

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120
24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 1055

**Der Strombinnenmarkt und die
Kommissionsvorschläge:
Zentralisierung oder Wettbewerb der
(De-)Regulierungsansätze?**

von

Lars Kumkar

Juni 2001

Für den Inhalt der Kieler Arbeitspapiere sind die jeweiligen Autorinnen und Autoren verantwortlich, nicht das Institut. Da es sich um Manuskripte in einer vorläufigen Fassung handelt, wird gebeten, sich mit Anregungen und Kritik direkt an die Autorinnen und Autoren zu wenden und etwaige Zitate mit ihnen abzustimmen.

Der Strombinnenmarkt und die Kommissionsvorschläge: Zentralisierung oder Wettbewerb der Regulierungsansätze?*

The Internal Market for Electricity and the Commission's Proposals: Centralization or Competition of Regulatory Approaches?

Inhalt — Abstract

Gegenstand dieses Beitrags ist ein Überblick über den Status quo des Strombinnenmarkts und die jüngsten Kommissionsvorschläge für eine Änderung der Stromrichtlinie und den Erlass einer Netznutzungsverordnung für grenzüberschreitende Stromlieferungen. Besonderes Augenmerk wird der Frage gewidmet, inwieweit die sich abzeichnende Zentralisierung der Regulierungskompetenzen auf der europäischen Ebene die derzeit adäquate Antwort auf die Probleme etwa im Bereich der grenzüberschreitenden Stromlieferungen ist.

This paper provides an overview of the status quo of the Internal Market for Electricity and the recent Commission's proposals for a modification of the electricity directive and for a regulation of conditions for the access to the network for cross-border exchanges in electricity. Particular attention is dedicated to the question, to what extent the centralization of regulation competencies on the European level is an adequate response to the current problems, for instance in the area of cross-border supplies of electricity.

Schlagworte: Allokation von Regulierungskompetenzen, Elektrizitätshandel, Elektrizitätswirtschaft, Europäische Union, gemeinwirtschaftliche Leistungen, Institutioneller Wettbewerb, Regulierung von Netznutzungspreisen, Strombinnenmarkt.

JEL Classification: L4, L5, L9, Q4

Lars Kumkar

Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel

Düsternbrooker Weg 120

D-24147 Kiel

Tel.: 0431/8814-216, Fax: 0431/8814-500

Email: Lars.Kumkar@ifw.uni-kiel.de, Homepage: <http://www.uni-kiel.de/ifw/>

* Beitrag zur Tagung „Der unvollendete Binnenmarkt“ des Arbeitskreises Europäische Integration, Bonn in Zusammenarbeit mit dem Hamburgischen Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA) in Hamburg, 21.-23. Juni 2001. Der Autor dankt Frank Bickenbach für hilfreiche Hinweise und Kritik.

Gliederung

I. Einleitung	1
II. Vorgeschichte: Die Stromrichtlinie, eine Erfolgsgeschichte auf dem Weg zum Wettbewerb?	2
A. Grundsätze der Stromrichtlinie von 1996	2
B. Umsetzung der Stromrichtlinie	2
1. Quantitative Marktöffnung.....	3
2. Qualitative Marktöffnung.....	4
C. Handelsentwicklungen im Gefolge der Richtlinie	8
D. Preisentwicklungen im Gefolge der Richtlinie	10
E. Ist der europäische Strommarkt ein Binnenmarkt?	15
III. Die Zukunft der europäischen Strommarktregulierung? – Die Vorschläge der Europäischen Kommission	16
A. Änderung der Stromrichtlinie I: Quantitative Marktöffnung.....	16
B. Änderung der Stromrichtlinie II: Qualitative Marktöffnung	17
1. Inhaltliche Bestimmungen zum Kraftwerksneubau und zum Netznutzungsmodell.....	17
2. Inhaltliche Bestimmungen zu gemeinwirtschaftlichen Zielen.....	20
3. Institutionelle Bestimmungen zum Netznutzungsmodell	22
C. Netzzugangsverordnung für den grenzüberschreitenden Stromhandel: Wirklich nur für den grenzüberschreitenden Stromhandel?	24
IV. Ist die Kommission auf dem richtigen Weg?	26
A. Technische Besonderheiten, Unsicherheiten und grundsätzliche Implikationen für die Regulierung.....	27
B. Konsequenzen für die adäquate vertikal-föderale Kompetenzverteilung	30
V. Fazit	34
Literatur	37

Schaubilder

<i>Schaubild 1:</i> Nettoimportquoten ausgewählter Länder der EU	9
<i>Schaubild 2:</i> Durchschnittliche Importquote der EU-Länder	10
<i>Schaubild 3:</i> Preisentwicklungen für industrielle Nachfrager in ausgewählten Mitgliedstaaten	11
<i>Schaubild 4:</i> Preisentwicklungen für Haushaltsnachfrager in ausgewählten Mitgliedstaaten	12
<i>Schaubild 5:</i> Abweichungen der Industriestrompreise in der EU – Variationskoeffizienten.....	13
<i>Schaubild 6:</i> Abweichungen der Haushaltsstrompreise in der EU – Variationskoeffizienten.....	14

Tabellen

<i>Tabelle 1:</i> Quantitative Marktöffnung in den Mitgliedstaaten.....	4
-------------------------------------------------------------------------	---

I. Einleitung

1996 wurde die europäische Stromrichtlinie verabschiedet. Damit gingen langjährige Irrungen und Wirrungen um Alleinabnehmer, zugelassene Kunden, gemeinwirtschaftliche Leistungen und ganz generell um die nicht vorhandene Rolle des Wettbewerbs in einem Sektor vorläufig zu Ende, der lange für nicht liberalisierbar gehalten wurde. Mit Ablauf der Umsetzungsfrist sind seit 1999 zumindest Teile der europäischen Stromwirtschaft liberalisiert.

Und seitdem ist in diesem Sektor nichts mehr wie es war. In den meisten Ländern, vor allem auch in Deutschland, sinken die Preise, grenzüberschreitende Fusionen sind an der Tagesordnung, Strombörsen entstehen.

Damit nicht genug: Gerade mal zwei Jahre nach dem Fristablauf zur Umsetzung der Stromrichtlinie hat die Europäische Kommission zwei neue, sehr weitreichende Vorschläge für die weiteren Schritte gemacht. Aus der Sicht der Europäischen Kommission sind diese Vorschläge die Reaktion darauf, dass es sich beim Strombinnenmarkt eben bislang um einen unvollendeten Strombinnenmarkt handelt. Zur Vollendung bedürfe es weiterer Maßnahmen.

Gegenstand dieses Beitrags ist zunächst die Erörterung der Frage, wie weit der europäische Strommarkt tatsächlich auf dem Weg zu einem integrierten Markt vorangekommen ist. Dieser Bestandsaufnahme schließt sich eine Darstellung der Kommissionsvorschläge an. Diese werden im Anschluss kritisch hinterfragt.¹

Um es vorweg zu nehmen: Zum einen deuten die vorliegenden empirischen Indizien darauf hin, dass es sich beim Strombinnenmarkt um einen bereits jetzt stärker integrierten Markt handelt, als es die Europäische Kommission unterstellt. Zum anderen sind die Vorschläge der Europäischen Kommission zwar diskussionswürdig, aber in mancher Hinsicht verfehlt, sowohl, was die inhaltliche, aber auch und vor allem, was die institutionellen Gesichtspunkte angeht. Bei der Untersuchung wird das Ziel der Schaffung eines integrierten Markts, also eines Binnenmarkts als Datum genommen. Anderer Ansicht als die Kommission kann man allerdings hinsichtlich des Weges sein, wie dieses Ziel erreicht werden kann und sollte.

¹ Der Schwerpunkt des Papiers liegt bei den originär wettbewerbspolitischen Fragestellungen. Daher werde ich z.B. auf den Vorschlag für eine Richtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien (EK 2000b) nicht eingehen, auch wenn er hinsichtlich der wettbewerbspolitischen Fragestellung nicht gänzlich ohne Bedeutung ist.

II. Vorgeschichte: Die Stromrichtlinie, eine Erfolgsgeschichte auf dem Weg zum Wettbewerb?

A. Grundsätze der Stromrichtlinie von 1996

Die Stromrichtlinie der EU wurde nach jahrelangen Diskussionen am 19. Dezember 1996 verabschiedet und trat am 19. Februar 1997 in Kraft. Inhaltlich zielte die Stromrichtlinie auf eine wettbewerbliche Öffnung der traditionell gebietsmonopolistisch organisierten nationalen bzw. regionalen Strommärkte (vgl. ausführlicher Kumkar und Neu (1997) oder Kumkar (2000a)):

Erstens mussten Netznutzungsrechte für bestehende Übertragungs- und Verteilungsnetze etabliert werden; darüber hinaus musste der Bau von Kraftwerken und Netzen im Bereich der Stromwirtschaft liberalisiert werden. Die Netznutzungsrechte sollen unabhängigen und gebietsfremden Stromanbietern die Belieferung von Stromendkunden erlauben.

Zweitens wird den Mitgliedstaaten in der Stromrichtlinie weiter Spielraum bei der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht eingeräumt. Dies erlaubte den Mitgliedstaaten beispielsweise die Beibehaltung zentraler, staatlicher Investitionsplanungsverfahren („Ausschreibungsmodell“ für Kraftwerksneubauten). Dies erlaubt auch die Definition von Aufgaben im gemeinwirtschaftlichen Interesse, die von Versorgungsunternehmen unter Umständen unter Freistellung von den wettbewerbsrechtlichen Bestimmungen der Richtlinie zu erbringen sind.

Drittens ist die vorgeschriebene wettbewerbliche Öffnung der nationalen Märkte quantitativ begrenzt: Über die Definition der rechtlichen Figur des „zugelassenen Kunden“ konnten weite Teile der Stromnachfrager auf absehbare Zeit von der Partizipation an den wettbewerblichen Märkten ausgeschlossen werden, sofern die jeweiligen Mitgliedstaaten nicht von sich aus eine weitergehende Marktöffnung beschließen. Ab 1999 sollten die Mitgliedstaaten eine Marktöffnung von mindestens 27 Prozent erreichen. Diese Mindestmarktöffnungsquote stieg zum Februar 2000 auf 30 Prozent und wird ab 2003: 35 Prozent betragen.

B. Umsetzung der Stromrichtlinie

Die Stromrichtlinie ist als solche nicht unmittelbar geltendes Recht, sondern bedarf der Umsetzung in innerstaatliche Rechtsvorschriften. Hierfür hatten die

Mitgliedstaaten bis zum 19. Februar 1999 Zeit.² Mittlerweile ist die Umsetzung der Stromrichtlinie in den Mitgliedstaaten abgeschlossen.³ Darüber hinaus wurde der Geltungsbereich der Stromrichtlinie mit Wirkung vom 1. Juli 2000 auf die EWR-Länder Norwegen, Island und Liechtenstein ausgedehnt.

1. Quantitative Marktöffnung

Zahlreiche Mitgliedstaaten haben im Zuge der Umsetzung ihre Märkte quantitativ sehr viel weiter geöffnet als in der Stromrichtlinie vorgeschrieben (Tabelle 1). Hier fallen zunächst die skandinavischen Länder und das Vereinigte Königreich auf, in denen Marktöffnungen bereits vor Verabschiedung der Stromrichtlinie umgesetzt oder aber absehbar waren.

Sehr auffallend ist auch das Beispiel Deutschlands, einem Land, in dem intern die Marktöffnung grundsätzlich und im Detail heftig umstritten war. Im Endeffekt und mit dem Rückenwind der Stromrichtlinie gewannen die Liberalisierungsbefürworter in Deutschland aber die Überhand und setzten eine vollständige Marktöffnung durch.

Insgesamt ist die Marktöffnung deutlich größer als von der Stromrichtlinie zwingend vorgegeben. Die europaweite Marktöffnungsquote liegt mit derzeit 66 Prozent weit über der von der Richtlinie verlangten Marke von 30 Prozent.

² Belgien, Irland und Griechenland wurde eine Verlängerung dieser Frist um ein bzw. zwei Jahre eingeräumt.

³ Belgien markiert aufgrund einzelner fehlender Verordnungen die Ausnahme. Vgl. zu ausführlicheren Informationen über die Umsetzung der Stromrichtlinie das Arbeitsdokument der Kommission (EK 2001b) sowie die Länderberichte unter http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/implementation/index_en.html

Tabelle 1: Quantitative Marktöffnung in den Mitgliedstaaten

	2000	2003 (geplant)	Später (geplant)
	Prozent		
Österreich	32	100	100
Belgien	35	50	100 (2007)
Dänemark	90	100	100
Finnland	100	100	100
Frankreich	30	35	n.n.
Deutschland	100	100	100
Griechenland	30	35	n.n.
Irland	30	40	100 (2005)
Italien	35	70	70
Luxemburg	40	56	75(2005)
Niederlande	33	100	100
Portugal	30	35	n.n.
Spanien	54	100	100
Schweden	100	100	100
Ver. Königr.	100	100	100
EU	66	75	83

Quelle: EK (2001b: 6).

2. Qualitative Marktöffnung

Zweifelsohne kommt es aber nicht nur auf die quantitativen, sondern auch auf die qualitativen Aspekte der Marktöffnung an. Es ist klar, dass auch ein formal zugelassener Kunde nicht notwendig seinen Lieferanten frei wählen kann. Hierfür muss ein Wettbewerb zwischen den Stromanbietern gegeben sein. Dieser wird durch zwei Aspekte der Richtlinie unmittelbar beeinflusst:

Zum einen sorgt die so genannte Reziprozitätsklausel der Stromrichtlinie für eine Beschränkung des Wettbewerbs. Sie verleiht den Mitgliedstaaten das Recht, Einfuhren für ihre zugelassenen Kunden zu verweigern, wenn diese in dem exportierenden Land nicht zur Gruppe der zugelassenen Kunden gehören würden. Immerhin acht Mitgliedstaaten, darunter auch Deutschland, haben von dieser Ermächtigung Gebrauch gemacht.⁴

Zum anderen wird das Ausmaß des Wettbewerbs entscheidend von der generellen Ausgestaltung der Netznutzungsrechte bestimmt: Was hilft es dem Kunden,

⁴ Wobei zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht klar ist, inwieweit diese nationalen Reziprozitätsbestimmungen für sich genommen tatsächlich den innergemeinschaftlichen Handel spürbar beeinträchtigen. Offenbar werden die Reziprozitätsbestimmungen in der Praxis nämlich durch „immer ausgeklügeltere Handelsvereinbarungen“ (EK 2001: 6) unterlaufen.

ein zugelassener Kunde zu sein, wenn die Netzbetreiber in der Lage sind, die Durchleitung „fremden“ Stroms durch ihre Netze zu verhindern? Dies betrifft somit die Frage der einzelstaatlichen Definition und Durchsetzung eines Modells für die Gewährung von Netznutzungsrechten.

a) Netznutzungsmodell

Die Stromrichtlinie gab den Mitgliedsländern zwar formal ein Wahlrecht zwischen der Einrichtung eines so genannten „Alleinabnehmermodells“, eines „Modells des verhandelten Netzzugangs“ und schließlich eines „Modells des geregelten Netzzugangs“.

Das erste Modell musste allerdings, falls es von einem Mitgliedsland implementiert würde, für die Belieferung der zugelassenen Kunden um Bestimmungen gemäß dem verhandelten oder dem geregelten Netzzugang ergänzt werden. Das Alleinabnehmermodell kann also nur für die Belieferung nichtzugelassener Kunden implementiert werden. Deren Belieferung wird aber im Grunde von den Wettbewerbsbestimmungen der Stromrichtlinie nicht behandelt.

Das hört sich nicht nur verwirrend an, es hat viele Beobachter verwirrt und gehört m.E. zu den unterhaltsamsten Absurditäten um die Genesis der Stromrichtlinie. Kurz und bündig formuliert: Das Alleinabnehmermodell ist keine wirkliche Alternative zum verhandelten Netzzugang. Nach einigen Irritationen um den Sinn und Unsinn dieses Alleinabnehmermodells wurde daher verständlicherweise in keinem einzigen Mitgliedstaat ein Alleinabnehmermodell zur Umsetzung der Richtlinie eingerichtet.⁵

Von größerer Bedeutung für die derzeitigen Diskussionen um die Weiterentwicklung des Strombinnenmarkts ist der Umstand, dass den Mitgliedstaaten das Recht eingeräumt wurde, anstelle des als Mindestanforderung vorgesehenen verhandelten Netzzugangs den so genannten geregelten Netzzugang zu wählen. Dieser unterscheidet sich vom verhandelten Netzzugang formal dadurch, dass die Netznutzungspreise grundsätzlich nicht in Verhandlungen zwischen Netznutzern und Netzbetreibern festgelegt werden, sondern so genannte geregelte und veröffentlichte Preise sind. Darunter sind offensichtlich ganz normal ex ante-regulierte

⁵ Zwar schufen Italien und Portugal ein Alleinabnehmermodell für die nichtzugelassenen Kunden. Da die Ausgestaltung der Belieferung dieser Kunden aber durch die SRL überhaupt nicht behandelt wird, sondern vielmehr eine rein nationale Entscheidung ist, sind diese Alleinabnehmersysteme hier ohne Interesse. Die in Deutschlands Energierechtsnovelle als Ausnahmeregelung vom verhandelten Netzzugang vorgesehene Umsetzung von regionalen Alleinabnehmermodellen via so genannter Netzzugangsalternative ist zum einen zeitlich bis 2005 befristet und zum anderen praktisch bedeutungslos, da nur auf kommunaler Ebene umsetzbar.

Preise zu verstehen, wie wir sie von anderen intensiv regulierten Sektoren kennen und wie sie aus der traditionellen Endpreisregulierung für Tarifkunden auch in der Stromwirtschaft hinlänglich bekannt sind.

Deutschland ist das einzige Mitgliedsland der EU, das den verhandelten Netzzugang gewählt hat, während sich alle anderen Staaten für den geregelten Netzzugang entschieden haben. Hierzu ist jedoch anzumerken, dass die Systeme sich in der Praxis nicht stark unterscheiden müssen: Zum einen beinhaltet die deutsche Energierechtsnovelle in Art. 1 § 6 Abs. 2 (bzw. § 7 Abs. 5) des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (GNEWR) eine Verordnungsermächtigung für den Bundeswirtschaftsminister. Die Ausschöpfung dieser Ermächtigung würde gewissermaßen „durch die Hintertür“ zu einem Regime des geregelten Netzzugangs führen und dürfte bereits als „Regulierungsdrohung“ durchaus disziplinierend wirken. Zum anderen sieht auch das neue deutsche Energierecht die Veröffentlichung von „indikativen Spannen“ für Netznutzungspreise durch die Netzbetreiber vor.

Auch setzte der deutsche Gesetzgeber von Anfang an auf den Weg einer so genannten Verbändevereinbarung zwischen den Verbänden der Energieerzeuger, Netzbetreiber und großer Stromverbraucher. Diese privatrechtliche Verbändevereinbarung liegt mittlerweile in zweiter Version und abermals revidiert vor (BDI, VDEW und VIK 1999). Sie dürfte bei der derzeitigen und zukünftigen Ex-post-Regulierung durch Kartellämter und Gerichte von einiger Bedeutung sein, trotz ihrer fehlenden direkten Bindungswirkung für individuelle Durchleitungsvereinbarungen. Im Gegensatz zu ihrem Stellenwert in der derzeitigen politischen Diskussion auf europäischer Ebene sind also die Unterschiede zwischen dem geregelten und dem verhandelten Netzzugang à la Deutschland für sich genommen nicht so groß, wie die Bezeichnungen es vermuten lassen könnten.

b) Entflechtungsvorschriften

Von Bedeutung für die Regulierung der Transportunternehmen – unabhängig von der Frage, ob verhandelter oder geregelter Netzzugang gewählt wird – sind die national unterschiedlich ausgestalteten Entflechtungsbestimmungen für die Netzbetreiber. Hier sah die Stromrichtlinie als Mindestbestimmung eine buchhalterische Entflechtung vor, die für die Übertragungsnetze um eine organisatorische Separation ergänzt werden muss. Der Weg dieser Mindestumsetzung wurde in einer Reihe von Mitgliedstaaten gewählt, unter anderem in Deutschland, Frankreich und Schottland. Andere Staaten, z.B. Italien, Portugal und Dänemark verlangen zusätzlich eine rechtliche Separation, d.h. die Bildung rechtlich eigenständiger Übertragungsunternehmen. Eine dritte Gruppe von Staaten verlangt gar die Entflechtung der Eigentumsverhältnisse als strikteste Form einer Strukturre-

gulierung. Zu nennen sind hier Finnland, Schweden, England und Wales sowie Spanien.

c) *Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen*

Schließlich ist als letzter hier zu erwähnender inhaltlicher Punkt kurz auf die so genannten gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen einzugehen, die den Stromunternehmen in den einzelnen Mitgliedstaaten auferlegt worden sind. Auch in diesem Bereich gibt die Stromrichtlinie den Mitgliedstaaten recht weiten Gestaltungsspielraum. Diesen haben die Staaten genutzt und unterschiedliche Bestimmungen etwa zur Preisregulierung der Belieferung von Haushaltskunden und von sozial schwachen Kunden definiert, ferner Maßnahmen unter dem Ziel des Umweltschutzes ergriffen (Förderung der KWK, regenerativer Energien und der Energieeinsparung) und schließlich abweichende Maßnahmen im Interesse der Versorgungssicherheit (im Sinne der technischen Systemstabilität) festgelegt. Erwähnt werden muss auch die Braunkohleschutzklausel für die neuen Bundesländer.

Bemerkenswerterweise hat keiner der Mitgliedstaaten es für notwendig erachtet, diese Maßnahmen bei der Kommission anzumelden, wie es die Stromrichtlinie nahe legen würde. Offenbar werden diese Maßnahmen als mit den Wettbewerbsbestimmungen direkt vereinbar und daher als nicht anmeldepflichtig interpretiert.

d) *Institutionelle Ausgestaltung der Regulierung*

Große Unterschiede bestehen schließlich hinsichtlich der institutionellen Ausgestaltung der Netznutzungsregulierung. Hierzu sah die Stromrichtlinie praktisch keine Regelungen vor.⁶

Während beispielsweise in Deutschland die Regulierung durch das Bundeskartellamt, die Gerichte und die zuständigen Ministerien auf Bundes- und Länderebene durchgeführt wird, sind in einer ganzen Zahl von Mitgliedstaaten mehr oder weniger sektorspezifische Regulierungsbehörden mit der Regulierung der Netzunternehmen beauftragt worden. Diese sind jedoch in sehr unterschiedli-

⁶ Zwar müssen die Mitgliedstaaten eine „von den Parteien unabhängige zuständige Stelle“ zur Schlichtung von Streitigkeiten bei Durchleitungsfällen benennen (Art. 20 SRL). Diese Schlichtungsstelle hat jedoch (i) nur sehr begrenzte Kompetenzen und ist im Wesentlichen nur für Lieferungen unabhängiger Erzeuger oder Eigenerzeuger an eigene Betriebsstätten zuständig und (ii) heißt „Unabhängigkeit“ in diesem Zusammenhang nicht etwa, dass sie unabhängig von der allgemeinen Administration sein muss, sondern nur von den Stromunternehmen.

chem Ausmaß als „unabhängige“ Regulierungsbehörden an zu sehen. In manchen Ländern besitzen die Regulierungsinstanzen ein großes Maß an Unabhängigkeit, in anderen können sie direkte Anweisungen vom zuständigen Ministerium erhalten. In wieder anderen Ländern wurden schließlich Regulierungsstellen mit allein beratender Funktion gebildet.⁷

C. Handelsentwicklungen im Gefolge der Richtlinie

Hat die Stromrichtlinie überhaupt zum Entstehen eines Strombinnenmarkts beitragen können? Diese Frage stellt sich, wenn man die einzelstaatlichen Unterschiede hinsichtlich der quantitativen Marktöffnung, der (qualitativen) inhaltlichen und institutionellen Ausgestaltung der Netznutzungsregulierung und den gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen berücksichtigt.

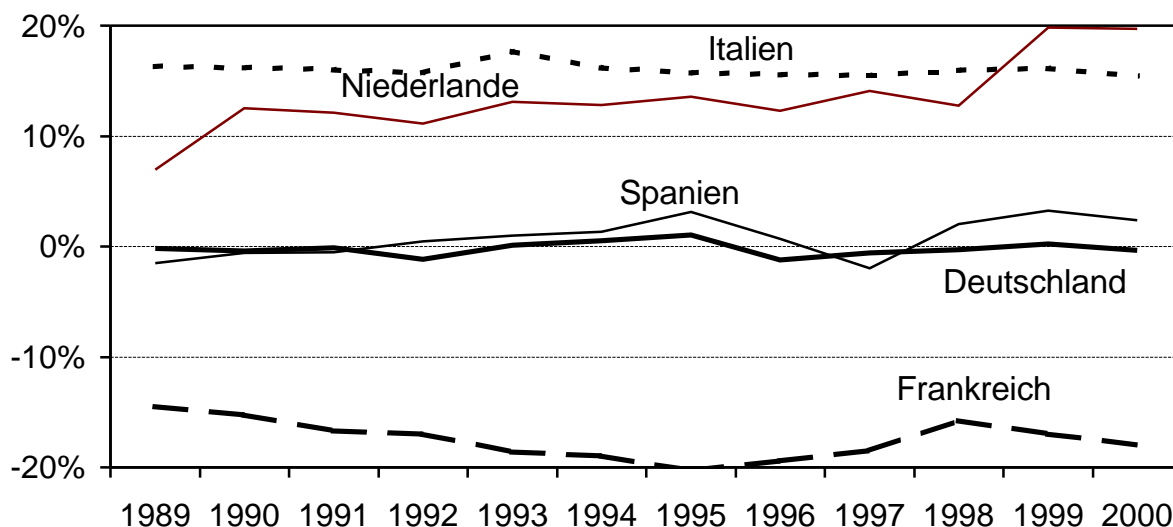
Zur Beantwortung dieser Frage bietet es sich zunächst an, die Handelsentwicklungen in der EU zu betrachten. Im Allgemeinen sollte ein höheres Maß der Marktintegration zu einer Zunahme des internationalen Handels führen. Dabei ist in mittlerer bzw. langer Frist mit einer Zunahme des Nettohandels, d.h. mit einer Erhöhung der einzelstaatlichen Handelssalden zu rechnen, während in kurzer Frist zunächst eine Zunahme des Bruttohandels zu erwarten ist, die durchaus mit unveränderten Handelssalden einhergehen kann.

Nettohandel: Traditionell war der zwischenstaatliche Stromhandel in der EU von eher geringem Ausmaß. Die Ausnutzung komparativer Kostenvorteile, die zu nennenswertem Nettohandel hätte führen können, nahm keinen hohen Stellenwert ein. Dies schlug sich in relativ niedrigen, wenngleich seit Anfang der achtziger Jahre etwas zunehmenden Nettoimportquoten der Mitgliedstaaten nieder. Insbesondere Italien und in geringerem Maße die Niederlande traten als Importländer mit signifikanten negativen Handelssalden und Frankreich als Exportland mit deutlichem positivem Handelssaldo auf. Deutschland agierte traditionell als Selbstversorger.

Seit Verabschiedung der Stromrichtlinie hat sich an diesem Bild noch wenig geändert. Die in Schaubild 1 abgetragenen Nettoimportquoten für einige Mitgliedsländer der EU weisen bislang keinen eindeutigen Trend auf, wenngleich etwa die zunehmende Partizipation der Niederlande oder Spaniens ins Auge fällt.

⁷ Vgl. zu einem Überblick über die institutionelle Ausgestaltung der Regulierung in den OECD-Mitgliedstaaten auch die Studie der IEA (2001a).

Schaubild 1: Nettoimportquoten ausgewählter Länder der EU



Anmerkungen: Nettoimportquoten berechnet als Quotient aus dem jeweiligen Handelssaldo und dem jeweiligen Nettoverbrauch (ohne Verluste und Eigenstromverbrauch).

Quelle: Eurostat, Energie, Monatliche Statistiken, lfd. Ausgaben; IEA, Electricity Information, lfd. Ausgaben; IEA, Monthly Electricity Survey February 2001; eigene Berechnungen.

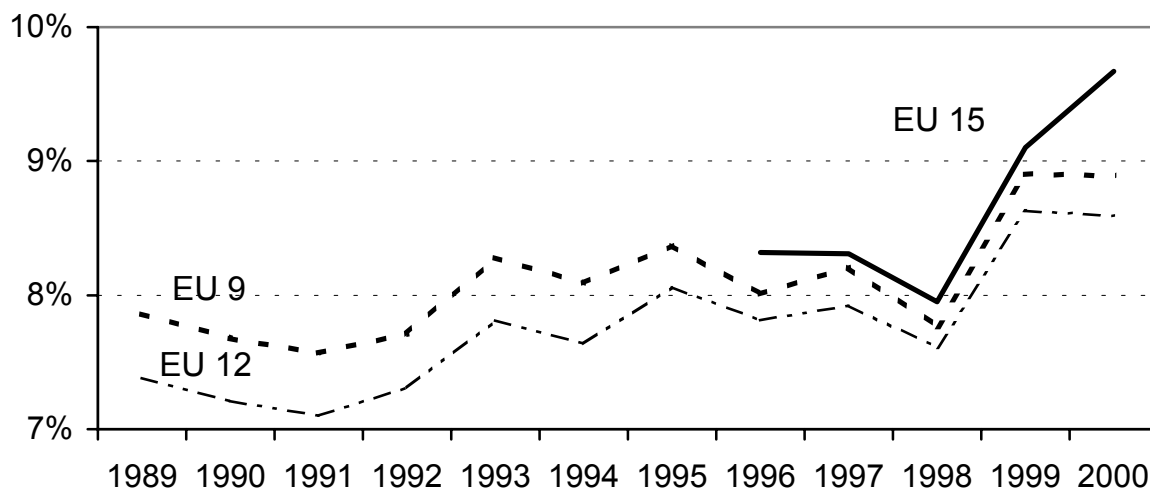
Die für einige Länder noch relativ geringen Änderungen, etwa im Fall Deutschlands, sollten nicht überraschen, wenn man die geringe verstrichene Zeitspanne berücksichtigt. Wenig überraschend auch deswegen, weil der europäische Strommarkt bislang durch erhebliche Überkapazitäten gekennzeichnet ist und insofern beim Entstehen von Wettbewerbsdruck mit zum Teil erheblichen Preisnachlässen ohne Mengenänderungen gerechnet werden kann. Mengenänderungen in Form von Änderungen der einzelstaatlichen Handelssalden dauern aufgrund der langen Lebensdauer von Kraftwerken und den typischerweise langfristigen Lieferverträgen in der Regel länger als Preisänderungen.

Bruttohandel: Betrachtet man allerdings den Verlauf der durchschnittlichen (Brutto-)Importquote aller EU-Länder (Schaubild 2), zeigen sich Indizien dafür, dass der gesamte Handel durchaus, und zwar deutlich, im Steigen begriffen ist. Hier dürfte sich insbesondere die zunehmende Ausnutzung von kurz- bis mittelfristigen Effizienzpotentialen niederschlagen. Diese Potentiale liegen insbesondere in einer besseren grenzüberschreitenden Koordinierung des Betriebs einzelner Kraftwerke, so dass auf saisonale, wochentägliche und tageszeitliche Schwankungen der Nachfrage kostengünstiger reagiert werden kann.

Wenn also bislang der Handel noch nicht zu stärkeren Handelssalden etwa nach den komparativen Kostenvorteilen in den einzelnen Staaten geführt hat, wie Schaubild 1 nahe legt, dann ist aber zumindest der auf kurz- und mittelfristige Optimierungsziele zurück zu führende Handel deutlich gestiegen. Das ist als

erstes Indiz dafür zu nehmen, dass wir es in der Tat mit einem zunehmend integrierten europäischen Strommarkt zu tun haben.

Schaubild 2: Durchschnittliche Importquote der EU-Länder



Anmerkungen: Durchschnittliche Importquote berechnet als Quotient aus der Summe der Importe und der Summe der Nettoverbräuche (ohne Verluste und Eigenstromverbrauch).

Quelle: Eurostat, Energie, Monatliche Statistiken, lfd. Ausgaben; IEA, Electricity Information, lfd. Ausgaben; IEA, Monthly Electricity Survey February 2001; eigene Berechnungen.

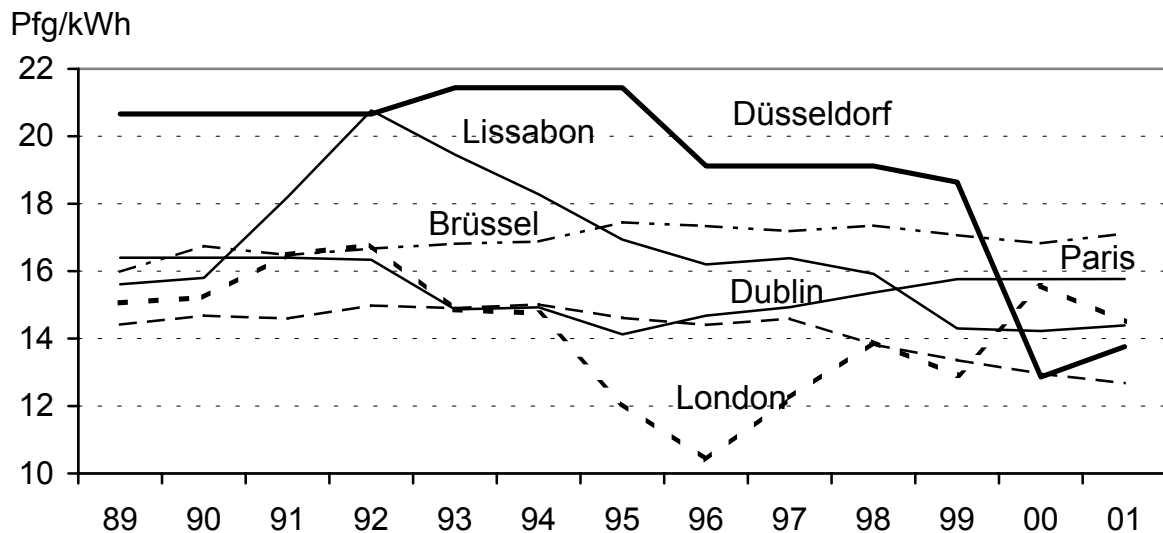
D. Preisentwicklungen im Gefolge der Richtlinie

Änderungen der Handelsströme sind eine mögliche und in Ansätzen bereits erkennbare Folge der Marktintegration, Preisveränderungen sind eine andere, wenn sie auf potentiellen oder aktuellen grenzüberschreitenden Wettbewerb zurückgeführt werden können. Immerhin waren die enormen regionalen Preisdifferenzen innerhalb der EU das zentrale Argument der Kommission bei ihren seit 1988 beobachtbaren Bestrebungen zur europaweiten Umstrukturierung der Strommärkte. Und hier war es in der Tat auffallend, dass sich in den neunziger Jahren zunehmende Abweichungen in den Strompreisen zeigten, während es bis zum Ende der siebziger Jahre eine immerhin schwache Annäherung gab.

Im Allgemeinen sollte ein höheres Maß der Marktintegration generell zu Preisänderungen in den einzelnen Staaten führen. Dabei sind in kurzer Frist vornehmlich Preisreduktionen in den traditionellen Hochpreisländern zu erwarten.

Im Gefolge der fortschreitenden Marktintegration kann dann eine allmähliche (unvollständige)⁸ Konvergenz der Preise erwartet werden.

Schaubild 3: Preisentwicklungen für industrielle Nachfrager in ausgewählten Mitgliedstaaten



Anmerkung: Industriekunden der Eurostatkategorie Id mit 1 250 000 kWh Jahresverbrauch, ohne Steuern und Abgaben, jeweils Januarwerte

Quelle: Eurostat, Elektrizitätspreise, lfd. Ausgaben; Statistik kurzgefasst – Umwelt und Energie Thema 8 (noch unveröffentlicht); eigene Berechnungen; fehlende Werte wurden geschätzt.

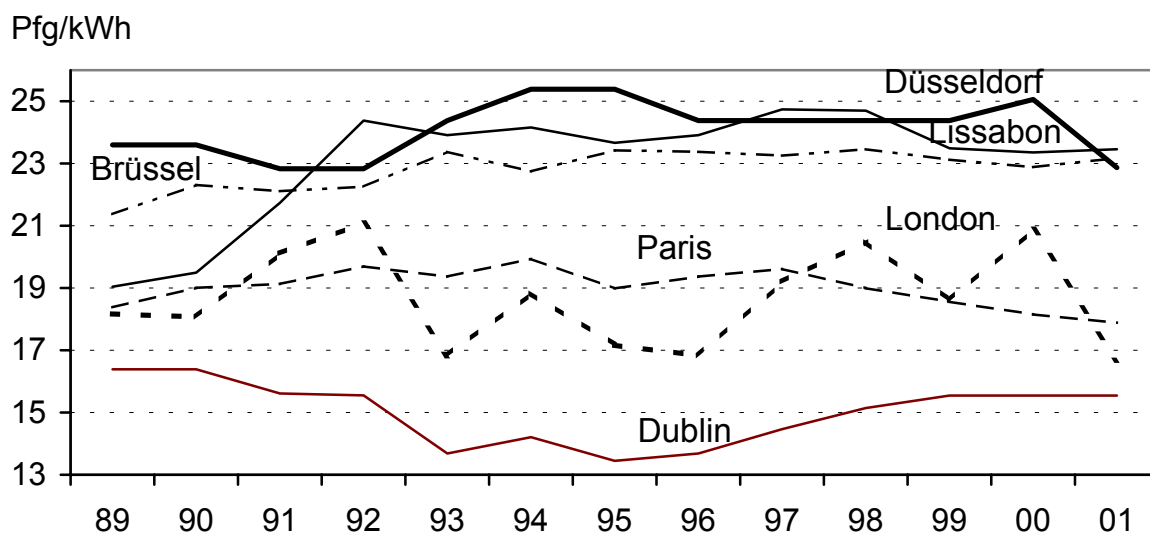
Seit 1996 hat sich das Bild der Strompreise innerhalb der EU geändert. Ganz generell sind die Strompreise in den traditionellen Hochpreisländern gesunken, auch und insbesondere in Deutschland. Dies gilt vor allem für die industriellen Nachfrager, wovon im Folgenden nicht die größten, sondern der Repräsentativität wegen eher mittelgroße Unternehmen betrachtet werden. Die Preisentwicklungen sind beispielhaft für einige ausgewählte Städte in Schaubild 3 wiedergegeben.⁹ Diesem ist zu entnehmen, dass der in der ersten Hälfte der neunziger Jahre beobachtbare Trend der zunehmend divergierenden Preisentwicklungen

⁸ Auch im langfristigen Gleichgewicht in einem Binnenmarkt sind aufgrund von Transportkosten Unterschiede in den Preisen zu erwarten. Daher ist nicht mit einer vollständigen, sondern nur mit einer unvollständigen Konvergenz zu rechnen.

⁹ Die von der Eurostat bereitgestellten Preisdaten sind am aktuellen Rand mit einer Unsicherheit behaftet, die sich in einer teilweise erheblichen und nicht immer plausiblen Volatilität der Preise an einzelnen Orten niederschlägt. Die von der International Energy Agency (2001) bereitgestellten (und auf anderen Grundzahlen basierenden) Statistiken zu den Energiepreisen weisen jedoch tendenziell in die selbe Richtung wie die in den obigen Schaubildern dargestellten Preisdaten.

gebrochen scheint. Generell sind die Preissenkungen in denjenigen Ländern am höchsten, die ihren Markt quantitativ am meisten geöffnet haben.¹⁰ Für die betrachtete Unterkategorie der Industriekunden betrug die Preissenkung in Düsseldorf von 1995 bis 2000 immerhin 36 Prozent, für Lissabon 15 Prozent sowie für Rotterdam und Madrid (Werte nicht im Schaubild enthalten) 32 bzw. 23 Prozent.

Schaubild 4: Preisentwicklungen für Haushaltsnachfrager in ausgewählten Mitgliedstaaten



Anmerkung: Haushaltskunden der Eurostatkategorie Dc mit 3 500 kWh Jahresverbrauch, ohne Steuern und Abgaben, jeweils Januarwerte.

Quelle: Eurostat, Elektrizitätspreise, lfd. Ausgaben; Statistik kurzgefasst – Umwelt und Energie Thema 8 (noch unveröffentlicht); eigene Berechnungen; fehlende Werte wurden geschätzt.

In etwas abgeschwächter Form gilt diese Aussage auch für die Privatkunden.¹¹ Hier sind die Preissenkungen in der Regel später eingetreten. Aber auch hier gilt etwa für den dargestellten Fall Düsseldorfs, dass die statistisch ausgewiesenen Preise von 2000 auf 2001 um immerhin 9 Prozent gesunken sind.

Insbesondere zum Thema Privatkundenpreisen ist vielleicht noch darauf hinzuweisen, dass von erheblichen Reaktionsverzögerungen der Nachfrager ausgegangen werden muss. Aus diesem Grund dürften die statistisch ausgewiesenen

¹⁰ Die Ausnahme wird durch Frankreich gebildet, das traditionell recht niedrige Strompreise aufweist, die in den letzten Jahren noch weiter gesunken sind.

¹¹ In Schaubild 4 sind die Preise für mittelgroße Haushalte wiedergegeben. Der unterstellte Stromverbrauch entspricht für den Fall Deutschlands einem typischen 4-Personenhaushalt.

Preissenkungen die individuell relativ problemlos zu erzielenden Preissenkungen im Einzelfall deutlich unterschätzen.¹²

Ich möchte hier keine Mutmaßungen anstellen, worauf nun im Einzelnen die Preissenkungen zurückzuführen sind: höhere interne und internationale Wettbewerbsintensität und damit geringere Marktmachtrenten, höhere Effizienz in den Unternehmen und den Handelstransaktionen oder gesunkene Primärenergiepreise. Alle drei Faktoren werden einen Teil der Preisentwicklungen erklären können.

Schaubild 5: Abweichungen der Industriestrompreise in der EU – Variationskoeffizienten



Anmerkung: Industriekunden der Eurostatkategorie Id mit 1 250 000 kWh Jahresverbrauch, ohne Steuern und Abgaben.

Quelle: Eurostat, Elektrizitätspreise, lfd. Ausgaben; Statistik kurzgefasst – Umwelt und Energie Thema 8 (noch unveröffentlicht); eigene Berechnungen; fehlende Werte wurden geschätzt.

Wichtiger für die hier interessierende Frage ist die Entwicklung bei den Preisabweichungen zwischen den EU-Mitgliedstaaten, die bereits in den beiden ersten Schaubildern aufscheint und noch deutlicher wird, wenn Schaubild 5 für die Industriestrompreise und Schaubild 6 für die Haushaltsstrompreise betrachtet wird. In beiden Schaubildern sind Variationskoeffizienten als Maß der relativen

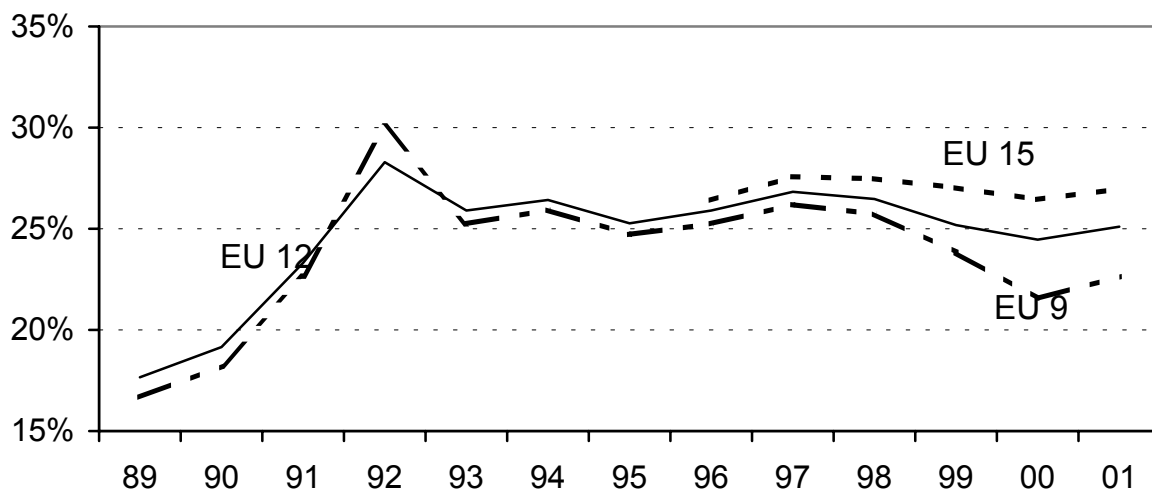
¹² Beispielsweise haben viele deutsche Stadtwerke die Preise der als Newcomer agierenden Stromverkaufsunternehmen durch deutliche Preissenkungen gekontert. In der Regel musste der Kunde diese neuen Tarife allerdings ausdrücklich wählen und verblieb ansonsten in seinem alten, höheren, Tarif. Beispielhaft sei der Fall der Stadtwerke Kiel genannt, bei denen der genannte 4-Personen(Standard)haushalt im Jahr 2000 durch einen Tarifwechsel eine Preissenkung von gut 13 Prozent erzielen konnte.

Streuung abgetragen. Dieser Variationskoeffizient ist umso größer, desto stärker die Preise voneinander abweichen. In beiden Schaubildern lässt sich erkennen, dass der in der ersten Hälfte der neunziger Jahre beobachtbare Trend zunehmender Abweichungen der Strompreise seit Verabschiedung der Stromrichtlinie gebrochen scheint. Dies gilt insbesondere für die EU-12- und EU-9-Länder sowie Österreich.

Die EU-15-Zahlen für Industrienachfrager sind insofern bemerkenswert, weil die beiden skandinavischen Länder Schweden und Finnland, wenngleich traditionelle Niedrigpreisländer, ihre Strommärkte in den neunziger Jahren und unabhängig von der Stromrichtlinie vollständig geöffnet haben. Hier sanken die Preise trotz des Umstands, dass sie ohnehin vergleichsweise niedrig waren, weiter in deutlichem Umfang.

Aus diesem Grund ist neben der allgemeinen Aussage, dass es eine zumindest schwache Konvergenz der Strompreise in der EU gibt, die zweite Aussage zu formulieren, dass die Preise dort am deutlichsten sinken, wo die quantitative Marktöffnung am weitgehendsten gefasst wurde. Es kann wohl mit einigem Recht vermutet werden, dass im Gefolge der laufenden Umstrukturierungen und mit fortschreitender quantitativer Marktöffnung mit einer weiteren Annäherung der Preise gerechnet werden kann.

Schaubild 6: Abweichungen der Haushaltsstrompreise in der EU – Variationskoeffizienten



Anmerkung: Haushaltskunden der Eurostatkategorie Dc mit 3 500 kWh Jahresverbrauch, ohne Steuern und Abgaben.

Quelle: Eurostat, Elektrizitätspreise, lfd. Ausgaben; Statistik kurzgefasst – Umwelt und Energie Thema 8 (noch unveröffentlicht); eigene Berechnungen; fehlende Werte wurden geschätzt.

E. Ist der europäische Strommarkt ein Binnenmarkt?

Die betrachteten Daten zum grenzüberschreitenden Stromhandel und zu den Preisentwicklungen machen deutlich, dass wir es im Gefolge der Richtlinie mit einem sich stärker integrierenden europäischen Strommarkt zu tun haben. In jedem Fall stützen die bislang vorliegenden Daten nicht die These, die bisherige Strategie der „light-handed regulation“ durch die europäische Ebene wäre wirkungslos geblieben. Hierbei ist auch die Tendenz hin zu stärker europaweit agierenden Stromunternehmen zu berücksichtigen.¹³ Beispiele hierfür sind die von manchen beklagte Expansion der französischen EdF oder die deutsch/skandinavischen Unternehmensverflechtungen. Ohne Zweifel handelt es sich heute aber noch nicht unbedingt um einen vollständigen Binnenmarkt. Das war auch angesichts der erst zwei verstrichenen Jahre seit der europäischen Marktöffnung nicht zu erwarten.

Wenn die Europäische Kommission allerdings (enttäuscht?) die Handelszahlen im Bereich der Telekommunikation, der Finanzdienstleistungen und der Industrieerzeugnisse als Beleg für die potentiell sehr viel höheren Handelsströme in der europäischen Stromwirtschaft heranzieht (EK 2001c: 10), dann sind erhebliche Zweifel an der Angemessenheit dieses Vergleichs angebracht. Immerhin entstehen in der Stromwirtschaft signifikante distanzabhängige Transportkosten, die etwa bei den Finanzdienstleistungen oder der Telekommunikation nicht vorliegen. Auch bei einem vollständig integrierten Binnenmarkt sind daher den Import- und Exportquoten deutliche Grenzen gesetzt, die langfristig von Verlustkosten, genereller den Transportkosten, und den Erzeugungskostendifferentialen abhängen.¹⁴

Die Liberalisierung der Strommärkte hat durch die Stromrichtlinie zweifelsfrei ein politisches Momentum und eine Eigendynamik in den Mitgliedstaaten gewonnen, das allein durch nationale Maßnahmen kaum oder sehr viel später erreicht worden wäre.¹⁵ Diese Entwicklung scheint mittlerweile kaum mehr zu

¹³ Vgl. für einen Überblick zum aktuellen Stand der Fusionen und Aufkäufe in Europa Sioshansi (2001)

¹⁴ Ein Vergleich verschiedener Importquoten mag diesen Umstand illustrieren: In 2000 betragen die Importquoten Finnlands 16,15 Prozent, Norwegens 1,2 Prozent und Schwedens 14,7 Prozent. Die drei skandinavischen Märkte können als sehr weitgehend integriert bezeichnet werden, sie sind zusätzlich relativ klein und sollten daher tendenziell vergleichsweise hohe Importquoten aufweisen. Hieran gemessen ist die aktuelle gesamteuropäische Importquote von knapp 10 Prozent (Schaubild 2) nicht als außerordentlich niedrig zu bezeichnen.

¹⁵ Vgl. zu einer Analyse der politökonomischen Prozesse um die Stromrichtlinie z.B. Bonde (2001).

stoppen zu sein. Darauf deutet auch der erwähnte Umstand hin, dass die quantitative Marktöffnung bereits heute weit größer ist als vorgeschrieben und von den meisten zum Zeitpunkt der Verabschiedung der Stromrichtlinie erwartet. Die Stromrichtlinie von 1996 ist somit eindeutig eine Erfolgsgeschichte auf dem Weg zum Wettbewerb in der Stromwirtschaft. Die Frage ist, ob sich diese Geschichte fortsetzt oder aber durch verfehlte politische Entscheidungen gefährdet wird.

III. Die Zukunft der europäischen Strommarktregulierung? – Die Vorschläge der Europäischen Kommission

Vor dem Hintergrund der laufenden Entwicklungen und trotz der erreichten Erfolge wurde die Europäische Kommission auf dem Rat von Lissabon in 2000 aufgefordert, konkrete Weiterentwicklungsvorschläge für den Strombinnenmarkt zu machen. Die Europäische Kommission ist dieser Aufforderung zum Gipfel im März dieses Jahres in Stockholm nachgekommen.

Sie legte mit Datum vom 13. März zwei zentrale Dokumente vor (EK 2001c). Das erste schlägt Änderungen an den bestehenden Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas vor. Das zweite Dokument ist ein Vorschlag zum Erlass einer Verordnung, in der Grundsätze und Verfahren hinsichtlich der Netznutzungsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel festgelegt werden.

In ihrer Gesamtheit zielen sie zum einen auf eine Beschleunigung der quantitativen Marktöffnung. Zum anderen umfassen die Vorschläge eine deutliche Revision der bestehenden Richtlinie hin zu einer stärker von der EU sowohl inhaltlich als auch institutionell vorgegebenen Regulierung der Stromwirtschaft.

A. Änderung der Stromrichtlinie I: Quantitative Marktöffnung

Die Richtlinie von 1996 sah vor, dass das Europäische Parlament und der Rat erst im Jahr 2007 im Lichte der gesammelten Erfahrungen eine weitere Öffnung des Strommarkts prüfen sollten.

Die Kommission schlägt in ihrem Änderungsvorschlag für die Richtlinie nunmehr ein deutlich beschleunigtes Vorgehen vor. Ihren Vorstellungen gemäß soll

der europäische Strommarkt spätestens in 2005 für alle Kunden geöffnet sein, für Gewerbekunden bereits in 2003 (EK 2001c: 39).¹⁶

B. Änderung der Stromrichtlinie II: Qualitative Marktöffnung

1. Inhaltliche Bestimmungen zum Kraftwerksneubau und zum Netznutzungsmodell

Die inhaltlichen Bestimmungen zum Kraftwerksbau des Kommissionsvorschlags für eine geänderte Stromrichtlinie sehen den Wegfall des so genannten Ausschreibungsmodells für Kraftwerksneubauten vor. Dies ist relativ problemlos, galt es doch nur für Kraftwerke mit dem Zweck der Belieferung nicht zugelassener Kunden. Und die Belieferung nicht zugelassener Kunden fiel ohnehin nicht unter die Wettbewerbsbestimmungen der Richtlinie von 1996.

Für eine weitere inhaltliche Änderung zum Netznutzungsmodell gilt eine analoge Einschätzung. Die Kommission schlägt nämlich vor, das Alleinabnehmermodell ersatzlos zu streichen. Angesichts der praktischen Irrelevanz des Alleinabnehmermodells dürfte diese Änderung der Richtlinie für sich genommen ohne Bedeutung sein.¹⁷

Andere Bestimmungen zum Netznutzungsmodell sind hingegen nicht problemlos. Die Kommission sieht nämlich auch den Wegfall des verhandelten Netzzugangs als Mindestanforderung vor und will den Ersatz durch den geregelten Netzzugang vorschreiben. Die Kommission begründet das damit, dass es allgemein anerkannt sei, „dass der Zugang Dritter auf der Grundlage veröffentlichter und nichtdiskriminierender Tarife sowie ein hohes Maß an Entflechtung einem echten Wettbewerb nicht nur förderlich sind, sondern ihm als wesentliche Voraussetzung zugrunde liegen“ (EK 2001c: 38).

Unbeschadet der Frage, ob und von wem diese These allgemein anerkannt wird: Sie liefert die Begründung für zwei vorgesehene Änderungen bei der Netznutzungsregulierung.

¹⁶ Dabei hat die Kommission (EK 2001c: 40) ganz offenbar die Vorstellung, dass die Belieferung von kleineren Endkunden via Lastprofilen erfolgen wird, ohne auch nur kurz auf die potentiellen Nachteile dieser Methode einzugehen, die z.B. in den hiermit verbundenen Externalitätenproblemen und der damit einhergehenden Senkung der kurzfristigen Nachfrageelastizität zu sehen sind. Auch wenn diese Probleme angesichts der derzeitigen Überkapazitäten in Europa von geringer aktueller Relevanz sein dürften, könnte die künstlich verringerte Nachfrageelastizität im Fall schrumpfender Reservespannen an Bedeutung gewinnen.

¹⁷ Problemlos dürfte auch der vorgeschlagene Wegfall der ohnedies weitgehend wirkungslosen Transitrichtlinie von 1990 (vgl. Kumkar und Neu 1997: 81 f.) sein (EK 2001c: 39).

Erstens: Die Europäische Kommission will nunmehr allein auf den so genannten geregelten bzw. regulierten Netzzugang als Modell für die Netznutzung setzen. Dieser sieht ex ante veröffentlichte Tarife vor (Art. 16 des Vorschlags für die RL).

Abgesehen davon, dass natürlich auch der so genannte verhandelte Netzzugang der Aufsicht durch Wettbewerbs- und/oder Regulierungsinstanzen unterliegt und insofern auch vom Wortsinne her ein „regulierter“ Netzzugang ist, verbinden sich erhebliche Probleme mit diesen ex ante tarifierten Netznutzungsbedingungen:

Optimale konkrete Netznutzungspreise sind selten ex ante exakt zu bestimmen, sondern können erst ex post sinnvoll berechnet werden. Dies gilt a fortiori, wenn Engpasssituationen vorliegen oder diese drohen. Generell ist die Frage der Struktur sachgerechter Netznutzungspreise bislang auch in der Theorie höchst unbefriedigend beantwortet worden; die Antwort hängt in jedem Fall höchst sensitiv von den konkreten institutionellen und technischen Details ab. Hier muss nur auf die engen Interdependenzen zwischen dem Ausgleichshandel und den Netznutzungspreisen hingewiesen werden.¹⁸ Auch aus diesem Grund ist ein Suchprozess unabdingbar und in diesem ist nicht allein auf das Eingreifen eines Regulierers zu setzen. Vielmehr muss dies ein weitestgehend geöffneter Suchprozess sein, wofür gerade der so genannte verhandelte Netzzugang wichtige Informationen liefern kann. Es kann wohl generell davon ausgegangen werden, dass ein „geregelter“ Netzzugang nur dann Sinn macht, wenn er zu erheblichen Teilen auf einem Verhandlungsprozess basiert, Experimente erlaubt und die in ihm festgelegten Regeln relativ flexibel angepasst werden können, wenn er mit anderen Worten einem „verhandelten“ Netzzugang nahe kommt.

¹⁸ Die ex ante in Verträgen bzw. in Strombörsen kontrahierten Stromlieferungen werden niemals den tatsächlichen Vorgängen in Echtzeit entsprechen. Schon der Umstand, dass (i) technische Pannen stattfinden und allgemeine Engpässe in Erzeugung und Transport auftreten können, (ii) die Nachfrage nicht exakt prognostiziert werden kann und (iii) einzelne Agenten, aus welchen Gründen auch immer, ihre Planungen kurzfristig ändern, bedingt die Notwendigkeit des so genannten Ausgleichshandels (vgl. Kumkar 2000a: insbesondere 208 f., 284–291). Ausgleichshandel ist also derjenige Teil des Stromhandels, der dem Ausgleich der ex ante in Verträgen bzw. in Strombörsen kontrahierten Stromlieferungen mit den tatsächlich gelieferten Strommengen dient. Zumeist obliegt die Organisation des Ausgleichshandels dem Netzbetreiber, auch im deutschen Fall. Eine der Interdependenzen zwischen Netznutzungspreisen und Ausgleichshandel liegt auf der Hand: Nehmen wir an, die Netznutzungspreise sind als (niedriger) und zeitinvariabler Briefmarkentarif ausgestaltet. Dann ist tendenziell die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen hoch. Dies wiederum bedingt eine nichtpreisliche Rationierung der knappen Netzressourcen. Wenn diese Rationierung nicht sehr früh angekündigt wird (werden kann) und daher die in den Lieferverträgen vereinbarten Mengen nicht angepasst werden können, steigt der Umsatz am Ausgleichshandel, um die in den Verträgen vorgesehenen Nachfragemengen befriedigen zu können.

Damit soll nicht behauptet werden, dass ex ante veröffentlichte Netznutzungsregeln in jedem Fall sinnlos wären. Das Gegenteil ist der Fall. Aber: Man sollte vorsichtig dabei sein, diese Tarife unterschiedslos verbindlich festzuschreiben.¹⁹

Zweitens: Die Kommission will nunmehr als Mindestanforderung anstelle einer funktionellen Entflechtung eine rechtliche Entflechtung der Stromunternehmen via Ausgründung von Tochterunternehmen durchsetzen.

Ein hohes Maß an Entflechtung hört sich zunächst gut an. Auf jeden Fall erleichtert diese Verschärfung der Entflechtungsbestimmungen die Überwachung der Netz(Übertragungs- und Verteilungs-)unternehmen. Dies ist ja auch der eigentliche Sinn der Übung. Auf der anderen Seite werden hierdurch aber zumindest potentiell die Ausschöpfung von Kostenkomplementaritäten zwischen Stromtransport (im Sinne des Netzbetriebs und der –investitionsplanung) und anderen Bereichen der Stromwirtschaft behindert.

Dies heißt zwar nicht, dass eine weitgehende, eigentumsrechtliche Entflechtung bzw. die von der Europäischen Kommission als Mindestanforderung geforderte Ausgründung von Tochterunternehmen (EK 2001c: 40) stets falsch wäre, es heißt aber, dass sie mit Kosten verbunden sein dürfte. Und in einem kleinen Stromsystem dürften diese Kosten die Erträge wohl aufwiegen. Eine diesbezügliche „one size fits all“-Regulierung scheint daher zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht angezeigt. Auch hier wäre m.E. mehr Vorsicht angebracht.

Auf einen letzten Punkt muss hingewiesen werden: Sonderbarerweise und wohl von den meisten unbemerkt schließt die Europäische Kommission auf dem Weg der Definition der Entflechtungsvorschriften im neuen Art. 7 Abs. 6 die rechtliche Figur eines unabhängigen Netzbetreibers nach dem Vorbild der amerikanischen ISOs (Independent System Operator) oder RTOs (Regional Transmission Organization) aus. Derartige ISOs oder RTOs zeichnen sich nämlich dadurch aus, dass die Anlagen mehrerer Eigentümer gemeinsam betrieben werden. Hierbei hat z.B. ein ISO volle kurzfristige Kontrolle über den Einsatz der Anlagen, über den Ausbau der Anlagen entscheidet aber in aller Regel letztlich nicht der ISO, sondern die Eigentümer der Anlagen. Dies schafft zumindest potentiell Raum für einen Wettbewerb in der Bereitstellung neuer Transportkapazitäten.²⁰

¹⁹ Hier existiert auch ein (in der Regel scheinbarer) Trade-off zwischen Diskriminierungsfreiheit und optimalen Preisen: Eine einfache Briefmarke mag diskriminierungsfrei erscheinen (sie ist es tatsächlich nicht, da sie Quersubventionen impliziert), aber sie ist selten optimal im Sinne einer sinnvollen Ressourcenallokation und muss darüber hinaus in der Regel (wenn nicht erhebliche Überkapazitäten bei Transportanlagen vorliegen) durch nichtpreisliche Rationierungsinstrumente ergänzt werden. Und hier lauert dann wieder eine Diskriminierung.

²⁰ Zur Diskussion der grundsätzlichen Problematik, wie sachgerechte Netznutzungspreise (insbesondere im Rahmen von ISOs bzw. RTOs) zur dezentral und wettbewerblich gesteuerten

Die von der Kommission vorgesehene Anforderung, ein „Netzbetreiber übt die volle Kontrolle über alle für die Wartung und den Ausbau des Netzes notwendigen Vermögenswerte aus“ schließt aber nach meinem Ermessen aus, dass dieses Potential für Wettbewerb auch in Europa geschaffen oder erhalten wird. Nach dem Wortlaut des Vorschlags der Kommission muss der Netzbetreiber nämlich auch den Ausbau des Netzes unter seiner ausschließlichen unternehmerischen Kontrolle haben. Das heißt dann aber auch, dass die Chancen für Wettbewerb bei der Bereitstellung neuer Transportanlagen durch die neue Richtlinie entscheidend geschwächt würden.

2. Inhaltliche Bestimmungen zu gemeinwirtschaftlichen Zielen

Vielleicht sollte in Erinnerung gerufen werden, dass die gemeinwirtschaftlichen Ziele überhaupt keine Rolle bei den ursprünglichen Kommissionsvorschlägen für die in 1996 verabschiedete Richtlinie spielten. Die ersten Vorschläge der Kommission wiesen allein in Richtung auf eine wettbewerbsorientierte Neustrukturierung der Stromwirtschaft. Die Bestimmungen zu den gemeinwirtschaftlichen Zielen wurden erst im Zuge der Verhandlungen mit Parlament und Rat nachgeschoben.

Mittlerweile hat sich das Bild gewandelt. Nun ist es die Kommission, die auf die Definition und die Durchsetzung von gemeinwirtschaftlichen Zielen offenbar großen Wert legt. Zwar weist sie selbst darauf hin, dass die „Schaffung liberalisierter Gas- und Strommärkte keine Verschlechterung der Standards für gemeinwirtschaftliche Leistungen zur Folge hatte, sondern im Gegenteil zusammen mit geeigneten ordnungspolitischen Maßnahmen auf diese aufmerksam gemacht und ihre Qualität verbessert hat“ (EK 2001c: 22).

Gleichwohl hält es die Europäische Kommission für notwendig, die Mitgliedstaaten dazu zu verpflichten, geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um das Erreichen grundlegender gemeinwirtschaftlicher Ziele zu gewährleisten.²¹

Anders als in der bestehenden Stromrichtlinie, in der den Mitgliedstaaten das *Recht* zur Definition und Durchsetzung von Maßnahmen im allgemeinerwirtschaftlichen Interesse eingeräumt wird und diese in begründeten Fällen Ausnahmen von den Wettbewerbsregeln ermöglichen, werden sie nach den neuen Vorschlä-

Bereitstellung neuer Anlagen für den Stromtransport beitragen können, vgl. Kumkar (2001: 163–177).

²¹ Hiervon wäre die Kommission immer zu unterrichten, also nicht nur dann, wenn die Maßnahmen Ausnahmen von den Wettbewerbsregeln beinhalten, wie es die bisherige Richtlinie verlangt.

gen der Europäischen Kommission einer *Pflicht* zur Definition und Durchsetzung von Maßnahmen im allgemeinerwirtschaftlichen Interesse unterworfen (EK 2001c: 45). Die hier anzustrebenden Ziele werden der Einfachheit halber von der Kommission gleich mitgeliefert. Es handelt sich um

- die Gewährleistung einer Versorgung für sozial schwache Kunden, das heißt die Definition eines *Universaldienstes*,
- den Ausgleich regionaler Disparitäten im Interesse des sozialen und wirtschaftlichen Zusammenhalts, das könnte zum Beispiel die Gewährleistung der *Preisgleichheit im Raum* bedeuten,
- die Versorgungssicherheit im Sinne der *Systemstabilität*
- den *Schutz der Grundrechte* der Kunden durch die Überwachung der Vertragsbedingungen, der Gewährleistung von Transparenz und der Einrichtung kostengünstiger Schlichtungsmechanismen und
- den Umweltschutz.

Abgesehen davon, dass diese Ziele natürlich in einigen Bereichen wenig trennscharf sind (Versorgungssicherheit, Universaldienst), ist vor allem festzuhalten, dass die Europäische Kommission unter dem Banner des fortschreitenden Liberalisierungswillens nunmehr von sich aus diejenigen Zielvorstellungen für die Stromwirtschaft unterstützt, die in der Vergangenheit zuverlässige Argumente gegen eine Liberalisierung lieferten und die sie selbst in der Stromrichtlinie (m.E. mit Recht) eher am Rande und eher nachgeschoben behandelte.

Es muss in diesem Zusammenhang beispielsweise die Frage erlaubt sein, warum sich unterschiedliche Transportkosten nicht mehr in regional und individuell unterschiedlichen Strompreisen niederschlagen sollten. Auch Brot und andere Güter des Grundbedarfs weisen regionale Abweichungen auf, ohne dass dies bislang eine Preisregulierung politisch begründen kann.

Es sei auch darauf hingewiesen, dass der Vorschlag der Kommission zwar wie oben erwähnt im Prinzip die Abschaffung des Ausschreibungsmodells für neue Kraftwerksbauten vorsieht. Im Interesse der Versorgungssicherheit sieht es die Kommission aber offenbar als sinnvoll und notwendig an, exakt dieses eigentlich abzuschaffende Ausschreibungsmodell gewissermaßen durch die Hintertür wieder einzuführen. Die Mitgliedstaaten sollen nämlich Vorkehrungen dafür treffen, es bei Gefahr von Engpässen zu reaktivieren, und zwar alle Mitgliedstaaten (EK 2001c: 44 bzw. Art. 6 Abs. 1 des Vorschlags).

Festgehalten werden kann, dass die Kommissionsvorschläge deutlich in Richtung einer europaweiten Harmonisierung der inhaltlichen Ausrichtung der Regulierungspolitiken deuten. Dies gilt sowohl für das einzurichtende Netznutzungsmodell als auch für die aufzuerlegenden gemeinwirtschaftlichen Leistungen. Für einen Wettbewerb unterschiedlicher Ansätze, die sehr wohl im Endeffekt auch zu

einer Harmonisierung führen könnten, wäre bei einer Umsetzung der Kommissionsvorstellungen deutlich weniger Platz als bislang.

3. Institutionelle Bestimmungen zum Netznutzungsmodell

Diese Aussage gilt in ebenso starkem Maß für die Vorstellungen der Kommission zur institutionellen Ausgestaltung der Strommarktregulierung. Aus Sicht der Kommission wäre es nämlich evident, dass „unabhängigen Regulierungsbehörden (...) eine Schlüsselrolle zu (kommt), da sie befugt sind, Tarife (...) festzulegen bzw. zu genehmigen, bevor diese Gültigkeit erlangen“ (EK 2001c: 43).

Wegen dieser von der EK als segensreich erkannten Kompetenzen von Regulierungsbehörden sollen die Mitgliedstaaten mit der geänderten Stromrichtlinie dazu verpflichtet werden, derartige unabhängige Regulierungsbehörden einzurichten. Dies könnte dazu führen, dass in Deutschland eine eigenständige Regulierungsbehörde neben der Telekommunikationsbehörde und dem Kartellamt gegründet werden muss. Und exakt hierauf lassen die Formulierungen der Kommission schließen.²²

Damit an dieser Stelle keine Missverständnisse entstehen: Eine unabhängige und mit hinreichenden Kompetenzen ausgestattete Regulierungsinstanz ist beispielsweise für den Fall Deutschlands unbedingt angezeigt, wie ich an anderer Stelle ausführlich dargelegt habe (Kumkar 2000b). Dies heißt aber weder, dass diese unbedingt jeden Netznutzungspreis oder -tarif selbst festlegen oder genehmigen sollte, die Regulierung also unbedingt als allumfassende Ex-ante-Regulierung ausgelegt werden sollte.²³ Noch heißt dies, dass diese Regulierungs-

²² Hierfür gibt es mehrere Belege: Vgl. den Vortrag der Vizepräsidentin der Kommission „Regulation of tariffs will take place in all countries through a *specific* and independent *energy regulator*“ (de Palacio 2001a, Hervorhebung durch den Verfasser). In die gleiche Richtung geht noch deutlicher die Formulierung in den von der Kommission vorgeschlagenen (und vom Finanzministerrat am 15. Juni 2001 in Göteborg diesbezüglich *nicht* angenommenen, Council 2001) „Grundzügen der Wirtschaftspolitik der Mitgliedstaaten und der Gemeinschaft im Jahr 2001 „In Anbetracht dessen sollte sich Deutschland vor allem auf folgende Prioritäten konzentrieren: (...) iii. (...) Einrichtung einer *sektorspezifischen Regulierungsbehörde* für Energie“ (EK 2001d). Schließlich weist die Kommission (2001c: 43) in ihrem Richtlinienvorschlag darauf hin, dass die Regulierungsbehörde „eng mit anderen Regierungsstellen wie den Wettbewerbsbehörden zusammenarbeiten“ muss. Diese Formulierung macht m.E. nur dann Sinn, wenn die Regulierungsbehörde nicht identisch mit der Wettbewerbsbehörde ist.

²³ Daher ist auch die häufige Gleichsetzung der Schaffung einer unabhängigen Regulierungsinstanz mit der Schaffung einer umfassenden Ex-ante-Regulierung irreführend. Wenn etwa, stellvertretend für viele, MdEP Mombaur formuliert: „Die Lösung über Verhandlungen und nachträgliche Kontrolle über Kartellrecht, die so nur in Deutschland gegangen wurde, kann

instanz separat vom Kartellamt oder von einer anderen Regulierungsbehörde sein sollte. Einiges spricht nämlich dafür, dass entweder die Kompetenzen des Kartellamts erweitert werden sollten (um Sofortvollzugskompetenzen und um Ressourcen)²⁴ oder aber die Aufgaben der Telekomregulierungsbehörde erweitert werden. Und die Befürwortung einer unabhängigen Regulierungsinstanz für den Fall Deutschlands heißt schließlich schon gar nicht, dass dies für jeden Mitgliedstaat Sinn machen muss (man denke etwa an Luxemburg).

Schließlich heißt es nicht, dass es Aufgabe der Europäischen Ebene sein sollte, sich an dieser Stelle Gedanken über die horizontale Aufgabenverteilung innerhalb der Mitgliedstaaten zu machen. Gibt es denn beispielsweise wirkliche überzeugende Gründe für die Annahme, die deutschen Entscheidungsträger würden von sich aus den von der Kommission verlangten Weg auf Dauer nicht gehen, wenn er sich als der richtige erweisen würde? Unter Berücksichtigung der derzeit beobachtbaren, von der Richtlinie aus 1996 generierten, Eigendynamik der Prozesse in den Mitgliedstaaten wäre hier wohl etwas mehr Geduld mit den Entscheidungsprozessen innerhalb der Mitgliedstaaten angezeigt. Und solange nicht klar belegt werden kann, dass durch die institutionelle Ausgestaltung der Regulierungspolitik der grenzüberschreitende Stromhandel auf Dauer deutlich erschwert wird, besteht auch aus diesem Grund kein diesbezüglicher Handlungsbedarf.

zwar extrem schlechte Verträge verhindern, nicht aber gute schaffen, wie es notwendig ist.“ (*RdE* 3/2001: 90) und sich die Hoffnung an einer Regulierungsbehörde daran knüpft, dass diese gute Netznutzungsverträge formulieren kann und diese dann den Netzunternehmen vorschreibt, dann sind Zweifel daran angebracht, ob eine Regulierungsinstanz – wer immer das sein mag – hierzu in der Lage ist. In jedem Fall dürfte es so sein, dass sinnvoller Weise nicht jeder Netznutzungspreis vollständig ex ante festgelegt wird.

²⁴ Vgl. auch aktuell *Handelsblatt*, 25.4.2001 (S.: 4): „Böge verlangt mehr Personal für Missbrauchsaufsicht – Kartellamt geht schärfer gegen Netzbetreiber vor“ bzw. den zugrundeliegenden Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder (BKartA 2001). Nach eigenem Bekunden der Kartellbehörden macht der Bericht deutlich, dass eine flächendeckende Überprüfung der Netznutzungsentgelte und Behinderungspraktiken der ca. 800 Netzbetreiber mit den derzeitigen Personalressourcen des Bundeskartellamts und von Landeskartellbehörden nicht möglich ist. Ohne personelle Verstärkungen müssen sich diese auf Musterverfahren beschränken. Die Situation würde sich aus Sicht der Kartellbehörden noch verschärfen, wenn für die kartellrechtliche Kontrolle der Netznutzungsentgelte der Einstieg in eine Kostenkontrolle unvermeidlich werden sollte. Solange der deutsche Gesetz-/Verordnungsgeber keine grundsätzlich andere institutionelle Ausgestaltung der Regulierung (etwa die Zuweisung der Kompetenzen an eine andere Regulierungsinstanz) beschließt, ist diese Position der Kartellbehörden der Argumentation in Kumkar (2000) folgend zu unterstützen. Ähnliches gilt für die vom Bundeskartellamt erhobene Forderung nach verbesserten Sofortvollzugskompetenzen, die sich im Gesetzgebungsverfahren für die 6. GWB-Novelle nicht hat durchsetzen können (BKart 2001: 48).

C. Netzzugangsverordnung für den grenzüberschreitenden Stromhandel: Wirklich nur für den grenzüberschreitenden Stromhandel?

Die bislang behandelten Gesichtspunkte sind in dem Vorschlag für die Änderung der Stromrichtlinie enthalten. Überdies hält es die Europäische Kommission für notwendig, eine Verordnung zu erlassen, die die Bedingungen für grenzüberschreitenden Stromhandel ändert.²⁵

Im Hintergrund dieses Verordnungsentwurfs liegt die in der Begründung zum Entwurf ausgeführte These der Kommission, dass es „für viele zugelassene Kunden organisatorisch und wirtschaftlich nach wie vor schwierig ist, sich für einen Versorger in einem anderen Mitgliedstaat zu entscheiden“ (EK 2001c: 71). Dies würde zu einem „unterentwickelten“ grenzüberschreitenden Handel führen, der gerade im Vergleich mit anderen Wirtschaftszweigen noch relativ bescheiden wäre (EK 2001c: 71; Erwägungsgrund 3).

Diese Schwierigkeiten liegen aus Sicht der Kommission zum einen in den Preisstrukturen für den Stromtransport, deren Heterogenitäten den Handel erschweren würden und zum anderen in den realen Knappheiten bei der Stromtransportinfrastruktur und den existierenden Mechanismen zur Allokation dieser knappen Infrastrukturressourcen.

Die Kommission kann in diesem Bereich u.a. auf die Arbeiten im Rahmen des so genannten Florenzer Forums und eigens vergebener Forschungsprojekte zurückgreifen (Haubrich und Fritz 1999). Das Florenzer Forum setzt sich aus Vertretern der Kommission, der Mitgliedstaaten, des Europäischen Parlaments und des Verbands europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ETSO) zusammen. Zwar stellt die Kommission in diesem Zusammenhang fest, dass das Forum ein hervorragendes Instrument für die Konsensbildung wäre, allerdings hätte es gleichzeitig derart große Schwächen, dass auf diesem konsensualen Wege keine wirkliche Verbesserung der Situation zu erreichen wäre. Die Kommission hält daher einen harmonisierten Gemeinschaftsrahmen für die Preise grenzüberschreitenden Stromtransports und für die Zuweisung der verfügbaren Verbindungskapazitäten für erforderlich.

Die Grundsätze der im Verordnungsentwurf vorgesehenen Regulierungen können wiederum in inhaltliche und in institutionelle Grundsätze unterschieden werden.

²⁵ Bei einer Würdigung des Kommissionsvorschlags für die Netzzugangsverordnung ist der Umstand zu berücksichtigen, dass eine Verordnung anders als eine Richtlinie ein unmittelbar wirksames Rechtsinstrument darstellt und nicht der Umsetzung durch die Gesetzgeber der Mitgliedstaaten bedarf.

Zu den inhaltlichen gehört die Bestimmung, dass der internationale Stromtransport primär zu Zahlungsflüssen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern führen soll: Der Transit²⁶ über die Netze des einen Betreibers soll durch Zahlungen desjenigen Betreibers kompensiert werden, der für den Transit verantwortlich ist.²⁷ Im Hintergrund liegt das Argument der Kommission, bestimmte Transitflüsse könnten bislang einzelnen Exporteuren oder Importeuren nicht eindeutig zugeordnet werden. Daher wäre der aggregierte Ausgleich zwischen den Netzbetreibern der adäquate Mechanismus zur Internalisierung der Externalitäten. Importeure und Exporteure sollen hingegen keine expliziten Zahlungen für den Transit leisten.

Darüber hinaus ist in Art. 4 des Verordnungsentwurfs eine überraschend weitreichende Harmonisierung der Netznutzungsbedingungen für die eigentlichen Netznutzer vorgesehen. Überraschend deswegen, weil der Titel der Verordnung ja eigentlich nurmehr eine mehr oder weniger weitreichende Harmonisierung der Preise für grenzüberschreitenden Stromtransport erwarten lassen könnte. Statt dessen werden zum Beispiel entfernungsabhängige Tarife grundsätzlich verboten (Art. 4 (1)). Ferner sollen insbesondere Importeure und Exporteure nicht nur keine Zahlungen für den Transit leisten, sondern darüber hinaus generell für den grenzüberschreitenden Transport keine spezielle Gebühren zahlen. Vielmehr sollen die Kosten grenzüberschreitenden Transports im Endeffekt von allen Nutzern in einem System finanziert werden (EK 2001c: 76).²⁸ Auch soll vorgeschrieben werden, dass die Transportkosten im Wesentlichen von den Verbrauchern, nicht von den Einspeisern bezahlt werden sollen, um Inkonsistenzen der nationalen Systeme weitgehend zu vermeiden.²⁹

Es geht also, anders als der Text des ersten Artikels und der Titel der Verordnung suggeriert, nicht allein um eine Harmonisierung der Entgeltstrukturen für

²⁶ Als Transit ist das Durchleiten eines physikalischen Leistungsflusses durch das Netz eines Mitgliedstaats definiert, der in diesem Mitgliedstaat weder erzeugt noch für den Verbrauch bestimmt ist. Führt also etwa eine Lieferung von Frankreich nach Deutschland (auch) zu Flüssen durch das belgische Netz, so liegt ein Transit durch das belgische Netz vor.

²⁷ Wobei der Vorschlag der Kommission bemerkenswerterweise offen lässt, wer konkret die entsprechenden Kompensationszahlungen zu leisten hat; sie nennt als Möglichkeit sowohl die Netzbetreiber, in deren Systemen Exportströme ihren Ausgang nehmen, als auch diejenigen Netzbetreiber, deren Systeme Importflüsse aufnehmen.

²⁸ Das Ausmaß der regionalen Differenzierung der Transportpreise und der verursachergerechten Anlastung der Kosten kann daher nach dem Entwurf nur relativ gering sein.

²⁹ Führt zum Beispiel ein Exporteur Strom aus einem Land, das die Transportkosten allein von den Erzeugern finanzieren lässt, in ein anderes Land ein, das die Transportkosten allein den Verbrauchern berechnet, so tritt u.U. der Fall ein, dass dieser Export mit doppelten Netznutzungsgebühren belastet wird, während der umgekehrte Stromhandel netznutzungsgebührenfrei wäre.

grenzüberschreitenden Stromhandel, sondern es geht ganz generell um die Netznutzungskonditionen auch für rein innerstaatliche Stromlieferungen.

Schließlich sieht der Verordnungsentwurf Rationierungsmechanismen für die Zuweisung knapper Netzressourcen im grenzüberschreitenden Stromtransport vor. Hingewiesen werden muss in diesem Zusammenhang darauf, dass den Organisatoren, also vermutlich den Netzunternehmen, gemäß dem Verordnungsentwurf keinerlei zusätzliche Gewinne durch das Engpassmanagement entstehen dürfen (Art. 6 (6)). Welche (Fehl-)Anreize dies den Organisatoren setzt und welche Rolle daher der Detailregulierung zukommen dürfte, wenn diese Bestimmungen unverändert übernommen werden würden, braucht an dieser Stelle wohl nicht weiter ausgeführt zu werden.

Zu den institutionellen Grundsätzen gehört insbesondere die Zuweisung expliziter und weitreichender Regulierungskompetenzen an die Europäische Kommission. Diese soll zum einen die Höhe der Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern festlegen (Art. 3 Abs. 3) und zum anderen Leitlinien für die Stromtransportpreise und das Engpassmanagement definieren. Dies geht deutlich über die bisher bestehenden Kompetenzen hinaus, die bislang ja eher eine ex post Überwachung missbräuchlichen Verhaltens vorsahen. Letztlich ist in dem Verordnungsentwurf angelegt, dass die Europäische Kommission detaillierte Leitlinien für alle Netznutzungskonditionen in allen Mitgliedstaaten erlässt (z.B. EK 2001c: 78). Im Extremfall würden die u.U. gerade erst auf Geheiß Brüssels gegründeten Stromregulierungsbehörden zu bloßen ausführenden Stellen im Auftrag der Kommission als europäischer Stromregulierer.

IV. Ist die Kommission auf dem richtigen Weg?

Nach diesem Überblick über die bisherigen Ergebnisse der Strommarktliberalisierung im Gefolge der Richtlinie und der Darstellung der neuen Kommissionsvorschläge verbleibt es, einige Überlegungen zu den Grundsätzen der weiteren Regulierungspolitik in der EU anzustellen und diese mit den Vorstellungen der Europäischen Kommission zu kontrastieren.

Ich werde diese Überlegungen in zwei Kategorien gruppieren. Zunächst werden kurz die technischen „Essentials“ der Stromwirtschaft auf ihre grundsätzlichen Regulierungsimplicationen hin überprüft (vgl. ausführlicher Kumkar 2000a). Im Anschluss wende ich mich der Frage zu, welche Konsequenzen hieraus für die adäquate vertikale Kompetenzverteilung abgeleitet werden können, welche Kompetenzen also der EU zugewiesen werden sollten und welche umgekehrt bei den Mitgliedstaaten verbleiben sollten.

A. Technische Besonderheiten, Unsicherheiten und grundsätzliche Implikationen für die Regulierung

Die komplexen horizontalen und vertikalen Koordinierungserfordernisse im Stromsektor schließen bei einigen Austauschvorgängen eine reine Marktkoordination aus. Zurückzuführen sind diese Koordinierungsprobleme auf das Zusammenspiel ausgeprägter Beziehungsspezifität und hoher Kapitalbindungsdauer der Anlagen, erheblicher Komplexität der Austauschvorgänge sowie kurz- und langfristiger Unsicherheiten, unter denen die Akteure in der Stromwirtschaft agieren. Beispiele für derartige Koordinierungsprobleme bzw. deren Ursachen sind der Echtzeitcharakter der Stromnachfrage in Verbindung mit kurzfristigen Pfadabhängigkeiten der Erzeugungskosten. Beide zusammen führen dazu, dass eine Koordination der Stromerzeugung über hybride oder hierarchische Koordinierungsstrukturen in einigen Teilfeldern der Stromwirtschaft wirtschaftlicher als eine reine Marktkoordination via Spotgeschäfte oder andere vollständige Verträge ist. Ferner liegen massive Koordinierungserfordernisse vertikaler Art vor, die eine enge Abstimmung zwischen den Akteuren sowohl bezüglich des Betriebs als auch des Ausbaus von Erzeugungs- und Transportanlagen bedingen.

Aus den selben Gründen bedarf die Stromwirtschaft auf absehbare Zeit der öffentlichen Regulierung. Die Stromrichtlinie von 1996 ist – damit hier keine Missverständnisse aufkommen – auch und vor allem eine Regulierungsrichtlinie, keine reine Deregulierungsrichtlinie. Dies wird unmittelbar deutlich, wenn die Erzwingung von Netznutzungsrechten für Dritte betrachtet wird, wie sie in der Richtlinie angelegt ist.

Von Bedeutung ist nun, dass unter den spezifischen Charakteristika der Stromwirtschaft in ganz besonderem Maße das gilt, was für Regulierung generell gilt: Eine optimale Regulierung hängt in recht sensibler Weise von einer Vielzahl von Faktoren ab.

Hierzu gehören in der Regel die technischen und natürlichen Gegebenheiten, unter denen sich die wirtschaftlichen Transaktionen zwischen privaten Akteuren abspielen. Hierzu zählt etwa der Netzausbaustand und (damit zusammenhängend) die relevante Marktgröße, die verfügbare Primärenergiebasis und der existierende Kraftwerkspark. All diese Gegebenheiten sind zum Teil als exogen zu betrachten, zum Teil weisen sie beispielsweise angesichts der langen Lebensdauer von Kraftwerken und erst recht von Netzanlagen erhebliche Pfadabhängigkeiten auf.

Unter diesen Faktoren sind auch die vorhandenen privaten Koordinierungsstrukturen (governance structures) als interne Institutionen zu verstehen. Deren Aufbau ist regelmäßig von den technischen oder natürlichen Gegebenheiten mit beeinflusst worden. In jedem Fall weisen sie sehr unterschiedliche Effizienzcharakteristika auf. Die internen Institutionen weisen ebenfalls ein gewisses

Ausmaß an Pfadabhängigkeiten auf und können in der Regel nur unter erheblichen Kosten schnell geändert werden.

Schließlich gehören zu den wichtigen Faktoren natürlich die gegebenen externen Institutionen im Sinne des institutionellen Umfelds, innerhalb dessen sowohl die konkrete Regulierung bzw. die Regulierer als auch die privaten Akteure agieren. Dieses institutionelle Umfeld ist definiert als Menge der grundlegenden politischen, sozialen und rechtlichen Regeln, die die Basis für Produktion, Handel und Verteilung bilden. Beispiele sind die grundsätzliche Definition von Eigentumsrechten, die Gestaltung des Vertragsrechts, das Verwaltungsrechtssystem sowie die generelle Tradition der Wettbewerbs- und Regulierungspolitik in einer Jurisdiktion. Die institutionelle Umwelt definiert somit die Regeln eines Spieles zwischen einzelnen wirtschaftlichen Akteuren und zwischen den privaten und öffentlichen Akteuren.

Unter Berücksichtigung der hier angedeuteten Komplexität der Materie ist es wenig überraschend, dass die Suche nach optimalen Regulierungsansätzen für die Stromwirtschaft ein schwieriges Geschäft ist. Die Abhängigkeit der „optimalen“ Regulierung von den jeweiligen Umständen dürfte auch – zumindest teilweise – erklären, warum in unterschiedlichen Ländern unterschiedliche Ansätze verfolgt wurden oder derzeit verfolgt werden.³⁰

Die Schwierigkeit und Komplexität der Fragestellung dürfte darüber hinaus ein weiterer Grund sein, warum in den Ländern innerhalb der EU und außerhalb der EU unterschiedliche Wege begangen werden: Es ist ein Such- und Lernprozess, bei dem wir in vielerlei Hinsicht noch am Anfang stehen dürften.

Auch die bisherigen Erfahrungen mit Strommarktreformen wecken Zweifel daran, dass der Stein der Weisen bereits gefunden ist oder jemals gefunden werden kann. Hinzuweisen ist beispielsweise auf das englische Modell, das sich derzeit in einem fundamentalen Änderungsprozess befindet, der eine vollständig andere institutionelle Ausgestaltung des Stromhandels zum Ziel hat.³¹ Hinzuweisen ist auf die skandinavischen Reformen, die sich in einem fortwährenden Weiterentwicklungsprozess befinden. Dieser hat nach meinem Dafürhalten gerade auch

³⁰ In ähnlicher Weise argumentieren Haubrich und Fritz (1999: 26) in ihrem Gutachten für die Kommission: „...it is obvious that a generally optimal approach to network pricing cannot exist, not even within a single country“.

³¹ Das englisch/walisische Beispiel zeigte, dass notwendige Reformen und Produktentwicklungen im Fall eines rechtlich geschützten Monopols einer Strombörse (Electricity Pool) auf offensichtlich erhebliche Widerstände stoßen können, die dem Regulierer — in glatter Umkehrung der bisherigen Politik — als argumentative Grundlage einer Abschaffung eben dieses Monopols des Pools dienen (Offer 1998; Ofgem 1999, 2000). Vgl. aktuell zur erfolgten Implementierung des neuen Systems *Neue Zürcher Zeitung* vom 28.3.2001: „Reform des britischen Strommarktes – Von Pool zu NETA.“

deswegen eine positive Richtung genommen, weil etwa der finnische Strommarkt erst in jüngster Zeit voll in den schwedisch/norwegischen Markt integriert wurde und bei dieser Integration die finnischen Erfahrungen mit den dort gewählten Ansätzen in den nunmehr gemeinsamen Markt eingebracht werden konnten. In ähnlicher Weise dürften vorher bereits die getrennten schwedischen und norwegischen Erfahrungen die Optimierung der seit einigen Jahren zunehmend und sukzessive integrierten Märkte erlaubt haben. Das heißt: Die Unterschiedlichkeit der ursprünglich gewählten Ansätze war hilfreich bei der sukzessiven Festlegung des Designs der gemeinsamen Märkte.

Hinzuweisen ist aber auch und vor allem aktuell auf das kalifornische Modell und die dort gemachten und noch zu machenden Erfahrungen. Die dort beobachtbaren Verwerfungen und Gefahren für den Liberalisierungsansatz als Ganzes verdeutlichen in für den Forscher hervorragender Weise, wie der Teufel im Detail stecken kann und wie ein auf den ersten Blick überzeugend aussehendes – und damals von vielen Ökonomen positiv und konstruktiv begleitetes – Experiment der Regulierungspolitik scheitern kann. Nur sehr wenige Beobachter hatten die im Nachhinein wenig überraschenden Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten antizipiert. Der Blick auf das langfristige Ziel hatte den Blick auf die möglichen Gefahren der ja nur temporär geltenden Regulierungen im Bereich des Stromhandels getrübt.³²

³² Die Stromnachfrage in Kalifornien stellt seit dem Frühjahr 2000 extreme Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark und die Transportnetze. Der Kraftwerkspark ist nicht nur deutlich überaltert, sondern generell der Nachfrageentwicklung nicht angemessen. Zu diesem seit vielen Jahren aufgebauten Investitionsstau hat die Regulierungspolitik der Vergangenheit wesentlich beigetragen. Hinzu kommen als kurzfristige Einflüsse die sehr deutlich gestiegenen Erdgaspreise und darüber hinaus die explodierenden Emissionskosten, die für erhebliche kurzfristige Kostensteigerungen verantwortlich sind.

Bei dem kalifornischen Strommarkt handelt es sich nicht um einen deregulierten Markt. Tatsächlich wurden derart viele detaillierte Regulierungsvorschriften erlassen, so dass bislang ohne Zweifel von einem sehr partiell liberalisierten, denn von einem deregulierten Strommarkt die Rede sein muss. Dieses Übergangsmodell wies drei entscheidende Fehler auf: Erstens wurden die Transaktionen und Konditionen auf den kurzfristigen Großhandelsmärkten weitgehend dereguliert, ohne gleichzeitig die Bedingungen dafür zu schaffen, dass hohen Preisen zeitnah durch den Zubau neuer Anlagen begegnet werden kann. Zweitens wurden die großen Stromunternehmen auf den kurzfristigen Stromhandel über die monopolistische Strombörse CalPX verpflichtet. Wenn die weiterverkaufenden Stromunternehmen über einen größeren Anteil an längerfristigen Bezugsverträgen in ihrem Beschaffungsportfolio verfügt hätten, wären die Auswirkungen der hohen kurzfristigen Preise deutlich kleiner. Gleichzeitig hätten die hohen kurzfristigen Strompreise korrekte Signale für Stromverbraucher und für den Zubau neuer Kraftwerke liefern können. Drittens durften die enorm gestiegenen Großhandelspreise nicht an die Endkunden weiter gegeben werden. Dies verkleinert die Anreize für die Endkunden, ihren Stromverbrauch insbesondere in Spitzenlastperioden in angemessener Weise zu reduzieren und ver-

Diese hier nur exemplarisch genannten Beispiele sprechen für sich genommen dagegen, jetzt und heute eine "once-size fits all"-Lösung für den Europäischen Strommarkt zu suchen, zu definieren und durchzusetzen. Jede Strommarktreform ist zuerst einmal ein Experiment mit ungewissem Ausgang.

Dies mag erklären, warum es auch in den Vereinigten Staaten bislang – trotz deutlicher Forderungen danach – immer noch keine starke Zentralisierung der Regulierungskompetenzen gibt. Es ist zu vermuten, dass die Bürger Oregons recht froh darüber sind, dass das hochgelobte kalifornische Experiment nicht unmittelbar auf Oregon übertragen wurde. Das oft gescholtene Nebeneinander mehrerer Regulierungsregime in den Vereinigten Staaten und die hiermit einhergehende Transparenz über alternative Regulierungsansätze und -ergebnisse berechtigt somit dort zur Hoffnung auf Besserung, hilft bei der regionalen Begrenzung von Fehlentwicklungen und bietet Beobachtern in anderen Bundesstaaten und Ländern die Chance, von den Fehlern anderer zu lernen. Dies trägt durchaus den Charakter eines Wettbewerbs der Regulierer und eines Wettbewerbs der Regulierungskonzepte.

B. Konsequenzen für die adäquate vertikal-föderale Kompetenzverteilung

Was folgt aus den vorstehenden Überlegungen zur optimalen Regulierung für die Beantwortung der Frage nach einer angemessenen vertikal-föderalen Kompetenzverteilung in der Europäischen Union?³³

Die von der Kommission angestrebte Zentralisierung der Regulierungskompetenzen und die von ihr verfolgte schnelle Harmonisierung der Regulierungsbestimmungen könnte zwar zweifellos Vorteile aufweisen, falls sie *erstens* Reformblockaden in den Mitgliedstaaten auflösen würde. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass bereits die Stromrichtlinie von 1996 ein politisches Momentum generiert hat, dass also die weitere Liberalisierung in den Mitgliedstaaten in weiten Teilen zum Selbstgänger geworden ist und die Entwicklung mittlerweile kaum mehr zu stoppen ist. Zwar könnte ein weiterer Impetus aus Brüssel die

schärft daher die Knappheitsprobleme. Die Probleme des kalifornischen Stromsektors liegen also nicht in einem Marktversagen, sondern im Wesentlichen in einem Regulierungsversagen begründet. Vgl. Kumkar (2001).

³³ Vgl. z.B. Begg et al. (1993), Crémer et al. (1996) zu vertragstheoretischen/institutionenökonomischen Fragen des Föderalismus bzw. der Kompetenzzuweisung auf unterschiedliche Regulierungsinstanzen. Vgl. zu einem selektiven Überblick über die theoretische Literatur auch Bickenbach et al. (1999) und Bickenbach (2000).

Prozesse weiter beschleunigen. Ob dies notwendig ist, mag aber bezweifelt werden. Im Übrigen wäre dies, wenn unbedingt für erforderlich gehalten, auch über eine beschleunigte quantitative Marktöffnung³⁴ in Kombination mit der ohnehin angezeigten Supervision der mitgliedstaatlichen Umsetzung durch die Kommission und den Europäischen Gerichtshof zu erreichen. Anders formuliert: In diesem Bereich spricht einiges für eine fallweise „Ex-post-Regulierung der einzelstaatlichen Regulierer“ an Stelle einer uniformen Ex-ante-Regulierung.

Die Zentralisierung könnte *zweitens* Vorteile basierend auf einer stärkeren Reputation und Effizienz der Regulierer auf der europäischen Ebene gegenüber der mitgliedstaatlichen Ebene versprechen. Dies würde jedoch voraussetzen, dass die nationalen Regulierer eine geringere Reputation als die Europäische Kommission aufweisen, was ihre Vereinnahmung durch Interessengruppen oder die Unabhängigkeit von der Tagespolitik angeht. Dies scheint mir jedoch in dieser Pauschalität kaum der Fall zu sein.

Schließlich und *drittens* mag die geforderte Zentralisierung dann angezeigt sein, wenn andernfalls überhaupt keine Kompatibilität der nationalen Rahmenbedingungen erreichbar scheint. Diese mangelnde Kompatibilität würde sich dadurch ausdrücken, dass der grenzüberschreitende Handel massiv behindert wird. Dann wäre in der Tat die Regulierung eben dieser Transaktionen durch die europäische Ebene angezeigt, wenn die Mitgliedstaaten untereinander zu keinen sinnvollen Lösungen finden können. Das mag derzeit Realität sein und sollte daher auch Anlass dafür sein, eine aktivere Regulierung durch die europäische Ebene zu prüfen. Das heißt dann aber noch lange nicht, dass diese Regulierung des grenzüberschreitenden Stromtransports automatisch mit einer zentral auferlegten Harmonisierung der Regulierung für rein innerstaatliche Stromlieferungen einhergehen muss oder sollte, wie dies der Verordnungsentwurf der Kommission vorsieht.

Generell besteht aus meiner Sicht noch erheblicher Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Frage, was konkret von der europäischen Ebene und was von der nationalen Ebene erledigt werden sollte. Dies umso mehr, als den tatsächlichen oder hypothetischen Vorteilen einer Zentralisierung der Regulierungskompetenzen schwerwiegende Nachteile gegenüberstehen.

Diese Nachteile können wiederum in drei Bereiche unterschieden werden:

³⁴ Wobei allerdings selbst bei dieser beschleunigten quantitativen Marktöffnung ein Glaubwürdigkeitsproblem der EU als Regulierer und damit ein erhöhtes Regulierungsrisiko relevant werden könnte. Immerhin sah die Stromrichtlinie von 1996 vor, dass mit einer weiteren Marktöffnung erst neun Jahre nach Inkrafttreten der Richtlinie, also in 2006 und nicht in 2003 bzw. 2005 zu rechnen ist.

Erstens schränken sie gegenüber eher dezentralen Kompetenzzuweisungen in stärkerem Maße die Freiräume ein für Experimente mit alternativen Regulierungs- und Wettbewerbsansätzen. Stärker dezentrale Systeme können hingegen regional begrenzte Versuche erlauben und hierdurch die Basis für die komparative Evaluierung alternativer Regulierungsansätze verbreitern. Unterstützt durch den Umstand, dass die Mitgliedstaaten und deren Regionen sich in einem zunehmend intensiven Standortwettbewerb befinden, kann sich so ein Wettbewerb der Regulierungsmodelle bzw. -systeme entfalten, den es bei zentralisierten Regulierungskompetenzen kaum geben kann. Im Ergebnis kann dieses durchaus auch zu einer vollständigen Harmonisierung der national gewählten Ansätze führen, ohne dass es hierzu strikten Vorgaben der europäischen Ebene bedarf. Dieser Wettbewerb dient somit tendenziell dem Finden guter Lösungen und letztlich vermutlich auch der Durchsetzung der gefundenen guten Lösungen. Dies ist gerade deswegen von besonderer Bedeutung, weil bislang noch wenige Erfahrungen, also auch wenig gesicherte Erkenntnisse über eine optimale Strommarktregulierung vorliegen, wie oben betont wurde. Dies ist ein Suchprozess mit auch für den Wissenschaftler derzeit noch offenem Ausgang.

Dabei wird eine Zentralisierung nicht helfen. Auch unter gesamtwirtschaftlichen Risikoaspekten scheint daher ein vorsichtigeres und weniger ambitiöses Vorgehen angezeigt.

Ein *zweiter* Nachteil zu stark zentralisierter Kompetenzzuweisungen liegt darin, dass sie u.U. schlechtere Möglichkeiten zur Berücksichtigung von regionalen Unterschieden in der Wettbewerbs- und Regulierungspolitik bieten. Wenn die nationalen Entscheidungsträger über bessere Informationen und vor allem über eine bessere Motivation zur Berücksichtigung dieser Informationen in den Regulierungsentscheidungen verfügen, dann werden etwa Präferenzen für gemeinwirtschaftliche Leistungen oder Kenntnisse über regionale Engpässe besser berücksichtigt, wenn die Kompetenzen für die Festlegung und Durchsetzung derartiger Maßnahmen nicht in Brüssel, sondern in den Mitgliedstaaten liegen.

Schließlich und *drittens* kann die Zentralisierung von Regulierungskompetenzen zur Erhöhung des so genannten Regulierungsrisikos bzw. des Regulierungsopportunismus beitragen. Im Hintergrund dieses Arguments liegt der Umstand, dass es sich bei Regulierern, ob dies nun die Mitglieder bzw. Mitarbeiter der Europäischen Kommission oder einer mitgliedstaatlichen Wettbewerbs- oder Regulierungsbehörde sind, um eigennutzorientierte Individuen handelt. Diese reagieren auf Anreize. Und diese können z.B. derart strukturiert sein, dass gerade die europäische Kommission als Regulierer nur geringen Effizienzanreizen unterliegt. Welche Sanktionen drohen der Kommission, wenn sie Fehlentscheidungen bei der Stromregulierung trifft? Bei nationalen Regulierern, denen in der Regel ein weitaus eingeschränkteres Zielbündel vorgegeben wird als der Kommission, fällt

die Überwachung durch die Politik, die Öffentlichkeit und die Unternehmen vermutlich weitaus leichter: Die Zielvorgabe ist relativ eindeutig und auf den Schutz des Wettbewerbs und/oder Begrenzung von Monopolrenten begrenzt. Dies wird ergänzt durch die hierdurch erlaubte Transparenz hinsichtlich der Ergebnisse alternativer Regulierungskonzepte. Die Kompetenzen und die zum Teil im Widerspruch zueinander stehende Zielvorgaben der Kommission sind demgegenüber deutlich weiter gefasst, was die Kontrolle massiv erschwert.

Hinzu kommt, dass, selbst wenn dieses Problem dadurch gelöst werden würde, dass eine eigenständige europäische Regulierungsbehörde neben oder unter der Kommission gebildet werden würde, diese in sehr viel stärkerem Maße monopolistische Züge aufweisen würde als die nationalen Regulierer, die erstens durch den Standortwettbewerb und zweitens durch den möglichen Vergleich mit Regulierern aus den Nachbarstaaten in ihren Entscheidungen restringiert werden. Schließlich ist auch zu berücksichtigen, dass die mitgliedstaatlichen Regulierer bislang durch die europäische Ebene kontrolliert werden. Die Europäische Kommission fungiert in diesem Sinn als „Regulierer der Regulierer“, was die Gefahren opportunistischen Verhaltens der mitgliedstaatlichen Regulierer weiter reduzieren dürfte.³⁵ Dieser positive Effekt eines gestaffelten System der Regulierungsinstanzen wird dann reduziert, wenn wie vorgesehen, die Kommission selbst stärker und nicht einzelfallbezogen in die Ausgestaltung der eigentlichen Regulierung eingreift.

Einiges spricht also dafür, bei der Verlagerung von Kompetenzen auf die europäische Ebene Vorsicht walten zu lassen und im Zweifel zunächst auch aus Risikoaspekten eine Verlagerung nur dann vorzunehmen, wenn es hierfür im Einzelfall eindeutige und überragende Gründe gibt. Dies scheint zum gegenwärtigen Zeitpunkt allenfalls für den Fall der Regulierung grenzüberschreitender Stromtransporte zu gelten. Eine Verlagerung aus reinen „Beschleunigungszwecken“ scheint hingegen nicht angezeigt und eher schädlich zu sein. Im Zweifel sollte auch deswegen gelten: Qualität vor Tempo, weil Kompetenzverlagerungen „nach oben“ auf die europäische Ebene, schwer rückgängig zu machen sein dürften.

³⁵ Vgl. zu einer Analyse der Vorteile derart überlappender Kompetenzen auch Henisz und Zellner (2001) und die dort zitierte Literatur.

V. Fazit

Gegenstand dieses Beitrags war ein Überblick über den Status quo des Strombinnenmarkts und die jüngsten Kommissionsvorschläge. Besonderes Augenmerk wurde dabei der Frage gewidmet, inwieweit die sich abzeichnende Zentralisierung der Regulierungskompetenzen auf der europäischen Ebene die derzeit adäquate Antwort auf die Probleme etwa im Bereich der grenzüberschreitenden Stromlieferungen ist.

Deutlich geworden ist, dass es im Gefolge der Stromrichtlinie von 1996 zu fast als dramatisch zu bezeichnenden Änderungen in der europäischen Stromwirtschaft gekommen ist. Auch wenn es sich zweifellos noch nicht um einen vollständig integrierten Binnenmarkt handelt, scheint die Entwicklung hin zu mehr Wettbewerb und Marktintegration kaum mehr aufzuhalten zu sein. Hier hatte die Europäische Ebene mit der Verabschiedung der Richtlinie einen wichtigen ersten Schritt zur Auflockerung der Gebietsmonopole gerade auch in Deutschland getan. Die Stromrichtlinie ist daher fast uneingeschränkt als Erfolgsgeschichte zu werten. Deren rasche Ergebnisse in Form von Preissenkungen und weiterer Marktöffnung haben selbst die Erwartungen der Europäischen Kommission nach eigenem Bekunden weit übertroffen (de Palacio 2001).

Ein großer Vorteil der bestehenden Stromrichtlinie bestand und besteht darin, dass sie praktisch allein eine quantitative Vorgabe über die Marktöffnung macht und ansonsten die Ausgestaltung der Netznutzungsrechte weitgehend den Einzelstaaten überlässt. Dies zwar unter der Aufsicht der Europäischen Kommission, aber eben ohne genaue inhaltliche oder institutionelle Vorgaben.

Angesichts der Erfolge dieser Strategie könnte es auf den ersten Blick umso mehr überraschen, dass die Europäische Kommission nunmehr das Umstrukturierungstempo noch weiter erhöhen will und die Natur der Umstrukturierungsprozesse deutlich ändern will. Der bisherige Weg einer „light-handed regulation“ auf europäischer Ebene soll deutlich verlassen werden.

Auf den zweiten, positiven, Blick überraschen die vorgeschlagenen Maßnahmen weniger: Sowohl die vorgeschlagenen Änderungen an der Stromrichtlinie als auch die neue europäische Netznutzungsverordnung würden zu einer stärker von der EU vorgegebenen Regulierung der Stromwirtschaft führen. Sie deuten in Richtung einer europaweiten Harmonisierung der inhaltlichen und institutionellen Ausrichtung der Regulierungspolitiken. Dies gilt in inhaltlicher Hinsicht sowohl für das einzurichtende Netznutzungsmodell als auch für die aufzuerlegenden gemeinwirtschaftlichen Leistungen.

Die Vorstellungen der Kommission zu den gemeinwirtschaftlichen Leistungen würden sogar u.U. eine Gefahr für die weitere Ausschöpfung von Deregulierungspotentialen beinhalten und in diesem Sinne auch eine Erhöhung der Regu-

lierungsintensität in denjenigen Mitgliedstaaten provozieren, die bislang nur wenig Wert auf regulierte Leistungen im gemeinwirtschaftlichen Interesse gelegt haben. Die europäische Ebene selbst könnte paradoxerweise auf diesem Wege das Momentum reduzieren, dass die Liberalisierung in den Mitgliedstaaten gewonnen hat.

Die in dem Vorschlag für eine europäische Netznutzungsverordnung vorgesehene weitreichende Harmonisierung der Netznutzungsregulierung verstärkt diesen Eindruck. Hier geht es, anders als der Titel des Verordnungsentwurfs suggeriert, eben nicht allein um grenzüberschreitende Stromtransporte, sondern auch um die Netznutzungskonditionen rein innerstaatlicher Stromlieferungen.

Eine ähnliche, zwar plausibel positiv erklärbare, m.E. aber aus normativer Sicht über das Ziel hinausschießende Zentralisierungstendenz zeichnet sich hinsichtlich der von der Kommission gewünschten institutionellen Ausgestaltung der Regulierung in den einzelnen Mitgliedstaaten ab. Die Gründung einer Stromregulierungsbehörde mag ja im Einzelfall eine sachgerechte Entscheidung sein, sie mag es sogar in der überwiegenden Zahl der Fälle sein. Das heißt aber noch lange nicht, dass dies eine uniforme Vorgabe der europäischen Ebene begründen könnte. Und die in dem Verordnungsentwurf angelegte Ermächtigung der Kommission zur Definition und Durchsetzung detaillierter Leitlinien für alle Netznutzungskonditionen in sämtlichen Mitgliedstaaten lässt die Möglichkeit zu, dass die möglicherweise erst zu gründenden Stromregulierungsbehörden der Mitgliedstaaten zu (der Kommission) mehr oder weniger direkt untergeordneten „Erfüllungsgehilfen“ werden.

Die Berücksichtigung der technischen Charakteristika der Stromwirtschaft bei der Suche nach einer angemessenen vertikal-föderalen Kompetenzverteilung führt unter Berücksichtigung der bisherigen Erfahrungen mit Strommarktliberalisierungen zu einer recht einfachen Schlussfolgerung: Die Kompetenzverteilung sollte einen möglichst großen Spielraum für den Wettbewerb unterschiedlicher Regulierungsansätze, also für räumlich mehr oder weniger begrenzte Experimente lassen. Dies spricht gegen die massive Kompetenzverschiebung von der mitgliedstaatlichen auf die europäische Ebene, wie es die Kommission vorschlägt. Dieses Argument gilt wohlgerne auch dann, wenn wir es mit 15 oder demnächst mehr identischen nationalen Stromwirtschaften zu tun hätten. Es gilt in noch stärkerem Maße, wenn die Unterschiedlichkeit der Mitgliedstaaten beispielsweise hinsichtlich Ressourcenausstattung, Netzausbaustand, Marktgröße und Präferenzen für gemeinwirtschaftliche Leistungen berücksichtigt wird.

Das heißt keineswegs, dass einer mittel- oder längerfristigen weitgehenden Harmonisierung der stromwirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein Riegel vorgeschoben werden sollte. Im Gegenteil, auch unter einem Wettbewerb der Regulierungsansätze ist à la longue eine Harmonisierung zahlreicher Bestimmungen zu

erwarten. Der Unterschied des Zentralisierungskurses der Kommission zum hier vorgeschlagenen Konzept liegt darin, dass diese Harmonisierung dezentral entschieden werden kann und vermutlich auch werden würde. Ergänzt werden muss die bisherige Stromrichtlinie unter diesem Konzept allenfalls um eine intensivierete europäische Regulierung der grenzüberschreitenden Stromtransporte. Gegen eine Netznutzungsverordnung für grenzüberschreitende Stromlieferungen, die sich auf die im Titel genannten Transaktionen beschränken würde, bestehen aus meiner Sicht weitaus weniger Einwände. Aber auch hier sollten unbedingt Freiräume für Experimente vorgesehen werden.

Aus diesem Blickwinkel ist es daher auch nicht unbedingt zu bedauern, wenn es auf der Ratstagung in Göteborg – Presseberichten zufolge zur großen Enttäuschung der Präsidentschaft – zu keinen definitiven Entscheidungen über die Kommissionsvorschläge gekommen ist.

Die hierdurch erlaubte „Atempause“ sollte vielmehr zu einer intensiven Diskussion über die Frage einer sachgerechten Kompetenzverteilung zwischen der EU und den Mitgliedstaaten für die weitere (De-)Regulierung der Stromwirtschaft genutzt werden; einer Frage, die auf mittlere und lange Frist ungleich wichtiger sein dürfte als das bislang in der Öffentlichkeit dominierende Thema, ob der europäische Markt denn nun in 2005 oder in 2007 vollständig geöffnet werden sollte.

Literatur

- BDI, VDEW und VIK (1999). Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie vom 13. Dezember. Berlin. Abgedruckt in *Recht der Energiewirtschaft* Heft 1/2000, im Internet u.a. abrufbar unter:
<http://www.vik-online.de/aktuel/verbaendevereinbarungen/download/pdf/vv2/Verbaendevereinbarung.pdf>
- Begg, D., et al. (1993). *Making Sense of Subsidiarity: How Much Centralization for Europe? Monitoring European Integration*. London: CEPR.
- Bickenbach, F. (2000). Regulation of Europe's Network Industries: The Perspective of the New Economic Theory of Federalism. Kieler Arbeitspapiere 977. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Bickenbach, F., L. Kumkar und R. Soltwedel (2001) The New Institutional Economics of Antitrust and Regulation. In *Frontiers in Economics- Repercussions on Economic Policy and Advisory Institutions, Contributions to Economics*. (in Vorbereitung) (frühere Version erschienen als Bickenbach, F., L. Kumkar und R. Soltwedel (1999). *The New Institutional Economics of Antitrust and Regulation*. Kieler Arbeitspapiere 961. Institut für Weltwirtschaft, Kiel).
- BKartA (Bundeskartellamt). Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder. Bonn, den 19. April 2001.
<http://www.bundeskartellamt.de/Abschlussbericht.pdf>.
- Bonde, B. (2000). Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft – Ein politökonomischer Vergleich der Deregulierungsmaßnahmen in verschiedenen Ländern. Dissertation Universität Hohenheim.
- Council (Council of the European Union) (2001). Council recommendation of 15th June 2001 on the Broad Guidelines of the Economic policies of the Member States and the Community. Göteborg, 15 June 2001.
<http://ue.eu.int/newsroom/LoadDoc.cfm?MAX=1&DOC=!!!&BID=75&DID=66785&GRP=3564&LANG=1>.
- Crémer, J., A. Estache, and B. Seabright (1996). Decentralizing Public Services: What Can we Learn from the Theory of the Firm? *Revue d'Economie Politique* 106 (1): 37–60.
- EK (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2000a). Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Recent progress with building the internal electricity market. Brussels, 16.5.2000 COM(2000) 297 final.
http://europa.eu.int/eurlex/en/com/cnc/2000/com2000_0297en01.pdf.
- EK (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2000b). Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Brüssel, 28.12.2000. KOM(2000) 884 endgültig. 2000/0116 (COD). http://europa.eu.int/eurlex/de/com/pdf/2000/de_500PC0884.pdf.

- EK (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2001a). Mitteilung der Kommission. Das ganze Potential der Union ausschöpfen: Konsolidierung und Ergänzung der Lissabonner Strategie. Beitrag der Europäischen Kommission zur Frühjahrstagung des Europäischen Rates Stockholm, 23. und 24. März 2001. Brüssel, den 7.2.2001 KOM (2001) 79 endgültig TEIL I. http://europa.eu.int/comm/stockholm_council/pdf/comm_de.pdf.
- EK (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2001b). Vollendung des Energiebinnenmarktes. Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen. Brüssel, 12.03.2001. SEC(2001) 438. <http://europa.eu.int/comm/energy/library/438de.pdf>.
- EK (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2001c). Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Vollendung des Energiebinnenmarktes. Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt. Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel Brüssel, den 13.3.2001. KOM(2001) 125 endgültig 2001/0077 (COD) 2001/0078 (COD) http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/pdf/2001/de_501PC0125_01.pdf
- EK (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2001d). Empfehlung der Kommission für die Grundzüge der Wirtschaftspolitik der Mitgliedstaaten und der Gemeinschaft im Jahr 2001. Brüssel, den 25.4.2001. KOM(2001)224 endgültig. http://europa.eu.int/comm/economy_finance/document/econeur/beg/gope2001_de.pdf.
- Haubrich, H.J., und W. Fritz (1999). Cross-Border Electricity Transmission Tariffs. Study by order of the European Commission, DG XVII / C1. Final Report. Aachen, April 1999. http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence/cbett_en.pdf.
- Henisz, W.J., B.A. Zellner (2001). Political Risk and Infrastructure Investment. In: Private Infrastructure for Development: Confronting Political and Regulatory Risks (forthcoming).
- IEA (International Energy Agency) (2001a). *Regulatory Institutions in Liberalised Electricity Markets*. Paris.
- IEA (International Energy Agency) (2001b). Energy Prices and Taxes. Quarterly Statistics, First Quarter. Paris.
- Kumkar, L. (2000a). *Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft: Eine institutionenökonomische Analyse*. Kieler Studie 305, 2000.
- Kumkar, L. (2000b). Zur institutionellen Ausgestaltung der Strommarktregulierung Brauchen wir eine eigenständige Regulierungsbehörde für den Stromtransport. Kieler Diskussionsbeiträge 371. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (2001). Strommarktliberalisierung in Kalifornien: Schlägt das Pendel zurück? Kieler Diskussionsbeiträge 378/379. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. , und A.D. Neu (1997). *Nach beschlossener Marktöffnung auch Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft? Status quo und Perspektiven in Deutschland und Europa*. Kiel.
- Mombaur, P.M. (2001). Aktuelle Entwicklungen des Europäischen Energierechts. *RdE* 3: 88–92.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1998). Review of Electricity Trading Arrangements: Proposals. July. O.O.

- Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (1999). The New Electricity Trading Arrangements. July. <http://www.ofgem.gov.uk/docs/reta1.pdf>; <http://www.ofgem.gov.uk/docs/reta2.pdf>.
- Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (2000). New Electricity Trading Arrangements (NETA) — Implementation Phase NETA Go Live Decision Making. November. <http://www.ofgem.gov.uk/docs/netagolive5.pdf>.
- de Palacio, Loyola (2000a). Security of energy supply in a liberalised and global energy market. European Utility Circle 2000 Interchange of Visions. Brussels, November 23, 2000. http://europa.eu.int/rapid/start/cgi/guesten.ksh?p_action.gettxt=gt&doc=SPEECH/00/469|0|RAPID&lg=EN.
- de Palacio, Loyola (2001a). The creation of a fully operational Energy Market. World Economic Forum Davos, 29 January 2001. http://europa.eu.int/rapid/start/cgi/guesten.ksh?p_action.gettxt=gt&doc=SPEECH/01/34|0R|APID&lg=EN
- Sioshani, F.P. (2001). Opportunities and perils of the newly liberalized European electricity markets. *Energy Policy* 29: 419-427.