderen existieren Befürchtungen seitens der europäischen Stromversorgungsunternehmen, im Zuge der wettbewerblichen Reformen könnten sich bestehende Anlagen insbesondere im Bereich der Stromerzeugung als unwirtschaftlich erweisen (vgl. z.B. Eurelectric 1995b: 3).[41] Eine nur allmähliche Einführung von Wettbewerb entschärft die Probleme der betreffenden Unternehmen erheblich: Diese können versuchen, ihre im Wettbewerb nicht amortisierbaren (unwirtschaftlichen) Anlagen von den nichtzugelassenen Kunden über die Strom-

[41] In der Tat zeigte sich dieses Problem der „stranded investments" beispielsweise bei den Reformen der Stromwirtschaft im Vereinigten Königreich oder in Kalifornien (Kumkar 1994; 1996b; 1996c). In beiden Fällen wurden daher die Umstrukturierungen von der Einführung einer allgemeinen, auf den Stromendpreis berechneten, Sonderabgabe zur Finanzierung derartiger „stranded investments" begleitet.

preise finanzieren zu lassen. Alternativ zu diesem Verfahren des „Schutzes" unwirtschaftlicher Anlagen hätte es jedoch mindestens zwei weitere Möglichkeiten gegeben, die Probleme zu entschärfen: Zum einen ist die Finanzierung der „gestrandeten" Investitionen durch Mittel des allgemeinen Staatshaushalts zu nennen. Zum anderen hätte aber auch — in Anlehnung an die Reformen im Vereinigten Königreich oder den Vereinigten Staaten — die Erhebung einer auf den Stromendpreis bezogenen Sonderabgabe in Form eines „Wettbewerbspfennigs" eine Alternative dargestellt. Unabhängig von der Frage, ob tatsächlich die Endkunden für derartige „gestrandete" Investitionen aufkommen sollten — die beiden letzten Möglichkeiten wären ungleich transparenter gewesen und bei sachgerechter Ausgestaltung vermutlich weitaus weniger verzerrend und eher zielführend gewesen, als das tatsächlich gewählte Verfahren in der Richtlinie.

Zusammenfassend können die Vorschriften, die die Marktöffnung zunächst zeitlich begrenzen, wohl am ehesten als Versuch interpretiert werden, die Eigentümer der Versorgungsunternehmen vor Vermögensverlusten zu bewahren. Sie basieren somit aus ökonomischer Sicht zwar zu einem guten Teil auf Verteilungsargumenten, nicht auf Effizienzüberlegungen. Hinzu kommen jedoch juristische Aspekte des Eigentumsschutzes und des Vertrauensschutzes, die ein allmähliches Vorgehen rechtfertigen könnten: Immerhin haben die Versorgungsunternehmen Investitionen getätigt im Vertrauen darauf, daß die bisherigen Regulierungspolitiken und kartellrechtlichen Freistellungen eine Finanzierung der Investitionen gewährleisten bzw. absichern. Eine drastische Änderung der Rahmenbedingungen, unter denen die Versorgungsunternehmen operieren, würde somit notgedrungen Fragen des Vertrauensschutzes und möglicher Kompensationsmechanismen aufwerfen, die bei einer nur allmählichen Reform an Brisanz abnehmen.

IV. Entflechtung der integrierten Unternehmen

Viele der nationalen Strommärkte sind durch die Existenz vertikal und horizontal integrierter Versorgungsunternehmen gekennzeichnet. In der Richtlinie werden sowohl beim verhandelten Netzzugang als auch — in etwas anderer Form — beim Alleinabnehmermodell Durchleitungsrechte durch bestehende Netze geschaffen. Die wettbewerblichen Wirkungen dieser Maßnahme zur Netzöffnung hängen in starkem Maß davon ab, inwieweit die netzbesitzenden Unternehmen Anreize haben, den Netzzugang für alle Interessenten in vergleichbarer Weise zu gewährleisten. Diese Anreize zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs sind bei vertikal integrierten Unternehmen nicht notwendig gegeben. Im Ge-

genteil werden — wie oben herausgearbeitet wurde — gerade vertikal integrierte und gewinnregulierte Unternehmen Anreizen unterliegen, die eigenen Erzeugungskapazitäten zu bevorzugen. Bei den meisten in der Vergangenheit durchgeführten wettbewerblichen Reformen sind daher Maßnahmen ergriffen worden, die auf eine Entflechtung der integrierten Unternehmen zielen. Dies kann die Form der Gründung einer eigenständigen Netzgesellschaft annehmen, die über keinerlei Stromerzeugungskapazitäten verfügt und auch keine eigenen Stromhandelsaktivitäten auf eigene Rechnung entfaltet. Beispiel hierfür ist die Gründung der National Grid Company in England und Wales oder die Etablierung des unabhängigen Systembetreibers in Kalifornien. Die Entflechtung kann aber auch rein buchhalterischen Charakter haben. Erhofft wird in diesem Fall, daß die buchhalterische Entflechtung der integrierten Unternehmen die Überwachung des Verhaltens hinsichtlich der Behandlung von Durchleitungsbegehren durch Wettbewerbsbehörden oder spezielle Regulierungsinstanzen erleichtert. Durchleitungspreise können durch die zuständigen Gremien nur dann kontrolliert werden, wenn diese über weitgehende Informationen über die Kostenstruktur des integrierten Unternehmens verfügen.

In der Stromrichtlinie wird der letztgenannte Weg einer buchhalterischen vertikalen Entflechtung gewählt und um einige weitere zusätzliche Maßnahmen ergänzt. Verbindlich wird vorgeschrieben, daß die Rechnungslegung der Versorgungsunternehmen in Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung gegliedert werden muß (unbundling). Zusätzlich müssen diejenigen Teile von integrierten Unternehmen, die mit der Organisation des Netzbetriebs befaßt sind, organisatorisch von den anderen Unternehmensteilen getrennt werden (Art. 7 Abs. 6). Im Fall des Alleinabnehmers gilt zusätzlich, daß der Informationsfluß zwischen dem Alleinabnehmerunternehmensteil und den anderen Unternehmensteilen zu beschränken ist (Art. 15 Abs. 2).[42]

---

42 Es fällt eine mögliche Diskrepanz zwischen Art. 7 Abs. 6 und Art. 15 Abs. 1 auf. Erster schreibt die Unabhängigkeit der Stromübertragung auf Verwaltungsebene für alle integrierten Unternehmen vor. Zweiter schreibt eine getrennte Verwaltung der Alleinabnehmerfunktion von den anderen Tätigkeiten des integrierten Unternehmens vor. Diese Diskrepanz ist kaum durch redaktionelle Unachtsamkeit bei der letzten Erstellung des gemeinsamen Standpunktes zu erklären, finden sich die beiden Bestimmungen doch bereits an gleicher Stelle in beiden Vorschlägen der spanischen Präsidentschaft von 1995. Die unseres Erachtens einzig sinnvolle Deutung der beiden Bestimmung könnte dahin gehen, daß an den Alleinabnehmer stärkere Entflechtungsanforderungen gestellt werden. Angesichts der dominanten Stellung der Alleinabnehmers auf dem Großhandelsmarkt für Strom scheint dies nicht ganz ungerechtfertigt zu sein. Er ist gleichzeitig Netzbetreiber im eigentlichen Sinn und sowohl Veranstalter und Teilnehmer des zentralen Großhandelsmarkts. Ein Netzbetreiber im System des verhandelten Netzzugangs hat eine solche Stellung nicht notwendig in diesem Ausmaße inne. Insofern kann Art. 15 Abs. 2 nur sinnvoll als zusätzliche Vorschrift gedeutet werden, nach der insbesondere die zentrale Handelsaktivitäten des Alleinabnehmers von der Stromerzeugung und der -verteilung zu trennen sind.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, daß die Entflechtungs- oder Unbundlingvorschriften gegenüber dem ersten Kommissionsvorschlag weitaus schwächer formuliert worden sind. Die wettbewerbliche Auswirkungen dieser Abschwächungen sind nicht eindeutig erkennbar. Als sicher kann gelten, daß die funktionsfähige Überwachung der Netzaktivitäten bei integrierten Unternehmen — Kernstück der wettbewerbspolitischen Begleitung bei den Reformen des Strommarktes — bei einer rein buchhalterischen Entflechtung schwieriger ist als bei einer weitergehenden Zerlegung etwa in eigenständige Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsunternehmen. Aus ökonomischer Sicht wäre die Gründung einer oder mehrerer eigenständiger und unabhängiger Netzgesellschaften zumindest unter diesem speziellen Aspekt vielversprechender.[43] Für die moderate Form der Entflechtungsvorschriften könnte die leichtere Umsetzung und damit tendenziell geringere Übergangskosten sprechen.

V. Funktion des Netzbetreibers

In jedem Mitgliedstaat muß nach der Richtlinie ein (gegebenenfalls mehrere) verantwortlicher Netzbetreiber ernannt werden, der für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet verantwortlich ist (Art. 7). Zu seinen Aufgaben zählt insbesondere die Lastverteilung. Der Abruf der Kraftwerke hat grundsätzlich nach objektiven und nichtdiskriminierenden Kriterien zu erfolgen (Art. 8). Vertragliche Verpflichtungen des Netzbetreibers beispielsweise aus möglichen Ausschreibungsverfahren oder aus Durchleitungsverträgen sind zu berücksichtigen. Bei den genannten sonstigen Kriterien ist insbesondere der *wirtschaftliche Vorrang* aus verfügbaren Erzeugungsanlagen von Bedeutung. Unter diesem wirtschaftlichen Vorrang ist nach Art. 2 Nr. 13 die „Rangfolge der Elektrizitätsquellen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten" zu verstehen. Eine Interpre-

---

[43] Die Frage, ob eine eigentumsrechtliche Entflechtung der integrierten Unternehmen im Zuge wettbewerblicher Reformen angestrebt werden sollte, ist auch unter Ökonomen nicht eindeutig entschieden. Vgl. etwa die Aussage von Taylor (1996) (in einem vergleichbaren Kontext): „We simply do not know enough about this industry, given how distored it has been by government intervention, to pass judgement about whether vertical integration is or is not efficient" mit Schulz (1996: 228), der die These aufstellt: „In order to create a wholesale market for electricity it is necessary to break up the vertical integration" und ein Durchleitungsmodell unter Beibehaltung der vertikal integrierten Unternehmen als „inherently inefficient" (Schulz 1996: 227) bezeichnet. Schulz bezieht in seine vergleichende Analyse allerdings kein Common-Carrier-Modell ein, welches nicht notwendig eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Unternehmen vorsieht.

tation dieser Bestimmung könnte wie folgt lauten: Der Netzbetreiber hat Kraftwerksabruf nach den variablen Kosten der Stromerzeugung in den verschiedenen Kraftwerken zu gestalten, er muß also nach einer sogenannten *merit order* vorgehen. Es findet sich allerdings in der Richtlinie keine Konkretisierung, wie diese merit order auszusehen hätte und vor allem, wie sie zu ermitteln ist (im Prinzip könnte die merit order beispielsweise wie im Strompool von England und Wales oder der Strombörse in Kalifornien über eine kurzfristige und periodisch wiederholte Ausschreibung für ein 24-Stunden-Intervall ermittelt werden). Den Staaten wird an dieser Stelle offensichtlich ein erheblicher Gestaltungsspielraum eingeräumt. Die Implikationen dieser Bestimmung sind damit nicht unmittelbar abzusehen, einige wichtige Fragen bleiben offen: Wie wird dieser wirtschaftliche Vorrang bestimmt? Und wie verhält es sich mit dem Verhältnis des Kraftwerksabrufs nach wirtschaftlichem Vorrang zum Kraftwerksabruf nach vertraglichen Verpflichtungen? Und vor allem: Gelten für die Erfüllung von Durchleitungsverträgen oder Lieferverträgen aus Ausschreibungsverfahren grundsätzlich Prioritäten gegenüber anderen Einspeisungen in das Netz des Netzbetreibers? Letztlich könnte damit das Kriterium des wirtschaftlichen Kriteriums gänzlich seines Sinns beraubt werden, nämlich eine Erhöhung der Gesamteffizienz bei der Stromerzeugung durch den Kraftwerksabruf des Netzbetreibers zu erreichen. Es wird in starkem Maße von der nationalen Ausgestaltung der Kriterien für den Betrieb des Netzes abhängen, in welcher Form sich Wettbewerb in der Stromerzeugung entfalten wird.

Anzumerken bleibt, daß im ersten Vorschlag der Kommission von 1992 vorgesehen war, daß der Netzbetreiber als Institution grundsätzlich keinen Handel mit Strom auf eigene Rechnung betreibt. Ausnahmen waren alleine für Stromlieferungen zum Zwecke der Erhaltung der Netzstabilität, d.h. der Akquirierung von Netzhilfsdienstleistungen sowie für bestimmte Kraftwerkstechnologien vorgesehen. Eine derartige Vorschrift, die als Konkretisierung der allgemeinen Vorschriften zur vertikalen Entflechtung charakterisiert werden kann, fehlt im endgültigen Text der Richtlinie. Dies ist auch wenig verwunderlich, wenn beachtet wird, daß ein Alleinabnehmer schon von der Konzeption her sowohl die Rolle des Netzbetreiber als auch des zentralen Großhändlers einnimmt.

In der Gesamtsicht des Richtlinientextes bleibt die Rolle des Netzbetreibers unklar. Es sind Vorschriften enthalten, die dem Netzbetreiber eine Lastverteilung nach (unbestimmt bleibenden) wirtschaftlichen Kriterien auferlegen. Ferner erwächst dem Netzbetreiber eine Koordinierungsaufgabe im gesamten Stromsektor. Er hat die technische Vereinbarkeit beispielsweise von Durchleitungsverträgen mit den sonstigen Determinanten der Netzflüsse zu prüfen und mögliche Ausbauplanungen im Bereich der Stromübertragung zu überwachen. Wieweit dem Netzbetreiber beispielsweise Zugriffsrechte auf alle Erzeugungsanlagen in seinem Gebiet zugestanden werden, wird von den nationalen Bestimmungen abhängen. Den

Mitgliedsländern werden somit in diesem Bereich weite Spielräume der konkreten Ausgestaltung eingeräumt. Vermutlich ist dies zum Teil Konsequenz der verschiedenen und komplexen Bestimmungen zum Netzzugangsregime, die eine einfache und gleichzeitig konkrete Definition der Kriterien für den Betrieb der Übertragungsnetze erheblich erschwerten.

VI. Reziprozitätsvorschriften

In der politischen Diskussion um die Stromrichtlinie konzentrierten sich die heftigsten Kontroversen auf die Frage, wie „gleichwertige wirtschaftliche Ergebnisse" und eine „direkt vergleichbare Marktöffnung sowie ein direkt vergleichbarer Zugang zu den Elektrizitätsmärkten" (Erwägungsteil, Satz 11) in den Mitgliedsländern erreicht werden kann. Hintergrund dieses Problems sind die Wahlmöglichkeiten der Mitgliedsländer zum einen im Bereich der Ausgestaltung der Bestimmungen zum Bau neuer Erzeugungsanlagen und zum anderen zur Frage des Netzzugangsregimes. Insbesondere von seiten deutscher Versorgungsunternehmen wurden Befürchtungen geäußert, daß durch das Nebeneinander der verschiedenen Systeme Wettbewerbsverzerrungen entstehen. Konkret könnte z.B. die EdF, die in Frankreich als Alleinabnehmer fungiere, in Deutschland über deutsche Netze zugelassene Kunden beliefern, während es Lieferungen deutscher Versorgungsunternehmen in das eigene Versorgungsgebiet verhindern könnte. Wie in der bisherigen Ausführungen zur Richtlinie deutlich wurde, ist diese Befürchtung angesichts der Beschneidung der Kompetenzen eines Alleinabnehmers im Text der endgültigen Stromrichtlinie kaum gerechtfertigt: Die EdF kann grundsätzlich Stromlieferungen in sein Versorgungsgebiet nur unter den gleichen Kriterien verweigern, die beispielsweise der RWE offenstehen, um Lieferungen der EdF in ihr Gebiet zu verhindern.

Es bleibt aber ein weiteres Argument, daß zur Begründung von Reziprozitätsklauseln in der Richtlinie angeführt werden könnte: In der Richtlinie wird den Mitgliedsländern die Befugnis eingeräumt, ihre Strommärkte in größerem Umfang zu öffnen, als dies den nationalen Mindestöffnungsquoten entsprechen würde — wie dies der weiter unten diskutierte jüngste Vorschlag aus dem BMWi vorsieht. Hier könnte eine Gefahr darin gesehen werden, daß durch nationale Bestimmungen der Kreis der zugelassenen Kunden in einem Mitgliedstaat weiter gefaßt wird als in einem anderen Staat. Dies verstärkte die bereits erwähnten Befürchtungen deutscher Versorgungsunternehmen vor drohenden Exporten der EdF.

Die Richtlinie reagiert auf derartige Befürchtungen mit einer Reziprozitätsklausel. Diese hat zum Inhalt, daß grenzüberschreitende Stromlieferverträge dann untersagt werden können, wenn ein zugelassener Kunde nicht in beiden betreffenden Staaten als zugelassener Kunde betrachtet werden würde (Art. 19: Satz 5). Ein konkretes Beispiel könnte so lauten: In Land A sind alle Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von mindestens 10 GWh, in Land B alle Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von mindestens 40 GWh als zugelassene Kunden benannt. Dann müssen zwischen Land A und Land B grundsätzlich Stromlieferungsverträge nur dann ermöglicht werden, wenn die einen Liefervertrag abschließenden Kunden einen Jahresverbrauch von mindestens 40 GWh aufweisen können. Die Mitgliedstaaten können also intern ihren Strommarkt weiter als in der Richtlinie gefordert öffnen, ohne daß dies Konsequenzen für die grenzüberschreitenden Stromlieferungen haben muß.[44]

Es ist auf den ersten Blick nicht eindeutig festgelegt, wer das Recht auf Netzzugang verweigern kann. Der Text der Richtlinie spricht aber von einer möglichen „Untersagung" (Art. 19 Abs. 5a) der Lieferverträge. Dies würde dafür sprechen, daß sich der jeweilige Mitgliedstaat, nicht ein Versorgungsunternehmen, auf die Reziprozitätsklausel berufen kann. Ein deutsches Verbundunternehmen könnte im obigen Beispiel die Lieferverträge nicht „untersagen", dazu würde ihm schlicht die hoheitliche Funktion fehlen. Insofern ist die Befugnis, grenzüberschreitende Lieferungen zu verhindern, nicht beim Unternehmen, sondern beim Staat zu orten. Wenn überhaupt eine derartige Reziprozitätsklausel für notwendig erachtet werden könnte (und daran können berechtigte Zweifel bestehen), dann wäre die Art der Ausübung bei den politischen Entscheidungsträgern sicher die angemessene Zuordnung der Entscheidungsbefugnis.

Die Reziprozitätsklausel ist als Schutzklausel vor „zu viel" Wettbewerb zu interpretieren und aus anderen Diskussionen um Handelsliberalisierungen etwa im Rahmen des GATT oder jetzt der WTO nicht unbekannt. Aus ökonomischer Sicht gibt es wenige Begründungen für derartige nationale „Schutzwälle", wenn man davon absehen könnte, daß die Aufnahme derartiger Klauseln politisch oftmals überhaupt erst die Möglichkeit einer immerhin partiellen Liberalisierung eröffnet. Wenn es national für sinnvoll erachtet wird, den heimischen Markt weitgehend dem Wettbewerb zu öffnen, um Kosten zu senken und generell die Effizienz zu erhöhen (und hierfür spricht in der Tat vieles), dann macht es wenig Sinn, den Wettbewerb auf der Anbieterseite zu begrenzen. Hierdurch könnten Staatsgrenzen Marktzugangsbarrieren bleiben, was mit dem grundsätzlichen Freihandelsgedanken, dem

---

44 Verweigerungen von Durchleitungen aufgrund der Reziprozitätsklausel können nach Art. 5 (b) einzelfallbezogen auf Antrag desjenigen Mitgliedslandes, in dem der zugelassenen Kunde ansässig ist, von der EU-Kommission untersagt werden.

die Richtlinie folgt, kaum zu vereinbaren ist. Es ist offensichtlich, daß an diesem Punkt politische Verteilungsargumente entscheidend wären, die beispielsweise deutsche Versorgungsunternehmen vor „zu viel" Wettbewerb schützen sollen. Leidtragende sind Kunden, denen unter Hinweis auf die Reziprozitätsklausel der Zugang zu preiswerten ausländischen Stromanbietern verwehrt werden könnte.

Im Gesamtzusammenhang der Richtlinie ist die Reziprozitätsklausel als weiteres Instrument zu werten, die wettbewerbliche Öffnung der europäischen Strommärkte allmählich durchzuführen und den möglichen Umfang von durch die Reformen notwendig werdenden Abschreibungen unwirtschaftlicher Erzeugungsanlagen zu begrenzen. Politische und juristische Argumente können eine Grundlage derartigen schrittweisen Vorgehens sein, reine Effizienzgründe können kaum herangezogen werden.[45]

VII. Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse

In der Diskussion um die europäische Wettbewerbspolitik als ganzes und konkret auch bei der Diskussion um die Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität haben sich die Stimmen gemehrt, die den Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse einen höheren Stellenwert im Europarecht einräumen wollen. Wie in der Diskussion der verschiedenen Richtlinienentwürfe deutlich wurde, wird dieser Wunsch insbesondere in Frankreich und anderen südeuropäischen Ländern unter dem Begriff des „service public" deutlich geäußert. Aber auch in Deutschland gab es vor allem von Seiten der kommunalen Versorgungsunternehmen Forderungen

---

45 Es mag eingewandt werden, daß beispielsweise die EdF zunächst „billigen" Strom in großem Umfang nach Deutschland liefert, um dann später — wenn die deutsche Konkurrenz ausgeschaltet ist — die Preise erhöhen zu können. Ein solches Argument ist aus zweierlei Gründen fragwürdig: Erstens ist kaum davon auszugehen, daß die gesamte Stromerzeugung in der Europäischen Union von der EdF monopolisiert wird. Dies wäre aber die Voraussetzung für den Erfolg der „deep-pocket"-Strategie der EdF. Zu anderen gilt es zu bedenken, daß die zeitliche Verzögerung der Wettbewerbsöffnung ein höchst untaugliches Mittel wäre, einer derartigen Strategie der EdF zu begegnen. Nichts spräche dagegen, daß die EdF eine derartige Strategie wählen würde, wenn dies zu einem späteren Zeitpunkt profitabel und möglich wäre. In der Richtlinie ist explizit festgehalten, daß die Reziprozitätsklausel nach neun Jahren in ihrer jetzigen Form nicht mehr angewandt werden soll. Abgesehen davon wäre diese Vermeidung eines europäischen Monopols, wenn es denn eine wirkliche Gefahr wäre, wohl eine Gemeinschaftsaufgabe und kaum sinnvoll von einzelnen Mitgliedstaaten zu lösen.

nach einer expliziten Berücksichtigung ihrer speziellen Funktionen im Rahmen der Daseinsvorsorge.[46]

Hintergrund dürfte nicht zuletzt die Tatsache sein, daß im Rahmen des allgemeinen Binnenmarktprogramms insbesondere die Prinzipien der Deregulierung und Privatisierung zunehmende Bedeutung erlangt haben. Die Umsetzung der vier Freiheiten zielt generell auf eine starke Betonung des Wettbewerbsgedankens ab. Gleichzeitig wächst der europäischen Wirtschaftspolitik im Rahmen der Vollendung des Binnenmarktes eine zunehmende Bedeutung zu; der Einfluß der nationalen Regierungen auch auf den Energiesektor nimmt daher tendenziell mit zunehmenden europäischen Initiativen ab. Damit sehen einige Vertreter die Gefahr, daß die bisherigen Ansätze im Rahmen der Dienstleistungen vom allgemeinen Interesse nicht mehr weiter verfolgt werden können.

Es sollte daher nicht überraschen, daß auch im Rahmen der langen Entstehungsgeschichte der Stromrichtlinie Versuche unternommen wurden, das bisher regelmäßig national definierte Prinzip der Stromversorgung als besondere öffentliche Dienstleistung in das Europarecht „hinüberzuretten". Immerhin dürfte der obige Überblick über die nationalen Ordnungsmodelle das Ausmaß die verschiedenen nationalen politischen Einflußnahmen verdeutlicht haben. Die Stromversorgung wird in den meisten Ländern der Gemeinschaft ersichtlich als Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse im Sinne des Art. 90 Abs. 2 eingestuft. Widerstände gegen die Wettbewerbselemente in den Richtlinienentwürfen waren daher von Anfang an zu erwarten. Dies gilt in besonderem Maße für den ersten Vorschlag der Kommission, der angesichts seiner doch weitgehend wettbewerblichen Ausrichtung von verschiedenen Seiten als „Provokation" empfunden werden mußte. Die oben diskutierten Widerstände gegen den ersten Vorschlag der Kommission waren dementsprechend massiv.[47]

---

46 Püttner (1992: 37) spricht beispielsweise bedauernd von den „öffentlichen Unternehmen als Stiefkindern des Gemeinschaftrechts", deren Tätigkeiten im Bereich der Erfüllung von Aufgaben im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse bisher nur unzureichend vom Gemeinschaftsrecht behandelt seien. Dementsprechend wurden nicht nur von seiten Frankreichs Wünsche geäußert (vgl. exemplarisch bereits oben erwähnten „Rapport Mandil" (Mandil et al. 1994; insbesondere 207 f.)), den Gedanken des „Service Public" auf europäischer Ebene zu verankern. Es gibt auf europäischer Ebene Versuche einer Erweiterung des Gemeinschaftsrechts um eine „Charta der öffentlichen Dienste". Der damalige Kommissionspräsident Delors hatte bereits 1994 den Europäischen Zentralverband der öffentlichen Wirtschaft (CEEP) beauftragt, eine Studie über eine Charta der öffentlichen Dienstleistungen zu erstellen. Diese ist im Jahr 1995 vorgelegt worden (deutsche Übersetzung in CEEP 1996). Vgl. zu diesem Themenkreis Cox (1996), Tettinger (1995b) sowie die aktuelle Stellungnahme der Kommission (1996b).

47 Ergänzend sei erwähnt, daß — wenig überraschend — auch die europäischen Gewerkschaftsverbände den Liberalisierungsbemühungen kritisch gegenüberstanden und -stehen (vgl. *Europe* 1996a; 1996b).

Nachdem im ersten Vorschlag der Kommission keinerlei Hinweis auf Dienstleistungen vom allgemeinen wirtschaftlichen Interesse enthalten war (wenn man von dem Hinweis auf mögliche Preisregulierung bei kleinen Kunden in Art. 16 Abs. 2 absieht), war seit dem modifizierten Richtlinienentwurf von 1993 eine Bestimmung enthalten, die auf derartige öffentliche Dienstleistungspflichten der Versorgungsunternehmen abstellte.[48]

In der dann 1996 beschlossenen Stromrichtlinie ist in Art. 3 Abs. 3 eine Bestimmung enthalten, die es verdient, im Wortlaut zitiert zu werden:

„Die Mitgliedstaaten können beschließen, die Regelungen in den Artikeln 5, 6, 17, 18 und 21 nicht anzuwenden, soweit ihre Anwendung die Erfüllung der den Elektrizitätsversorgungsunternehmen übertragenen gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen de jure oder de facto verhindern würde und soweit die Entwicklung des Handelsverkehrs nicht in dem Ausmaße beeinträchtigt wird, das den Interessen der Gemeinschaft zuwiderläuft. Zu den Interessen der Gemeinschaft gehört insbesondere der Wettbewerb um zugelassene Kunden in Übereinstimmung mit dieser Richtlinie und mit Artikel 90 des Vertrages."

Die Bestimmung in Art. 3 lehnt sich auffallend an EGV Art. 90 Abs. 2, der folgenden Wortlaut hat:

„Für Unternehmen, die mit Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse betraut sind oder den Charakter eines Finanzmonopols haben, gelten die Vorschriften dieses Vertrages, insbesondere die Wettbewerbsregeln, soweit die Anwendung dieser Vorschriften nicht die Erfüllung der ihnen übertragenen besonderen Aufgaben rechtlich oder tatsächlich verhindert. Die Entwicklung des Handelsverkehrs darf nicht in einem Ausmaß verhindert werden, das dem Interesse der Gemeinschaft zuwiderläuft."

Es kann im Rahmen dieses Beitrags keine juristische Analyse der Auswirkungen der Textunterschiede zwischen diesen beiden Bestimmungen angestellt werden. Aber auch aus ökonomischer Sicht ergeben sich einige Überlegungen zu diesen bemerkenswerten Ähnlichkeiten in EGV und der Stromrichtlinie:[49]

- Erstens eröffnen beide Bestimmungen wettbewerbliche Ausnahmebereiche, die bis auf die Verwendung der Begriffe „Betrauung" bzw. „Übertragung"[50] sehr

---

48 Vgl. zu dem Begriff der öffentlichen Dienste (service public) aus Sicht von Mitgliedern der Kommission die in *Europe* (1995d) wiedergegebenen Stellungnahmen von Karel van Miert und Jaques Delors.

49 Es ist in diesem Zusammenhang vielleicht von Interesse, daß auch Art. 90 Abs. 2 auf Antrag der französischen Delegation in den Vertrag genommen wurde. Vgl. Schütze (1992: 130).

50 Die Verwendung des Begriffes „Übertragung" könnte vermuten lassen, daß die Stromversorgungsunternehmen eher nach Art. 3 Abs. 3 als nach Art. 90 Abs. 2 EGV freigestellt werden könnten. Es wäre eine juristische — hier nicht zu klärende — Frage, ob diese Bestimmung der Richtlinie als Teil des Sekundärrechts mit dem im EGV kodifizierten Primärrecht der Gemeinschaft zu vereinbaren ist, ob mit anderen Worten, die Richtlinie selber rechtmäßig ist. Angesichts der Nennung des EGV und seiner Wettbewerbsbestimmungen, deren Anwendung durch die Richtlinie nicht berührt werden soll (vgl. Erwägungen 3 und 19), kann die Diskrepanz der Formulierungen in der Richtlinie und dem EGV wohl am ehesten auf eine unbeabsichtigte sprachliche Ungenauigkeit zurückgeführt werden.

ähnlichen Anforderungen unterliegen: In beiden Fällen müssen es offensichtlich durch das Mitgliedsland hoheitlich (vgl. zum Art. 90 EGV Tettinger 1995a: 28 f.) definierte Aufgaben im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse sein, deren Erfüllung durch die Anwendung der Wettbewerbsregeln verhindert werden würde. Es reicht also nicht aus, daß die Erfüllung behindert oder erschwert würde (zu dieser Auslegung des Art. 90 EGV vgl. Tettinger 1995a: 31 und Schütze 1992: 147 f. sowie die dort angeführte Literatur), es reicht auch nicht aus, daß diese Verpflichtungen etwa durch eigenständige Verpflichtungen der beteiligten Unternehmen erfüllt werden. Sie müssen als explizite Verpflichtungen seitens des Mitgliedslandes den Unternehmen auferlegt werden.

- Zweitens darf der Handelsverkehr nach beiden Bestimmungen nicht in einem Ausmaß behindert werden, daß dies die Erreichung der Ziele des Binnenmarktes gefährden würde. Die Grenze für derartige nationale Handelsbeschränkungen ist also da erreicht, wo der innergemeinschaftliche Handel signifikant beeinträchtigt wir. Auch insofern scheinen die beiden Bestimmungen inhaltsgleich zu sein.
- Drittens gilt offenbar auch, daß die Ausnahmen von den wettbewerbsrechtlichen Bestimmungen nur dann europarechtlich zulässig sind, wenn es keine anderen technisch machbaren und rechtlich wie wirtschaftlich zumutbaren Wege gibt, die übertragenen Aufgaben ohne die Verletzungen des Wettbewerbsrechts zu erfüllen (vgl. Cox 1995: 5 ff. und Schütze 1992: 147 f. sowie die dort angeführte Literatur; ähnlich Kommission 1996b: Tz. 21). Die Bestimmungen zur Schaffung wettbewerblicher Ausnahmebereiche sind dieser Argumentation folgend grundsätzlich restriktiv auszulegen.

Zusammengenommen verdichtet sich das Bild, daß die Stromrichtlinie zwar die Auferlegung öffentlicher Dienstleistungspflichten als Möglichkeit nennt und in Art. 3 Abs. 2 sogar eine Konkretisierung auf „Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den Umweltschutz" versucht, damit aber keine tatsächliche Konkretisierung der entsprechenden Dienstleistungen erreicht. Immerhin können die vorgenannten Aspekte generell unter „Preis und Qualität eines Gutes unter Beachtung des Umweltschutzes" eingeordnet werden. Dies könnte Preisstrukturregulierungen (beispielsweise Preisgleichheit im Raum), Preisniveauregulierungen (beispielsweise eine allgemeine Gewinnregulierung) und vieles weitere umfassen, begrenzt also die Anwendung der Ausnahmebestimmung nicht wirklich.

Basierend auf diesen Überlegungen kann gefolgert werden, daß sich gegenüber der bisherigen rechtlichen Situation bezüglich der Auferlegung öffentlicher Dienstleistungspflichten durch die Richtlinie wenig geändert hat. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang allerdings, daß die Bestimmung eindeutig geklärt haben dürfte, daß derartige Wettbewerbsbeschränkungen alleine von den Mitgliedstaaten, nicht von den betroffenen Elektrizitätsunternehmen beschlossen werden müssen. In

den Entwürfen der spanischen Präsidentschaft waren statt dessen beispielsweise ein Verweigerungsrecht des Netzzugangsrechts durch den Netzbetreiber vorgesehen (Art. 17 Absatz 3), ohne daß der Mitgliedstaat vorher explizit einen entsprechenden Beschluß getroffen hätte.

In der Gesamtbeurteilung bleibt damit die Frage nach den Konsequenzen der Bestimmungen zu den Dienstleistungen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse offen. Die Richtlinie hat eine Chance versäumt, die Vereinbarkeit der Auferlegung von öffentlichen Dienstleistungspflichten in der Stromwirtschaft mit dem Gemeinschaftsrecht konkreter zu fassen, als es bisher schon Art. 90 EGV tat. An der generell unsicheren Rechtssituation hat sich nichts geändert. Weder ist geklärt, welche Dienstleistungen überhaupt „auferlegt" werden können, noch ein Konkretisierung des trade-offs zwischen Wettbewerbsrecht und den Zielen der Auferlegung von öffentlichen Dienstleistungspflichten erfolgt.[51]

Vielleicht könnte man nach dem Motto „Schlimmeres konnte verhindert werden" als positiv folgern, daß die Rücknahme der Verweigerungsbefugnisse des Netzbetreibers und die Zuordnung dieser Verhinderungsbefugnis zu den Mitgliedstaaten in jedem Fall ein Fortschritt gegenüber dem Status quo und auch gegenüber dem letzten spanischen Entwurf von 1995 darstellt. Die entsprechenden Bestimmungen zur Erfüllung von Aufgaben im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse müssen nach der Richtlinie explizit definiert und transparent gemacht werden. Sie sind daher zukünftig klar als politische Maßnahmen identifizierbar und können somit von Außenstehenden (beispielsweise der EU-Kommission) überprüft werden. Dies ändert nichts an der aus ökonomischer Sicht insgesamt als kritisch zu beurteilenden Rolle des Art. 3 Abs. 2 und der dadurch unter Umständen ermöglichten weiteren massiven Einflußnahme der Staaten auf die Stromversorgung, die durch die Richtlinie gegenüber dem bisherigen Gemeinschaftsrecht (insbesondere Art. 90 EGV) weder eingeschränkt noch konkreter gefaßt wurde.

VIII. Weitere Vorschriften

In den bisherigen Ausführungen wurde insbesondere auf die allgemeinen Vorschriften zur Liberalisierung des Marktzutritts in der Stromerzeugung, zur Neuregulierung der Stromübertragung und die flankierenden Maßnahmen zur vertikalen

[51] Die zwei bisher ergangenen Entscheidungen des EuGH nach Art. 90 Abs. 2 im Zusammenhang mit den nationalen Vorschriften zur Stromwirtschaft („Corbeau" und „Almelo") helfen in diesem Zusammenhang nicht viel weiter. Vgl. zu einer Diskussion der beiden Entscheidungen Le Nestour und Zinow (1995) und Cox (1996).

Entflechtung der integrierten Unternehmen eingegangen. In der Richtlinie finden sich darüber hinaus noch weitere Bestimmungen, die Auswirkungen auf die europäischen Strommärkte haben werden, jedoch unter wettbewerbspolitischen Aspekten eher sekundärer Natur sind oder aber sich erst mittel- bis langfristig auswirken werden.

Zum letzteren Punkt gehören die Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze, die sich insbesondere in Kapitel V der Richtlinie finden. Dieser Aspekt der Richtlinie wird in naher Zukunft von untergeordneter Bedeutung sein, wird sich der Wettbewerb — nicht zuletzt durch die Vorschriften zum Kreis der zugelassenen Kunden — doch zumindest anfänglich auf die großen industriellen Nachfrager konzentrieren. Diese sind regelmäßig direkt an das Übertragungssystem angeschlossen, bedürfen also keines Zugangs zu den Verteilernetzen. Mittel- bis langfristig kann sich jedoch auch Wettbewerb um kleinere Kunden entfalten — dann wird die Bedeutung der Vorschriften für die Verteilernetze zunehmen. Auf sie soll daher im folgenden eingegangen werden.

In Art. 10. Abs. 2 findet sich (ähnlich Art. 7 Abs. 1 für die Stromübertragung) die Vorschrift, daß die Mitgliedstaaten direkt oder indirekt einen Betreiber der Verteilernetze zu ernennen haben, der für Betrieb, Wartung und gegebenenfalls den Ausbau des Verteilersystems in einem bestimmten Gebiet verantwortlich ist. Dieser Verteiler hat sich nach Art. 11 Abs. 2 jeglicher Diskriminierung gegenüber den Netzbenutzern zu enthalten. Es finden sich keine Bestimmungen zur Organisation des Netzzugangs, die von denen abweichen, die für die Übertragungsnetze gelten. Im Prinzip können also die Mitgliedstaaten auch im Bereich der Verteilernetze zwischen einem Alleinabnehmermodell oder einem Modell der spezifischen Durchleitungsrechte (verhandelter Netzzugang) wählen. Die Frage, ob Kombinationen zwischen diesen beiden Modellen zulässig sind (etwa Verteiler als Alleinabnehmer, Überträger im Rahmen des verhandelten Netzzugangs in einem Mitgliedstaats) ist in der Richtlinie nirgendwo behandelt. Es kann daher davon ausgegangen werden, daß Kombinationen möglich sind, wenn auch die praktische Ausgestaltung nicht unkompliziert sein dürfte.

Interessant ist die Tatsache, daß den Mitgliedsländern bei der Ausgestaltung der Befugnisse der Verteiler größerer Spielraum als im Fall der Übertragungssysteme gelassen wird. Sind schon die Bestimmungen zu den Kompetenzen und Auflagen des Netzbetreibers zur Lastverteilung in Kapitel IV (Betrieb der Übertragungssysteme) auffallend wenig konkret gestaltet, so finden sich in Kapitel V beispielsweise überhaupt keine Bestimmungen mehr, wonach der Abruf der Kraftwerke nach dem wirtschaftliche Vorrang auszugestalten wäre.

Die sonstigen Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze sind unter Wettbewerbsaspekten als problematisch zu beurteilen: In Art. 10 Abs. 1 — also noch vor der Beschreibung der wirtschaftlichen Aufgaben des Verteilernetzbetreibers — ist

festgelegt, daß die Mitgliedstaaten den Verteilern auferlegen können, „Kunden in einem bestimmten Gebiet zu beliefern. Der Tarif für diese Leistungen kann festgelegt werden, z.B. um die Gleichbehandlung der Kunden zu gewährleisten". Diese Bestimmung stellt offenbar ein Detail der vom Rat für zulässig gehaltenen Auferlegung von Dienstleistungspflichten im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse dar, auf deren generelle Bedeutung bereits eingegangen wurde. Diese — bereits in den Vorschlägen der Kommission von 1992 und 1993 enthaltene — explizite Ermächtigung der Mitgliedstaaten, den Verteilern Versorgungspflichten aufzuerlegen und die Preise für die Kunden zu regulieren, stellt einen Fremdkörper innerhalb der Richtlinie dar. Es scheint wenig richtlinienimmanent, daß über diese Bestimmung weitere Regulierungen ausdrücklich ermöglicht werden, die andernfalls nach Art. 3 Abs. 2 oder Art. 90 Abs. 2 EGV einer Überprüfung unterzogen werden könnten. Zusammenfassend muß die Gesamtbeurteilung zu den Bestimmungen im Bereich der Verteilernetze eher noch kritischer als zu den Regelungen im Übertragungsbereich ausfallen.

Unter den zusätzlichen Bestimmungen der Richtlinie sind der Vollständigkeit halber die Maßnahmen zur Unterstützung bestimmter Primärenergien und Umwandlungtechnologien zu nennen. In der Richtlinie ist bei den Bestimmungen über den Betrieb des Übertragunsgnetzes ein Recht der Mitgliedsländer zur Unterstützung heimischer Primärenergien durch den Vorrang beim Kraftwerksabruf eingeräumt (Art. 8 Abs. 4). Bis zu 15 vH des nationalen gesamten Elektrizitätsverbrauchs kann vorrangig aus solchen Erzeugungsanlagen abgerufen werden, die heimische Primärenergien einsetzen. Bei den Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze findet sich in Art. 11 Abs. 3 die Befugnis der Mitgliedstaaten, den Stromverteilern die vorrangige Einspeisung aus Kraftwerken aufzuerlegen, die regenerative Energieträger einsetzen oder nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Koppelung arbeiten. Auch diese Bestimmungen sind unter Wettbewerbsaspekten als problematisch zu beurteilen, wenn auch deren Bedeutung nicht überschätzt werden sollte.

Als letzte hier erwähnte Übergangs- und Ausnahmebestimmungen von den Wettbewerbsregeln sind die in Art. 23 genannten Ausnahmebestimmungen für kleine, isolierte Netze sowie Luxemburg vorgesehen. Die Mitgliedstaaten können bei der EU-Kommission einen Antrag auf Genehmigung von Ausnahmeregelungen stellen. Ferner ist im Einzelfall eine Fristverlängerung zur Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht vorgesehen (dies gilt für Belgien, Griechenland und Irland) (Art. 26).

IX. Anmerkungen zum gewählten Verfahren der Kommission

Zur Einordnung der von der Kommission und dem Rates gewählten Ansatzes zur Liberalisierung der Strommärkte ist es hilfreich, einen Blick auf die grundsätzlich zur Verfügung stehenden Mittel nach dem EGV zu werfen, die zur Etablierung des Binnenmarktes zur Verfügung stehen. Die Kommission stützte ihre Entwürfe für eine Strommarktrichtlinie auf Art. 57 Abs. 2 (Richtlinien zur gegenseitigen Anerkennung von Diplomen, Zeugnissen zur Aufnahme und Ausübung selbständiger Tätigkeiten im Rahmen des Abbaus der Beschränkungen der Niederlassungsfreiheit), Artikel 66 (die entsprechende Bestimmung für den Dienstleistungsbereich) und Art. 100a, der zur Erreichung der Ziele des Art. 7a EGV (bzw. Art. 8a des EWGV) (Verwirklichung des Binnenmarktes, Gewährleistung der vier Freiheiten) ein Beschlußverfahren vorsieht, daß eine Verabschiedung der Richtlinie durch den Rat unter Mitentscheidung (bzw. der Zusammenarbeit) des Parlaments beinhaltet.[52]

Im Prinzip hätten der Kommission auch andere Wege zur Verfolgung ihrer Ziele offengestanden:

- Die Einleitung von Vertragsverletzungsverfahren beim Europäischen Gerichtshof zur Beseitigung der teilweise vorhandenen staatlich gewährleisteten ausschließlichen Export und/oder Importrechte, gestützt auf Art. 30, 34 und 37 EGV (Verbot mengenmäßiger Einfuhr- und Ausfuhrbeschränkungen sowie schrittweiser Umbau staatlicher Handelsmonopole). Tatsächlich hat die EU-Kommission derartige Schritte gegen nationale Handelsmonopole im Bereich des Elektrizitätssektors in der Vergangenheit nicht nur angekündigt (Kommission 1988: 17 ff), sondern auch eingeleitet (vgl. Gowans 1994a: 36; Faross 1994: 203; Cross 1996: 3).
- Ein Vorgehen im Rahmen des Art. 87. Hiernach kann die Kommission zur Durchsetzung der Wettbewerbsregeln der Art. 85 und 86 Vorschläge für Richtlinien an den Rat richten, über die dieser nach Anhörung des Parlaments beschließen muß. Durch eine derartige Richtlinie, insbesondere nach Art. 87 Abs. 2 c), hätte die Kommission versuchen können, den Anwendungsbereich der Art. 85 und 86 im Stromsektor näher zu bestimmen, insbesondere um Rechtsklarheit über den rechtlichen Status der vorherrschenden gebietsmonopolistischen Unternehmen zu schaffen.

---

52 Der Maastrichter Vertrag führte zu einer Änderung der Beschlußverfahren. Im Fall der Stromrichtlinie wurde, nachdem zunächst das Verfahren der Zusammenarbeit mit dem Parlament Anwendung fand, das Verfahren der Mitentscheidung eingeleitet.

- Ein Vorgehen nach Art. 90 Abs. 3. Hiernach kann die Kommission (ohne Beteiligung des Rates und des Parlaments) Richtlinien oder Entscheidungen an die Mitgliedsstaaten richten, die die Anwendung der beiden ersten Absätze des Art. 90 betreffen. Die Kommission hat Befugnis, die Einhaltung der Wettbewerbsregeln durch diejenigen Unternehmen zu sichern, die mit Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse betraut sind. Selbst wenn hier die Frage nicht beantwortet werden kann, ob etwa in Deutschland diese Bedingung der Betrauung erfüllt ist (vgl. für einen Überblick z.B. Schütze 1992: Kapitel D), so ist diese Betrauung beispielsweise im Fall Frankreichs wohl zweifelsfrei gegeben und unterliegt insofern der Überwachung durch die EU-Kommission bzw. den Europäischen Gerichtshof. Eine derartige Entscheidung oder Richtlinie kann die Kommission jederzeit treffen bzw. beschließen (vgl. Hochbaum 1992: 9). Von verschiedenen Seiten wurde dieses Vorgehen der Kommission in der Vergangenheit erwartet oder gefordert (vgl. etwa Seidel 1992, Tettinger 1995a: 32). Mitglieder der Kommission haben in der Tat auch immer wieder mit einem derartigen Verfahren „gedroht", insbesondere immer dann, wenn die politischen Beratungen im Rat wieder einmal in einer Sackgasse zu stecken drohten (vgl. etwa die Stellungnahme des Kommissars Papoutsis in *Europe* 1995c).

Grundsätzlich bestehen diese Möglichkeiten der Vorgehens für die Kommission auch weiterhin, wenn die Entwicklungen nach der Umsetzung der Stromrichtlinie von ihr als nicht hinreichend beurteilt werden würden. Es gilt jedoch, daß die Kommission bislang in der Stromwirtschaft die Taktik der Herbeiführung eines politischen Kompromisses zwischen den nationalen Regierungen bevorzugte. Bereits im ersten Richtlinienvorschlag (Erwägungsteil) konstatierte die Kommission: „Die Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes muß schrittweise erfolgen und in Stufen verwirklicht werden, damit die Industrie sich flexible und in geordneter Art und Weise dem neuen Umfeld anpassen kann." Trotz der langen seit Vorstellung des ersten Entwurfs verstrichenen Zeit ist die Kommission bei diesem Konzept geblieben.[53] Dies ist eine bemerkenswerter Unterschied zum Fall der Telekommunikation, in der der Erlaß von zwei Richtlinien nach Art. 90 Abs. 3 der entscheidende Motor zur Liberalisierung der nationalen Märkte war (vgl. Boss et al. 1996: 189 ff.; Kommission 1996b: Tz. 24).

Zusammenfassend kann das Vorgehen der Kommission angesichts der rechtlichen Möglichkeiten, die ihr zur Verfügung standen, als eher vorsichtig charakterisiert werden. Immer wieder versuchte sie, eine politische Einigung zwischen den Mitgliedsstaaten herbeizuführen, selbst wenn der erste Richtlinienvorschlag von

---

53 Ein Mitglied der Kommission charakterisierte die Strategie der Kommission, nicht nach Art. 90 Abs. 3 vorzugehen, anschaulich als „we don't want to use the big Bertha" (Eurelectric/ European Energy Foundation 1996: 81)

1992 als durchaus „revolutionär" zu charakterisieren war. Insbesondere die Reziprozitätsklausel und vor allem auch die Definition eines Kreises der „zugelassenen Kunden" in der endgültigen Richtlinie lassen jedoch den Eindruck eine stark politisch geprägten Kompromisses. Es wird sich erst in der Zukunft zeigen, ob weitere Liberalisierungsschritte von Seiten der Mitgliedsstaaten bzw. des Rates folgen, oder ob die Kommission ungeachtet ihrer bisherigen Strategie zukünftig stärker auf Art. 87 oder Art. 90 gestützt vorgehen wird oder vorgehen sollte.[54]

54 Immerhin wird die europarechtliche Zulässigkeit der bestehenden nationalen Ordnungsmodelle auch direkt unter Bezug auf den EGV zunehmend in Frage gestellt. Genannt sei nur die bekannte Einschätzung des Bundeskartellamts der europarechtlichen Unzulässigkeit der deutschen Gebietsschutzverträge (beispielsweise wiedergegeben in Bundeskartellamt 1995: 141 f.). Generell kann ohnehin die — hier nicht zu beantwortende — Frage gestellt werden, ob die jetzt verabschiedete Stromrichtlinie angesichts der kodifizierten Ausnahmen von den allgemeinen Wettbewerbsregeln mit dem primären Gemeinschaftsrecht vereinbar ist.

F. Zusammenfassung und Schlußfolgerungen

I. Die Stromwirtschaft in den meisten europäischen Ländern ist derzeit durch den Ausschluß des Wettbewerbs gekennzeichnet. Von einem Binnenmarkt für Elektrizität kann nicht die Rede sein.

1. Bei den nationalen Ordnungsmodellen der Stromversorgung offenbart sich eine außerordentlich starke Heterogenität der historisch gewachsenen Strommärkte in den einzelnen Staaten der Europäischen Union. Von herausragender Bedeutung für die Entwicklung der nationalen Stromwirtschaften waren in der Vergangenheit die nationalen Ziele der Energiepolitik, die vornehmlich einen regional-, sozial oder strukturpolitischen Hintergrund haben.

2. Die Elektrizitätsmärkte in Europa sind fast durchgängig durch einen hohen, wenn auch abnehmenden, Anteil an öffentlichem Eigentum und einen hohen Grad der vertikalen Integration gekennzeichnet. Im Regelfall wird starker politischer Einfluß auf die Investitions- und Preispolitik der Unternehmen ausgeübt. In fast allen Fällen gewähren die Staaten auf der einen Seite exklusive Rechte und erlegen den Versorgungsunternehmen auf der anderen Seite besondere Pflichten auf.

3. Der Umfang der zwischenstaatlichen Strompreisdifferentiale und des innereuropäischen Handels mit Strom verdeutlicht, daß von einem Binnenmarkt für Elektrizität derzeit nicht die Rede sein kann.

II. Die Rechtfertigungen für die bisherigen Regulierungen halten einer ökonomischen Überprüfung nicht stand. Selbst wenn die politischen Ziele akzeptiert würden, die mit der Regulierung verfolgt werden, sind die hierzu eingesetzten Mittel als ineffizient zu beurteilen.

4. Die bestehenden Regulierungen in Deutschland und den anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union werden von ihren Befürwortern mit den „Besonderheiten" der Stromwirtschaft begründet. Bei der Analyse der „Besonderheitenlehre" zeigt sich aber, daß sowohl die technischen Eigenheiten des Wirtschaftssektors auf der Bereitstellungsebene als auch die spezifischen wirtschaftlichen Charakteristiken des Gutes „Strom" auf der Verwendungsebene keine tragfähige ökonomische Grundlage für eine Beibehaltung der derzeitigen nationalen Strommarktregulierungen bieten.

5. Die von der Regulierung in den europäischen Staaten angestrebten Ziele werden derzeit mit ineffizienten Mitteln verfolgt. Zum einen ist ein Teil der Begründung der Regulierungen auf der Bereitstellungsebene durch die Regulierung „hausgemacht" und entfällt somit nach wettbewerblichen Reformen. Zum anderen wäre im Fall der auf der Verwendungsseite ansetzenden Regulierungsgründe sozial-, regional- oder strukturpolitischer Art die Finanzierung sinnvoller aus dem allgemeinen Staatshaushalt zu bestreiten. Hilfsweise könnte ein Aufschlag auf die Stromrechnungen (Sozialpfennig) erwogen werden.

III. Nachdem der Stromsektor bisher von allen Bestrebungen zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes unberührt blieb, sind durch die EU-Stromrichtlinie von 1996 erstmals entscheidende Schritte zum Aufbrechen der nationalen Monopolstellungen eingeleitet worden.

6. Die nachhaltigen, erheblichen Preisdifferenzen und das geringe Ausmaß der grenzüberschreitenden Stromlieferungen haben seit Mitte der achtziger Jahre zu verstärkten Anstrengungen in Brüssel geführt, den europäischen Binnenmarkt auch im Bereich der Elektrizitätsmärkte zu etablieren. Jedoch kann bei den beiden zunächst beschlossenen Richtlinien — der Preistransparenzrichtlinie und der Transitrichtlinie (beide 1990) — von wirksamen Maßnahmen zur Schaffung des Strombinnenmarktes nicht die Rede sein.

7. Anders ist die Stromrichtlinie von 1996 zu beurteilen: Die beschlossenen Liberalisierungen der Stromerzeugung und des Stromhandels sind erste Schritte zum Aufbrechen der nationalen Monopolstellungen.

IV. Die Stromrichtlinie schreibt die Einführung von Durchleitungsrechten durch bestehende Netze, die Liberalisierung des Baus von Anlagen in Erzeugung und Übertragung sowie eine moderate Form der Entflechtung integrierter Versorgungsunternehmen vor.

8. Die Durchleitungsrechte durch bestehende Netze der etablierten Versorgungsunternehmen ermöglichen Kunden eine größere Freiheit bei der Wahl ihrer Lieferanten. Damit wird zwar nicht das ursprünglich vorgesehene Common-Carrier-Modell eingerichtet. Aber auch das Netzzugangsregime der spezifischen Durchleitungsrechte schafft Chancen für den Wettbewerb in der Stromerzeugung und dem Stromhandel.

9. Die Marktzutrittsbarrieren in Erzeugung und Übertragung müssen in fast allen Mitgliedsländern der Europäischen Union gesenkt werden. Insofern kann der Richtlinientext hinsichtlich des Abbaus von Investitionsschranken sowohl bei Er-

zeugungs- als auch bei Übertragungsanlagen aus wettbewerbspolitischer Sicht positiv beurteilt werden. Unabhängige Erzeuger erhalten das Recht auf ein nichtdiskriminierendes und transparentes Genehmigungsverfahren — unabhängig davon, ob sich das Mitgliedsland grundsätzlich für das Genehmigungsverfahren oder das Ausschreibungsverfahren für den Bau neuer Anlagen entschieden hat.

10. In der Richtlinie ist vorgesehen, daß integrierte Versorgungsunternehmen mindestens eine separate Rechnungslegung für Erzeugung, Übertragung und Verteilung vornehmen (buchhalterische Entflechtung). Diese Entflechtungsvorschriften sind weitaus schwächer formuliert worden, als es die Kommission in ihren ursprünglichen Vorschlägen vorsah. Aus ökonomischer Sicht wäre die Gründung einer oder mehrerer unabhängiger Netzgesellschaften zumindest aus Gründen einer wirksamen Überwachung des Netzbetriebs, in dem natürliche Monopole vermutet werden können, vielversprechender. Für die in der Richtlinie gewählte moderate Form der Entflechtungsvorschriften könnten die leichtere Umsetzung und damit tendenziell geringere Übergangskosten zu einem wettbewerblicheren Markt sprechen.

V. Die in der Stromrichtlinie eingeräumte Freiheit der Mitgliedstaaten, zwischen einem Modell des verhandelten Netzzugangs und einem Alleinabnehmermodell wählen zu können, hat keine unmittelbaren Konsequenzen für das zukünftige Ausmaß des Wettbewerbs in den europäischen Strommärkten.

11. In den zwei in der Richtlinie genannten Modellen des Netzzugangs — verhandelter Netzzugang und Alleinabnehmermodell — werden weitgehend identische Bedingungen für das Zustandekommen von Lieferverträgen zwischen zugelassenen Kunden und unabhängigen oder gebietsfremden Versorgungsunternehmen definiert. Einem Alleinabnehmer steht grundsätzlich kein größerer Spielraum zur Verhinderung von Durchleitungen zur Verfügung als einem netzbesitzenden Unternehmen in einem Land, welches das Modell des verhandelten Netzzugangs gewählt hat.

12. Die Wahl eines Alleinabnehmermodell kann sogar größere wettbewerbliche Wirkungen nach sich ziehen als die Wahl des verhandelten Netzzugangs. Dies liegt darin begründet, daß ein Alleinabnehmer im Regelfall zur Veröffentlichung von Netznutzungstarifen verpflichtet sein wird. Die Tarifierungsvorschrift führt zu einer größere Kalkulationssicherheit potentieller Durchleitungskunden und senkt ihre Transaktions- und Informationskosten.

VI. Trotz der Liberalisierung kann von einem wirklichen Strombinnenmarkt auch zukünftig kaum die Rede sein. So bedingt die in der Stromrichtlinie enthaltene Definition der „zugelassenen Kunden", daß der überwiegende Teil der

Stromnachfrager zumindest bis 2006 kaum Zugang zu den wettbewerblichen Märkten haben wird. Auch die Reziprozitätsklausel und die Bestimmungen zu den gemeinwirtschaftlichen Aufgaben der Versorgungsunternehmen können zu Wettbewerbsbeschränkungen führen.

13. Die Richtlinie sieht vor, den europäischen Strommarkt nur schrittweise zu öffnen. Der Kreis derjenigen Letztverbraucher, die die Möglichkeit der Wahl ihres Stromlieferanten erhalten (zugelassene Kunden), wird im Zeitablauf stufenweise ausgedehnt. Aber auch nach der dritten und letzten Stufe werden weite Teile der Stromnachfrager nicht unmittelbar am Wettbewerb partizipieren können. Weitere Marktöffnungsmaßnahmen sind gegenwärtig nicht absehbar.

14. Die Vorschriften, die die Marktöffnung zeitlich hinausschieben, können als Versuch gewertet werden, die Versorgungsunternehmen vor Vermögensverlusten bei unwirtschaftlichen Erzeugungsanlagen zu bewahren. Sie basieren aus ökonomischer Sicht zu einem guten Teil auf Verteilungsargumenten, nicht auf Effizienzüberlegungen. Auch juristische Aspekte des Eigentumsschutzes und des Vertrauensschutzes mögen ein allmähliches Vorgehen rechtfertigen. Andere Methoden zur Lösung dieses Problems des Eigentumsschutzes und des Vertrauensschutzes — etwa durch eine Kompensation aus Mitteln des allgemeinen Staatshaushalts — wären aber aus ökonomischer Sicht effizienter.

15. Die politischen Forderungen nach einer „gleichgewichtigen" Marktöffnung führten zur Aufnahme einer Reziprozitätsklausel: Den Mitgliedstaaten wird nach dieser Klausel das Recht eingeräumt, Importe aus denjenigen Ländern mengenmäßig zu begrenzen, die ihre Strommärkte in geringerem Ausmaß geöffnet haben. Die Reziprozitätsklausel ist als weiteres Instrument zu werten, die wettbewerbliche Öffnung der europäischen Strommärkte nur allmählich durchzuführen und den möglichen Umfang von durch die Reformen notwendig werdenden Abschreibungen unwirtschaftlicher Erzeugungsanlagen zu begrenzen.

16. In der Frage der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen der Versorgungsunternehmen bleiben die Konsequenzen der Richtlinie offen. Durch die Richtlinie wurde eine Chance vertan, die Vereinbarkeit der Auferlegung von öffentlichen Dienstleistungspflichten in der Stromwirtschaft mit dem Gemeinschaftsrecht konkreter zu fassen, als es bisher schon Art. 90 EGV tat. Immerhin müssen die entsprechenden nationalen Bestimmungen zur Erfüllung von Aufgaben im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse nunmehr explizit und transparent definiert werden. Sie sind daher zukünftig klar als politische Maßnahmen identifizierbar und können somit von Außenstehenden (beispielsweise der EU-Kommission) überprüft werden. Dies ändert nichts an der aus ökonomischer Sicht insgesamt als kritisch zu beurteilenden Rolle der entsprechenden Bestimmungen der Stromrichtlinie und der

dadurch unter Umständen ermöglichten weiteren massiven Einflußnahme der Staaten auf die Stromversorgung.

17. Das Vorgehen der Kommission kann angesichts der rechtlichen Möglichkeiten, die ihr zur Verfügung standen, als sehr vorsichtig charakterisiert werden. Immer wieder versuchte sie, eine politische Einigung zwischen den Mitgliedstaaten herbeizuführen. Es wird sich erst in der Zukunft zeigen, ob weitere Liberalisierungsschritte von seiten der Mitgliedstaaten bzw. des Rates folgen, oder ob die Kommission ungeachtet ihrer bisherigen Strategie zukünftig stärker auf das allgemeine europäische Wettbewerbsrecht gestützt vorgehen wird, um eine weitere Liberalisierung der Strommärkte durchzusetzen.

VII. Trotz der in der Richtlinie vorgesehenen nur partiellen Marktöffnung steht zu erwarten, daß die Umstrukturierungen zu einer — möglicherweise national stark differierenden — Eigendynamik führen werden.

18. Im Fall Deutschlands kann beispielsweise erwartet werden, daß Wettbewerb auch auf der Großhandelsebene entstehen wird. Die Position insbesondere der lokalen Verteilungsunternehmen als Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt wird sich durch die jüngsten Liberalisierungsinitiativen entscheidend verbessern. Auf der anderen Seite wird ihre bisher unangefochtene Position als regionale Monopolisten im Verkauf an „zugelassene Kunden" erheblich geschwächt. An ihre betriebswirtschaftlichen Fähigkeiten werden damit bisher ungewohnte Anforderungen gestellt, denen nicht alle Versorgungsunternehmen gewachsen sein werden.

19. Mangelnde Wettbewerbsfähigkeit einzelner Unternehmen kann zu Unternehmenszusammenschlüssen und -kooperationen und damit zu einer tendenziell steigenden Marktkonzentration führen. Dies ist aus wettbewerbspolitischer Sicht nicht notwendig als Gefahr einzuschätzen. Denn gleichzeitig erwächst durch den zukünftig möglichen Marktzutritt neuer und ausländischer Anbieter zusätzlicher Wettbewerbsdruck — auch auf die großen etablierten Versorgungsunternehmen.

20. Die mit der Wettbewerbsaufsicht betrauten europäischen und nationalen Instanzen werden grundsätzlich neu definierten Anforderungen gegenüberstehen, die vor allem aus den Vorschriften zur buchhalterischen Entflechtung der integrierten Versorgungsunternehmen sowie der notwendigen Überwachung von Durchleitungskonditionen erwachsen.

21. Die wettbewerblichen Reformen werden darüber hinaus dazu führen, daß auch die Wettbewerbspolitik in der Stromwirtschaft auf der Grundlage sukzessive gesammelter Erfahrungen — beispielsweise mit konkreten Durchleitungsfällen — laufend neu ausgerichtet werden muß. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist das „Design" der zukünftigen nationalen Regulierungs- und Wettbewerbspolitiken noch nicht hinreichend erkennbar, um eindeutige Aussagen über das „Wie" und

„Wann" der weiteren Liberalisierungs- und Umstrukturierungsetappen zu treffen. Viel wird hier von der konkreten Ausgestaltung der Durchleitungsrechte sowohl durch die nationalen Gesetzgeber, die Wettbewerbsbehörden und die Gerichte abhängen.

22. Bisherige ausländische Erfahrungen mit wettbewerblichen Reformen des Stromsektors lassen erwarten, daß die jetzt europaweit eingeleiteten Umstrukturierungen eine Eigendynamik entfalten werden. Es ist davon auszugehen, daß die neuen Betätigungsmöglichkeiten der Versorgungsunternehmen im Zusammenwirken mit dem Aufbrechen kartellartiger Strukturen eine Tendenz hin zu mehr Wettbewerb bewirken werden, die sich nur schwer begrenzen lassen wird. Dieser Wettbewerb wird langfristig nicht auf „zugelassene Kunden" beschränkt bleiben.

Literaturverzeichnis

Alario, J. (1994). The West European Electricity Sector. Historical Evolution and Prospects. *Cahiers BEI* 22: 26–46.

Baur, J.F. (1979). Abbau der Gebietsschutzverträge und Durchleitungspflicht — Mittel zur Verbesserung der Versorgung? — Ein Rechtsgutachten. In R. Lukes (Hrsg.), *Geschlossene Versorgungsgebiete, Versorgungssicherheit oder Wettbewerb.* Recht — Technik — Wirtschaft. Schriftenreihe Band 18. Köln.

Bierhoff, R. (1990). Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland. Zielvorstellungen und ihre praktische Bewährung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 40 (11): 758–761.

BMWi (Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft) (1991). *Energiedaten 1990.* Bonn.

— (1996). *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.* Referentenentwurf vom 16.09.1996 (AZ III B 1 105108), vom Bundeskabinett verabschiedet am 23.10.1996.

— (1997). *Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesratsschaftsrechts.* Referentenentwurf vom 12.03.1997.

Boss, A., C.-F. Laaser, K.-W. Schatz et al. (1996). *Deregulierung in Deutschland. Eine empirische Analyse.* Kieler Studien 275. Tübingen.

Bouttes, J.-P., und R. Leban (1995). Competition and Regulation in Europe's Network Industries from Theoretical Approach to Sectorial Application. *Utilities Policy* 5 (2): 127–146.

Bundeskartellamt (1995). *Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 1993/1994 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet.* Bundestagsdrucksache 13/1660. Bonn.

Bundesrat (1996). *Stellungnahme des Bundesrates zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.* Bundesratsdrucksache 806/96 vom 19. Dezember. Bonn.

CEEP (Centre Européen des Entrepises à Participation Publique) (1996). *Europa, Wettbewerb und öffentliche Dienstleistungen.* Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft, Heft 15. Berlin..

Charpentier, J.P., und K. Schenk (1995). *International Power Connections: Moving from Electricity Change to Competitive Trade. Public Power for the Private Sector*. Washington, D.C.

Cox, H. (1996). Öffentliche Dienstleistungen und europäische Wettbewerbsordnung. Das europäische Gemeinschaftsrecht unter dem Einfluß des Service-Public-Gedankens. Diskussionsbeiträge zur öffentlichen Wirtschaft 37. Duisburg.

Cross, E.D. (1996). *Electric Utility Regulation in the European Union: A Country by Country Guide*. Chichester.

Decker, H. (1996). Die Organisation des Energiebinnenmarkts — Auswirkungen auf die kommunale Versorgungswirtschaft. In H. Cox (Hrsg.), *Perspektiven öffentlicher Unternehmen in der Wirtschafts- und Rechtsordnung der Europäischen Union*. Band II. Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft. Baden-Baden

Deregulierungskommission (1993). Unabhängige Expertenkommission zum Abbau marktwidriger Regulierungen. *Marktöffnung und Wettbewerb — Deregulierung als Programm?* Stuttgart.

Desama, C. (1996). The View of the EP's Rapporteur. In Eurelectric und European Energy Foundation (Hrsg.), *The Internal Electricity Market*. Joint Seminar Proceedings: 13–17.

DVG (Deutsche Verbundgesellschaft) (1996). *Bericht 1995*. Heidelberg.

Emmerich, V. (1978). *Ist der kartellrechtliche Ausnahmebereich für die leitungsgebundene Versorgungswirtschaft wettbewerbspolitisch gerechtfertigt?* Hannover.

Energy in Europe (1996). Ausgabe 27 (Dezember): Provisional Issue. Brüssel.

Energy Economist (1997). Electricity. (183): 30 f.

EP (Europäisches Parlament) (1993). Stellungnahme zum Erlaß der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* C 329 vom 6. Dezember.

— (Ausschuß für Forschung, technologische Entwicklung und Energie, Berichterstatter: V. Desama) (1996). Entwurf einer Empfehlung für die zweite Lesung betreffend den Gemeinsamen Standpunkt des Rates im Hinblick auf den Erlaß der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnemarkt (C4—0457/96 — 00/0384(COD)). 15. Oktober.

Esser, C. (1994). *Die Elektrizitätswirtschaft im europäischen Binnenmarkt: Gestaltungsvarianten und Entwicklungstendenzen.* Idstein.

ET (Energiewirtschaftliche Tagesfragen) (1996). Kartellverfahren Stadt Nordhorn/RWE Energie AG: BKartA-Beschluß vom 28. Februar 1996. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 46 (4): 256–257.

Eurelectric (1991). Welche Form der Konkurrenz ist für die europäische Elektrizitätswirtschaft angemessen? Stellungnahme der kontinental-europäischen Eurelectric-Mitglieder. *Elektrizitätswirtschaft* 90 (12): 629–639.

— (1995a). Stellungnahme Eurelectric's zum Elektrizitätsbinnenmarkt. Erklärung zum Binnenmarkt für Elektrizität, 20. Juni 1995. In Eurelectric (Hrsg.), *Position Papers 1995. Volume 1 — Internal Electricity Market.* Brüssel.

— (1995b) Übergangszeiten und Regelungen. November 1995. In Eurelectric (Hrsg.), *Position Papers 1995. Volume 1 — Internal Electricity Market.* Brüssel.

— (1995c). Erklärungen zum Binnenmarkt für Elektrizität. Dezember 1995. In Eurelectric (Hrsg.), *Position Papers 1995. Volume 1 — Internal Electricity Market.* Brüssel.

Eurelectric/European Energy Foundation (1996). *The Internal Electricity Market. Joint Seminar Proceedings.* Brüssel.

Europe, Bulletin Quotidien Europe (1991a). Draft Union Treaty (Dutch Presidency Working Document). Document Nr. 1746/1747, 20. November.

— (1991b). Treaty on Political Union: Final Draft by the Dutch Presidency as Modified by the Maastricht Summit. Document Nr. 1750/1751, 13. Dezember.

— (1992). For Liberalization of the Electricity and Gas Market — The Commission is Urged to Review its Proposal, Notably Concerning TPA. Nr. 5869, 2. Dezember.

— (1995a). Der Energieministerrat wegen tiefgründiger Unstimmigkeiten der 15 im Kontext mit der Liberalisierung des Strommarktes auf den 20. Dezember verschoben — Reaktionen von Kommissar Papoutsis. Nr. 6625, 13. Dezember: 6 f.

— (1995b). Sondersitzung Anfang 1996 im Hinblick auf Kompromiß zum Elektrizitätsbinnenmarkt — Vorsitz sieht Verhandlungen in der Schlußphase. Nr. 6632, 21. Dezember: 4 f.

— (1995c). Politische Einigung über Minimalnormen für die Energieleistung von Kühl- und Gefrierschränken — weitere Ergebnisse —1 Vorbereitung der Eini-

gung mit dem EP über die transeuropäischen Netze. Nr. 6633, 22. Dezember: 7 f.

Europe, Bulletin Quotidien Europe (1995d). Orientierungen von Karel van Miert und Meinung von Jaques Delors zum Begriff der „Öffentlichen Dienste und zur Rolle der Europäischen Union. Nr. 6636, 29. Dezember: 3.

— (1996a). Europäische Bergbau-, Chemie- und Energiegewerkschaft kritisieren "wilde Liberalisierung" der Elektrizitätsmärkte. Nr. 6764, 5. Juli: 14 f.

— (1996b). Deutliche Zurückhaltung der Gewerkschaften, was den Elektrizitätsbinnenmarkt angeht. Nr. 6819, 26. September: 15.

— (1997). Energie: Kommissar Papoutsis kämpft dafür, daß ein Energie-Titel in den neuen Vertrag einfließt. Nr. 6911, 10./11./12. Februar.

Eurostat (Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften) (a lfd. Jgg.).. *Energie. Monatliche Statistiken.* Luxemburg.

— (b lfd. Jgg.). *Elektrizitätspreise.* Luxemburg.

Faross, P. (1994). EU-Richtlinienentwürfe zur Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 18 (4): 203–206.

Faulhaber, G.R. (1975). Cross-Subsidization : Pricing in Public Enterprises. *American Economic Review, Papers and Proceedings* 65 (5): 966–977.

Finon, D. (1995). La diversification des modèles d´organisation des industries électricques 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.

Garnreiter, F. (1992). Kleinverbraucher subventionieren die Strompreise für die Größtabnehmer. *WSI-Mitteilungen* 45 (11): 744–751

Gilbert, R.J., und E.P. Kahn (Hrsg.) (1996). *International Comparisons of Electricity Regulation.* Cambridge.

Gowans, I. (1994a). The Internal Energy Market, Second Progress Report. *Energy in Europe* 22: 34–41.

— (1994b). Trans-European Energy Networks. *Energy in Europe* 42–44.

Grawe, J. (1996). Die Haltung der deutschen Elektrizitätswirtschaft zu den geplanten Deregulierungsbestrebungen in der Energieversorgung auf nationaler und EU-Ebene. In R. Sturm und S. Wilks (Hrsg.), *Wettbewerbspolitik und die Ordnung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Großbritannien.* Baden-Baden.

Harms, W. (1989). Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft im Hinblick auf den europäischen Binnenmarkt. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 13 (1): 13–21.

IEA (International Energy Agency) (1985). *Electricity in IEA Countries: Issues and Outlook*. Paris.

— (1994a). *Electricity Supply Industry: Structure, Ownership and Regulation in OECD Countries*. Paris.

— (1994b). *World Energy Outlook*. Paris.

— (a lfd. Jgg.). *Electricity Information*. Paris.

— (b lfd. Jgg.). *Energy Statistics of OECD Countries*. Paris.

Klinger, H. (1996). Rede auf der Pressekonferenz Essen-Kettwig, 2. Dezember 1996.

Klodt, H., und J. Stehn et al. (1992). *Die Strukturpolitik der EG*. Kieler Studien 249. Kiel.

Kommission (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (1988). *Der Binnenmarkt für Energie*. KOM(88) 238 endg. Brüssel.

— (1989). *Die Ausweitung der innergemeinschaftlichen Stromlieferungen: ein grundlegender Beitrag zur Vollendung des Binnenmarktes für Energie. Vorschlag für eine Richtlinie des Rates über den Transit von Elektrizitätslieferungen über die großen Netze*. KOM(89) 336 endg. SYN 207. Brüssel.

— (1990a). *Energie in der Europäischen Gemeinschaft*. Luxemburg.

— (1990b). *Der Energiebinnenmarkt. Erster Fortschrittsbericht*. KOM (90) 124 endg. 10. Mai. Brüssel.

— (1992a). *Energy in Europe 1992*. Luxemburg.

— (1992b). *Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. KOM(91) 548 endg. 21. Februar. Brüssel. *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* C 65 vom 14. März: 4.

— (1992c). *Beschluß der Kommission (92/167/EWG) über die Einsetzung eines Sachverständigengremiums für den Elektrizitätstransit über große Netze. ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* L 74/43 vom 4. März.

— (1993a). *Abgeänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. KOM(93) 643 endg. Brüssel, 7. Dezember. *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* C123/1 vom 4. Mai 1994).

Kommission (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (1995a) *Für eine Energiepolitik der Europäischen Union. Grünbuch der Kommission.* KOM(94) 659 endg. 11. Januar. Brüssel.

— (1995b). Arbeitspapier der Kommission über die Organisation des Elektrizitätsbinnenmarktes. Manuskript.

— (1995c). *Eine Energiepolitik für die Europäische Union. Weißbuch der Kommission.* Entwurf vom 12. Dezember. Brüssel.

— (1996a). *Zweiter Bericht der Kommission über eine Revision der Gemeinschaftsrechtsvorschriften im Energiebereich.* Mitteilung der Kommission an den Europäische Parlament und an den Rat. Kom(96) 320 endg. 10. Juli. Brüssel.

— (1996b). *Stellungnahme der Europäischen Kommission zur Tragweite, Bedeutung und Verteidigung der öffentlichen Dienste (Daseinsvorsorge) in der Union: Leistungen der Daseinsvorsorge in Europa.* Mitteilung der Kommission. Europe-Dokumente 2002/2003. 20. September. Brüssel.

— (1997). *Grünbuch zur EG-Wettbewerbspolitik gegenüber vertikalen Wettbewerbsbeschränkungen.* Brüssel.

Köppel, M. (1993). Deregulierung in der Elektrizitätswirtschaft: die positiven Wirkungen werden überschätzt. In U. Heilemann et al. (Hrsg.), *Empirische Wirtschaftsforschung und wirtschaftspolitische Beratung.* Essen.

Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93–112.

— (1995). Widerstände und Spannungen auf dem Weg zum europäischen Binnenmarkt für Elektrizität. *Die Weltwirtschaft* (4): 444–470.

— (1996a). Wettbewerb im Stromsektor der USA: I. Re-Regulierung der Großhandelsebene. Kieler Arbeitspapiere 738. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

— (1996b). Wettbewerb im Stromsektor der USA: II. Re-Regulierung der Einzelhandelsebene im Bundesstaat Kalifornien, Kieler Arbeitspapiere 739. Institut für Weltwirtschaft, Kiel..

— (1996c). Wege zum Wettbewerb in der Stromversorgung — Das Beispiel Kalifornien. *Die Weltwirtschaft* (2): 219–235.

— (1996d). Zur Politik der U.S.-Federal Energy Regulatory Commission bei der Etablierung eines Common-Carrier-Modells in der Stromübertragung, Kieler Arbeitspapiere 771. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

Kummert, C. (1995). Strompreise in der Europäischen Union. *Elektrizitätswirtschaft* 94 (23): 1501–1506.

Lang, G. (1992). *Elektrizitätspreise im internationalen Vergleich.* 2. Auflage. Frankfurt am Main.

Le Nestour, C., und B.-M. Zinow (1995). Monopolstrukturen in der Elektrizitätsversorgung und europäisches Recht: Eine Betrachtung unter besonderer Berücksichtigung der Fälle Corbeau und Almelo. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 45(1/2): 78–83.

Lucas, N. (1995). *Western Europe Energy Policies. A Comparative Study.* Oxford.

Lukes, R. (1979). Die Reformdiskussion zur wettbewerblichen Regelung der leitungsgebundenen Versorgungswirtschaft, insbesondere der Elektrizitätswirtschaft. In R. Lukes (Hrsg.), *Geschlossene Versorgungsgebiete, Versorgungssicherheit oder Wettbewerb.* Recht — Technik — Wirtschaft. Schriftenreihe, Band 18. Köln.

Mandil, C., et al. (1994). La réforme de l'organisation électrique et gazière française (Rapport Mandil). *Economia dell fonti di energia e dellámbiente* 1: 191–239.

Markert, K. (1995a). Neueste Entwicklungen im Energie-Kartellrecht. *Recht der Energiewirtschaft* (2): 60–64.

Mathis, C. (1995). Vorschläge für eine Neuorientierung der Elektrizitätswirtschaft in Frankreich. Der 'Rapport Mandil'. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 45 (1/2): 54–58.

McGowan, F. (1989). The Single Energy Market and Energy Policy: Conflicting Agendas? *Energy Policy* 17 (6): 547–553.

— (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.

Moen, J. (1995). Regulation and Competition without Privatization: Experiences from the Norwegian Electric Supply Industry. Draft mimeo.

Monopolkommission (1994). Mehr Wettbewerb auf allen Märkten. Zehntes Hauptgutachten 1992/1993. Baden-Baden.

— (1996). Wettbewerbspolitik in Zeiten des Umbruchs. Elftes Hauptgutachten 1994/1995. Baden-Baden.

Neu, A. D. (1980). Die künftige Rolle der Steinkohle in der Energieversorgung. Kieler Diskussionsbeiträge 70. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

Bibliothek
des Instituts für Weltwirtschaft

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 (1962). *Zum zehnjährigen Bestehen der Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie 1951–1961*. Heidelberg.

— (1996). The Essential Facilities Concept. Series Roundtables on Competition Policy No 5. Working Papers 61. Paris.

Olsen, O.J. (1995). Competition in the Nordic Electricity Industry. In J.F. Gerald (Hrsg.), *Energy Utilities and Competitiveness*. Dublin.

Oreja, M. (1994). Intervention à la Conference de l'Unipede. 20 Juni, Birmingham.

Padgett, S. (1992). The Single European Energy Market: The Politics of Realization. *Journal of Common Market Studies* 30 (1): 53–75.

Papoutsis, C. (1996). Speech on Trans-European Networks given at the Conference on Trans-Eurpean Networks, 29.–30. Januar, Wien.

Pick, H. (1990). Preise und Tarife für elektrischen Strom in Europa: Eine Bestandsaufnahme vor der Verwirklichung des Binnenmarktes für Elektrizität. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 14 (4): 275–289.

Primeaux, W. J. (1986). *Direct Electric Utility Competition: The Natural Monopoly Myth*. New York.

Püttner, G. (1992). Öffentliche Unternehmen — Stiefkinder der Entwicklung des europäischen Gemeinschaftsrechts. In Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft (Hrsg.), *Die Zukunft der öffentlichen Wirtschaft in der Europäischen Gemeinschaft*. Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft 12. Berlin.

Rat (Rat der Europäischen Union) (1986). Entschließung des Rates vom 16. September über die neuen energiepolitischen Ziele der Gemeinschaft für 1995 und die Konvergenz der Politik der Mitgliedsstaaten. *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* C 241. Luxemburg.

— (1990a). Richtlinie des Rates vom 29. Juni 1990 zur Einführung eines gemeinschaftlichen Verfahrens zur Gewährleistung der Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreise. *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* L 185/16., Luxemburg.

— (1990b). Richtlinie des Rates vom 29. Oktober 1990 über den Transit von Elektrizitätslieferungen über große Netze. *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* L 313/30. Brüssel.

Rat (Rat der Europäischen Union) (1995a). Vorschlag des Vorsitzes vom 24. Juli. Manuskript.

— (1995b). Vorschlag des Vorsitzes vom 2. Oktober. Manuskript.

— (1997). Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* L27/20 (erschienen am 30. Januar 1997).

Recknagel, H. (1990). Mehr Wettbewerb in der Energiewirtschaft. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 40 (4): 220–225.

Schulz, W. (1996). Alternatives for Introducing Competition in the German Electricity Industry. In R. Sturm und S. Wilks (Hrsg.), *Wettbewerbspolitik und die Ordnung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Großbritannien.* Baden-Baden.

Schütze, J. (1992). Europäischer Stromverbund und EG-Recht. Köln.

Seidel, M. (1992). Die öffentliche Wirtschaft im System der Europäischen Gemeinschaft — Auswirkungen des Binnenmarktes auf die deutschen öffentlichen Unternehmen. In Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft (Hrsg.), *Die Zukunft der öffentlichen Wirtschaft in der Europäischen Gemeinschaft.* Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft 12. Berlin.

Söderstrom, B. (1996). Competition — Opportunity and Challenge for the Energy Providers of the Future. Speech given at the Baltic Energy Convention, 25.–26. Juni, Kiel.

Soltwedel, R. et al. (1986). *Deregulierungspotentiale in der Bundesrepublik.* Kieler Studien 202. Tübingen.

Stagg, E. (1996). Priorities of the Irish Presidency in the Field of Energy. *Energy in Europe* 27: 1–3.

Stromthemen (1997). Europäische Union: Strom-Richtlinie endgültig verabschiedet. 2.97: 2.

Taccoen, L. (1990). Entwicklung des europäischen Elektrizitäts-Binnenmarkt. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 40 (1/2): 78–80.

Taylor, J. (1996). Electric Utility Reform: Shock Therapy or Manage Competition? *Regulation* (3): 63–76.

Tettinger, P.J. (1995a). Die öffentlichen Unternehmen im primären Gemeinschaftsrecht unter besonderer Berücksichtigung der Energiewirtschaft. In P. Eichhorn (Hrsg.), *Perspektiven öffentlicher Unternehmen in der Wirtschafts- und*

Rechtsordnung der Europäischen Union. Band I. Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft. Baden-Baden.

Tettinger, P.J. (1995b). Vorüberlegungen zu einer „Charte européenne de service public". *Recht der Energiewirtschaft* (5): 175–189.

VDEW (Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke) (1994). *Stellungnahme zum modifizierten EG-Richtlinienvorschlag „Elektrizität"*. 16. Januar, Frankfurt am Main.

VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft) (1993). *Stellungnahme zum Entwurf eines Berichts des Ausschusses für Energie, Forschung und Technologie des Europäischen Parlaments über die Richtlinienentwürfe betreffend die Vollendung des EG-Binnenmarktes für Elektrizität und Gas*. Essen.

— (1995). *Tätigkeitsbericht 1994/95*. Essen.

— (1996). Einstieg in Liberalisierung der europäischen Strommärkte geschafft. *VIK-Mitteilungen* 46 (4): 94–95.

VWD (Vereinigte Wirtschaftsdienste) (Hrsg.) (1996) Linkohr: EU-Strom-Norm nicht scheitern lassen. *vwd-Energie* 24. Oktober. Eschborn.

Wangenstein, I., und J.A. Holtan (1995). The Reform of the Norwegian Power Industry. *Revue de l'Énergie* 46 (465):84–92.

Welfens, P.J.J. (1996). Koordinationserfordernisse der EU Infrastrukturpolitik. In H. Karl (Hrsg.), *Die Koordination der Finanz-, Währungs- und Strukturpolitik in der EU*. Bonner Schriften zur Integration Europas, Band 7. Institut für europäische Integrationsforschung e.V., Bonn.

Wiedswang, R.G. (1993). Die Liberalisierung des norwegischen Energiemarktes. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 43: 678–687.

WSA (Wirtschafts- und Sozialausschuss) (1993). Stellungnahme des Wirtschafts- und Sozialausschusses zu dem „Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt" und zu dem „Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt". *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* C73/31. Brüssel.

— (1994). Stellungnahme des Wirtschafts- und Sozialausschusses zu dem abgeänderten Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und dem abgeänderten Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbin-

nenmarkt. *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften)* C 195/24. Brüssel.