ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Kumkar, Lars

Working Paper

Zur zukünftigen Regulierungspolitik für die deutsche Stromwirtschaft

Kiel Working Paper, No. 929

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

Suggested Citation: Kumkar, Lars (1999) : Zur zukünftigen Regulierungspolitik für die deutsche Stromwirtschaft, Kiel Working Paper, No. 929, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/17790

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120, D–24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 929

Zur zukünftigen Regulierungspolitik für die deutsche Stromwirtschaft

von

Lars Kumkar*

Mai 1999

* Die Arbeit des Autors wird im Rahmen des Forschungsprojekts „Wettbewerbliche Reformen des Elektrizitätssektors — Eine vergleichende Länderanalyse“ von der Fritz Thyssen Stiftung gefördert. Hierfür sei gedankt.

Für Inhalt und Verteilung der Kieler Arbeitspapiere ist der jeweilige Autor verantwortlich, nicht das Institut.

Abstract — Inhalt

This paper applies the insights yielded in Kumkar (1999) on the comparative advantages of alternative liberalization models for the electricity industry. The aim is to develop guidelines on the further opening of Germany's electricity market. The paper provides an answer to the question, whether the single buyer model, the wheeling model, the pool model, or the common carrier model should be implemented. In addition, the paper discusses questions concerning the appropriate institutional design of the regulation. Within this context, the recent legal developments on the European and the German level are explicitly taken into consideration. The paper discusses the new German electricity law, and develops several measures to improve on the current design of regulation.

In diesem Papier werden die in Kumkar (1999) gewonnene Erkenntnisse hinsichtlich der komparativen Vorteile alternativer Liberalisierungsmodell für die Stromwirtschaft auf die deutsche Situation übertragen. Ziel ist die Erarbeitung von Empfehlungen für die weitere wettbewerbliche Neuordnung der Stromwirtschaft. Zu fragen ist somit zum einen nach der inhaltlichen Ausrichtung der Regulierung, ob also das Alleinabnehmermodell, das Modell spezifischer Durchleitungsrechte, das Poolmodell oder aber das Common-Carrier-Modell Richtschnur der Regulierung sein sollte. Zum anderen wird nach der institutionellen Ausgestaltung der Regulierung gefragt. Im Rahmen dieser Diskussion wird den jüngsten rechtlichen Entwicklungen auf europäischer und auf deutscher Ebene explizit Rechnung getragen. Es wird auch die Frage behandelt, ob und gegebenenfalls welche Änderungen an der vor einem Jahr in Kraft getretenen Energierechtsnovelle notwendig sind.

JEL Classification: D2, K2, L1, 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

Gliederung

I. Einleitung 1

II. Grundsätze der inhaltlichen Ausgestaltung der Regulierungspolitik 2

A. Ausgangspunkt: Charakteristika des deutschen Stromsystems 3
1. Marktgröße 3
2. Netzausbaustand 10

B. Konsequenzen für die optimale inhaltliche Regulierungspolitik 16
1. Netznutzung 17
2. Stromhandel 32
3. Regulierung 36
4. Anlagenbau in der Erzeugung und im Transport 39

III. Grundsätze der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik 44

A. Ausgangspunkt: Die Notwendigkeit der Regulierung des Regulierers bei der Implementierung des Common-Carrier-Modells 45

B. Konsequenzen für die optimale institutionelle Regulierungspolitik: Rechenschaftspflicht, Unabhängigkeit, Entscheidungstransparenz 55

C. Schlußfolgerungen: Wer sollte regulieren? 67

IV. Jüngste rechtliche Entwicklungen 77

A. Die Stromrichtlinie der Europäischen Union 77

B. Die deutsche Energierechtsnovelle 82

V. Fazit: Die Notwendigkeit institutionellen Wettbewerbs im Stromhandel und die erforderlichen Änderungen des Energierechts 88

Anhang A: Die Stromrichtlinie der Europäischen Union 94

Anhang B: Die deutsche Energierechtsnovelle 113

Literaturverzeichnis 122

Abbildungsverzeichnis

Schaubild 1 — Verbundsysteme in Europa 8

Schaubild 2 — Durchschnittliche jährlicher Dauer von Versorgungsunterbrechungen in ausgewählten Stromsystemen 16

Übersichtsverzeichnis

Übersicht 1 — Hauptcharakteristika der Stromrichtlinie 79

Übersicht 2 — Hauptcharakteristika der deutschen Energierechtsnovelle 86

I. Einleitung

In diesem Papier sollen die in Kumkar (1999) gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich der komparativen Vor- und Nachteile alternative Liberalisierungsmodelle für die Stromwirtschaft auf die Verhältnisse in Deutschland übertragen werden. Ziel ist die Erarbeitung von Empfehlungen für die wettbewerbliche Neuordnung der deutschen Stromwirtschaft. Zu fragen ist also, ob in Deutschland ein Alleinabnehmermodell, ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte, ein Poolmodell oder aber ein Common-Carrier-Modell die Richtschnur der weiteren Wettbewerbs- und Regulierungspolitik sein sollte. Darüber hinaus ist zu fragen, wie das als sachgerecht identifizierte Modell implementiert werden sollte. Bei der Betrachtung soll den jüngeren rechtlichen Entwicklungen auf europäischer und deutscher Ebene explizit Rechnungen getragen werden.

Als Ausgangspunkt der folgenden Diskussion werden die Grundprinzipien einer optimalen Regulierungspolitik für die deutsche Stromwirtschaft abgeleitet. Dabei sind zum einen inhaltliche Fragen zu beantworten, die sich auf das zu wählende Liberalisierungsmodell beziehen und die Wahl konkreter Regulierungsregeln zum Inhalt haben (Kapitel II). Zum anderen sind Fragen institutioneller Art zu beantworten, die sich auf die organisatorischen Gesichtspunkte der Regulierung beziehen und beispielsweise die Wahl entweder einer unabhängigen, sektorspezifischen Regulierungsbehörde oder aber einer allgemeinen Wettbewerbsbehörde als effiziente Antwort auf die Regulierungserfordernisse zum Inhalt haben. Im Rahmen dieser Diskussion werden die zentralen Maximen herausgearbeitet und konkretisiert, die bei der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik zu beachten sind (Kapitel III).

In Kapitel IV wird auf die relevanten jüngsten rechtlichen Entwicklungen eingegangen und dabei auf die europäische Stromrichtlinie und deren Umsetzung in der deutschen Energierechtsnovelle abgestellt. Zentrale Frage ist zunächst, ob der eigene Vorschlag mit den europarechtlichen Vorgaben vereinbar ist. Darüber hinaus ist im Licht der in der vorliegenden Arbeit gewonnenen Erkenntnisse die deutsche Energierechtsnovelle darzustellen.

Im letzten Kapitel (V) werden die Ergebnisse zusammengetragen sowie die derzeitige Rechtslage daraufhin überprüft, ob sie die Voraussetzungen für das Entstehen institutionellen Wettbewerbs im Stromhandel und hierdurch die Bedingungen für eine effiziente Stromwirtschaft schafft. Es wird somit auch die Frage behandelt, ob und gegebenenfalls welche Nachbesserungen an der Novelle erforderlich sind.

II. Grundsätze der inhaltlichen Ausgestaltung der Regulierungspolitik

Aufgabe dieses Kapitels ist die Beantwortung der Frage, welches der vier Liberalisierungsmodelle für den Fall Deutschlands grundsätzlich optimal scheint, mit anderen Worten, ob ein Alleinabnehmermodell, ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte, ein Poolmodell oder ein Common-Carrier-Modells den spezifischen Verhältnissen in Deutschland am besten entspricht. Gefragt wird nach den Grundsätzen der inhaltlichen Ausrichtung der Regulierungspolitik, also danach, *was* und *wie* reguliert werden sollte. Analog dem Vorgehen in Kumkar (1998c) wird zunächst analytisch von der Frage der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik abstrahiert, das heißt nicht problematisiert, *wer* die tatsächliche Regulierung durchführen sollte und in welcher Weise die Entscheidungsspielräume und damit die Opportunismusspielräume dieses Regulierers zu begrenzen sind. Die mit der letztgenannten Frage zusammenhängende Problematik der institutionellen Ausgestaltung wird im Anschluß in Kapitel III untersucht.

In Kumkar (1999) wurde gezeigt, daß die komparative Effizienz eines Regulierungsmodells maßgeblich von drei Kriterien beeinflußt wird: (i) der Marktgröße des zu regulierenden Stromsystems, (ii) dem Netzausbaustand und schließlich (iii) der Stabilität des Regulierungssystems.

Wird zunächst vom letztgenannten Kriterium abstrahiert (dies wird zentral im Kapitel III behandelt[1]), so zeigte die Untersuchung in Kumkar (1999) zum einen, daß zumindest für den Fall kleiner Märkte und eines schlechten Netzausbaustands c.p. auf die Superiorität des Alleinabnehmermodells geschlossen werden kann. Zum anderen wurde gezeigt, daß für den gegensätzlichen Fall eines großen Markts und eines guten Netzausbaustands c.p. auf eine Superiorität des Common-Carrier-Modells geschlossen werden kann.

Nur im Bereich der mittleren Marktgröße beziehungsweise des mittleren Netzausbaustands ist die konkrete Situation im betreffenden Stromsystem detaillierter zu analysieren, bevor eine eindeutige Aussage über die Superiorität entweder eines Alleinabnehmermodells, eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte, eines Poolmodells oder aber eines Common-Carrier-Modells getroffen werden kann. In diesem — und nur in diesem — Fall müßten die komparativen Vorteile hinsichtlich der Aufgabe der Absicherung spezifischer Investitionen, der

[1] Wie sich zeigen wird, ist diese Vorgehensweise der zunächst vorgenommen Abstraktion vom Charakteristikum der Stabilität des institutionellen Umfelds zumindest unter den Bedingungen des deutschen Stromsystems gerechtfertigt (vgl. für die Begründung dieser Aussage die Einleitung zu Abschnitt II.B).

Bildung optimaler Preisstrukturen, der Effizienz einer Separation des Ausgleichshandels vom Terminhandel und der Bildung konkurrierender Institutionen des Terminhandels gegeneinander abgewogen werden.[2]

A. Ausgangspunkt: Charakteristika des deutschen Stromsystems

Welche Konsequenzen folgen aus diesen Überlegungen hinsichtlich der Optimalität eines der vier Regulierungsmodelle für den Fall Deutschland? Zur Beantwortung dieser Frage müssen Informationen über die spezifischen Charakteristika des deutschen Stromsystems hinzugezogen werden. Hierfür werden im folgenden die Marktgröße und der Netzausbaustand als Indikatoren für das Wettbewerbspotential in Erzeugung und Stromhandel analysiert.

1. Marktgröße

Als Basis einer Einschätzung der Marktgröße des deutschen Stromsystems bietet sich ein Blick auf einige quantitative Charakteristika der deutschen Stromwirtschaft an. In Tabelle 1 sind wesentliche Kennziffern der Stromsysteme aller OECD-Staaten wiedergegeben (auf die Spalten „Verlustkoeffizient“ sowie „Bevölkerungsdichte“ wird bei der Diskussion des Kriteriums des Netzausbaustand eingegangen).

Bei einer Betrachtung der Werte, die als Indikatoren für die Marktgröße interpretiert werden können, zeigt sich, daß Deutschland hinsichtlich der Marktgröße in Europa den ersten Platz einnimmt. Innerhalb der Europäischen Union ist es mit 82 Millionen Einwohnern, einem Bruttoinlandsprodukt von 1 805 Mrd. US-$, einer Bruttojahreserzeugung von 555 TWh, einem Bruttostromimport von 37 TWh und einer Endverbrauchsmenge von 458 TWh in jeder der Kategorien Spitzenreiter (alle Werte: 1996). Auch die Gesamterzeugungskapazität liegt mit 114 GW über der aller anderen Mitgliedstaaten, sogar über der Frankreichs, das innerhalb Europas die bislang singuläre Rolle eines Nettostromexporteurs innehat.[3,4] An diesem Bild der relativen Größe ändert sich nichts, wenn neben den

2 Vgl. ausführlicher die Ausführungen in den Schlußfolgerungen in Kumkar (1999: insbesondere Übersicht 12).

3 Dieser Nettostromexport zeigt sich unter anderem in der für Frankreich relativ hohen Differenz zwischen Bruttoproduktionsmenge und Endverbrauch. Andere Faktoren, die grundsätzlich zu dieser Differenz beitragen, sind insbesondere Netzverluste sowie Eigenverbräuche

EU-Mitgliedstaaten die sonstigen europäischen OECD-Staaten berücksichtigt werden, deren Kennziffern im Durchschnitt unter denen des EU-Durchschnitts liegen. Wird die Betrachtung um die außereuropäischen OECD-Staaten erweitert, ändert sich an der grundsätzlichen Einschätzung Deutschlands als vergleichsweise sehr großes Stromsystem nichts wesentliches: Es belegt hinter den Vereinigten Staaten und Japan den dritten Platz hinsichtlich Bruttoinlandsprodukt, Bruttostromerzeugung und Stromendverbrauch und den vierten hinter Kanada bei der Erzeugungskapazität und hinter Mexiko bei der Bevölkerungszahl.

Diese Einschätzung Deutschlands als eines der größten Stromsysteme der Welt wird noch verstärkt, wenn die Grenzen der Aussagekraft der in Tabelle 1 wiedergegebenen Kennziffern betrachtet werden. Zu beachten ist nämlich, daß die relative Größe des deutschen Stromsystems allein anhand der in Tabelle 1 wiedergegebenen Kennziffern noch unterschätzt wird:

Zum einen gilt es zu beachten, daß beispielsweise das australische und neuseeländische, aber insbesondere das U.S.-amerikanische Stromsystem Besonderheiten aufweist, die bei einem Vergleich beachtet werden müssen. So gilt in diesen Fällen, daß die nationalen Stromsysteme nicht vollständig integriert sind, sondern aus separaten Teilsystemen bestehen, die nur sehr unzureichend über Gleichstromleitungen miteinander verbunden sind. Faktisch besteht beispielsweise das U.S.-amerikanische System aus drei weitgehend separierten Systemen, die unabhängig voneinander betrieben werden und bislang kaum Möglichkeiten zum Nettohandel besitzen.[5]

der Kraftwerke. Vgl. zu einer Analyse der derzeitigen innergemeinschaftlichen Stromhandelssituation Kumkar und Neu (1997: Kapitel B.II.2, insbesondere 25–32).

[4] Nachrichtlich wiedergegeben in Tabelle 1 ist der Umstand, daß das deutsche Stromsystem auch bei den *Strompreisen* eine Spitzenstellung innehat: Bei den hier wiedergegebenen durchschnittlichen Strompreisen für industrielle Nachfrager mußte sich Deutschland innerhalb der Europäischen Union nur von Italien und Portugal „geschlagen geben“. Vgl. hierzu ausführlicher Kumkar und Neu (1997: Kapitel B.II.2, insbesondere 21–24).

[5] Dies ist (i) das Eastern Interconnected System, die östlichen zwei Drittel der Vereinigten Staaten (und Teile Kanadas) umfassend, (ii) das Western Interconnected Systems, 12 Staaten westlich der Rocky Mountains (sowie Teile Kanadas und einen kleinen Teil Mexikos) umfassend sowie (iii) das Texas Interconnected System (vgl. beispielsweise EIA 1998: Figure 4).

Tabelle 1 — Kennziffern der Stromsysteme der OECD-Staaten 1996

	Bevölkerung	Bruttoinlandsprodukt	Bruttoproduktion	Bruttoimport	Endverbrauch[a]	Kapazität	Nachricht. Preise (Industrie)	Verlustkoeffizient[b]	Bevölkerungsdichte
	Mill.	Mrd. US-$	TWh			GW	US-$/kWh	vH	Einw./km^2
Belgien	10,16	211,15	76,1	9,6	69,6	14,85	0,065	5,60	332,9
Dänemark	5,26	146,26	53,6	3,8	32,2	11,11	0,073	8,39	122,1
Deutschland	**81,90**	**1 805,40**	**555,3**	**37,4**	**458,4**	**114,07**	**0,086**	**5,56**	**229,4**
Finnland	5,12	135,46	69,4	5,4	66,5	14,57	0,062	4,06	15,1
Frankreich	58,38	1 276,16	513,1	3,6	355,5	109,45	0,057	8,92	107,3
Griechenland	10,48	92,06	42,5	2,7	35,6	9,13	0,059	8,99	79,4
Irland	3,62	65,75	19,2	0,1	15,8	4,19	0,066	10,76	51,5
Italien	57,47	1 164,68	244,5	38,1	240,8	68,28	0,101	7,02	190,8
Luxemburg	0,42	13,90	1,3	5,7	4,9	1,30	n.v.	4,08	162,4
Niederlande	15,52	325,00	85,0	11,3	86,2	20,44	0,071	3,83	380,0
Österreich	8,06	178,73	54,8	9,4	48,0	17,52	0,081	6,67	96,1
Portugal	9,94	74,54	23,5	4,1	30,2	9,40	0,112	11,59	107,6
Spanien	39,27	540,93	174,4	6,8	147,2	46,83	0,080	10,60	77,8
Schweden	8,90	238,2	139,7	15,9	125,9	33,76	0,045	8,02	17,6
Vereinigtes Königreich	58,78	1 064,57	347,9	16,7	305,7	73,26	0,065	9,68	240,8
EU-15	373,28	7 332,79	2 400,3	170,6	2 022,5	548,16	n.v.	7,60	113,5
Island	0,27	6,80	5,1	-	4,3	1,08	n.v.	11,63	2,6
Norwegen	4,38	145,27	104,8	13,2	102,9	27,79	n.v.	8,16	13,5
Ungarn	10,19	32,15	35,1	3,5	28,7	7,54	0,048	16,38	16,9
Polen	38,62	69,59	143,2	4,8	93,4	29,70	0,040	19,27	119,5
Schweiz	7,11	227,52	56,9	23,2	48,9	16,02	0,120	7,57	172,2
Tschechische Republik	10,32	26,71	64,3	8,8	50,3	14,98	0,059	10,34	130,9
Türkei	62,7	188,84	94,9	0,3	71,4	21,25	0,085	22,27	80,9
OECD Europa	506,870	8 029,67	2 904,6	224,4	2 422,4	666,52	0,074	8,68	91,5
Australien	18,29	350,84	177,3	-	148,1	41,51	0,063	8,04	2,4
Neuseeland	3,64	51,01	36,2	-	31,3	7,69	0,044	12,46	13,5
Japan	125,86	3 315,66	1021,1	-	890,8	209,34	0,157	4,14	333,1
Südkorea	45,55	389,75	225,8	-	202,8	35,72	0,068	5,13	458,9
Kanada	29,96	621,15	570,7	6,2	453,4	116,94	n.v.	9,09	3,0
Mexiko	96,58	298,09	162,5	1,4	128,1	37,6	0,038	18,42	49,3
Vereinigte Staaten	265,56	6 316,40	3677,8	46,5	3 128,0	783,46	0,046	8,07	28,4
OECD	1 092,31	19 372,57	8 776,0	278,5	7 404,9	1 898,78	0,074	7,97	31,0

[a] Ohne Verluste und Verbrauch der Kraftwerke. — [b] Quotient aus totalen Netzverlusten (Übertragung und Verteilung) und dem Endverbrauch. — n.v.: Vergleichbare Werte liegen nicht vor.

Quelle: IEA (1997), Statistisches Bundesamt (1998), eigene Berechnungen

Zum anderen ist Deutschland in das westeuropäische Verbundsystem der Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Ener-

gie (UCPTE) eingebunden (Schaubild 1).[6] Faktisch werden mittlerweile (seit Oktober 1995) auch die Netze der CENTREL-Staaten (Polen, Ungarn, Tschechische und Slowakische Republik) synchron mit dem UCPTE-Netz betrieben, nachdem bereits im September 1995 das ostdeutsche und das Berliner Netz mit dem westdeutschen Netz synchron[7] geschaltet wurde (DVG 1996: 1).[8]

Diese UCPTE (und damit auch das CENTREL-Netz) ist wiederum via Gleichstromleitungen mit zwei weiteren Verbundsystemen verbunden: (i) zum einen mit dem Verbundsystem in Großbritannien, das England, Wales und Schottland umfaßt. Dieses System ist über zwei Gleichstromkabel (2 x 1 000 MW Übertragungsleistung) asynchron mit dem UCPTE-System verbunden.[9] (ii) Zum anderen

6 Diese wurde in 1951 auf Anregung der Organisation for European Economic Cooperation (OEEC), der Vorgängerorganisation der Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) gegründet. Die UCPTE hat zum Ziel „zur besten Ausnutzung der in den Ländern der Mitglieder bereits bestehenden oder noch zu errichtenden elektrischen Erzeugungs- und Übertragungsanlagen beizutragen“ und dient nach Art. 2 der Satzung (wiedergegeben z.B. in OECD 1962: Anlage IX) generell der Erleichterung des grenzüberschreitenden Energieaustausches. Die UCPTE handelt selbst nicht mit Strom, sondern soll als Institution nur den Handel zwischen den Mitgliedern erleichtern. Vor der Schaffung der UCPTE war grenzüberschreitender Handel mit Strom eher die Ausnahme (OECD 1962: 6 f.). Zur UCPTE gehören heute Vertreter von Stromversorgungsunternehmen aus Belgien, Deutschland, Spanien, Frankreich, Griechenland, Italien, Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina, Restjugoslawien, Luxemburg, den Niederlanden, Österreich, Portugal und der Schweiz. Bedingt durch die Krisen auf dem Gebiet des früheren Jugoslawiens sind zur Zeit die Verbindungsleitungen auf dem Balkan getrennt worden. Die Stromnetze in Bosnien-Herzegowina, Restjugoslawien und Griechenland werden daher nicht synchron mit dem übrigen UCPTE-Netz betrieben.

7 Eine Synchronschaltung von Netzen liegt immer dann vor, wenn die angeschlossenen Anlagen mit der selben Frequenz arbeiten und alle Kraftwerke im Parallelbetrieb gefahren werden. Dies ist bei allen via Drehstromleitungen verbundenen Netzen der Fall, während via Gleichstromleitungen gekoppelte Systeme mit unterschiedlichen Frequenzen arbeiten können. Durch eine Gleichstromkopplung kann unter anderem die Übertragung von Frequenzschwankungen begrenzt werden. Auf der anderen Seite fallen bei einer Gleichstromkopplung auch die durch die synchrone Kopplung erreichbaren Größenvorteile bei der Netzstabilisierung und die Vorteile hinsichtlich der von der Spannungshaltung weitgehend entkoppelten Regelung des Leistungsgleichgewichts allein anhand der Frequenz fort (vgl. ausführlicher zu den anderen Vor- und Nachteilen der Drehstromtechnik gegenüber der Gleichstromtechnik Haubrich 1996: 6).

8 Die vorher existierende Synchronverbindung dieser Länder mit dem Netz der sogenannten Vereinigten Energiesysteme (VES), zu dem über die Einheitlichen Energiesysteme (EES) auch Rußlands Netze parallel betrieben wurden, sind getrennt worden.

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

mit dem Verbundsystem der skandinavischen Staaten des NORDEL-Verbunds,[10] dessen Gleichstromleitungen zum UCPTE-Netz in den letzten Jahren massiv ausgebaut und erweitert worden sind. Die derzeit existierenden und absehbar ans Netze gehenden Verbindungen weisen eine Gesamtkapazität von 5 590 MW.[11] Lieferungen über diese Leitungen zwischen der UCPTE und der NORDEL könnten also beispielsweise (rechnerisch) rund 18 vH der gesamten Erzeugungskapazität Schwedens oder immerhin rund 5 vH der Gesamtkapazität Deutschlands „ersetzen".

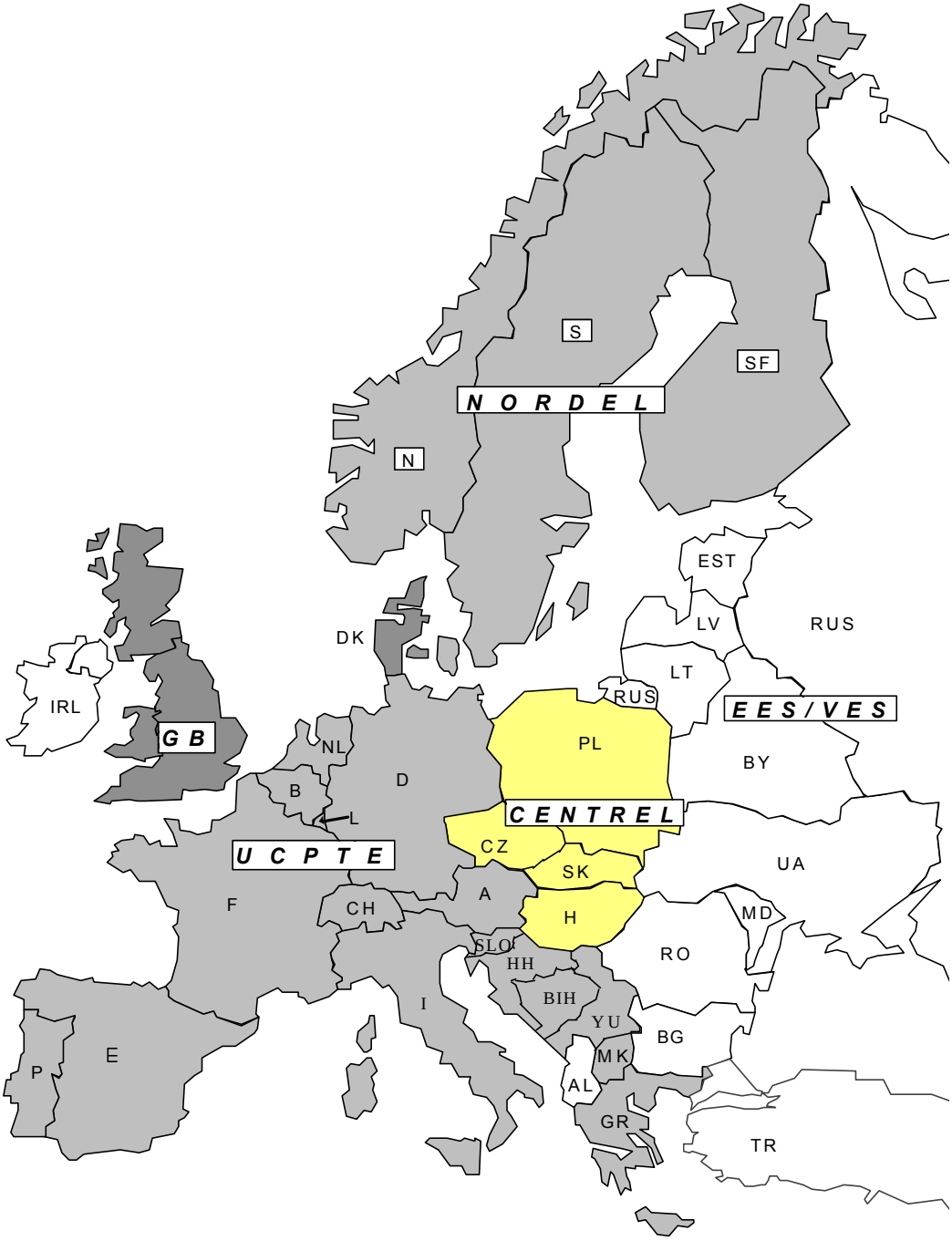
Zumindest für den UCPTE-Bereich gilt es zu beachten, daß zahlreiche ausländische Erzeuger potentiell und technisch in der Lage sind, deutsche Nachfrager via Durchleitungen zu beliefern. Es ist beispielsweise davon auszugehen, daß der französische Anbieter EdF von seiten der vorhandenen Transport- und Erzeugungskapazitäten durchaus in einer Position ist, als potentieller Anbieter auf dem deutschen Markt in Erscheinung treten zu können. Ähnliches gilt im Grundsatz für alle Erzeuger im europäischen UCPTE-Netz, in dem Deutschland die geographische Mitte bildet, und in zunehmendem Maße sogar für Anbieter aus den anderen Verbundnetzen. Zu denken ist hierbei beispielsweise an norwegische Anbieter, die durch den Verkauf vergleichsweise preiswerten Wasserkraftstroms profitable Arbitragemöglichkeiten ausnutzen könnten, wenn ihnen die notwendigen Durchleitungsrechte zustehen würden. Eine Einschätzung allein anhand der in Tabelle 1 wiedergegebenen Indikatoren für die Marktgröße Deutschlands unterschätzt somit das für Deutschland relevante Wettbewerbspotential.

Was folgt aus vorstehenden Überlegungen zusammenfassend für die Einschätzung der Marktgröße des deutschen Stromsystems? Es muß diesbezüglich gefolgert werden, daß Deutschland nach allen betrachteten Kennziffern als sehr großes Stromsystem eingeschätzt werden kann. Bezieht man zusätzlich noch die Handelsmöglichkeiten mit dem Ausland ein, wird diese Einschätzung des Wettbewerbspotentials noch verstärkt.

10 Dänemark nimmt innerhalb der NORDEL-Staaten einen Sonderstatus ein: Der Westteil (Jütland und Fünen) wird synchron mit dem UCPTE-Netz betrieben, der Ostteil (Seeland) synchron mit dem Netz der übrigen NORDEL-Staaten.

11 Berechnet nach Haubrich (1996: 16).

Schaubild 1 — Verbundsysteme in Europa



Quelle: Eigene Erstellung, basierend auf unveröffentlichten Angaben der Deutschen Verbundgesellschaft e.V. (DVG).

Diese *relative* Größe des deutschen Stromsystems besagt allerdings strenggenommen per se noch nichts über die Erfüllung des an anderer Stelle (Kumkar

1999) theoretisch begründeten Kriteriums der „hohen Marktgröße“.[12] Hiergegen sprechen allerdings zumindest zwei Argumente:

Zum einen liegt die inhaltliche Begründung der Bedeutung des Kriteriums der Marktgröße darin, daß jenes ein Kriterium für die potentielle Marktstruktur auf der Ebene des Stromhandels und insbesondere der Erzeugung ist:[13] Gesetzt den Fall, daß die Gesamtnachfragemenge groß ist relativ zu den kostenminimalen Betriebs- und Unternehmensgrößen auf der Ebene der Stromerzeugung, ist zumindest das Potential für tatsächlichen Wettbewerb zwischen zahlreichen Erzeugern als Anbieter auf dem Markt für Strom gegeben. Daß unter diesem Gesichtspunkt deutsche Stromwirtschaft als groß bezeichnet werden kann, zeigt sich dann bei der Überlegung, daß die vorhandene Gesamtkapazität in Deutschland rund 115 GW ausmacht und selbst die sehr großen Kernkraftwerke kostenminimale Betriebsgrößen von unter 1,5 GW aufweisen, moderne Erdgaskraftwerke kostenminimale Betriebsgrößen von unter 800 MW besitzen und generell der Trend eher zu kleineren Kraftwerksgrößen zu gehen scheint (vgl. Kumkar 1998b: Abschnitt II.A.2). Und dies bedeutet, daß die Marktgröße des deutschen Stromsystems unter dem Gesichtspunkt des Verhältnisses von Gesamtnachfragemenge zur typischen Kraftwerksgröße als groß bezeichnet werden kann.

Zum anderen spricht als zweites Argument für die hohe Marktgröße des deutschen Stromsystems der Umstand, daß selbst die drei relativ kleinen[14] skandinavischen Staaten Norwegen, Schweden und Finnland offensichtlich zumindest zusammen einen „großen Markt“ im in dieser Arbeit verwandten, theoretischen Sinn, darstellen. Diese These wird durch die Beobachtung gestützt, daß dort erfolgreich[15] Common-Carrier-Modelle implementiert worden sind und bezüglich

12 Immerhin könnte es theoretisch der Fall sein, daß kein Stromsystem dieser Welt dieses Kriterium erfüllt.

13 Vgl. ausführlicher Kumkar (1999: Abschnitt II.B.2) für eine Diskussion der Relevanz der Marktgröße als Determinante des Wettbewerbspotentials.

14 Die Bevölkerung dieser drei Staaten beträgt zusammen 18,4 Millionen, das Bruttoinlandsprodukt 519 Mrd. US-$, die Bruttoproduktion 314 TWh, der Endverbrauch 295 TWh und die Gesamterzeugungskapazität 76 GW (jeweils 1996). In allen diesen Dimensionen liegen die deutschen Kennziffern erheblich höher (vgl. Tabelle 1).

15 Für eine abschließende und umfassende Beurteilung der dortigen Reformen ist es angesichts der kurzen verstrichenen Zeit seit den Liberalisierungen (Norwegen begann 1991, Schweden und Finnland folgten 1995) ohne Zweifel zu früh. Die bisherigen Erfahrungen belegen jedoch zumindest anekdotisch, daß die dortigen Stromsysteme nicht „zu klein“ für die Etablierung eines Common-Carrier-Modells sind, insbesondere wenn der intensive Wettbewerb auf den verschiedenen Strommärkten in Betracht gezogen wird; weder leiden die dortigen organisierten Märkte unter mangelnder Liquidität, noch sind deren komparative Effizienzvorteile gegenüber dem bilateralen Handel via Nichtorganisierte Terminverträge derart gestaltet, daß die Organisierten Handelsplätze als Institutionen Marktmacht gegenüber anderen Institutionen

etwaiger Marktmacht auf der Ebene der Erzeugung oder aber bezüglich der Transaktionskosten der Netznutzungskoordinierung keine nennenswerten Probleme festgestellt werden können. Wenn schon diese drei Staaten jeder für sich genommen oder aber zumindest alles zusammen genommen eine „hohe Marktgröße" konstituieren, dann muß a fortiori das deutsche Stromsystem als System mit hoher Marktgröße bezeichnet werden.

Als vorläufige Folgerung kann somit festgehalten werden, daß sich — gemessen am Kriterium „Marktgröße" — für Deutschland die Etablierung eines Common-Carrier-Modells empfiehlt. Die im folgenden zu diskutierende Frage lautet demzufolge, ob sich an dieser Einschätzung etwas ändert, wenn das zweite Kriterium, Güte des Netzausbaus, betrachtet wird.

2. Netzausbaustand

Idealerweise würden in eine Einschätzung der Güte des Netzausbaustands detaillierte Informationen auf der einen Seite über die installierten Netzkapazitäten und deren regionaler Struktur und auf der anderen Seite über Erzeugungskapazitäten und Nachfragemengen und deren jeweiliger regionaler Struktur einfließen. Ergänzend würden Informationen über Grenztransportverluste und die Häufigkeit lokaler, regionaler oder systemweiter Netzzusammenbrüche berücksichtigt.

Leider liegen die für ein derartiges Vorgehen notwendigen detaillierten Informationen nicht vor. Zwar wurden an anderer Stelle (Kumkar 1998b: Abschnitt II.B, vgl. insbesondere Tabelle 8) einige Information über die existierenden Stromnetze wiedergegeben, eine Einschätzung der diesbezüglichen Qualität des deutschen Stromnetzes würde aber zumindest das Vorhandensein ähnlicher Informationen über Stromnetze in anderen System voraussetzen. Vergleichbare Daten für andere Staaten liegen jedoch nicht vor.

Dieser Umstand macht es erforderlich, Hilfsindikatoren für die Güte des Netzausbaus zu untersuchen. Hierfür sollen vier Indikatoren herangezogen werden: Der erste und wichtigste Indikator wird durch die empirische Höhe von Transportverlusten abgebildet. Der zweite Indikator ergibt sich bei einer Betrachtung der räumlichen Bevölkerungscharakteristika des Stromsystems anhand der Bevölkerungsdichte. Der dritte Indikator stellt auf die Häufigkeit von Netzzusammenbrüchen und Lastabwürfen, also auf die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen ab. Der vierte und letzte Indikator schließlich setzt an den Kosten

des Stromhandels besitzen. Vgl. für die dortigen Reformen ausführlicher Barzantny und Menges (1997); Midttun (1997b); Tiusanen (1998); Kumkar (1998b).

von (unter „first-best"-Aspekten) Fehlansiedlungen von Kraftwerksneubauten an.

Die Bedeutung der *empirischen Höhe von Transportverlusten* rührt daher, daß die Netzverluste c.p. um so geringer sind, je besser das Netz ausgebaut ist. Aus geringen Transportverlusten kann somit c.p. auf ein gut ausgebautes Netz geschlossen werden. Ein Blick auf Tabelle 1 zeigt, daß Deutschland diesbezüglich eine relativ gute Position einnimmt: Der durchschnittliche Verlustkoeffizient betrug in 1996: 5,56 vH, während der EU-Durchschnitt 7,6 vH, der Durchschnitt aller europäischen OECD-Staaten sogar 8,68 vH und der Durchschnitt in allen OECD-Mitgliedstaaten knapp 8 vH betrug. Es ist davon auszugehen, daß mittlerweile die Netzverluste in Deutschland noch weiter gesunken sein dürften,[16] so daß Deutschland hinsichtlich des Netzausbaus insgesamt einen Spitzenplatz unter den OECD-Staaten einnehmen dürfte.

Ein unterstützendes Argument ergibt sich bei der Betrachtung der *Bevölkerungsdichte* Deutschlands als zweiter Indikator. Die Werte in Tabelle 1 (letzte Spalte) zeigen, daß diese Kennziffer im europäischen und im außereuropäischen Vergleich relativ hoch ist. In der EU weisen nur Belgien, die Niederlande und das Vereinigte Königreich eine höhere Bevölkerungsdichte auf (bei den außereuropäischen OECD-Mitgliedstaaten sind zusätzlich Korea und Japan zu nennen), während der Durchschnitt in der EU mit 119 Einwohnern pro km^2 nur gut die Hälfte des deutschen Werts von 229 Einwohnern pro km^2 ausmacht und der OECD-Durchschnitt sogar nur 31 Einwohner pro km^2 beträgt. Zwar ist dieser Umstand, daß die Bevölkerungsdichte in Deutschland relativ hoch ist, per se kein Beleg dafür, daß der Netzausbaustand gut ist. Es kann aber als Indiz dafür genommen werden, wie groß das Potential für den Netzausbau ist: Ceteris paribus[17] sind die durchschnittlichen Kosten des Netzausbaus und der Netznutzung negativ korreliert mit der Bevölkerungsdichte als Proxyvariable für die räumliche Konzentration der Stromnachfrage. Generell ist zusätzlich davon auszugehen, daß Komplementaritäten auf der Stufe des Stromtransports um so leichter ausge-

16 Wie in Kumkar (1998b: Abschnitt II.B) dargelegt, liegen die durchschnittlichen Netzverluste in Ostdeutschland bislang noch über denen in Westdeutschland. Nach den in Schaubild 4 verwandten Grundzahlen lag der Wert für 1995 bei rund 4,7 vH, während der durchschnittliche Wert für Gesamtdeutschland bei 6,3 vH mit sinkender Tendenz lag. Die Diskrepanz zwischen diesen auf Zahlen von der VDEW basierenden 6,3 vH zu den 5,56 vH in Tabelle 1 dürfte auf eine abweichende statistische Abgrenzung bei den IEA-Werten zurückzuführen sein.

17 Das heißt insbesondere unter Vernachlässigung der durch stärkere Agglomeration möglicherweise steigenden Baukosten. Diese steigen (pro km Leitung) möglicherweise (aufgrund der höheren Bodennutzungskonkurrenz) wegen höherer Trassennutzungspreise.

nutzt werden können, je mehr Kunden bei gegebener Größe der Regionen angesiedelt sind.[18]

Insgesamt und insbesondere in Verbindung mit den vorstehend diskutierten Verlustkoeffizienten ergibt sich die Aussage, daß Deutschland bereits jetzt ein gut ausgebautes Transportnetz besitzt und daß ein gezielter Ausbau von Transportanlagen zu relativ geringen Kosten erfolgen kann.[19] Würde sich im Gefolge der Strommarktliberalisierung zeigen, daß möglicherweise geänderte Lastflüsse verstärkte Anforderungen an die Kapazität der Transportanlagen stellen, so können diese (vermutlich weitgehend lokalen oder regionalen) Engpässe also mit vergleichsweise geringem Investitionsaufwand beseitigt werden.

Der dritte zu diskutierende Indikator stellt auf die *Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen* ab. Hierzu liegen zwei Untersuchungen vor: Einmal eine recht detaillierte Analyse vom internationalen Verband der Versorgungsunternehmen (Unipede), die sich allerdings auf die Situation in 1986/1997 und nur auf wenige Systeme bezieht und zum anderen von der VDEW, die zwar jüngere Werte bereitstellt und sich auf eine größere Zahl von Staaten bezieht, allerdings keine Aussage über die durchschnittliche Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen erlaubt, sondern nur aggregierte Werte für die durchschnittliche Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro Jahr enthält.

Betrachtet werden zunächst die in Tabelle 2 wiedergegebenen Daten, die auf der Unipede-Untersuchung basieren. Diese geben ebenso wie die im Anschluß behandelten Zahlen der VDEW Aufschluß über die ungeplanten Stromausfallwerte pro Kunden der Verteilernetze. Angesichts der im Vergleich mit den anderen Systemen sehr niedrigen Werte für die durchschnittliche jährliche Gesamtdauer kann der Ausbaustand der deutschen Netze als sehr gut bezeichnet werden.[20]

18 Diese Komplementaritäten resultieren unter anderem aus dem zunehmenden Potential für die Vermaschung des Transportsystems.

19 Dagegen ließe sich einwenden, daß in Deutschland die Bodennutzungskosten für neue Transportkapazitäten relativ hoch seien und/oder Umweltschutzinteressen gegen die Bereitstellung neuer Flächen stehen könnten (prohibitive Bodennutzungskosten). Dieser Einwand geht jedoch weitgehend an der Realität vorbei: Die Ausweisung neuer Trassen für den Ausbau des bestehenden Netzes wird im Regelfall überhaupt nicht notwendig sein, vielmehr bedingt der bereits jetzt hervorragende Ausbaustand des deutschen Netzes, daß reichlich Trassenkapazität vorhanden ist. Der Regelfall wird also nicht der Neubau einer Transportleitung auf einer neuen Trasse, sondern der Ausbau der Kapazitäten der vorhandenen Trassen der Stromunternehmen (und unter Umständen der Deutschen Bahn) sein.

20 Freilich bedeutet dies nicht, daß der Ausbaustand als optimal bezeichnet werden kann oder muß, da ein „guter“ Netzausbaustand hier nicht als optimaler Netzausbaustand definiert ist. Im Gegenteil kann vermutet werden, daß der Netzausbaustand in Deutschland aufgrund der Wirksamkeit des Averch-Johnson-Effekts eher „zu gut“ ist

Allein im Bereich der Freileitungsnetze, die in den europäischen Systemen hauptsächlich der Belieferung ländlicher Endkunden dienen, liegen die Werte für die Niederlande etwas besser als für Deutschland. Ein ähnliches Bild ergibt sich auch, wenn die durchschnittliche Dauer pro jeweiligem Stromausfall betrachtet wird: Während diese beispielsweise in England und Wales 92 Minuten betrug, wurde die Versorgung von Kabelnetzkunden in Deutschland im Durchschnitt in 20 Minuten, von Freileitungsnetzkunden in 45 Minuten wieder hergestellt. Dieser Wert für Freileitungskunden liegt noch unter dem Wert für die Niederlande mit 79 Minuten. Korrespondierend zu diesen erstgenannten Werten liegt das deutsche Stromsystem (definitorisch) auch bei der durchschnittlichen jährlichen Anzahl der Versorgungsunterbrechungen mit den Niederlanden eindeutig hinter den anderen betrachteten Länder.

Bestätigt wird dieser Befund, daß das deutsche Netz als sehr gut ausgebaut bezeichnet werden kann, durch einen Blick auf die von der VDEW bereitgestellten Daten (die nicht in Kabel- und Freileitungsnetzkunden unterscheiden), die in Schaubild 1 wiedergegeben sind. Danach kann das deutsche Stromnetz auch dann als sehr gut bezeichnet werden, wenn die Situation in anderen europäischen Stromsystemen, die nicht in der Unipede-Untersuchung berücksichtigt worden sind, zum Vergleich herangezogen wird: Nach diesen Werten nimmt das deutsche Stromsystem zusammen mit Schweden den ersten Platz für die Versorgungssicherheit ein, mit bereits bemerkenswertem Abstand beispielsweise zu Frankreich und Großbritannien und erst recht gegenüber Irland, Spanien und Italien.

Angesichts dieser in Tabelle 2 und Schaubild 2 wiedergegebenen Werte für die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen kann also auch diesbezüglich auf einen vergleichsweise guten Netzausbaustand im deutschen Stromsystem geschlossen werden.

Der vierte und letzte Indikator, der an den *Kosten von „Fehlansiedlungen" von Kraftwerken* ansetzt, erlangt seine inhaltliche Begründung durch die Überlegung, daß die Komplementaritäten zwischen Erzeugung und Transport von um so geringerer Bedeutung sind, je besser der Netzausbaustand ist in dem Sinn, daß bei einem „überdimensionierten" Transportnetz c.p. die (anhand der zu hohen variablen Kosten gemessenen) Kosten der „Fehlansiedlung" von neuen Kraftwerken eher gering sind.

Tabelle 2 — Kennziffern für Versorgungsunterbrechungen in ausgewählten Stromsystemen 1986/1987

	Versorgungsunterbrechungen pro Kunden		
	durchschnittliche jährliche Gesamtdauer	durchschnittliche Dauer je Unterbrechung	Anzahl
	Min/a	Min	1/a
Deutschland			
Kabelnetz	7	20	0,3
Freileitungsnetz	54	45	1,2
England und Wales	76	92	0,7
Frankreich			
Kabelnetz	33	41	0,8
Freileitungsnetz	390	78	5,0
Italien			
Kabelnetz	120	48	2,5
Freileitungsnetz	300	60	5,0
Niederlande	27	73	0,4
Kabelnetz	15	58	0,3
Freileitungsnetz	34	79	0,4
Norwegen	300	150	2,0
Schweden			
Kabelnetz	30	60	0,5
Freileitungsnetz	180	120	1,5

Quelle: Freund (1991).

Quantitative empirische Hinweise für die Kosten von „Fehlansiedlungen“ ergeben sich indirekt bei der Betrachtung der Ergebnisse von Optimierungsrechnungen des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Technischen Universität Aachen. Dort wurden Kostenreduktionen von rund 6,5 Promille der Gesamtbetriebskosten (das heißt ohne fixe Kosten der Erzeugung und des Transports) berechnet, wenn die durchschnittlichen Transportentfernungen um 30 km durch eine verbesserte Standortwahl für neue Kraftwerke verringert würden, bei gegebenem (westdeutschen) Netz. Diese potentiellen Betriebskostenreduktionen sind zwar nicht zu vernachlässigen, sondern sollten prinzipiell mit Anreizen zur Optimierung von Standortentscheidungen für neue Kraftwerke und Transportanlagen verbunden sein. Dies ist jedoch hier nicht der Gegenstand des Interesses. Vielmehr soll hier darauf abgestellt werden, daß offensichtlich das deutsche Netz derart gut ausgebaut ist, daß auch geänderte Netzflüsse aufgrund der Bewerkstelligung von Durchleitungen zwar zu theoretisch höheren Kosten führen können, diese aber eher gering sind im Vergleich zum Effizienzpotential, das insbesondere im potentiell wettbewerblich organisierbaren Erzeugungsbereich vorhanden sein könnte. Immerhin zeigten beispielsweise die englisch-walisischen Erfahrungen nach der Einführung von Konkurrenz auf der Stufe der Stromerzeugung, daß

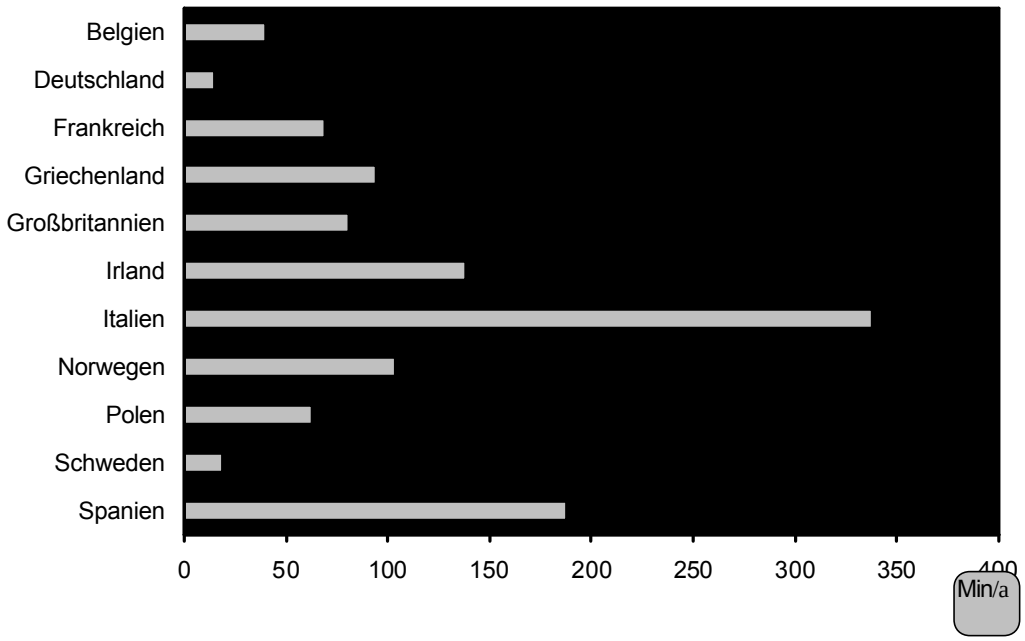
unter den dortigen Bedingungen Erhöhungen der Arbeitsproduktivität von über 100 vH realisiert werden konnten.[21] Daran gemessen sind die theoretischen Erhöhungen der Gesamtbetriebskosten, dessen Umfang sich bei einer Erhöhung der durchschnittlichen Transportentfernungen um rund ein Drittel im Promillebereich abspielt, eher gering.[22] Somit kann auch unter dem Aspekt dieser Ergebnisse von Optimierungsrechnungen gefolgert werden, daß der Netzausbaustand in Deutschland, gemessen an den Möglichkeiten und Auswirkungen der „Fehlansiedlung" von neuen Kraftwerken, als gut bezeichnet werden kann.

Zusammenfassend erlauben die verfügbaren Informationen über die Höhe der Netzverluste, der Bevölkerungsdichte, der Häufigkeit von Stromausfällen und der Kosten von Fehlansiedlungen von Kraftwerken den Schluß, daß erstens das Transportnetz in Deutschland gut ausgebaut ist und zweitens zu relativ geringen Kosten an geänderte Lastflußsituationen angepaßt werden kann. Diese Schlußfolgerungen führen wiederum dazu, daß die im vorhergehenden Abschnitt unter dem Gesichtspunkt der Marktgröße abgeleitete These, für Deutschland empfehle sich die Etablierung eines Common-Carrier-Modells, unter dem Gesichtspunkt des Netzausbaustands erhärtet wird.

21 Die Gesamtbeschäftigtenzahl der Stromerzeuger National Power, PowerGen und Nuclear Electric sank um 53 vH von 40 822 im Finanzjahr 1989/1990 auf 19 044 im Finanzjahr 1994/1995 (MacKerron und Watson 1996: Table 9.5) bei weitgehend konstanter Menge an jährlich erzeugtem Strom. Der Marktanteil der von diesen Nachfolgeunternehmen des vormaligen (staatlichen) Monopolisten Central Electricity Generating Board (CEGB) produzierten Strommengen an der Gesamterzeugung sank zwar im gleichen Zeitraum von 94 auf 82 vH (Parker 1996: Table 10.5). Dies zeigt jedoch nicht an, daß sich an der erzeugten Strommenge der drei Unternehmen wesentliches geändert hat: Tatsächlich war diese weitgehend konstant und das Sinken des Marktanteils ist auf den Zutritt neuer Anbieter in Verbindung mit einer Erhöhung der Gesamtnachfrage um rund 5 vH zurückzuführen (EIA 1997: 724).

22 Damit soll nicht behauptet werden, die englisch/walisischen Erfahrungen mit dem Ausmaß der Ineffizienz im Status quo ante auf der Stufe der Erzeugung seien direkt und eins-zu-eins übertragbar auf Deutschland. Gleichwohl können sie als Indiz für die Effizienzpotentiale in einer monopolistisch organisierten und regulierten Stromwirtschaft interpretiert werden.

Schaubild 2 — Durchschnittliche jährlicher Dauer von Versorgungsunterbrechungen in ausgewählten Stromsystemen



Quelle: Eigene Erstellung, basierend auf unveröffentlichten Angaben der VDEW.

B. Konsequenzen für die optimale inhaltliche Regulierungspolitik

Die vorhergehende Analyse zeigte, daß sich unter den Gesichtspunkten der Marktgröße und des Netzausbaustands für den Fall Deutschlands die Implementierung eines Common-Carrier-Modell empfiehlt. Für die Einordnung der folgenden Diskussion in den Gesamtkontext der Arbeit ist es notwendig, darauf hinzuweisen, daß auf der Basis einer hohen Marktgröße und eines guten Netzausbaustands die Ableitung der inhaltlichen Grundsätze der Regulierungspolitik bereits ohne detaillierte Berücksichtigung der Bedingungen des institutionellen Umfelds möglich ist: Wie in Kumkar (1999) gezeigt wurde, weist das Common-Carrier-Modell bei einer *hohen Stabilität* des institutionellen Umfelds keine signifikanten Unterschiede bezüglich der regulierungsbedingten Motivationstransaktionskosten zu den anderen drei Modellen auf. Und falls für den deutschen Fall die Aussage getroffen werden müßte, daß das institutionelle Umfeld als eher *instabil* charakterisiert werden kann, dann würde dies sogar a fortiori für die Implementierung eines Common-Carrier-Modells sprechen. Ergo spricht die

konkrete Ausprägung des institutionellen Umfelds in Deutschland in keinem Fall gegen die Implementierung eines Common-Carrier-Modells.[23] Die Diskussion des institutionellen Umfelds in Deutschland kann daher ohne Verlust an Aussagekraft der folgenden Ausführungen an späterer Stelle erfolgen, wenn die Grundsätze der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik diskutiert werden (Kapitel III).

Im folgenden werden in Anlehnung an die Darstellung in Kumkar (1999) (insbesondere der Gliederung der dortigen Übersichten über die vier Modelle) die Hauptcharakteristika des anzustrebenden Liberalisierungsmodells skizziert und hierbei auf die Regulierungsregeln und zu erwartende Marktentwicklungen eingegangen. Dabei werden vier Hauptcharakteristika unterschieden:

i. die Netznutzungsregeln,
ii. die Organisation des Stromhandels,
iii. die Grundsätze der Verhaltens- und Strukturregulierung, insbesondere die Festlegung der Regulierungsbereiche und schließlich
iv. die Grundsätze für die Investitionsregulierungspolitik, also die Regeln im Bereich des Anlagenbaus in Erzeugung und Transport.

1. Netznutzung

Im Grundsatz sind die Regeln, nach denen sich die Netznutzung im deutschen Stromsystem richten sollten, bereits durch die an anderer Stelle (Kumkar 1999) ausführlich diskutierten Hauptcharakteristiken des Common-Carrier-Modells festgelegt.[24] Im folgenden werden daher diese Hauptcharakteristiken auf den konkreten deutschen Fall angewandt.

a) Netznutzungsrechte für unabhängige und gebietsfremde Erzeuger

Gemäß den Charakteristiken des Common-Carrier-Modells ist die Netznutzung für unabhängige und gebietsfremde Erzeuger diskriminierungsfrei zu gewährleisten. Diesem Prinzip folgend müssen die Verfügungsrechte der Transportanla-

23 Mit anderen Worten dominiert das Common-Carrier-Modell jedes der drei anderen Modelle für den Fall einer hohen Marktgröße und eines guten Netzausbaustands (vgl. Übersicht 12 in Kumkar 1999).

24 Allerdings wird in der vorliegenden Arbeit eine gegenüber dem in Kumkar (1999) diskutierten Common-Carrier-Modell weitergehende Liberalisierung auch der Transportstufe diskutiert. Vgl. Abschnitt II.B.4 und die dort unter dem Szenario II firmierende Regulierungsregel des freien Leitungsbaus (S. 41).

geneigentümer gegenüber dem Status quo ante erheblich neu ausgestaltet werden. Konkret heißt dies, daß das prioritäre Eigennutzungsrecht der rund 1000 deutschen Transportunternehmen[25] abgeschafft und durch andere Allokationsmechanismen ersetzt werden muß.

Dabei ist insbesondere die Etablierung eines Preismechanismus anzustreben, der knappe Transportressourcen zum einen derart alloziiert, daß (i) der Einfluß individueller Durchleitungen auf die totalen Netzverluste und (ii) die Opportunitätskosten von Netzengpässen in das individuelle Gewinnmaximierungskalkül der Netznutzer einfließen.

(i) Durch die Berücksichtigung der *Netzverluste* in den Transportpreisen werden tendenziell die durch die Geltung der Kirchhoffschen Gesetze[26] bedingten (potentiellen) Externalitäten internalisiert. Zwar ist die Ermittlung der marginalen beziehungsweise inkrementalen Verlustkoeffizienten für konkrete Durchleitungen mit Koordinierungstransaktionskosten verbunden, da hierfür komplexe Lastflußanalysen durchgeführt werden müssen. Allerdings scheint die Höhe dieser Koordinierungstransaktionskosten im Zeitalter der elektronischen Rechnersysteme gering zu sein angesichts der durch die differenzierte Transportpreise erlaubten Allokationseffizienzgewinne.[27] Darüber hinaus gilt, daß derartige Lastflußanalysen prinzipiell ohnehin durchgeführt werden müssen, da nur hierdurch möglicherweise drohende Überlastungen des Transportnetzes ex ante erkannt werden können. Notwendig ist unter den gegenüber dem Status quo ante geänderten Bedingungen nurmehr eine Verfeinerung der Analysen.

Es ist als konkrete Ausgestaltung dieser Netzverlustkomponente der Transportpreise erstens denkbar, daß die Netznutzer derartige inkrementale Netzverluste monetär entgelten, indem sie das Transportunternehmen für den „Ersatz“ der Verluststrommengen bezahlen. Etwaige, durch den Umstand des

25 Nach Angaben des VDEW existieren in Deutschland derzeit rund 1 000 Unternehmen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung (Kumkar und Neu 1997: 53). Hiervon sind sieben als Verbundunternehmen, 70 als Regionalunternehmen und die restlichen als lokale Verteilungsunternehmen zu bezeichnen. Da in Deutschland ein Stromunternehmen nur dann der öffentlichen Stromversorgung zugehörig ist, wenn es *andere* mit Strom beliefert, sowie Durchleitungsrechte von reinen Erzeugern oder Händlern im Status quo ante unbekannt waren, ist davon auszugehen, daß die 1 000 genannten Unternehmen Strom transportieren, ergo als Transportunternehmen bezeichnet werden müssen.

26 Vgl. Kumkar (1998b: Fn. 46) für die Definition der Kirchhoffschen Gesetze.

27 Vgl. auch Kumkar (1998c: Fn. 107) für den Hinweis auf die diesbezüglich relativ weit entwickelte Situation in den Vereinigten Staaten (dort wird sogar auf das allgemein zugängliche Internet als Kommunikationsmedium gesetzt).

stark konvexen Verlauf der Verlustfunktion[28] bedingten, Überzahlungen könnten zur (partiellen) Deckung der Fixkosten des Transportnetzes verwandt werden.[29]

Es ist zweitens auch denkbar, daß die Netznutzer die inkrementalen Netzverluste „in kind", das heißt physisch erstatten, indem sie dazu verpflichtet werden, mehr (beziehungsweise weniger[30]), in das Netz einzuspeisen, als sie an anderer Stelle entnehmen, um derart zur Deckung der Netzverluste beizutragen. Dabei müßte sich die Menge dieser natural erstatteten Strommengen zwar an den inkrementalen Transportverlusten orientieren. In der Regel, und abermals durch den Umstand des stark konvexen Verlauf der Verlustfunktion bedingt, dürfen die zusätzlich eingespeisten Mengen jedoch nicht der Höhe der inkrementalen Transportverlusten entsprechen, sondern müssen unter ihnen liegen.[31]

Vorteil des letztgenannten Verfahrens zur Entgeltung der Netzverluste ist, daß die Bedeutung der Regulierung der Preise für die Netznutzung abnimmt: Da die Netznutzer die für die Deckung der Verlustmengen benötigten Strommengen selbst erzeugen beziehungsweise anderweitig akquirieren, sind sie in stärkerem Maße von den preislichen Entscheidungen des Transportunternehmens und des Regulierers unabhängig. Von den andernfalls möglicherweise auftretenden Ineffizienzen des Transportunternehmens bei der

28 Die Verlustfunktion (stromflußabhängige Netzverluste) weist approximativ eine quadratische Form auf. Vgl. Kumkar (1998b: Abschnitt II.B.2).

29 Das Problem der Verrechnung von Transportpreisen für die Nutzung von Transportanlagen mehrerer Eigentümer soll an dieser Stelle aus Vereinfachungsgründen nicht ausführlich diskutiert werden (vgl. aber die Diskussion in Abschnitt II.B.4 und das dort betrachtete Szenario II des freien Leitungsbaus (S. 41)). Es sei jedoch bereits hier darauf hingewiesen, daß die Schaffung einer eigenständigen Institution für die Verrechnung von Transportpreiserlösen in dem Fall als sinnvoll erscheint, wenn nicht ohnehin die Etablierung eines Unabhängigen System- oder Netzbetreibers als Club der Transportanlageneigentümer (beispielsweise im Rahmen einer erweiterten DVG oder innerhalb der VDEW) erwogen wird. Vgl. ausführlicher die Ausführungen zur Rolle des Netzbetreibers in Abschnitt II.B.1.c, zur Rolle der Strukturregulierung in Abschnitt II.B.3 sowie die Diskussion der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik in Kapitel III).

30 Wenn die konkrete Durchleitung die Gesamttransportverluste senkt, müßten die Netznutzer gemäß den von ihnen verursachten inkrementalen Netzverlusten weniger einspeisen, als sie an anderer Stelle entnehmen.

31 Es sei denn, der derart eingespeiste Strom könnte von der Handelsabteilung der Transportunternehmen weiter verkauft werden. Diese Handelsabteilung selbst darf dann allerdings keiner Pflicht zur Entrichtung derartigen Naturalien an die Transportabteilung für die Durchleitung exakt dieser Strommengen unterliegen, da in diesem Fall in der Tat ein Ungleichgewicht im System resultieren würde.

zentralen Akquirierung der Verlustmengen[32] (beziehungsweise bei deren Preisstellung für den durchleitenden Stromhändler) sind sie somit weitgehend isoliert. Faktisch schränkt somit die Implementierung der „in kind"-Variante zur Deckung von Verlustmengen tendenziell den Regulierungsbereich auf der Stufe des Stromtransports in dem Sinn ein, daß zwar generell die Transportpreise der Regulierung unterliegen, allerdings in die Transportpreiszahlungen die Verlustkosten (die Verlustkomponente der Grenztransportkosten, vgl. Kumkar 1998c: Abschnitt II.C) nicht respektive nur teilweise einfließen, aus dem einfachen Grund, weil die Transportunternehmen in diesem Bereich keine zu bezahlende Dienstleistung beziehungsweise Lieferung erbringen.

(ii) Durch die Berücksichtigung der *Opportunitätskosten von Netzengpässen* sollen ebenfalls potentielle Externalitäten auf der Stufe des Stromtransports internalisiert werden. Die Ermittlung dieser Opportunitätskosten ist mit dem Entstehen von Transaktionskosten verbunden. Aber auch hier gilt (wie bei der Ermittlung der Netzverlustkosten), daß diesen Transaktionskosten Effizienzgewinne gegenüberstehen, die aus einer (beispielsweise) gegenüber „Großvaterrechten"[33] oder einem „Windhundverfahren" („first-come/first serve") verbesserten Allokation knapper Netzressourcen resultieren. Wie in Kumkar (1998c: Abschnitt II.C.2) sowie in Kumkar (1999: Abschnitt III.C.3) gezeigt wurde, existieren mehrere Möglichkeiten zur Implementierung optimaler Preisstrukturen mit dem Zweck der Berücksichtigung von Netzengpässen. Von besonderem Interesse sind drei Ansätze:

Erstens könnten direkte Auktionen um Durchleitungsrechte durchgeführt werden. Die potentiellen Netznutzer (Stromhändler) würden in diesem Fall Preis-Mengen-Gebote für die Durchleitung von einem Knoten A zu einem

32 Es sei zur Vermeidung von Mißverständnissen betont, daß unter „zentraler Akquirierung" die Akquirierung die Beschaffung durch das jeweilige Transportunternehmen zu verstehen ist, nicht die Beschaffungspraxis eines für das gesamte deutsche Stromsystem zuständigen, hypothetischen, Unternehmens.

33 Es sei betont, daß mit der auf Effizienzüberlegungen basierenden Ablehnung von physisch verstandenen „Großvaterrechten" nicht die Ablehnung von finanziell verstandenen Großvaterrechten impliziert ist. Im Gegenteil basiert beispielsweise das an anderer Stelle (Kumkar 1998c: Abschnitt II.C.3) ausführlich diskutierte Konzept des Kontraktnetzwerks auch auf der Überlegung, daß die Rechte der bisherigen Besitzer von Netznutzungsrechten (und dies sind häufig Eigentümer von Transportanlagen) aus längerfristigen Effizienzüberlegungen heraus insofern geschützt werden sollen, als sie, wenn sie ihre Rechte nicht selber nutzen wollen oder können, finanziell für fremde Netznutzungen entschädigt werden. Entscheidend für die Effizienz ist, daß finanzielle und physische Verfügungsrechte getrennt werden und sich die tatsächliche physische Nutzung an kurzfristigen Effizienzkriterien und nicht an angestammten Großvaterrechten orientiert.

Knoten B abgeben. Das Transportunternehmen (oder eine andere Institution) würde dann unter Berücksichtigung der Netzengpässe als Teil des Systembetriebs einen kostenminimalen Netznutzungsplan ermitteln. Dabei ist durchaus vorstellbar, daß größere Stromhändler Bündel von Preis-Mengen-Geboten abgeben.

Zweitens könnten Stromhändler Gebote für (inkrementale) Erhöhungen und (dekrementale) Verringerungen der Einspeisungen und Entnahmen gegenüber dem eigentlich präferierten Durchleitungsfahrplan abgeben. Der Transportnetzbetreiber wäre dann zu verpflichten, einen kostenminimalen Netznutzungsplan derart zu ermitteln, daß die Zahlungen für die Anpassungen der präferierten Lastflüsse an das technisch machbare (bestimmt durch die Netzengpässe) minimiert werden.

Drittens ist auch denkbar, daß die im Ausgleichsmarkt[34] ermittelten Preise die Basis für die Differenzierung der Transportpreise bilden. Diese Preise müssen ohnehin gebildet werden, um die mengenmäßigen Abweichungen zwischen ex ante geplanten Einspeisungen und Entnahmen und den tatsächlich stattfindenden Vorgängen zu bepreisen. Wenn diese Preis für Ausgleichsstrom regional differenziert werden, und dies scheint im Fall von Netzengpässen durchaus effizient zu sein, können sie die Basis für die Berechnung von Engpaßgebühren bilden.

Es soll an dieser Stelle keine abschließende Beurteilung und Empfehlung für die konkrete Wahl einer der verschiedenen Preisregeln abgegeben werden. Es soll auch nicht diskutiert werden, in welcher Weise die Regulierung auf die Implementierung derartiger Preisregeln hinwirken sollte. Für die Beantwortung dieser Fragen kommt es zum einen in erheblichem Maße darauf an, in welchem Tempo sich die Wettbewerbsprozesse unter den neuen Rahmenbedingungen entwickeln und zum anderen darauf, in welcher Weise die Regulierung konkret institutionell ausgestaltet wird (worauf aber erst in Kapitel III eingegangen wird).

Von Bedeutung ist an dieser Stelle vielmehr die Schlußfolgerung, daß bei der konkreten Ausgestaltung und Regulierung der Netznutzungsregeln darauf geachtet werden sollte, in die Bildung der Netznutzungspreise in möglichst starkem Umfang Informationen auch von anderen Unternehmen als den Transportunternehmen einfließen zu lassen. Zu diesem Zweck ist erstens bei der Bildung von Netzverlustpreiskomponenten die Möglichkeit der Bezahlung „in kind“ zu erwägen. Zweitens sind bei der Bildung der Netzengpaßkomponente der Transport-

34 Auf den Ausgleichsmarkt wird kurz in Abschnitt II.B.1.c, der sich den Aufgaben der Netzbetreiber widmet, und in Abschnitt II.B.2 bei der Diskussion des Stromhandels eingegangen.

preise Auktionsverfahren entweder für Netznutzungsrechte oder aber für inkrementale und dekrementale Änderungen von Durchleitungen zu erwägen. Beide Verfahren besitzen das Potential, die Auswirkungen von Informationsasymmetrien auf die Bildung und die Regulierung der Transportpreise zu begrenzen.

Relevanz für die Effizienz in der Stromwirtschaft besitzen diese Prinzipien für die Bildung von Transportpreisen insbesondere in den Übertragungsnetzen der Verbundunternehmen und teilweise der Regionalunternehmen, weniger in den reinen Verteilungsnetzen der lokalen Unternehmen. In der Übertragungsnetzen, die hochgradig vermascht sind, haben Durchleitungen potentiell einen signifikanten Einfluß auf den tatsächlichen Lastfluß und damit auf die Höhe der Transportverluste und die Häufigkeit von Engpässen. In den lokalen Netzen sind die Lastflüsse hingegen weitgehend unidirektional: Ob der Strombedarf eines Kunden A aus einem Kraftwerk in X oder aber in Y beliefert wird, hat keine oder nur sehr geringe Auswirkungen auf den Lastfluß in dem lokalen Verteilungsnetz, an dem A angeschlossen ist.[35] Aus diesem Grund ist die Regulierung der Preisstrukturen (neben dem Niveau) für den Stromtransport insbesondere für den Fall der acht deutschen Verbundunternehmen von Bedeutung, während es bei der Regulierung der Transportpreise in den Verteilungsnetzen der regionalen und lokalen Unternehmen eindeutig mehr auf das *Niveau*, als auf die *Struktur* der Preise ankommt.

b) Kreis der zugelassenen Kunden

Es stellt sich die Frage, *wer* auf der Nachfrageseite an den neuen Märkten partizipieren sollte: Nur große Industriekunden, die im internationalen Standortwettbewerb liegen und lange über hohe Strompreise klagen? Oder auch kleinere Kunden und/oder andere Stromunternehmen (beispielsweise die Stadtwerke)? Zur Beantwortung dieser Frage werden zunächst einige Informationen über bereits durchgeführte Reformen in anderen Staaten gegeben, sodann untersucht, welche Gründe für eine Beschränkung des Wettbewerbs auf bestimmte Endkunden, das heißt für eine rechtliche Einschränkung des Kreises der zugelassenen Kunden sprechen könnten und schließlich die gewonnenen Erkenntnisse auf Deutschland übertragen.

Bei den meisten in der (jüngeren) Vergangenheit durchgeführten wettbewerblichen Reformen der Stromwirtschaft wurde der Kreis derjenigen Kunden, die direkt an den neu geschaffenen Märkten partizipieren durften, durch rechtliche Maßnahmen eingegrenzt. Hierzu seien einige Beispiele genannt:

35 Dies liegt darin begründet, daß die Stromflüsse in Verteilungsnetzen in der Regel unidirektionalen Charakters sind und die Netze nur in sehr geringem Maße vermascht sind.

- Bei den in *England und Wales* in 1990 implementierten Reformen zur Etablierung eines Poolmodells wurden beispielsweise nur alle Kunden mit einer Spitzennachfrage von mehr als 1 MW als zugelassene Kunden definiert (Kumkar 1994: 101). Alle anderen Kunden waren weiterhin auf die Belieferung durch das für sie zuständige regionale Stromversorgungsunternehmen angewiesen und konnten ihren Anbieter nicht frei wählen. In 1994 wurde die Grenze auf 100 kW Spitzennachfrage gesenkt, in 1998 vollständig beseitigt, so daß heute grundsätzlich jeder Kunde seinen Lieferanten frei wählen kann.
- In *Schweden* wurden kleine Elektrizitätskunden für die ersten drei Jahre der Reform (bis 1999) vom Marktzugang ausgeschlossen und den lokalen Versorgerunternehmen für diese Zeit und diesen Kundenkreis exklusive Lieferkonzessionen nach dem Vorbild England und Wales gewährt. Ähnliches galt für den Fall *Finnlands* für einen Zeitraum von knapp 1½ Jahre bis zum Anfang 1997 (Kumkar 1998b: 32). Unter den drei skandinavischen Reformen, die jede für sich die Schaffung eines Common-Carrier-Modells implizierten, sahen einzig die *norwegischen* Reformen die Öffnung der Märkte von vornherein für jeden Kunden vor.
- In den *Vereinigten Staaten* muß (i) in vom Bundesgesetzgeber beziehungsweise der Bundesregulierungsbehörde FERC und (ii) in von den Einzelstaaten initiierte Reformen unterschieden werden:
  (i) Die Reformen auf der Bundesebene sahen in der Gestalt des Energy Policy Act (EPAct) und der FERC-Order 888 und 889 die Etablierung eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte (EPAct von 1992) beziehungsweise eines Common-Carrier-Modells (FERC-Order 889 und 889 von 1996) vor, wobei als Nachfrager grundsätzlich nur andere Stromunternehmen in Frage kamen. Die Reformen auf der Bundesebene waren also von vornherein auf den Großhandelsmarkt beschränkt.[36] Zugelassene Endkunden existieren somit nicht.
  (ii) Die Reformen auf der Ebene der Einzelstaaten nahmen (und nehmen) sehr unterschiedliche Formen an. Zahlreiche Staaten öffnen den Wettbewerb zunächst oder auf Dauer für sehr große Endkunden, ein einziger Staat, nämlich Kalifornien, für grundsätzlich alle Kundenkategorien und andere Staaten wiederum sehen überhaupt keine Marktöffnung für

36 Vgl. Kumkar (1997c). Diese Beschränkung auf die Öffnung allein des Großhandelsmarkts lag nicht zuletzt darin begründet, daß im föderalen System der Vereinigten Staaten der Zentralstaat bislang keinerlei Befugnis zur Regulierung des Einzelhandels mit Strom hat, sondern Regulierungskompetenzen allein im Bereich des zwischenstaatlichen Handels (Interstate commerce) besitzt. Gemäß der diesbezüglichen Rechtsprechung umfaßt zwischenstaatlicher Handel grundsätzlich jede Transaktion auf dem Großhandelsmarkt, nicht jedoch die direkte Belieferung von Endkunden auch über Staatsgrenzen hinweg.

Endkunden vor. In vielen Fällen sind bislang noch keine Entscheidungen getroffen worden.[37]

– Einziges uns bekanntes Beispiel für den umgekehrten Fall — daß der Wettbewerb zunächst auf kleinere Kunden begrenzt wird und sukzessive auf größere Kunden erweitert wird — stellt die neuseeländische Reform dar (König und Bolle 1996), bei der die im Elektrizitätsgesetz von 1992 beschlossene Marktöffnung zunächst nur für Kunden mit einer Jahresverbrauchsmenge kleiner 0,5 GWh galt und größere Nachfrager das Recht zur wettbewerblichen Akquirierung von Strom (via Direktverträge) erst ab dem 1. April 1994 erhielten.

Zusammengefaßt zeigt sich, daß bis auf zwei Ausnahmen (Norwegen und Kalifornien) die bereits durchgeführten Reformen die zumindest temporäre rechtliche Definition der Kategorie von zugelassenen Kunden beinhalteten. Dieses Prinzip der Beschränkung des Kreises derjenigen Endkunden, die ihren Lieferanten frei wählen dürfen, gilt unabhängig davon, daß die Staaten ansonsten sehr unterschiedliche Reformmodelle (Alleinabnehmermodell, Modell spezifischer Durchleitungsrechte, Poolmodell beziehungsweise Common-Carrier-Modell) gewählt haben.[38]

Deuten diese empirischen Informationen darauf hin, daß auch in Deutschland der Kreis der zugelassenen Kunden auf Dauer oder zumindest temporär begrenzt werden sollte? Für eine derartige Beschränkung des Kreises zugelassener Kunden könnten vier Argumente sprechen, die von den deutschen Stromunternehmen wiederholt gegen eine wettbewerbliche Öffnung vorgebracht wurden:[39]

37 Marktöffnung nur für sehr große Endkunden: z.B. Arizona, Montana, Illinois, Connecticut, South Carolina und Virginia; überhaupt keine Marktöffnung für Endkunden: z.B. South Dakota und Florida. Vgl. für eine aktuelle Übersicht über den Status der Liberalisierungen in den Einzelstaaten der Vereinigten Staaten EIA (1999).

38 *Alleinabnehmermodell*: z.B. einige Bundesstaaten der Vereinigte Staaten im Gefolge des PURPA von 1978 (es sei darauf hingewiesen, daß das Alleinabnehmermodell sowohl theoretisch als auch empirisch überhaupt keine zugelassenen Kunden kennt und insofern den Grenzfall darstellt); *Modell spezifischer Durchleitungsrechte*: z.B. auf der Großhandelsebene der Vereinigten Staaten im Gefolge des EPAct von 1992; *Poolmodell*: z.B. England und Wales (1990) sowie Neuseeland (1992); *Common-Carrier-Modell*: z.B. in den drei skandinavischen Staaten Norwegen (1991), Schweden (1995) und Finnland (ebenfalls 1995) sowie auf der Großhandelsebene der Vereinigten Staaten im Gefolge der FERC-Order 888 und 889, die den EPAct von 1992 für die Kategorie der Stromunternehmen in privater Hand ergänzt (für die Transportunternehmen in staatlichem Eigentum gilt grundsätzlich weiterhin das Modell spezifischer Durchleitungsrechte des EPAct von 1992).

39 Vgl. für Nachweise beispielsweise Kumkar und Neu (1997: insbesondere Kapitel C zur Besonderheitenlehre generell und Kapitel G zur Position der deutschen Stromunternehmen) sowie Kumkar (1997b; 1997d; 1998a zur Stellung insbesondere der kommunalen Unternehmen).

1. *Größenvorteile im Stromhandel*: Diese würden dann nicht ausgeschöpft, wenn jeder Endkunde seine Strombezüge individuell mit einzelnen Erzeugern kontrahieren würde. Daher sollten insbesondere kleinere Kunden nicht direkt wettbewerblich kontrahieren können, sondern weiterhin ihren Strom von den „zuständigen" Gebietsversorgern beziehen.
2. Hohe *Transaktionskosten bei der Messung* individueller Lieferungen: Die zur exakten Abrechnung von individuellen Lieferungen notwendige Installation von Meßgeräten bei den Nachfragern ist mit Kosten verbunden, die die Effizienzgewinne mehr als aufwiegen würden.[40] An derartige Meßgeräte ist die Anforderung zu stellen, daß diese nicht nur die aggregierten Strommengen (etwa über ein Jahr) zählen, sondern auch die zeitliche Struktur der Nachfrage messen. Konkret heißt dies, daß die Meßgeräte als Viertelstunden-, Halbstunden- oder zumindest als Stundenzähler ausgelegt sein müssen.[41] Die heutigen Zähler, zumindest bei kleineren Stromkunden, erfüllen diese Anforderungen nicht und müßten daher nachgerüstet werden.
3. Hohe vermeidbare *Anlauftransaktionskosten* beim Aufbau der Abrechnungssysteme und der Handelsinstitutionen: Hier lautet das Argument dahingehend, daß bislang noch wenige gesicherte Erkenntnisse über die notwendigen Informations- und Kommunikationssysteme vorliegen, die einen möglichst reibungslosen Ablauf der Abrechnung von tatsächlichen Durchleitungsvorgängen und deren Abgleich mit den ex ante vereinbarten Liefer- beziehungsweise Durchleitungsverträgen erlauben würden. Daher sollten die Erfahrungen mit (zumindest zunächst) wenigen Durchleitungen dazu genutzt werden, bei einem eventuellen Ausweiten des Kreises zugelassener Kunden die Kosten des Aufbaus der Informations- und Kommunikationssysteme, das heißt die diesbezüglichen Koordinierungstransaktionskosten zu begrenzen.
4. *Nichtamortisierbare Investitionen*: Im Gefolge der Liberalisierungen werden sich zahlreiche der bereits vor den Reformen (das heißt, der im Status quo ante) getätigten Investitionen als Fehlinvestitionen entpuppen. Vornehmlich

40 Selbstverständlich gelten diese Meß- und Abrechnungserfordernisse (vgl. zu den grundsätzlichen Koordinierungserfordernissen in diesem Bereich Kumkar (1998b: Abschnitt II.C) auch auf der Einspeisungsseite, das heißt bei den Kraftwerken und bei den Verbindungsstellen zu anderen Netzen beziehungsweise Netzbereichen. Dort ist jedoch davon auszugehen, daß derartige Zähler bereits im Status quo ante installiert worden sind, da sie schon aus Gründen der Überwachung der Systemstabilität vonnöten sind. Aus diesem Grund erübrigt sich hier eine diesbezügliche Diskussion.

41 Zu Erleichterung der Abrechnung könnte es zusätzlich sinnvoll sein, daß diese Zähler zur laufenden Meßwertübertragung in der Lage sind oder zumindest die Ex-post-Übertragung der Meßwerte an den Netzbetreiber oder eine andere Verrechnungs- beziehungsweise Abrechnungsstelle automatisch stattfinden kann.

im Kraftwerksbereich bestehen zum einen generell signifikante Überkapazitäten.[42] Zum anderen sind zahlreiche Kraftwerke als eher ineffizient zu bezeichnen. Beispiele sind auf dem Einsatz heimischer Steinkohle basierende Kraftwerke und Teile des auf regenerativen Energien und KWK-Technologie basierenden Kraftwerksparks. Falls diese Überkapazitäten und ineffizienten Kraftwerke nicht durch subventionierte Primärenergiepreise (heimische Steinkohle), garantierte Einspeisungspreise (regenerativen Energien), andere Subventionen und/oder durch Gebietsmonopole abgesichert sind, ist deren Amortisation gefährdet. Diejenigen Teile des Gesamtkraftwerksparks, die noch nicht voll abgeschrieben worden sind, könnten im Fall der Marktöffnung die finanzielle Überlebensfähigkeit der betreffenden Stromunternehmen gefährden. Eine Beschränkung des Kreises zugelassener Kunden kann, so lautet das Argument,[43] ein Mittel sein, diese Problematik zu entschärfen: Die Tatsache, daß die nicht zugelassenen Kunden gefangene Kunden des zuständigen Gebietsversorgers blieben, stellt sicher, daß zumindest diese Kunden via Strompreiszahlungen zur Amortisation der Anlagen beitragen.

Was ist von diesen in der deutschen Reformdiskussion vorgebrachten Argumenten zu halten? Stützen sie eine Einschränkung des Kreises zugelassener Kunden auch in Deutschland? Sprechen sie tatsächlich dafür, in teilweiser Abweichung von der generellen Entscheidung für ein Common-Carrier-Modell den Wettbewerb auf große Teilnehmer zu beschränken?

1. Beginnen wir mit dem Argument der fehlenden Ausschöpfung von *Größenvorteilen im Stromhandel* im Fall der Definition aller Kunden als zugelassene

42 Die Aussage über die Existenz erheblicher Überkapazitäten in Deutschland muß hier nicht ausführlich begründet werden. Es reicht ein Blick auf Tabelle 1 beziehungsweise Tabelle 1 in Kumkar (1998b), um festzustellen, daß die derzeitige Gesamtkapazität je nach Statistik rund 115–120 GW beträgt, während die absolute Spitzenlast (Nachfrage) beispielsweise in 1996: 71 GW betrug (Schaubild 8 in Kumkar 1998b). Die verfügbare Kapazität liegt somit um 65–70 vH über der maximal benötigten Kapazität. Selbst wenn berücksichtigt wird, daß in jedem Stromsystem Reserven vorgehalten werden müssen, um auf absehbare oder unabsehbare Engpässe in Netz oder Erzeugung reagieren zu können, überschreiten diese 65–70 vH in einem derartigen Ausmaß die erforderlichen Reservemargen (je nach Quelle als Daumenregel 10–20 vH), daß ohne Zweifel von erheblichen Überkapazitäten gesprochen werden kann. Im Hintergrund dieser kostenträchtigen „Überversicherung“ dürften insbesondere die durch die umfassende Status-quo-ante-Regulierung bedingten Fehlanreize der Stromunternehmen liegen: Vgl. Kumkar (1998c: Abschnitt II.B) zu den grundsätzlichen Problemen der Renditeregulierung, Kumkar (1998c: Abschnitt III.C) zu den Ineffizienzen der umfassenden Regulierung und Kumkar (1999: Abschnitt II.B.3) zu den Effizienzkonsequenzen der Wahl eines großen Regulierungsbereichs bei Implementierung einer umfassenden Regulierung vertikal integrierter Stromunternehmen.

43 Vgl. für eine derartige Argumentation insbesondere Schmitt (1997).

Kunden: Dieses Argument könnte nur dann Gültigkeit beanspruchen, wenn Anzeichen dafür vorliegen würden, daß ein (regionales) natürliches Monopol in Stromhandel und Erzeugung existiert und dieses nicht tragfähig wäre (vgl. Kumkar 1999: Abschnitt III.E.5). Eine derartige Situation würde jedoch für die Implementierung beispielsweise eines Poolmodells anstelle eines Common-Carrier-Modells sprechen (vgl. ebenda), nicht für den Ausschluß bestimmter Kundenkategorien von der Partizipation an den neuen Märkten. Da die bisherige Diskussion allerdings zeigte, daß das Common-Carrier-Modell angesichts der Marktgröße und des Netzausbaustands das adäquate Modell für Deutschland ist, erübrigt sich an dieser Stelle eine weitere Diskussion. Unter diesem Gesichtspunkt spricht nichts gegen die rechtliche Definition *aller* Kunden als zugelassene Kunden. Die Schaffung eines „Markts für Institutionen" auf der Stufe des Stromhandels (Kumkar 1999: Abschnitt IV.A) und der hierdurch ermöglichte institutionelle Wettbewerb zwischen Nichtorganisierten Terminverträgen, Organisierten Terminverträgen und Terminkontraktmärkten bildet die Voraussetzung dafür, daß die Endkunden zwischen den für sie optimalen Arten des Stromhandels wählen können.

2. Dem Argument der hohen *Transaktionskosten bei der Messung* individueller Lieferungen kann entgegengehalten werden, daß *erstens* die Kosten der Meßgeräte nicht derart hoch sind, daß sie den Wettbewerb auf der Einzelhandelsebene aus Effizienzgründen ausschließen. Die Erfahrungen in England und Wales zeigen, daß die Preise für derartige Geräte mit der Einführung von Wettbewerb erheblich sinken, so daß auch kleinere Kunden durchaus die Anschaffung eines solchen Zählers erwägen. *Zweitens* ist es denk- und implementierbar,[44] daß insbesondere kleinere Kunden, auch wenn sie nicht über derartige Meßgeräte verfügen, ihren Strom wettbewerblich akquirieren, wenn die Abrechnungsregeln die Verwendung sogenannter Standardlastprofile erlauben. Unter Standardlastprofilen sind stilisierte Lastganglinien (Nachfrageverläufe im Zeitablauf) für bestimmte Nachfragerkategorien zu verstehen. Die Verwendung von Standardlastprofilen erlaubt die Beibehaltung zeitungleicher Strommengenmessungen und kann hierdurch die Meßkosten erheblich senken. Zwar stehen diesen Kostensenkungen entgegen, daß den Nachfragern, die auf Standardlastprofilen kaufen, die tatsächlichen Grenzkosten ihrer Nachfrage nicht exakt berechnet werden können und insofern durch die hierdurch implizierte Trittbrettfahrerproblematik die Anreize zur effizienten Verwendung von Strom vermindert werden. Dies ist jedoch

44 Beispielsweise wird ein derartiges Verfahren (für kleinere Endkunden) in Norwegen seit 1995 (Kumkar 1998b: 71) und in England und Wales seit der vollständigen Marktöffnung in 1998 angewandt.

im Status quo ante ebenfalls der Fall und spricht nicht generell gegen dieses Abrechnungsverfahren. Schließlich gilt es *drittens* zu beachten, daß die hohen Transaktionskosten bei der Messung per se kein Argument für die rechtliche Einschränkung des Kreises zugelassener Kunden sind: Wenn die Kosten tatsächlich relativ hoch wären, und Standardlastprofile keine Anwendung finden können (oder dürfen), dann wird ein Endkunde, der seinen Lieferanten wechseln möchte, vermutlich exakt durch die hohen Kosten des Wechsels vom Anbieterwechsel abgehalten: Er wird seinem Stadtwerk als Kunde verbleiben. Solange also die Regulierung nicht die Installation eines neuen Meßgeräts verbindlich für jeden Kunden vorschreibt, ist kaum davon auszugehen, daß „zu viel" neue Zähler installiert werden. Zusammengenommen kann festgehalten werden, daß auch das Argument der hohen Transaktionskosten bei der Messung individueller Lastverläufe kein überzeugendes Argument für die Eingrenzung des Kreises zugelassener Kunden ist.

3. Das Argument der hohen vermeidbaren Anlauftransaktionskosten beim Aufbau der Abrechnungssysteme und der Handelsinstitutionen könnte hingegen theoretisch eine — temporäre — Eingrenzung des Kreises zugelassener Kunden begründen: Der Aufbau der notwendigen Informations- und Kommunikationssysteme erfordert Zeit. Erfahrungen mit wenigen Durchleitungsvorgängen könnten dazu genutzt werden, bei dem allmählichen Ausweiten des Kreises zugelassener Kunden die Kosten des Aufbaus der Informations- und Kommunikationssysteme zu begrenzen. Es gilt aber zu beachten, daß erstens das *Ziel* der Partizipation aller Kunden von diesem Argument nicht tangiert wird, sondern allenfalls die faktische Marktöffnung zeitlich gestreckt wird. Zweitens wird die Einrichtung von Meßgeräten ohnehin Zeit erfordern, so daß fraglich ist, ob tatsächlich eine darüber hinaus gehende rechtlich bedingte Verzögerung der vollständigen Marktöffnung erforderlich ist. In jedem Fall gilt, daß der Zeitraum, in dem die vollständige Marktöffnung erreicht werden sollte, nicht mehrere Jahre umfassen sollte.[45] Erfahrungen aus anderen Staaten, die bereits Wettbewerb um alle Kategorien von Endkunden kennen, sollten hilfreich bei der praktischen Ausgestaltung und Implementierung der notwendigen Abrechnungsinstitutionen sein. Eine rechtlich abgesicherte Eingrenzung des Kreises zugelassener Kunden sollte daher, wenn überhaupt

45 Vgl. für das Beispiel der Änderung der diesbezüglichen Position der kalifornischen Regulierungskommission (Kumkar 1997c). Die Kommission hatte ursprünglich vor, eine sukzessive, über mehrere Jahre (1998 bis 2003) gestreckte, Marktöffnung vorzuschreiben (Kumkar 1996b: 60). In 1997 entschied sie sich jedoch dafür, alle Endkunden sofort (mit Wirkung vom 1. Januar 1998) als zugelassene Kunden zu definieren (Kumkar 1997c: 113).

notwendig, dann mit einem sehr nah liegenden „Verfallsdatum“ versehen sein.

4. Bezüglich des Arguments der *nichtamortisierbaren Investitionen* sei darauf hingewiesen, daß als Alternativen zu diesem Verfahren des „Schutzes“ unwirtschaftlicher Anlagen zumindest zwei weitere Möglichkeiten denkbar sind:[46] Zum einen ist die Finanzierung der gestrandeten Investitionen durch Mittel des allgemeinen Staatshaushalts zu nennen. Zum anderen hätte aber auch, in Anlehnung an die Reformen im Vereinigten Königreich oder den Vereinigten Staaten, die Erhebung einer auf den Stromendpreis bezogenen Sonderabgabe in Form eines „Wettbewerbspfennigs“ eine Alternative dargestellt. Beide Formen der Finanzierung nichtamortisierbarer Investitionen können grundsätzlich derart ausgestaltet werden, daß sie als „lump-sum“-Zahlungen nicht die Betriebsentscheidungen für die betreffenden Anlagen beeinflussen.[47] Unabhängig von der Frage, ob tatsächlich die Endkunden für derartige gestrandete Investitionen aufkommen sollten — die beiden letzten Möglichkeiten wären ungleich transparenter und bei sachgerechter Ausgestaltung vermutlich weitaus weniger verzerrend, als das Verfahren der Einschränkung zugelassener Kunden.

Zusammenfassend muß festgehalten werden, daß die diskutierten Argumente keine Einschränkung des Kreises zugelassener Kunden in Deutschland stützen. Vielmehr ist davon auszugehen, daß eine Definition *aller* Endkunden als zugelassene Kunden, wie im Common-Carrier-Modell ohnehin vorgesehen, der Erreichung des Effizienzziels dient. Das einzige Argument, welches für eine Be-

46 Die Frage der sachgerechten Behandlung nichtamortisierbarer Investitionen soll in dieser Arbeit nicht ausführlich diskutiert werden. Es sei allerdings darauf hingewiesen, daß einige Argumente für eine zumindest partielle Entschädigung der Eigentümer von nichtamortisierbaren Anlagen sprechen. Zentrales Argument ist aus institutionenökonomischer Sicht, daß eine Kompensation aus Gründen der Erhaltung der Glaubwürdigkeit des Staats als Regulierer angezeigt sein mag: Wenn die bisherigen Investitionen durch die Unternehmen getätigt wurden unter der impliziten oder expliziten Zusicherung seitens des Staats, „vernünftige“ Investitionen würden via (regulierten) Zahlungen der gefangenen Kunden finanziert, so ist die wettbewerbliche Reform eine deutliche Änderung des ursprünglichen Regulierungsvertrags. Ohne Kompensation trägt diese Reform unter Umständen erheblich zu einer Erhöhung des von regulierten Unternehmen antizipierten Regulierungsrisikos bei und kann daher zu einer zukünftigen Effizienzeinbuße der verbleibenden Regulierung der Transportunternehmen und/oder der Regulierung anderer Industrien beitragen. Vgl. Kumkar (1998c: Abschnitt II.B.2) zum Regulierungsrisiko und zur Glaubwürdigkeit des Regulierers.

47 Eine derartige, jeweils zeitlich befristete, Sonderabgabe firmiert im Vereinigten Königreich unter dem Namen „Fossil Fuel-Levy“ (Kumkar 1994: 103 f.) und in den Vereinigten Staaten beispielsweise in Kalifornien unter dem Namen „Competition Transition Charge“ (Kumkar 1997c: 116).

grenzung sprechen könnte, ist ein allenfalls temporär geltendes Argument, das vermutlich angesichts der sonstigen zu erwartenden Friktionen (etwa im Bereich der Installation von Meßgeräten) von nur geringer Relevanz ist. Somit spricht nichts gegen eine Implementierung eines Common-Carrier-Modell ohne explizite Einschränkung des Kreises zugelassener Kunden.

c) Funktion des Netzbetreibers

Welche Rolle wird den Transportunternehmen im einzurichtenden Common-Carrier-Modell zugewiesen? Für die folgende Diskussion sei davon abgesehen, daß zukünftig auch im Bereich des Stromtransports und nicht nur in der Erzeugung und im Handel Wettbewerbselemente ihren Platz finden könnten. Es sei somit weiterhin angenommen, daß die Transportunternehmen — wie im Status quo ante — ein (regionales) Monopol besitzen.[48]

Die Funktionen der rund 1 000 deutschen Transportunternehmen ändern sich auch unter dieser Annahme gegenüber dem Status quo ante erheblich. Waren sie im Interesse der Systemstabilität bislang für die weitgehend unternehmensinterne Überwachung der Lastflüsse zuständig, wächst ihnen im Common-Carrier-Modell eine erweiterte Aufgabe zu: Angesichts des Informationsbedarfs bei der Koordinierung der Durchleitungen und damit der Lastflüsse sind sie zum einen dazu zu verpflichten, geplante Durchleitungen ex ante auf ihre technische Vereinbarkeit (Zulässigkeit) zu überprüfen. Zum anderen müssen sie die tatsächlichen Lastflüsse überwachen und gegebenenfalls Anpassungen der individuellen Einspeisungen und Entnahmen im Rahmen des Ausgleichshandels veranlassen. Beides sind Aufgaben im Rahmen des Systembetriebs, die direkte Auswirkung auf die individuellen Kraftwerkseinsatzplanungen der verschiedenen Zeithorizonte haben.[49] Im Bereich der Systemplanung sind sie weiterhin allein verantwortlich für den Ausbau der Transportanlagen und unterliegen hier prinzipiell der Versorgungspflicht (und damit der Investitionspflicht), falls sich langfristige Veränderungen der Lastflüsse zeigen.[50]

Sowohl für die Aufgaben des Systembetriebs als auch für die Aufgaben der Systemplanung sind die Schnittstellen zwischen Netzbereich und Erzeugungsbe-

48 Diese Annahme wird unten bei der Diskussion der Investitionsregulierung in Abschnitt II.B.4 gelockert. Vgl. das dortige Szenario II des freien Leitungsbaus (S. 41).

49 Vgl. hierzu Kumkar (1998b: Abschnitt II.C.1).

50 Diese Versorgungspflicht und die damit zu assoziierende Investitionspflicht ist Folge der angenommenen Größenvorteile im Stromtransport (vgl. die diesbezüglichen Ausführungen zu den Modellen in Kumkar 1999). Falls zukünftig der Leitungsbau liberalisiert werden könnte, würde die Investitionspflicht entfallen können (vgl. hierzu die Ausführungen zum Anlagenbau in Abschnitt II.B.4 und dort insbesondere die Ausführungen zum Szenario II (S. 41)).

reich zu definieren, wobei davon auszugehen ist, daß eine teilweise Ex-ante-Festlegung durch einen Rahmenvertrag gegenüber einer rein individuell ausgehandelten Lösung Effizienzvorteile aufweist.[51] Dieser Rahmenvertrag muß den Charakter eines multilateralen unvollständigen (und sinnvollerweise öffentlich regulierten)[52] Vertrags aufweisen, in dem auf der einen Seite die konstitutiven Elemente der Schnittstellendefinitionen fixiert sind, allerdings auf der anderen Seite die Anforderung an eine hinreichende Flexibilität berücksichtigt werden muß, um eine Anpassung an die konkreten Umstände zu erlauben.[53]

Deutlich ist hiermit, daß sich die Rolle der Transportunternehmen auf der einen Seite erweitert, da sie fremde Durchleitungen durch ihr Netz ermöglichen und überwachen müssen; sie müssen hierzu gegebenenfalls in kürzester Zeit Maßnahmen im Interesse der Systemstabilität einleiten (dies gilt ebenfalls insbesondere für die acht Verbundunternehmen, in geringerem Maß für die Regionalunternehmen, kaum für die lokalen Verteilerunternehmen)[54]. Auf der anderen Seite wird die Rolle der Transportunternehmen verkleinert: Waren sie im Status quo ante alleinige Systembetreiber, das heißt auch allein verantwortlich für die Kraftwerkseinsatzplanung, so müssen sie sich diese Aufgabe im Common-Carrier-Modell mit den unabhängigen Stromerzeugern und -händlern teilen (auch dies gilt insbesondere für die acht Verbundunternehmen, in geringerem Maß für die Regionalunternehmen, kaum für die lokalen Verteilerunternehmen)[55]. Auch im Bereich der Systemplanung teilen sie sich die Aufgaben mit den unabhängigen Stromerzeugern und -händlern: Sind letztere für die Planung ihrer eigenen Anlagen zuständig, ist das Transportunternehmen — in Abstimmung mit den

51 Im Hintergrund dieses Arguments liegt die Überlegung, daß die Koordinierung im Bereich der Netznutzung Größenvorteile aufweist, die bei vollständig individuell vereinbarten Schnittstellendefinitionen nicht ausgeschöpft werden.

52 Zur Diskussion der konkreten Rolle des Regulierers vgl. unten die Ausführungen in Kapitel III.

53 So scheint es beispielsweise kaum sinnvoll, für jeden Fall konkrete Anschlußpreise an die notwendigen Informations- und Kommunikationssysteme festzulegen, da die hiermit zu assoziierenden Kosten im Einzelfall erheblich differieren werden. Ähnliches gilt für den rein physikalischen Anschluß an die Stromtransportnetze. Auch hier differieren die Kosten erheblich, so daß sinnvollerweise auch die an den Netzbetreiber zu entrichtenden Gebühren zu differenzieren sind. Dies ist ex ante nicht oder nur unter prohibitiven Kosten zu kontrahieren.

54 Dies gilt, da die Lastflüsse in den lokalen Netzen kaum vom Zustandekommen einzelner Durchleitungen tangiert werden.

55 Grund ist wiederum der Umstand, daß kaum Kraftwerke direkt in das Netz der lokalen Verteilerunternehmen einspeisen. An der Tätigkeit der lokalen Unternehmen als Transportunternehmen ändert sich insofern durch die Ermöglichung von Durchleitungen nichts wesentliches (an der Tätigkeit als Erzeuger allerdings unter Umständen erhebliches (je nach Wettbewerbsfähigkeit der eigenen Erzeugung).

Planungen auf der Erzeugungsstufe — für den Erhalt und den Ausbau des Transportnetzes in seinem Gebiet zuständig.

Deutlich wird somit, daß die Rolle der Transportunternehmen als Netzbetreiber und Netzplaner den „Kern“ der bisherigen Aufgaben der Gebietsmonopolisten darstellt, der ihnen nach der Deregulierung von Erzeugung und Handel verbleibt. Auf die Möglichkeiten, auch diesen Kern ihrer Aufgaben zumindest in Teilen durch den Wettbewerb und nicht die Regulierung „regulieren“ zu lassen, wird bei der gesonderten Betrachtung der Investitionsregulierung eingegangen.[56]

2. Stromhandel

Welche Konsequenzen ergeben sich bei der Etablierung eines Common-Carrier-Modells für den Bereich des Stromhandels? Welche Änderungen gegenüber dem Status quo ante werden sich ergeben? Und: Welche Rolle können Strombörsen einnehmen? Zunächst sei der Terminhandel betrachtet, auf den Ausgleichshandel wird zum Schluß dieses Abschnitts eingegangen.

Zunächst einmal ist als Kennzeichen des Common-Carrier-Modells hervorzuheben, daß die den Status quo ante prägenden geschlossenen und rechtlich abgesicherten Gebietsmonopole der Vergangenheit angehören werden. „Zuständige“ Stromunternehmen, auf deren Belieferung die Nachfrager angewiesen sind, gibt es nach der Liberalisierung nicht mehr. Und der Umstand, daß zu den zugelassenen Kunden alle Nachfrager auf den Groß- und Einzelhandelsmärkten zählen, bedingt, daß die bisher dominierende und strikte Separation in verschiedene, vertikal angeordnete Teilmärkte ebenfalls der Vergangenheit angehören wird.

Dies bedeutet, daß jeder Endkunde, beispielsweise ein kleiner Haushaltskunde in Kiel, prinzipiell in die Lage versetzt wird, Stromlieferungen direkt mit konkurrierenden Stromerzeugern zu kontrahieren und derart als eigener Stromhändler zu fungieren. Dies kann er beispielsweise als Eigentümer eines Blockheizkraftwerks sein, das er im Keller seines eigenen Hauses betreibt, das an der selben Straße, direkt gegenüber dem Haus des Haushaltskunden liegt. Die absurd anmutende, aber den Status quo ante prägende, Situation, daß der Besitzer dieses Blockheizkraftwerks seinen eigenen Nachbar nicht mit Überschußstrom versorgen durfte, wird somit nicht weiter bestehen können: Exklusive Konzessionsverträge der Gemeinden als Eigentümer des öffentlichen Straßennetzes sind mit der Etablierung eines Common-Carrier-Modells unvereinbar.

56 Vgl. Abschnitt II.B.4.

Empirisch relevanter dürfte freilich auf absehbare Zeit der Fall sein, daß ein typischer Haushaltskunde oder ein anderer Stromnachfrager seine Stromlieferungen nicht mit einem einzelnen kleinen Erzeuger, sondern mit einem größeren Erzeugerunternehmen beziehungsweise dessen Handelsabteilung oder -tochter kontrahiert. So ist unmittelbar vorstellbar, daß der besagte Kieler Stromkunde einen Liefervertrag beispielsweise mit der Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) oder der RWE schließt. Diese EnBW (oder RWE) schließt dann korrespondierend mit den betreffenden Transportunternehmen Durchleitungsverträge zur Abwicklung der Lieferungen. Ebenfalls unmittelbar vorstellbar ist der Markteintritt unabhängiger Stromhändler, die unter Umständen mit mehreren Erzeugern Bezugsverträge kontrahieren und den derart akquirierten Strom an mehrere Nachfrager weiterverkaufen (auch der Markteintritt von reinen Maklern ist vorstellbar). Es ist ferner zu vermuten, daß es in der Realität zahlreiche Zwischenformen zwischen unabhängigen reinen Händlern und vollständig vertikal integrierten Erzeugern/Händlern geben wird: Unter anderem in Abhängigkeit von der Entwicklung von organisierten Märkten (Terminmärkte und Terminkontraktmärkte) werden es einige Akteure für sinnvoll erachten, ausschließlich selbst erzeugten Strom direkt an Endkunden zu verkaufen, andere werden ihren selbst erzeugten Strom allein auf der Großhandelsebene verkaufen wollen, andere werden von der Eigenerzeugung vollständig absehen und statt dessen nur als reiner Zwischenhändler fungieren, andere schließlich werden ein Portfolio an Strombezugs- und Stromabsatzverträgen halten.[57]

Erlaubt wird diese Diversifizität der Handelstransaktionen durch die weite Definition der zugelassenen Kunden, die weder bestimmte Händler, Erzeuger, noch Endkunden von der Partizipation an den Groß- und Einzelhandelsmärkten ausschließt.

Diese weite Definition der zugelassenen Kunden schafft zusätzlich die Bedingungen dafür, daß sich je nach Präferenzen und vor allem Risikoneigung der Akteure auf Anbieter- und Nachfrageseite verschiedene Formen des Organisier-

[57] Dabei werden die einzelnen Verträge, insbesondere wenn es längerfristige Verträge sind, häufig Elemente eines reinen Terminvertrags und eines Optionsvertrags beinhalten, bei denen die tatsächlichen Liefermengen erst bei Näherrücken des Lieferzeitpunkts fixiert werden (diese Aussage steht nur scheinbar im Widerspruch dazu, daß an anderer Stelle (Kumkar 1999) betont wurde, Durchleitungsverträge würden reine Terminlieferungen zum Inhalt haben). Tatsächlich werden die dem Netzbetreiber mitgeteilten Durchleitungsfahrpläne typischerweise feste Mengen zum Inhalt haben. Entscheidend ist, daß der Zeithorizont langfristiger Lieferverträge die vollständige Ex-ante-Festlegung der Mengen oftmals nicht erlauben wird und die langfristigen Optionsvertragselemente erst sukzessive in Terminvertragselemente transferiert werden und diese den letztendlichen Anmeldungen konkreter Durchleitungen beim Netzbetreiber zugrunde liegen werden.

ten Stromhandels neben den in diesem Abschnitt bislang betrachteten Formen des Nichtorganisierten Terminmarkts herausbilden können. Dabei ist durchaus zu erwarten, daß mehrere Börsen zumindest in der ersten Zeit nach der Liberalisierung untereinander und gegenüber bilateralen oder multilateralen Nichtorganisierten Terminverträgen als Institutionen des Stromhandels konkurrieren. Es ist wie im Fall anderer Börsen a priori nicht klar, welche institutionellen Arrangements sich à la longue als wirtschaftlich erweisen werden.[58] Konkret ist derzeit nicht absehbar, ob Terminkontraktmärkte mit ihrem hohen Ausmaß der Produktstandardisierung und der damit verbundenen potentiell hohen Liquidität einen hohen Anteil des insgesamt umgesetzten Stromvolumens abwickeln werden oder ob der Trend eher zu einem hohen Handelsvolumen der Nichtorganisierten Märkte oder der Organisierten Terminmärkte gehen wird.

Dies ist freilich kein Manko des hier vorgeschlagenen Reformmodells, im Gegenteil: Ein wesentlicher Vorteil des Common-Carrier-Modell gegenüber den anderen Modellen besteht ja gerade darin, daß die Regulierung den Marktakteuren wenig Vorgaben über die Ausgestaltung der Handelsinstitutionen macht. Somit wird dem Wettbewerbsmechanismus bewußt weiter Raum gelassen, da die konkrete Form optimaler Koordinierungsstrukturen im Stromhandel a priori für den Regulierer kaum zu entdecken ist und sich zusätzlich im Zeitablauf beispielsweise bei weiterhin sinkenden (Koordinierungs-)Kosten der Informations- und Kommunikationssysteme kontinuierlich ändern dürfte.

Kommen wir nach dieser Betrachtung des *Terminhandels* zur Ausgestaltung des *Ausgleichshandels.* In Kumkar (1999) wurde dargelegt, daß jedes der vier theoretischen Liberalisierungsmodelle, und damit auch das Common-Carrier-Modell, im Bereich des Ausgleichshandels keine oder nur geringe Wettbewerbspotentiale im Sinne eines direkten Wettbewerbs zwischen mehreren Anbietern und mehreren Nachfragern vorsieht. Grund hierfür ist die dem Stromsektor innewohnende Notwendigkeit einer extrem zeitnahen Koordinierung der Einspeisungen und Entnahmen im Bereich der sehr kurzfristigen Kraftwerkseinsatzsteuerung.[59] Diese Notwendigkeit bedingt für den Fall unvorhergesehener Zwischenfälle die Schaffung eines unilateralen Eingriffsrechts einer verantwortlichen Stelle in die Lastflüsse. Diese Rolle des „Netznotarztes“ wird auch im Common-Carrier-Modell dem Netzbetreiber zugewiesen, da nur dieser über die hierfür notwendigen Informationen in Echtzeit verfügt. Solange dieser Betrieb der Netze

58 Vgl. die ausführliche Diskussion der relativen Vor- und Nachteile von Nichtorganisierten Terminverträgen, Organisierten Terminverträgen und Terminkontrakten in Kumkar (1999: Abschnitt III.E).

59 Vgl. zur Abgrenzung der unterschiedlichen Planungshorizonte der Kraftwerkseinsatzplanung im Rahmen des Systembetriebs Kumkar (1998b: Abschnitt II.C).

nicht beispielsweise via Etablierung „Unabhängiger Netzbetreiber“ vom Eigentum an einzelnen Transportanlagen separiert wird,[60] werden die einzelnen Transportanlageneigentümer wie im Status quo ante in der Regel als Netzbetreiber fungieren. Und diese Rolle als Netzbetreiber beinhaltet auch zukünftig eine wichtige Funktion bei der Organisation des Ausgleichshandels. Zumindest in diesem Segment des Stromhandels werden die Netzbetreiber auf absehbare Zeit ihre Stellung als Monopsonist/Monopolist beibehalten,[61] auch wenn die mengenmäßige Bedeutung des Ausgleichshandels tendenziell im Common-Carrier-Modell — verglichen mit der Situation in den anderen Liberalisierungsmodellen — als eher gering angesetzt werden kann.[62]

Die Aussage, daß der Ausgleichshandel monopolistische Charakteristiken besitzt, besagt allerdings, für sich genommen, noch nichts über die konkrete institutionelle Ausgestaltung dieses Ausgleichshandels und besagt insbesondere nicht, daß in diesem Bereich der Wettbewerb überhaupt keinen Platz einnehmen kann. Im Gegenteil: In Abhängigkeit insbesondere von der Größe des (Teil-)Systems, für das der Netzbetreiber zuständig ist, scheint die Etablierung eines offenen Ausschreibungswettbewerbs um benötigte Reservekapazitäten und Reservestrom auf der Angebotsseite und um Lastreduktionen auf der Nachfrageseite ein adäquates Instrument zur Gewährleistung der Effizienz im Ausgleichshandel zu sein. Dabei ist vor allem für den Fall *kleinerer* Netzbereiche (beispielsweise der Netze von Stadtwerken oder regionale Verteilernetze) an eher mittel- bis langfristige Ausschreibungen um derartige Kapazitäten und Strommengen in Form eines transparenten Optionsmarkts zu denken. Im Fall *größerer* Netzbereiche (etwa desjenigen eines Verbundunternehmens wie der RWE) ist anstelle dessen — oder in Ergänzung zu mittel- bis langfristige Ausschreibungen — an kurzfristige und regelmäßig wiederholte Auktionen zu denken. So scheint es durchaus praktikabel und für größere Teilsystem effizient, jeweils für den nächsten Tag eine Ausschreibung um benötigte Reservekapazitäten zu organisieren. Die Gewinner dieser Auktion würden je nach konkreter Ausgestaltung dieser Auktionen entweder einteilige Strompreise erhalten, wenn sie tatsächlich am nächsten Tag zur Produktion aufgerufen werden, oder aber sie würden eine Zahlung für die reine Be-

60 Vgl. zur Figur des Unabhängigen Netzbetreibers Kumkar (1998b: Fn. 56) und die Diskussion von Maßnahmen zur Verbesserung der Wirksamkeit einer funktionellen Entflechtung in Kumkar (1998c: II.B).

61 Zur Veranschaulichung des Status der Netzbetreiber im Ausgleichshandel kann die Überlegung dienen, daß sie für dieses (und nur für dieses) Segment des Stromhandels als Alleinabnehmer fungiert, wenn er den Ausgleichshandel via langfristiger Verträge organisieren würde, beziehungsweise als Pool, wenn er den Ausgleichshandel via kurzfristiger Verträge organisieren würde.

62 Vgl. zur Begründung die diesbezügliche Diskussion in Kumkar (1999: Abschnitt III.D).

reithaltung von Kapazität erhalten (als Optionspreis), die im Fall der tatsächlichen Lieferung um Zahlungen für gelieferte Strommengen ergänzt werden (als Ausübungspreis der Option).[63]

Ein weiterer Vorteil insbesondere kurzfristiger Ausschreibungsverfahren auf der Stufe des Ausgleichshandels kommt hinzu: Die in den offenen Ausschreibungen ermittelten Strompreise könnten zur relativ einfachen Ermittlung von optimalen Transportpreisen, beziehungsweise deren Engpaßkomponente Verwendung finden, auf deren Bedeutung unter dem Stichwort der Netznutzung bereits eingegangen wurde (Abschnitt II.B.1).

Damit kann die freiwillige oder aber die vom Regulierer auferlegte Organisation von Ausschreibungen im Bereich des Ausgleichshandels auch eine Maßnahme zur Erleichterung der Regulierung sowohl des Ausgleichshandels als auch der Transportpreise sein und als Maßnahme der funktionellen Entflechtung der Transportunternehmen die Informationsbasis des Regulierers erheblich verbessern. Hierauf und auf die Zusammenhänge mit den potentiellen Vorteilen der Etablierung Unabhängiger Netzbetreiber wird im Kapitel über die institutionelle Ausgestaltung der Regulierung (III) zurückzukommen sein.

3. Regulierung

Bei den bisherigen Ausführungen wurde deutlich, daß der primäre Ansatzpunkt des einzurichtenden Common-Carrier-Modells die massive Re-Regulierung der Transportsparte der bisherigen rund 1 000 Gebietsunternehmen und gegebenenfalls neuer Transportanlageneigentümer ist: Den Besitzern dieser Anlagen wird eine grundsätzliche Kontrahierungspflicht in Verbindung mit einer Nichtdiskriminierungsregel auferlegt: Jeder potentielle Nutzer, das heißt Erzeuger und Stromnachfrager auf der Großhandels- und Einzelhandelsebene, hat das Recht auf Netznutzung, wobei die Konditionen der Netznutzung nicht von denen der eigenen Nutzung durch das möglicherweise integrierte Transportunternehmen abweichen dürfen. Basierend auf dieser deutlichen Re-Regulierung des Transports werden sowohl der Groß- als auch der Einzelhandel vollständig dereguliert.

63 Ein ähnliches Verfahren wird in Kalifornien derzeit implementiert (Kumkar 1996b: Anhang A); in den skandinavischen Ländern Norwegen und Schweden wurde es im Rahmen der dortigen Reformen sukzessive eingeführt. In Finnland hingegen wird bislang auf eher mittel- bis langfristig angelegte, Nichtorganisierte bilaterale Verträge zwischen den Netzbetreibern und Erzeugerunternehmen gesetzt (wie es anfänglich auch in Schweden der Fall war, vgl. Kumkar 1998d: 48–52). Vgl. auch Kumkar 1999: Fn. 143).

Somit geht mit der Re-Regulierung der Transportunternehmen gegenüber dem Status quo ante eine deutliche Änderung der Regulierungsbereiche einher. Als wichtigste Änderung gilt es zu betonen, daß der *Verhaltensregulierung* zukünftig allein die Stufe des Stromtransports in Übertragungs- und Verteilungsnetzen unterliegt. Weder wird der Einzelhandel, noch der Großhandel mit Strom reguliert, wenn vom Ausgleichshandel abgesehen wird. Anders als im Status quo ante findet eine Endpreisregulierung ebenso wie eine Regulierung der Großhandelspreise für erzeugten Strom nicht statt. Es gibt keinen Grund für die Annahme, daß etwa die Belieferung von Haushaltskunden nicht vom Wettbewerb zwischen Stromhändlern reguliert werden kann. Es ist statt dessen davon auszugehen, daß sich bei einer effizienten Regulierung der Transportstufe in schneller Zeit ein intensiver Wettbewerb auch um kleine Nachfrager entfalten wird,[64] sobald sich Anzeichen für weiter existierende Monopolgewinne der bislang dominierenden Anbieter zeigen. Der einzige Verhaltensregulierungsbereich wird somit durch die Transportstufe und den Ausgleichshandel gebildet. Für diesen Bereich sollte auf absehbare Zeit eine Versorgungspflicht der Transportunternehmen in dem Sinn gelten, daß diese in diesem Zusammenhang (i) einer nichtdiskriminierenden Durchleitungspflicht sowie (ii) einer grundsätzlichen Pflicht zum Ausbau der Transportanlagen zum Zweck der Befriedigung fremder Durchleitungsnachfrage unterliegen.[65]

Generell ist bei der Preisregulierung der Transportunternehmen darauf zu achten, daß diese erstens Anreizen unterliegen, optimale Preis*strukturen* zu bilden, das heißt insbesondere eine hinreichende regionale und zeitliche Differenzierung der Transportpreise anstreben, die die tatsächliche Netznutzung an Allokationseffizienzzielen orientiert. Zweitens sollte die Verfolgung dieses eher kurzfristigen Effizienzziel langfristig nicht konterkariert werden durch eine Verzerrung der Investitionseffizienzanreize. Wie an anderer Stelle (Kumkar 1998c) ausführlich dargelegt, muß daher die Regulierung des Preis*niveaus* insbesondere berücksichtigen, daß angesichts der extrem hohen Kapitalbindungsdauer und der Bedeutung der Transportanlagen für die Gesamteffizienz des Stromsektors bei der Wahl der konkreten Regulierungsregel für das Preisniveau vor allem darauf geachtet werden muß, daß Gefahren der suboptimalen Investitionen in Transportanlagen vermieden werden müssen.[66] Dies bedingt wiederum, daß die Regulierung des

64 Insbesondere, wenn die Option des Strombezugs auf Standardlastprofilen freiwillig oder durch den Regulierer geschaffen wird (vgl. S. 27).

65 Auf zukünftige Möglichkeiten der Lockerung der diesbezüglichen Regulierung der Transportstufe wird im folgenden Abschnitt (II.B.4) eingegangen.

66 Diese Gefahr wird durch eine Investitionspflicht nicht vollständig beseitigt: Zum einen können die Unternehmen generell zu wenig investieren, so daß die Transportverluste aus Effizi-

Preisniveaus insgesamt eher näher an einer Renditeregulierungsregel, als an einer Preisgrenzenregulierung angesiedelt sein muß. Eine denkbare derartige Regulierungsregel könnte darin bestehen, daß für bestimmte zeitliche Intervalle eine Preisgrenze über einen Warenkorb aller Transportdienstleistungen festgelegt wird. Die konkret festgelegten Startwerte für die Preisgrenzen müssen langfristig hinreichend zur Deckung der erwarteten, notwendigen Fixkosten des Stromtransport sein. Der diskretionäre Entscheidungsspielraum des Regulierers bei der Festlegung dieser Startwerte für die Preisgrenzen ist dementsprechend einzuschränken. Angesichts des Umstands, daß die konkrete zweckmäßige Regulierungsregel in hohem Maße vom institutionellen Umfeld determiniert wird, wird dieser Gesichtspunkt der Regulierung zweckmäßigerweise erst in Kapitel III bei der Behandlung der Grundsätze der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik abschließend diskutiert werden können.

Maßnahmen der *Strukturregulierung*, also etwa eine eigentumsrechtliche Zwangsentflechtung bestehender Unternehmen, werden nach dem hier vorgelegten Vorschlag nicht ergriffen. Insbesondere dürfen integrierte Transportunternehmen, also beispielsweise die RWE (ebenso wie andere Erzeuger) nach wie vor die Transportanlagen grundsätzlich zur direkten Belieferung von Nachfragern auf Groß- und Einzelhandelsebene nutzen. Der Regulierer sollte allerdings im Rahmen der Maßnahmen zur funktionellen Entflechtung, die aus Gründen der Verhaltensregulierung integrierter Unternehmen ohnehin vorgeschrieben werden muß, erwägen, die Bildung von Unabhängigen Netzbetreibern zu unterstützen oder sogar zu forcieren. Dabei wäre anzustreben, daß diese Unabhängigen Netzbetreiber für den Betrieb hinreichend großer Netzbereich zuständig sind, und damit in der Regel den Betrieb von Anlagen mehrerer Transportunternehmen (beispielsweise mehrerer Stadtwerke und/oder Regionalunternehmen) organisieren.

Diese Bildung Unabhängiger Netzbetreiber besitzt aus Effizienzsicht potentiell mehrere Vorzüge:

1. Sie erlaubt die Zusammenfassung des Betriebs von Anlagen mehrerer Transportunternehmen und kann daher die Ausschöpfung von Größenvorteilen bei der Bildung von *Transportpreisen* gewährleisten. Gleichzeitig senkt diese Zusammenfassung c.p. die Koordinierungskosten im Bereich der Abrechnung von Transportpreisen.
2. Sie ist, mit dem ersten Argument teilweise zusammenhängend, potentiell eine Maßnahme zur Effizienzerhöhung im Bereich des *Ausgleichshandels.* Das

enzsicht zu hoch sind. Zum anderen können sie in Anlagen zu investieren, die eine kürzere Kapitalrücklaufzeit haben, als es gesamtwirtschaftlich optimal wäre. Beide Verhaltensweisen sind durch den Regulierer nur schwer zu entdecken und zu ahnden.

insgesamt größere Volumen des Ausgleichshandels erlaubt die mit höheren fixen Koordinierungskosten verbundene Bildung wiederholter kurzfristiger Auktionen für Ausgleichsstromoptionen und damit die Ausschöpfung von Größenvorteilen auch im Bereich des Ausgleichshandels.

3. Sie erlaubt durch die notwendige Definition von klaren Schnittstellen zwischen den einzelnen Transportanlageneigentümern und dem Unabhängigen Netzbetreiber c.p. eine leichtere Überwachung des Verhaltens der beteiligten Akteure durch den Regulierer.[67]
4. Sie eröffnet grundsätzlich die Chance, auch auf der Stufe des Stromtransports zumindest einige Wettbewerbselemente zu etablieren. Grund hierfür ist die mit der Bildung Unabhängiger Netzbetreiber etablierte Trennung zwischen Betrieb und Eigentum an den Transportanlagen, die über das in Kumkar (1999) diskutierte Common-Carrier-Modell hinaus geht.[68] Diese Trennung ist potentiell in der Lage, Wettbewerb zumindest in der Bereitstellung von Transportanlagen zu erlauben, wie im folgenden Abschnitt ausführlicher diskutiert werden wird.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, daß die vorgeschlagene Regulierung wenig mit der Regulierungspraxis des Status quo ante gemein hat. Die bisherige umfassende Regulierung ist zu beseitigen und selbst die Belieferung kleiner Endkunden ist vollständig zu deregulieren. Allein der Stromtransport und der Ausgleichshandel ist einer neu auszurichtenden Regulierung zu unterwerfen. Dabei sollte der Regulierer erwägen, die Bildung von Unabhängigen Netzbetreibern im Einzelfall oder generell zu unterstützen oder sogar zu forcieren.

4. Anlagenbau in der Erzeugung und im Transport

In diesem Abschnitt werden in Abgrenzung vom vorhergehenden Abschnitt, der sich der Verhaltens- und Strukturregulierung mit dem Schwerpunkt auf der Preisregulierung widmete, gezielt die Grundsätze der *Investitions*regulierung untersucht. Bei der damit angesprochenen Frage nach der sachgerechten Regulie-

67 Und durch die Netznutzer, worauf in Kapitel III unter den Stichworten der Rechenschaftspflicht und der Transparenz zurückgekommen wird.

68 In Kumkar (1999) wurde angenommen, der Transport als ganzes würde ein natürliches Monopol darstellen. Dies war aus Vereinfachungsgründen angebracht, da es dort — wie bei den bisherigen Ausführungen im vorliegenden Kapitel — im wesentlichen um die Nutzung des Netzes, weniger um den Ausbau der Transportanlagen ging. Die Annahme des natürlichen Monopols *im Betrieb* ist auch weiterhin angebracht, während im folgenden Abschnitt die Annahme hinsichtlich des Baus einzelner Anlagen (Szenario II, S. 41) detaillierter untersucht wird.

rung der Systemplanung, also der Erhaltung bestehender und des Baus neuer Anlagen, ist die Investitionsregulierung für Erzeugungsanlagen sowie die Investitionsregulierung für Transportanlagen zu unterscheiden.

Der Bau neuer *Erzeugungsanlagen* ist gemäß den Prinzipien des zu implementierenden Common-Carrier-Modells grundsätzlich zu liberalisieren. Es gibt keinen Grund, dem Regulierer in diesem Bereich Kompetenzen zuzuweisen. Es wäre höchst kontraproduktiv, wenn das Marktverhalten der Erzeuger zwar hinsichtlich der Preise dereguliert würde, der Markteintritt in die Stufe der Erzeugung jedoch einem grundsätzlichen Vetorecht eines Regulierers unterliegen würde.[69] Die Aussage beinhaltet, daß die Investitionen vom Regulierer nicht nach energiewirtschaftlichen Kriterien zu prüfen sind. Anders als das alte EnWG besagte, sollte der Investor also nicht mehr dazu verpflichtet sein nachzuweisen, daß die neue Anlage gesamtwirtschaftlich effizient sei, da sie für die sichere Versorgung seiner Kunden unabdingbar wäre. Abgesehen davon, daß erhebliche begründete Zweifel an der Erreichung dieses Effizienzziels unter den bisher geltenden Status-quo-ante-Bedingungen bestehen,[70] wird diese Regulierung des Baus neuer Kraftwerke und die hiermit verbundene Risikoallokation unter den neuen Bedingungen obsolet. Unter diesen neuen Bedingungen eines Common-Carrier-Modells wird die Investitionspolitik der Erzeugerunternehmen marktlich koordiniert, eine öffentliche gezielt energiewirtschaftliche Investitionsregulierung ist hiermit unvereinbar.

Etwas anders sieht die Situation auf der Stufe des *Stromtransports* aus. Hier sind zwei Szenarien zu unterscheiden

Szenario I: Stromtransport als regionales geschlossenes Monopol. Wenn zunächst davon ausgegangen wird, daß sich am regionalen Monopolstatus der Transportunternehmen nichts wesentliches ändert und insbesondere die Gründung großräumiger Unabhängiger Netzbetreiber zunächst beziehungsweise auf Dauer nicht zu erwarten oder zu begründen ist, dann sind Investitionen in Transportanlagen auch weiterhin der generellen Regulierungskompetenz des Regulierers zu unterstellen (dies gilt mit der Einschränkung auf Leitungen, die integraler Bestandteil vermaschter Netze sind, nicht notwendig für reine Stichleitungen:

69 Diese Aussage schließt nicht aus, daß der Bau neuer Kraftwerke aus Gründen der Systemstabilität gewissen technischen Kriterien (Standards) genügen muß, wenn die betreffenden Anlagen mit dem Zweck der Einspeisung in das allgemeine Netz geplant werden. Die Aussage schließt ferner nicht aus, daß die Anlagen Genehmigungsvoraussetzungen beispielsweise umweltrechtlicher Provenienz genügen müssen.

70 Ein Beleg für diese These findet sich zum Beispiel in den erheblichen und kostenträchtigen derzeitigen Überkapazitäten im deutschen Stromsystem (vgl. Fn. 42).

Diese können vermutlich von vornherein fast vollständig dereguliert werden[71]). Grund hierfür ist der Umstand, daß die Eigentümer der Transportnetze als Monopolisten nicht notwendig Anreizen zum effizienten Ausbau ihrer Anlagen unterliegen dürften, genauso wenig wie sie von sich aus Anreizen zur effizienten Preisbildung im Bereich der Netznutzung unterliegen (vgl. Kumkar 1998c). Wenn das so ist, dann ist zum einen die Auferlegung einer Versorgungspflicht (mit dem Teilprodukt „Transport") ein Mittel zur Sicherstellung eines hinreichenden Investitionsvolumens der Transportunternehmen. Auf der anderen Seite darf aber auch das Problem des Averch-Johnson-Effekts nicht vernachlässigt werden, was wiederum für eine zumindest tendenzielle Einführung von Anreizelementen der laufenden Regulierung unterliegt. Aus diesem Grund ist dem Regulierer in der oben vorgeschlagenen Regulierungsregel (S. 38) bei der Festlegung von Startwerten für die Preisgrenze vermutlich ein, wenn auch begrenzter[72], aber merklicher Spielraum bei der Anerkennung von betriebsnotwendigen Kapitalkosten einzuräumen.[73] Unter diesen Bedingungen kann von einer intensiven Ex-ante-Regulierung jeder einzelnen Investition der Transportunternehmen abgesehen werden.

Szenario II: Freier Leitungsbau. Unter bestimmten Umständen kann in Zukunft auch die partielle oder vollständige Liberalisierung des Baus von Anlagen für den Stromtransport angezeigt sein.[74] Die hinter diesem Ansatz stehende Idee

71 *Stichleitungen* seien als Leitungen definiert, die nur eine Kopplungsstelle mit anderen, untereinander verbundenen, Leitungen, also mit einem übergeordneten Netz haben. Typisches Beispiel für eine derartige Stichleitung ist eine Hausanschlußleitung oder die Verbindung eines großen Industrieunternehmens mit dem Übertragungsnetz. Wesentliches ökonomisches Merkmal ist der Umstand, daß die Stromflüsse über diese Leitung in der Regel undirektional sind und insbesondere die Flußrichtung nicht von Verbrauchs- oder Einspeisungsentscheidungen anderer Nachfrager oder Einspeiser abhängt. Der Bau einer derartigen Anlage birgt von sich aus keine eigenständigen Externalitätenprobleme und ist aus Regulierungssicht wie ein neuer oder erweiterter Anschluß für ein Kraftwerk oder für eine Entnahmestelle zu behandeln. Es spricht auch unter dem Szenario I wenig dagegen, den Bau derartiger Leitungen in dem Sinn zu liberalisieren, daß sie auch von anderen Unternehmen als dem „zuständigen" Transportunternehmen gebaut werden können. Im Gegenteil kann der forcierte Bau derartiger Leitungen für den Regulierer ein Hinweis darauf sein, daß das Gebietstransportunternehmen überhöhte Preise für die Bereitstellung derartiger Anschlußleitungen berechnet.

72 Diese Begrenzung ist aus Gründen der Begrenzung des Regulierungsrisikos (dem Raubüberfallproblem im Fall öffentlicher Regulierung) unabdingbar. Vgl. die ausführliche Diskussion der Problematik diskretionärer Spielräume des Regulierers in Kumkar (1998c: Abschnitt II.B.2).

73 Hierauf wird in Kapitel III ausführlicher einzugehen sein.

74 Es sei betont, daß es hier nicht um Stichleitungen geht (vgl. Fn. 64), sondern um Leitungen, die zumindest an zwei Stellen mit anderen, untereinander verbundenen, Leitungen gekoppelt werden, die also mit anderen Worten Teil eines größeren Stromnetzes werden.

läßt sich dadurch charakterisieren, daß es unter Umständen möglich ist, den Bereich des Stromtransports mit natürlichen Monopolelementen von den Bereichen mit potentiell wettbewerblichen Elementen zu separieren, um nur den ersten Bereich einer Regulierung zu unterstellen.

Nehmen wir zur Illustration dieses Szenarios an, ein Unabhängiger Netzbetreiber (INO) wäre für den Betrieb der Transportanlagen mehrerer Transportunternehmen zuständig.[75] Dann müssen in den Statuten dieses INO (den Clubregeln des Netzeigentümerclubs)[76] mehrere Schnittstellendefinitionen festgelegt werden: (i) Zunächst einmal müssen die wesentlichen *technisch* bedingten *Schnittstellen* definiert werden. Dies bezieht sich auf transparente Normen für den Anschluß neuer Leitungen an das bestehende Transportnetz. Die exakte Ausprägung dieser Schnittstellendefinition ist hier von nur geringem Interesse. (ii) Von ungleich größerem Interesse sind die Definitionen der *wirtschaftlichen Schnittstellen*: Jeder INO muß Regeln mit dem Ziel der Begrenzung von Externalitäten im Bereich des Neubaus von Anlagen und für die Zuweisung der Erlöse aus den Transportpreisen auf die einzelnen Transportunternehmen vorsehen. Jeder INO muß ferner Regeln für den Zutritt neuer Mitglieder vorsehen.

Und exakt hier liegt das Potential für die Einführung von wettbewerblichen Elementen in der Stufe des Stromtransports begründet. Vorausgesetzt, es gelingt, (näherungsweise) optimale Regeln für die Allokation der Transporterlöse zu definieren und durchzusetzen, kann der Bau von Anlagen auf der Stufe des Stromtransports von der laufenden Regulierung befreit werden. Mit anderen Worten: Wenn der Regulierer die Regeln des INO, also die „Verfassung“ des Netzeigentümerclubs auf im wesentlichen zwei Anforderungen hin überprüft und darauf hin genehmigt hat, kann der Bau neuer Transportanlagen ansonsten dereguliert werden. Die zwei Anforderungen lauten wir folgt:

- Erstens muß geprüft werden, ob die Regeln hinsichtlich der Allokation der Transporterlöse keine Fehlanreize zum Bau von neuen Leitungen setzen.
- Zweitens muß geprüft werden, ob der Zutritt neuer Transportunternehmen derart geöffnet ist, daß beim Bau neuer notwendiger Leitungen ein Wettbe-

75 Die Bildung dieses Unabhängigen Netzbetreibers (INO) mag im konkreten Fall auf Regulierungsentscheidungen zurückzuführen sein (wie dies in zahlreichen Staaten der Fall war, beispielsweise in Kalifornien, England und Wales oder in den skandinavischen Staaten). Sie mag aber auch auf freiwillige Entscheidungen der Transportunternehmen zurückgehen.

76 Je nach konkreter Ausgestaltung des INO kann dieser auch als Club der Netzeigentümer *sowie* Netznutzer interpretiert werden. Im kalifornischen Beispiel wird der dort Independent system operator genannte INO von einem Direktorium geleitet, dem Vertreter der netzbesitzenden privaten Unternehmen, der lokalen öffentlichen Unternehmen, der unabhängigen Stromerzeuger, der Endverbraucher und schließlich der „Öffentlichkeit“ angehören. Vgl. Kumkar (1996c: 54 f.).

werb zwischen aktuellen und potentiellen Mitgliedern des Netzeigentümerclubs besteht.

Auch wenn die wirtschaftswissenschaftliche Analyse zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine voll zufriedenstellende Lösung für die Erfüllung der ersten Anforderung liefert (vgl. insbesondere die Ausführungen zum Konzept des Kontraktnetzwerks in Kumkar 1998c: Abschnitt II.C.3), muß doch festgehalten werden, daß die derzeit intensive Forschung in diesem Bereich Hoffnungen dafür begründet, daß in Zukunft neben der fast vollständigen Deregulierung der Stromerzeugung und des Stromhandels auch die Stufe des Stromtransports zumindest in Teilen durch den Wettbewerb anstelle des öffentlichen Regulierers kontrolliert wird. Eine derartige Entwicklung würde die Bedingungen für die effiziente Berücksichtigung dezentral vorhandener Informationen über die Notwendigkeit zukünftiger Netzerweiterungen erheblich verbessern und die laufenden Aufgaben des Regulierers erheblich reduzieren.

III. Grundsätze der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik

Zentrale Frage dieses Kapitels ist die nach den Grundsätzen der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik. Dies schließt die Frage ein, von *wem* die praktische Regulierung durchgeführt werden soll, das heißt, ob entweder (i) spezielle und unabhängige Regulierungsbehörden, Kartellämter und/oder Gerichte die konkreten Regulierungsregeln definieren und durchsetzen sollten, oder (ii) ob direkte Untergebene der (Landes-)Minister — wie im Status quo ante — die Regulierung durchführen sollten.[77] Die Analyse ergänzt und schließt die im vorhergehenden Kapitel durchgeführten Diskussion der grundlegenden Aspekte des Common-Carrier-Modells für die deutsche Stromwirtschaft. Dabei werden zunächst die wesentlichen Argumente diskutiert und zusammengefaßt, die die wirtschaftspolitische Relevanz dieser Fragestellung ausmachen. Diese Argumente begründen letztlich die Notwendigkeit einer eigenständigen Behandlung der institutionellen Regulierungsgrundsätze in der vorliegenden Arbeit (Abschnitt III.A).

Im Rahmen dieser Erörterung wird begründet, warum der öffentliche Regulierer der deutschen Stromwirtschaft aus Effizienzgründen selbst einer wirksamen Regulierung unterworfen werden muß. Im darauffolgenden Abschnitt (Abschnitt III.B) wird nach den Konsequenzen für die institutionelle Ausgestaltung der Regulierung gefragt. Hierbei werden die zentralen Maximen entwickelt, nach denen sich die Zuweisung von Kompetenzen an den Regulierer richten sollte. Einzugehen ist hierbei insbesondere auf die Maximen der Rechenschaftspflicht, der Unabhängigkeit und der Transparenz der Tätigkeit des Regulierers. Das Kapitel schließt mit Schlußfolgerungen für die institutionelle Ausgestaltung der zukünftigen Regulierung im Rahmen der Etablierung und Durchsetzung eines Common-Carrier-Modells (Abschnitt III.C).

77 Von den Fragen der föderalen Kompetenzverteilung zwischen Bund und Ländern soll zunächst weitgehend abstrahiert werden. Wenn also vom „Ministerium“ die Rede ist, soll nicht in Bundes- und Landesminister differenziert werden (auf Landesebene ist die Kompetenz bislang in jedem Land unterschiedlichen Ministerien zugeordnet). Analog ist unter „Kartellamt“ entweder das Bundeskartellamt oder aber eine Landeskartellbehörde zu verstehen (welche wiederum in den einzelnen Ländern unterschiedlich ausgestaltet und zugeordnet sind). Auf einige der hier interessierenden Fragestellungen wird im anschließenden Kapitel IV bei der Diskussion der deutschen Energierechtsnovelle eingegangen.

A. Ausgangspunkt: Die Notwendigkeit der Regulierung des Regulierers bei der Implementierung des Common-Carrier-Modells

In dieser Arbeit ist an zahlreichen Stellen betont worden, daß sich unter den technisch-ökonomischen Bedingungen der Stromwirtschaft[78] besondere Anforderungen an die Koordinierungsstrukturen und damit an die zugrunde liegenden Institutionen ergeben. Die Erfüllung dieser Anforderungen ist angesichts der signifikanten Unsicherheiten und der beträchtlichen Asymmetrie der Informationsstände der Agenten von zentraler Relevanz für die Effizienz der Stromindustrie. Sowohl die rein privatwirtschaftlichen Institutionen als auch die Institutionen der öffentlichen Regulierung müssen hinsichtlich ihrer Ausgestaltung des Common-Carrier-Modells auf diese Anforderungen reagieren. Die diesbezüglichen zentralen und an anderer Stelle (Kumkar 1998b; 1998c) analytisch begründeten Aussagen sollen im folgenden im Überblick zusammengefaßt und exemplarisch auf einige Fragestellungen im Rahmen der Implementierung des Common-Carrier-Modells angewandt werden.

Wie in Kumkar (1998b) gezeigt wurde, führen die besonderen Anforderungen im Bereich der *rein privatwirtschaftlichen* Institutionen notwendig dazu, daß rein marktliche Koordinierungsstrukturen unter Effizienzgesichtspunkten nicht hinreichend sind. Sie müssen durch hierarchische und/oder enge hybride Institutionen zumindest ergänzt werden (die dann für den Bereich des Stromtransports der öffentlichen Regulierung unterworfen werden sollten). Zentrales Kennzeichen dieser beiden institutionellen Arrangements ist auf der einen Seite der Umstand, daß durch die Bildung der Institutionen diskretionäre Entscheidungsspielräume an bestimmte Agenten delegiert werden. Auf der anderen Seite werden durch diese Delegation die andernfalls bestehenden Entscheidungsspielräume der delegierenden Agenten in der Regel spürbar eingegrenzt:

Im Beispiel der Bildung einer Hierarchie durch eine vertikale Integration ehemals eigenständiger Unternehmen schränken die ursprünglichen Eigentümer (Agenten) ihre eigenen zukünftigen Entscheidungsspielräume ein und schaffen gleichzeitig neue diskretionäre Entscheidungsspielräume der neugebildeten Eigentümerschaft des integrierten Unternehmens. Dies gilt beispielsweise dann, wenn die Stadtwerke Kiel mit der Schleswag als Regionalunternehmen integrieren: Es ist davon auszugehen, daß der Einfluß der Stadt Kiel beziehungsweise der Rats-

78 Hervorzuheben sind die hohe Kapitalintensität, die lange Kapitalbindungsdauer und die Leitungsgebundenheit. Vgl. Kumkar (1998b).

versammlung auf die Geschäftspolitik der neu gegründeten Stadtwerk/Schleswag AG geringer ist als vormals auf die der Stadtwerke Kiel AG.[79]

Im Fall der hybriden Koordinierung schränken die beteiligten Agenten ihre zukünftigen Entscheidungsspielräume insofern ein, als sie ihre bisherige Autonomie zumindest teilweise und zumindest für eine bestimmte Zeit aufgeben und sich statt dessen den Statuten des die hybride Institution konstituierenden (unvollständigen) Vertragswerks unterordnen. In der Regel schaffen sie (aufgrund der Unvollständigkeit des Vertrags) gleichzeitig mit dieser Institution neue diskretionäre Entscheidungsspielräume innerhalb der neuen hybriden Institution.[80] Schließen zum Beispiel die Stadtwerke Kiel mit der Schleswag einen mehrjährigen Stromliefervertrag, so schränken die Stadtwerke sich zumindest für die Laufzeit des Vertrags in den eigenen Stromakquirierungsmöglichkeiten und damit auch hinsichtlich der eigenen Stromerzeugung ein. Hierzu muß der Liefervertrag nicht einmal als Alleinbezugsvertrag ausgestaltet sein; und für die faktische Gründung einer neuen Institution ist es hinreichend, wenn der Liefervertrag in der Art unvollständig ist, daß er nicht als reiner Festmengen(termin)vertrag ausgestaltet ist, sondern (zeitliche oder volumenmäßige) Anpassungen der zu liefernden Mengen vorsieht: Diese Anpassungen finden innerhalb der Statuten des unvollständigen Vertrags statt,[81] die im konkreten Fall ausgelegt und interpretiert werden müssen. Ähnliches gilt übrigens beispielsweise auch für den Fall, daß die Stadtwerke Kiel zusammen mit anderen Stromunternehmen (darunter unter Umständen der Schleswag) eine multilaterale Handelsinstitution, im Extremfall eine Strombörse, gründet, um über diese Handelsinstitution ihren zukünftigen Stromein- und -verkauf zu organisieren: Auch in diesem Fall wird sich die Stadtwerke Kiel AG in der Regel zumindest partiell binden, ihren Stromhandel über diese Institution abzuwickeln. Sie schränkt durch ihre Teilhabe und -nahme an der Börse ihre anderweitig möglicherweise bestehenden Strombeschaffungswege vollständig (oder partiell) ein und ordnet sich insofern den Statuten der Börse unter.[82]

79 Korrespondierend werden auch innerhalb des Unternehmens die Spielräume der Angestellten in der Regel neu zugeschnitten.

80 Wobei diese Entscheidungsspielräume neben den ursprünglichen Agenten (Vertragsparteien) von etwaigen angestellten Agenten (im Fall der Bildung einer formalen Organisation zur Exekution des Vertrags) und/oder Außenstehenden (Gerichten, externen, ohnehin bestehenden Schiedsstellen) ausgelotet und ausgefüllt werden.

81 Falls der mehrjährige Vertrag als solches hinreichend durchsetzbar formuliert, das heißt beispielsweise rechtssicher ist.

82 Eine vollständige oder partielle (implizite oder explizite) Teilnahmepflicht der Stadtwerke AG an der Börse muß nicht in jedem Fall gegeben sein und insbesondere dann nicht, wenn die Börse von unabhängigen Agenten gegründet wird, die erst einmal um Teilneh-

In beiden Fällen, der Hierarchie oder der hybriden Koordinierungsstruktur, wird eine Institution geschaffen, die zwar nach bestimmten Regeln, aber mit mehr oder weniger großen diskretionären Entscheidungsspielräumen ausgestattet ist. Dabei ist es nicht notwendig so, daß jede laufende, im Rahmen der neu gebildeten Institution getroffene, Entscheidung im jederzeitigen Interesse jedes der ursprünglichen Agenten ist. Im Gegenteil macht es das Wesen einer Institution aus, daß sie auch als Selbstbindungsinstrument der ursprünglichen Agenten fungiert und den Ex-post-Spielraum dieser ursprünglichen Agenten einengt und gleichzeitig innerhalb der neuen Institution diskretionäre Spielräume der dort tätigen Agenten schafft.[83]

In Kumkar (1998c) wurde gezeigt, daß die *öffentliche Regulierung* der Stromwirtschaft, und damit im Kontext des vorliegenden Papiers die Implementierung und Durchsetzung des Common-Carrier-Modells, sinnvollerweise ebenfalls im Rahmen des Konzepts unvollständiger Verträge interpretiert wird. Die selben technisch-ökonomischen Besonderheiten, die die Bildung reinmarktlicher Koordinierungsstrukturen (das heißt vollständige Verträge) verhindern, sind dafür verantwortlich, daß die öffentliche Regulierung nicht als Ganzes gesetzlich fixiert werden kann und diese Gesetze unmittelbar und eindeutig durchgesetzt werden können.[84] Vielmehr ist davon auszugehen, daß für den Fall der Strom-

mer werben müssen. Es bleibt aber dann immer noch die Bindung des Stadtwerke an die Statuten der Börse, wenn sie denn tatsächlich am Börsenhandel teilnimmt.

83 Dieser Zusammenhang zwischen Senkung der diskretionären Spielräume der ursprünglichen Agenten und der Schaffung neuer diskretionärer Spielräume innerhalb der neuen Institution gilt nur dann nicht, wenn die Regeln der Institutionen lückenlos eindeutig und problemlos durchsetzbar wären, mit anderen Worten, wenn der die neue Institution konstituierende Vertrag ein vollständiger Vertrag wäre. Exakt dieser Vertragstypus ist jedoch für den Fall der Stromwirtschaft im allgemeinen ineffizient. Vgl. die ausführliche Diskussion in Kumkar (1998b: Kapitel IV, insbesondere Abschnitt IV.A).

84 Die Formulierungen sollten nicht darauf schließen lassen, daß die Strommarktregulierung notwendig und unter allen Umständen der Etablierung sektorspezifischer Regulierungsgesetze bedarf. Es ist vielmehr durchaus denkbar, daß die allgemeinen (sektorunspezifischen) Wettbewerbsgesetze unter Umständen hinreichend für die praktische Regulierung durch das zuständige Ministerium, Regulierungsbehörden und/oder Gerichte sind. Allerdings scheinen diese Umstände derzeit nicht gegeben zu sein. Es ist nicht davon auszugehen, daß die jüngst durchgeführte Aufnahme des Tatbestands der Verweigerung des Zugangs zu „wesentlichen Einrichtungen“ in das GWB hinreichende Grundlage für eine effiziente Regulierung der Transportunternehmen ist, schon weil sie nicht mit einer Zuweisung neuer Kompetenzen zur Informationsbeschaffung für die Kartellämter verbunden ist. Ob überdies die Zuweisung der generellen Regulierungskompetenz für die sogenannten wesentlichen Einrichtungen an die Kartellämter die adäquate Zuweisung ist, wird im Grundsatz in Abschnitt III.C diskutiert. Hinzu kommt, daß die europäische Stromrichtlinie (vgl. Kapitel IV und ausführlicher Anhang A) die Fixierung sektor-

wirtschaft die Regulierungsgesetze von bestimmten *vorgelagerten Regulierern*, den ursprünglichen Agenten (in demokratisch verfaßten Staaten also den Wählern beziehungsweise dem Parlament[85]) als mehr oder weniger weites Rahmenwerk, das heißt als unvollständiger Vertrag, ausgestaltet werden müssen.[86; 87]

Dieses unvollständige Vertragswerk bedarf der Auslegung durch hierfür zuständige Institutionen, den *nachgelagerten Regulierern* (im folgenden als *Regulierungsinstanzen* bezeichnet), das heißt je nach konkreter Ausgestaltung durch das zuständige Ministerium, formale Regulierer (Regulierungsbehörden), allgemeine Wettbewerbsbehörden (Kartellbehörden) und/oder die Gerichte. Dabei ergibt sich wie im Fall der rein privatwirtschaftlichen Koordinierungsstrukturen das Problem, daß die hierfür geschaffenen Institutionen, die Regulierungsinstanzen, durch eigennutzorientierte, mit anderen Worten: opportunistische, Agenten geleitet und verwaltet werden. Und dies bedingt wiederum, daß die vorgelagerten Regulierer die Regulierungsinstanzen in der Weise bilden müssen, daß die Anreize der dort (beziehungsweise in dieser Funktion) tätigen Agenten derart strukturiert sind, daß sie in ihrer praktischen Regulierungstätigkeit Entscheidungen treffen, die den längerfristigen Zielen der ursprünglichen Agenten nicht zuwiderlau-

spezifischer Gesetz für den Stromsektor nahelegt, vermutlich sogar erzwingt und insofern zumindest derzeit keine Alternative zu einem eigenständigen Stromregulierungsgesetz besteht.

85 Der der Neuen Institutionenökonomik und auch dieser Arbeit zugrundeliegende methodologische Individualismus verlangt strenggenommen eine exakte Unterscheidung der Kategorien der ursprünglichen Agenten zumindest in Wähler und deren Delegierten (den Abgeordneten), in der gleichen Weise, wie im Kontext des vorliegenden Abschnitts die undifferenzierte Figur eines „Regulierers“ in vorgelagerte Regulierer (ursprüngliche Agenten) und nachgelagerte Regulierer („Regulierungsinstanzen“) differenziert wird. Von der diesbezüglichen politökonomischen Problematik der Kontrolle des Gesetzgebers durch den Wähler soll hier jedoch abstrahiert werden.

86 Es sei als Beleg für die Bedeutung dieser Frage nur darauf hinweisen, daß es, wie an anderer Stelle gezeigt wurde (Kumkar 1998c), eine eindeutige, von den konkreten Umständen unabhängige optimale Regulierungsregel für den Stromtransport nicht gibt. Dies impliziert, daß bei wechselnden Umständen die vorher angewandte Regel modifiziert oder gänzlich fallengelassen und durch eine neue Regel ersetzt wird. Dies muß in vielen Fällen die Regulierungsinstanz allein (oder gegebenenfalls im Zusammenspiel mit dem vorgelagerten Regulierer) entscheiden, schon weil im Fall nachgeordneter Fragestellungen der normale Gesetzgebungsprozeß zu langwierig ist. Ergo muß der Regulierungsinstanz diskretionärer Spielraum zugewiesen werden.

87 Dieser unvollständige Vertrag kennt als implizite oder explizite Vertragsparteien zumindest die öffentliche Hand (eventuell unterschieden in ursprünglichen Agenten und Regulierungsinstanzen) sowie die Stromunternehmen, die sich der Regulierung unterordnen müssen, aber nicht ihre Tätigkeit aufgeben. Je nach Zielrichtung der Analyse müssen die Stromkunden als Vertragsparteien berücksichtigt werden, wenn nicht der vorgelagerten Regulierer als Agent dieser Kunden interpretiert werden kann oder muß (vgl. Kumkar 1998c).

fen. Gleichzeitig müssen die gebildeten Institutionen als Instrument der Selbstbindung der vorgelagerten Regulierer fungieren, indem sie deren Einflußmöglichkeiten in die laufende Regulierungstätigkeit zumindest tendenziell begrenzen.[88]

Die zentrale Erkenntnis aus Kumkar (1998b) und (1998c) für die hier interessierende Fragestellung lautet also, daß die Formulierung und Umsetzung der Regulierungspolitik notwendig die Etablierung von Institutionen mit nennenswerten diskretionären Entscheidungsspielräumen vorsehen muß. Bei der Formulierung der Regulierungspolitik müssen somit ebenfalls notwendig Vorkehrungen getroffen werden, um das hieraus auf der Ebene der Regulierungsinstanz resultierende Regulierungsrisiko auf ein effizientes Maß zu begrenzen. Andernfalls besteht die Gefahr der suboptimalen Investitionen durch die regulierten Unternehmen.

Mit der Entscheidung für die Etablierung eines Common-Carrier-Modells kann somit die Arbeit am Design der zukünftigen Regulierungspolitik nicht abgeschlossen werden.[89] Im folgenden muß detaillierter untersucht werden, *wer* die praktische Regulierung durchführen sollte und *welche Aufgaben* in diesem Zusammenhang auf der einen Seite dem ursprünglichen Agenten, der Legislative als

88 Dies impliziert mit anderen Worten, daß in der Regel sowohl der diskretionäre Entscheidungsspielraum der vorgelagerten Regulierer begrenzt werden muß (um deren Ex-post-Opportunismus zu begrenzen) als auch der diskretionäre Entscheidungsspielraum der in den Regulierungsinstanzen tätigen Agenten. Dabei kann die Schaffung von diskretionären Entscheidungsspielräumen der letzteren Agenten der Selbstbindung der ersten Agenten dienen (neben der unter Umständen relevanten Senkung der Koordinierungskosten, wenn beispielsweise Verordnungen des Regulierers zu geringeren Kosten formuliert und in Kraft gesetzt werden könnten als formale Gesetze in Rahmen eines in der Regel komplexen Gesetzgebungsverfahrens (vgl. auch Fn. 86).

89 Es sei an dieser Stelle betont, daß die beiden Aspekte der Regulierungspolitik (inhaltliche und institutionelle Leitlinien) im allgemeinen interdependent sind in dem Sinn, daß optimale Lösungen im Rahmen eines simultanen Lösungsprozesses gefunden werden müssen. Das an anderer Stelle genannte Beispiel (vgl. Fn. 67 in Kumkar 1998b) der kolumbianischen Regulierung von Netzwerkindustrien ist diesbezüglich illustrativ: Dort wurde ein explizites Verbot sowohl der Preisregulierung als auch der Zuweisung von exklusiven Konzessionen gesetzlich verankert, was in der Weise interpretiert werden könnte, daß dies eine effiziente Antwort auf die dort herrschenden Glaubwürdigkeitsprobleme des Staates als Regulierer ist. Die Formulierung einer detaillierten inhaltlichen Regulierungspolitik ist somit nach dieser Interpretation unter den dort herrschenden Bedingungen nicht sinnvoll, wenn nicht gleichzeitig die grundsätzlichen Glaubwürdigkeitsprobleme und deren Implikationen für die institutionelle Ausgestaltung beachtet werden. Die im vorliegenden Papier sachgerechte Trennung der Analyse in inhaltliche und institutionelle Gesichtspunkte (und deren Untersuchungsreihenfolge) ist dem Umstand zu verdanken, daß unter den konkreten Umständen (hohe Marktgröße sowie guter Netzausbaustand) die im allgemeinen für derartige Fragestellungen anzuwendende, simultane, Lösungsmethode im konkreten Fall weitgehend auf eine rekursive Methode reduziert werden kann (vgl. die Ausführungen in der Einleitung zu Abschnitt II.B).

vorgelagerten Regulierer und auf der anderen Seite den Regulierungsinstanzen (zuständiges Ministerium, Regulierungsbehörden, allgemeine Wettbewerbsbehörden und/oder Gerichte) als nachgeordnete Regulierer zugeordnet werden sollten, um das Regulierungsrisiko insgesamt zu begrenzen. Untersucht werden muß somit, welche Maßnahmen zur Begrenzung des Regulierungsrisikos und der anderen Kosten der Regulierung (das heißt generell der Kosten der Vereinnahmung durch bestimmte Interessengruppen) ergriffen werden könnten und gegebenenfalls sollten.

In Kumkar (1998c) wurden auf einem noch recht abstrakten Niveau mehrere Möglichkeiten genannt, durch die das Regulierungsrisiko begrenzt werden kann: (1) Zuweisung exklusiver Versorgungsgebiete, (2) Reputationseffekte, (3) Abgabe öffentlicher Erklärungen sowie (4) Etablierung eines Systems der „checks and balances".[90] Für den Fall des Common-Carrier-Modells könnten diese Instrumente beispielsweise folgende Form annehmen:

1. *Zuweisung exklusiver Versorgungsgebiete*: Die Schaffung von Marktzutrittsbarrieren als vergleichsweise drastische Maßnahme der Strukturregulierung kann unter Umständen eine effiziente Maßnahme der Regulierung sein. Im Fall des Common-Carrier-Modells kann dies allein die Etablierung eines rechtlich geschützten Monopols für den Stromtransport und für den Ausgleichshandel sein.[91] Gemäß dem oben geschilderten Szenario I (S. 40) wären die 1 000 deutschen Stromtransportunternehmen nicht nur als Netzbetreiber zu benennen und hinsichtlich ihrer Transportpreise zu regulieren (vgl. Abschnitt II.B.1.c). Vielmehr müßte der Leitungsbau durch andere Unternehmen explizit verboten werden, der Markteintritt in den Stromtransport gänzlich untersagt werden. Eine derartige Regel könnte beispielsweise vom Gesetzgeber als übergeordnetem Regulierer explizit festgelegt werden, um die Gefahr zu begrenzen,[92] daß die Transportunternehmen aufgrund befürchteter Regulierungsänderungen durch die (untergeordneten) Regulierungsinstanzen und/oder technologische Entwicklungen zu wenig in neue Transportanlagen investieren. Dies ist etwa der Fall in England und Wales, in dem zwar die Li-

90 Vgl. Kumkar (1998c: Abschnitt II.B.2).

91 Die Etablierung eines rechtlich geschützten Monopols für alle Teilbereiche der Stromwirtschaft steht nach der Vorentscheidung für ein Common-Carrier-Modell natürlich nicht zur Verfügung.

92 Die Gefahr wird typischerweise nur begrenzt, nicht beseitigt, da die regulierten Unternehmen kaum davon ausgehen werden, daß das diesbezügliche Gesetz nie geändert werden wird. Das Ausmaß der Begrenzung der Gefahr hängt entscheidend davon ab, ob das Unternehmen davon ausgehen kann, daß das Gesetz schwerer zu ändern ist als eine ähnliche Entscheidung der (nachgelagerten) Regulierungsinstanz.

zenzen für Übertragung beziehungsweise Verteilung vom Regulierer vergeben werden, allerdings von vornherein als Monopollizenzen ausgestaltet sein müssen. Dies kann vor allem dann eine grundsätzlich erwägenswerte Regulierungsregel sein, wenn das oben bei der Diskussion der Regulierung des Anlagenbaus eingeführte Szenario I für insgesamt realistisch und/oder wünschenswert gehalten wird (S. 40), das regionale Monopol der Transportunternehmen allerdings nicht vollkommen ist in dem Sinne, daß das Transportunternehmen per se vor jedem (partiellen) Markteintritt neuer Transportunternehmen geschützt ist. Demgegenüber würde allerdings das Szenario II einer derartigen Zuweisung exklusiver Versorgungsgebiete entgegenstehen .[93]

2. *Reputationseffekte*: Diese mögen zum einen dann relevant sein, wenn die Regulierung in der bisherigen Regulierung im Stromsektor Glaubwürdigkeit erworben und beispielsweise bestehende Anlagen nicht unvorhersehbaren Wertminderungen unterworfen hat, sondern bei ihren vergangenen Entscheidungen ein gewisses Ausmaß an Vertrauensschutz gewährt hat.[94] Allgemein kann wohl davon ausgegangen werden, daß die bisherige Strommarktregulierung die Investitionen der Stromunternehmen in ganz erheblichen Maß „geschützt“ hat, was sich an den beachtlichen erwirtschafteten Renditen der Unternehmen zeigt.[95] Ob diese Reputation der bisherigen Regulierung (und deren Instanzen) unter geänderten Rahmenbedingungen Bestand haben wird, soll hier nicht weiter untersucht werden (es ist jedoch wohl davon auszugehen, daß die Stromunternehmen selber hinreichend stark bei der jüngsten Gesetzesformulierung engagiert waren, so daß sie selbst kaum von einer

93 Dies kann theoretisch der Fall sein, wenn (i) das Transportunternehmen zwar ein natürliches Monopol besitzt, dieses aber nicht vor ineffizienten Markteintritten geschützt ist (die Börse ist nicht tragfähig (sustainable)), oder aber (ii) das Unternehmen zwar (derzeit oder zukünftig) kein vollständiges natürliches Monopol innehat, andere Gründe aber für die Zuweisung eines rechtlichen Monopols sprechen mögen (etwa die Existenz derart hoher Unsicherheiten, daß ohne die Zuweisung eines Monopols suboptimale Investitionen zu befürchten wären).

94 Im Energiesektor kann beispielsweise der Fall der Regelung nach der (von der Europäischen Union erzwungenen) Abschaffung des Kohlepfennigs genannt werden, der der Finanzierung der Mehrkosten der Verstromung heimischer Steinkohle diente. Der Staat hat anstelle des weggefallenen Kohlepfennigs eine direkte Subvention eingeführt, die auch als Maßnahme des Schutzes von Investitionen in Kraftwerke dient, falls die bestehenden Kraftwerke hinsichtlich des Primärenergieeinsatzes (Schwefelgehalt der Kohle oder ähnliches) einen nennenswerten Grad an Spezifität aufweisen. Hiermit ist generell auch die Frage nach der Behandlung nichtamortisierbarer Investition im Zuge der hier vorgeschlagenen Implementierung eines Common-Carrier-Modells angesprochen, auf die in Kapitel IV kurz eingegangen wird.

95 Vgl. für Belege die Diskussion in Kumkar und Neu (1997: Abschnitt F.I.). Diese hohe erlaubte Rendite geht einher mit bislang offenkundig überoptimalen Investitionen in Kraftwerke.

„räuberischen Enteignung“ durch den Staat ausgehen werden)[96]. Es mag auch ein Reputationseffekt in anderen Feldern der öffentlichen Betätigung ausgenutzt werden: Wenn sich die öffentliche Hand beispielsweise in der Regulierung der Telekommunikationsindustrie Reputation dafür erworben hätte, daß Investitionen der Deutschen Telekom oder anderer Netzunternehmen nicht durch unerwartet geringe Zusammenschaltgebühren entwertet werden, könnte diese Reputation die Regulierung der Stromtransportpreise erleichtern. Derartige Reputationseffekte könnten beispielsweise dadurch ausgenutzt werden, daß im Fall der positiven Reputation eine ähnliche Aufgabenteilung zwischen übergeordnetem Regulierer und den nachgeordneten Regulierungsinstanzen fixiert wird, wie sie sich in anderen Sektoren bewährt hat. Im Fall einer negativen Reputation könnte dies umgekehrt dafür sprechen, ausdrücklich eine andere Kompetenzverteilung festzulegen.[97]

3. *Abgabe öffentlicher Erklärungen*: Es kann im Rahmen der angestrebten Glaubwürdigkeit der Regulierung sinnvoll sein, wenn die Regulierer (vor- und/oder nachgelagerte, das heißt Gesetzgeber und/oder Regulierungsinstanz) sich über die Ziele oder Zwischenziele der Regulierung öffentlich äußern, auch wenn sich diese Ziele nicht direkt, unmittelbar und jederzeit in den einzelnen Regulierungsregeln niederschlagen.[98] Aufgrund dieser potentiell effizienzerhöhenden Wirkung öffentlicher Erklärungen könnte es zukünftig sinnvoll sein, den nachgeordneten Regulierungsinstanzen beispielsweise eine Pflicht zur Publikation von Jahresberichten aufzuerlegen, in denen die (unter Umständen von ihnen selbst) festgelegten Richtlinien der praktischen Regulierungspolitik genannt und mit den tatsächlichen Regulierungsentscheidungen kontrastiert werden. Von besonderem Interesse könnte es somit zukünftig sein, die von den Regulierungsinstanzen anzuwendende Regulierungsregel

96 Vgl. hierzu die Ausführungen zur deutschen Energierechtsnovelle in Kapitel IV bzw. in Anhang B.

97 Im konkreten Fall der Frage, ob eine sektorspezifische Regulierungsbehörde oder aber die allgemeinen Kartellbehörden die zukünftige praktische Regulierung der Transportpreise übernehmen sollte, könnte eine — hypothetische — positive Reputation der Telekom-Regulierungsbehörde entweder für eine Etablierung einer sektorspezifischen Stromregulierungsbehörde oder aber für die Erweiterung der Aufgabenfelder (Kompetenzen) der Telekom-Regulierungsbehörde hin zu einer Telekom-und-Strom-Regulierungsbehörde sprechen.

98 Diese Maßnahme ist insofern (für den Fall der vorgelagerten, ursprünglichen Regulierer) laufende Praxis, als im Gesetzgebungsverfahren mehr oder weniger ausführliche Begründungen für Gesetzesvorschläge vorgelegt werden, die teilweise erheblich weitergehen als der eigentliche Gesetzestext und bei der späteren Auslegung der Gesetze unter Umständen eine wichtige Rolle spielen können („Wille des Gesetzgebers“). Auch Präambeln von Gesetzen (oder im Fall von Europäischen Richtlinien die „Erwägungsgründe“) können derartige Funktionen erfüllen.

für den Stromtransport (und deren Umsetzung im abgelaufenen Jahr) zu veröffentlichen, wie es in zahlreichen anderen Staaten der Fall ist.[99] Auch könnten die zuständige Regulierungsinstanz dazu verpflichtet werden, beabsichtigte Änderungen der Richtlinien der praktischen Regulierungspolitik, beispielsweise eine Änderung der Regulierungsregel für den Stromtransport, die eine forcierte Bildung von Unabhängigen Netzbetreibern vorsähe,[100] ex ante zu veröffentlichen und zu begründen. In allen diesen Fällen wird sich die Regulierungsinstanz in der Zukunft eher zu rechtfertigen haben, wenn sie ihr öffentlich bekanntgegebenes Ziel verfehlt.[101] Von Bedeutung kann diese Frage der Effizienz der Abgabe öffentlicher Erklärungen darüber hinaus auch in dem Fall sein, wenn der Gesetzgeber (trotz der Grundsatzentscheidung für ein Common-Carrier-Modell) als Übergangsregel eine (partielle) Beibehaltung der umfassenden Preisregulierung für kleine Nachfrager erwägt, weil er davon ausgeht, daß diese zunächst gefangene Kunden der ehemaligen Monopolisten bleiben. Dann kann es offensichtlich sinnvoll sein, bereits im Stromgesetz ein „Verfallkriterium" für diese Übergangsregulierung vorzusehen, das

99 In Norwegen wurde beispielsweise die Implementierung einer stärker anreizorientierten Regulierungsregel (Kumkar 1998b: 53) von einer öffentlichen Diskussion begleitet; die von ihr erhofften Vorteile gegenüber der bisherigen Regel wurden von der zuständigen Regulierungsinstanz (NVE) ex ante vorgestellt. In den Vereinigten Staaten wurde (und wird) in ähnlicher Weise der Übergang von einer Regel zu einer anderen von der jeweils verantwortlichen Regulierungskommission öffentlich begründet; der tatsächlichen Implementierung geht ein umfangreiches Verfahren mit ersten Vorschlägen, Anhörungen, Veröffentlichung einer vorläufigen Entscheidung (Proposed rule beziehungsweise decision) und dann der endgültigen Entscheidung (Final rule beziehungsweise decision) voraus (z.B. Kumkar 1996b). In England und Wales wird in ähnlicher Weise jede neue Festlegung der Startwerte für die Preisobergrenze (und andere Regeländerungen) von öffentlichen Stellungnahmen der Regulierungsinstanz Offer begleitet.

100 Ein anderes Beispiel wäre die Änderung der Regulierung des Ausgleichshandels, die den Transportunternehmen die Pflicht zur Veranstaltung wiederholter Auktionen zwecks Akquirierung der für den Ausgleichshandel erforderlichen Strommengen vorschreibt (wie oben diskutiert, vgl. S. 35).

101 Ein weiteres konkretes Beispiel ist die Ankündigung einer engen Definition des Regulierungsbereichs. Dies kann via enger Kompetenzzuweisung an den unmittelbaren Regulierer oder aber via glaubwürdiger Verpflichtung des Regulierers selbst umgesetzt werden. Für den hier vorgeschlagenen Fall der Etablierung eines Common-Carrier-Modells ist dies im Grundsatz bereits dadurch umgesetzt, daß die Regulierung den Bereich der Stromerzeugung und des Stromhandels explizit aus den Regulierungsbereichen nimmt. In der bisherigen Diskussion wurde allerdings weitgehend von der Frage abstrahiert, ob diese Definition der Regulierungsbereiche (und damit die Grundsatzentscheidung über die Implementierung eines der vier Liberalisierungsmodelle) via Stromgesetz oder aber durch die einzurichtende Regulierungsinstanz selbst vorgenommen wird. Als unter Umständen effizientere Maßnahme des vorgelagerten Regulierers, also des Gesetzgebers, muß somit erwogen werden, ob diese Definition tatsächlich in das Ermessen der nachgelagerten Regulierungsinstanz gestellt werden sollte.

auf ein fixiertes Datum oder aber auf andere objektive Kriterien konditioniert ist.[102]

4. *Etablierung eines Systems der „checks and balances"*: Für den nachgelagerten Regulierer, also für die hier als Regulierungsinstanzen bezeichneten Institutionen, sind die vorgenannten Maßnahmen teilweise Maßnahmen des für ihn relevanten institutionellen Umfelds (zu dem der vorgelagerte Regulierer gehört), die seine eigenen Entscheidungsspielräume direkt restringieren. Generell kann der vorgelagerte Regulierer darüber hinaus zusätzliche Maßnahmen zur Änderung des institutionellen Umfelds ergreifen, die sich nicht in direkten Vorgaben von Regeln für die Regulierungsinstanzen niederschlagen, sondern vielmehr anderen Institutionen ebenfalls Regulierungskompetenzen zuweist. Die Existenz derartiger „Konkurrenten" bei der Regulierung der Stromwirtschaft kann zum Beispiel in der Gründung einer Schiedsstelle begründet sein, die im Stromregulierungsgesetz Kompetenzen für den Fall besitzt, in denen sich der Regulierer und die regulierten Unternehmen im Fall von Durchleitungsverweigerungen oder der Regulierung der Transportpreise nicht einigen können.[103] Diese Figur einer Schiedsstelle könnte durch eine spezielle Strommarktschlichtungsstelle oder aber durch Instanzen der allgemeinen Judikative besetzt werden.[104]

Zusammengefaßt muß festgehalten werden, daß sich unter den technisch-ökonomischen Bedingungen der Stromwirtschaft besondere Anforderungen an die institutionelle Ausgestaltung der Etablierung und Umsetzung des Common-Carrier-Modells ergeben. Mit anderen Worten: Der nachgeordnete Regulierer muß selbst einer Regulierung durch den vorgelagerten Regulierer, den Gesetzgeber, unterworfen werden, wenn die Etablierung des Common-Carrier-Modells zu einer effizienten Stromversorgung in Deutschland führen soll. [105]

102 Zum Beispiel Marktanteil der ehemaligen Monopolisten unter einem konkret festgelegten Wert bei der Belieferung kleiner Kunden mit einer Spitzenlast unter einem konkret festgelegten Wert.

103 Im britischen Beispiel ist die mit dem Strommarktregulierer konkurrierende beziehungsweise ihn ergänzende Regulierungsinstanz die Monopolies and Mergers Commission; im U.S.-amerikanischen System konkurrieren die bundesstaatlichen und einzelstaatlichen Strommarktregulierer partiell untereinander und gegenüber der Federal Trade Commission (FTC) sowie dem Department of Justice (DoJ, beziehungsweise der dort angesiedelten Antitrust Division).

104 Ein Beispiel aus dem deutschen Kartellrecht ist die Etablierung spezieller Kartellsenate bei den Oberlandesgerichten und beim Bundesgerichtshof durch die §§ 91, 94 GWB.

105 Diese Regulierungsnotwendigkeit ergibt sich aus zwei fundamentalen Gründen: Zum einen ist nicht davon auszugehen, daß ein Regulierer wohlmeinend ist, vielmehr sind die im Rahmen der Regulierungsinstanzen tätigen Agenten in der Regel eigennutzorientierte Individuen, die

B. Konsequenzen für die optimale institutionelle Regulierungspolitik: Rechenschaftspflicht, Unabhängigkeit, Entscheidungstransparenz

Im vorhergehenden Abschnitt wurde, basierend auf den in Kumkar (1998b; 1998c) gewonnenen Erkenntnissen, begründet, warum eine nachgeordnete Regulierungsinstanz selbst reguliert werden sollte und durch welche generellen Instrumente die Glaubwürdigkeit der Regulierung erhöht werden könnte. Dabei wurden zwar — ebenfalls in Anlehnung an die Diskussion in Kumkar (1998b; 1998c) — die Instrumente diskutiert, ohne im einzelnen danach zu fragen, ob sie vom vorgelagerten Regulierer oder von der Regulierungsinstanz selbst implementiert werden.[106]

Bei der hier interessierenden Frage der Zuweisung von Kompetenzen an nachgelagerte Regulierer ist allerdings ein Analogieschluß zulässig: Ein in Kumkar (1999) herausgearbeiteter wesentlicher Hauptvorteil des Common-Carrier-Modells liegt darin, daß die Strommärkte nicht von der Regulierung gestaltet werden müssen (wie in den drei anderen Modellen[107]). Statt dessen kann die Ausgestaltung des Stromhandels sehr weitgehend den dezentralen Entscheidungen der Erzeuger, Händler und Nachfrager als eigennutzorientierten Agenten überlassen werden. Vorbedingung hierfür ist die Schaffung von Durchleitungsrechten, mit anderen Worten, die mehr oder weniger detaillierte Gestaltung des Marktes für Transportdienstleistungen durch die Regulierung.

In gleicher Weise kann — und sollte, wie im vorhergehenden Abschnitt begründet — die Gestaltung der konkreten Regulierung des deutschen Stromsektors nicht vom vorgelagerten Regulierer, dem Gesetzgeber vorgenommen werden, sondern, wo dies möglich ist, nachgelagerten Regulierungsinstanzen über-

ihre eigenen Ziele opportunistisch verfolgen werden. Zum anderen gilt, daß selbst wenn die Annahme gerechtfertigt wäre, daß sie wohlmeinend wären, sie Selbstbindungsproblemen unterliegen. Diese Selbstbindungsprobleme bedingen im allgemeinen die Gefahr, daß erhöhtes Regulierungsrisiko vorliegt. Eine effiziente Möglichkeit zur Minderung der durch die Selbstbindungsprobleme bedingten gesamtwirtschaftlichen Motivationskosten muß dann offensichtlich in einer Bindung des Regulierers durch das institutionelle Umfeld liegen.

106 Eine Ausnahme bildet das diskutierte Instrument der Etablierung eines Systems der „checks and balances“, auf das ausführlicher im folgenden Abschnitt III.C eingegangen wird.

107 Diese Aussage ist für das Alleinabnehmermodell und das Poolmodell unmittelbar einleuchtend: In beiden Fällen besitzt jeweils *eine* Institution das rechtlich abgesicherte Monopol im Stromhandel und wird daher hinsichtlich ihrer Struktur und ihres Verhaltens der strikten Regulierung unterworfen und somit in überaus starkem Maße von der Regulierung gestaltet. Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte gilt dies für die Handelsinstitutionen mit dem Zweck der Belieferung der gefangenen (gegebenenfalls nicht zugelassenen) Kunden.

lassen werden: Ob die Stromtransportpreise in starkem Maße renditeorientiert oder eher anreizorientiert (stärker in Richtung einer Preisgrenzenregulierung) reguliert werden sollten, in welchem Ausmaß auf die Bildung ausdifferenzierter regionaler und zeitlicher Transportpreisstrukturen hingewirkt werden sollte, wie das konkrete Zusammenspiel zwischen Ausgleichshandel und Stromtransport ausgestaltet werden sollte — dies sind drei Beispiele für Fragen, die nicht vom Gesetzgeber in einem umfangreichen Stromregulierungsgesetz, sondern zweckmäßigerweise von nachgelagerten Regulierungsinstanzen entschieden werden sollten. Diese Regulierungsinstanzen haben ihre Entscheidungen im Zeitablauf bei geänderten Umständen zu prüfen und gegebenenfalls zu modifizieren.

Diese Delegation von Entscheidungsspielräumen ist jedoch an die Erfüllung einer Vorbedingung geknüpft: Nur wenn es gelingt, die Anreize der in den (nachgelagerten) Regulierungsinstanzen[108] tätigen Agenten derart zu setzen, daß diese im Interesse des vorgelagerten Regulierer agieren, ist eine derartige Delegation sinnvoll und effizienzerhöhend. Nur wenn diese Institutionen der öffentlichen Regulierung derart gestaltet werden, daß diese ihre Kompetenzen durch die Wahl und Durchsetzung konkreter Regulierungsregeln so ausschöpfen, daß das Regulierungsrisiko effizient begrenzt wird, kann die Wahl und Durchsetzung derartiger Regeln den Regulierungsbehörden, den Gerichten und/oder den allgemeinen Kartellbehörden überlassen werden.

Es gilt somit festzuhalten: In sehr ähnlicher Weise, wie die für die deutsche Stromwirtschaft vorgeschlagene „Delegation“ der Gestaltung des Stromhandels an die privatwirtschaftlichen Agenten an die Vorbedingung geknüpft werden muß, daß die Transportunternehmen nichtdiskriminierende Durchleitungsrechte gewähren, muß die Delegation von Entscheidungsspielräumen an die nachgelagerten Regulierungsinstanzen an die Vorbedingung geknüpft werden, daß die Gestaltung der dort tätigen Agenten in Richtung der Glaubwürdigkeit dieser Agenten bei der Regulierung der Transportunternehmen gelingt.

Im folgenden soll unter dieser Maßgabe untersucht werden, ob generelle Leitlinien für die institutionelle Ausgestaltung der Regulierung identifiziert werden können, die sicherstellen, daß die in den Regulierungsinstanzen tätigen Agenten von sich aus Instrumente zur Begrenzung des Regulierungsrisikos einsetzen. Gefragt wird gezielt danach, ob sich aus der skizzierten Problematik und den ex-

[108] Es wird in diesem Abschnitt nur in den vorgelagerten Regulierer und die „Regulierungsinstanz“ unterschieden und die Grundsätze der optimalen Aufgabenteilung zwischen diesen beiden Institutionen abgeleitet. Ob für Deutschland unter der „Regulierungsinstanz“ zweckmäßigerweise eine direkt im zuständigen Ministerium angesiedelte Stelle, die allgemeinen Wettbewerbsbehörden (Kartellämter) und/oder die Gerichte zu verstehen sind, wird in Abschnitt III.C diskutiert.

emplarisch diskutierten Instrumenten zentrale Maximen der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik herauskristallisieren lassen, die zum einen hinreichend konkret sind, um als praktische Anleitung für die Etablierung sachgerechter Regulierungsinstanzen dienen können und zum anderen hinreichend allgemein sind, um auch bei sich wechselnden Anforderungen an die Regulierungspolitik angemessene analytische Hilfestellung leisten zu können. Der Fokus des vorliegenden Abschnitts liegt somit auf den Kompetenzen einer nachgelagerten Regulierungsinstanz, die ihr vom vorgelagerten Regulierer, in der Regel dem Gesetzgeber, zugewiesen werden sollten.[109]

Kommt man somit auf die Frage nach den normativen Maximen der institutionellen Ausgestaltung der Regulierungspolitik zurück, so lautet die im folgenden ausführlich begründete Antwort, daß drei Maximen identifiziert werden können, die als juristisch umsetzbare[110] normative Leitlinien der Gestaltung der Regulierungsinstanzen Verwendung finden sollten:

- Rechenschaftspflicht,
- Unabhängigkeit sowie
- Entscheidungstransparenz.

Diese drei Maximen werden im folgenden zunächst kurz erläutert und dann daraufhin überprüft, in welchem Zusammenhang sie zu den im vorhergehenden Abschnitt diskutierten vier Instrumenten der Zuweisung exklusiver Versorgungsgebiete, der Ausnutzung von Reputationseffekten, der Abgabe öffentlicher Erklärungen sowie der Etablierung eines Systems der „checks and balances“ stehen.

- Die Maxime der *Rechenschaftspflicht* des Regulierers: Eine Regulierungsinstanz agiert unter normativen Gesichtspunkten im Auftrag anderer, in demokratisch verfaßten Gemeinwesen letztlich im Auftrag der Bürger, praktisch im Auftrag der Legislative oder Exekutive. Da (i) davon ausgegangen werden muß, daß die Regulierungsinstanzen nicht von sich aus im Interesse des Gemeinwohls agieren (Annahme des eigennutzorientierten Agenten), und (ii) die von ihnen die zu erledigenden Aufgaben nicht bis ins letzte Detail vorgegeben werden können (Annahme der unvollständigen Verträge bei der Etablierung der Regulierungsinstanz), verbleibt den im Rahmen der Regulie-

109 In der Notation von Levy und Spiller (1994: 220) geht es hier somit wesentlich um die Frage des „basic regulatory engineering“ im Gegensatz zum „detail regulatory engineering“, welches eine Aufgabe des nachgelagerten Regulierers, also der Regulierungsinstanz ist.

110 Die oben diskutierten Instrumente sind nicht notwendig juristisch umsetzbar: Wie soll beispielsweise den Regulierungsinstanzen die Ausnutzung von Reputationseffekten gesetzlich vorgegeben werden? Die hier diskutierten drei Maximen weisen hingegen den Vorzug auf, leichter und unmittelbarer juristisch implementierbar zu sein.

rungsinstanz tätigen Individuen diskretionärer Entscheidungsspielraum bei der Erfüllung ihrer Regulierungsaufgaben, den sie tendenziell zu ihren Gunsten ausfüllen werden. Wenn derartiges Verhalten im Effizienzinteresse begrenzt werden soll, muß ihr Verhalten kontrolliert werden und Fehlverhalten mehr oder weniger drastisch sanktioniert werden.[111] Und für dieses Kontrolle, das heißt die Regulierung des Regulierers, ist es auch unter dem Gesichtspunkt der asymmetrischen und unvollständigen Informationen notwendig, daß die Regulierungsinstanzen ihren Auftraggebern von Zeit zu Zeit, das heißt in vorhersehbaren (nicht zu kurzen) Abständen[112], Rechenschaft ablegen müssen über die Erfüllung der ihnen übertragenen Aufgaben.

– Die Maxime der *Unabhängigkeit* des Regulierers: Eine Regulierungsinstanz wird als unabhängig bezeichnet, wenn ihr von der Legislative oder der Exekutive mehr oder weniger große diskretionäre Entscheidungsspielräume zur Auslegung übergeordneter Vertrags- oder Rechtskonstruktionen eingeräumt wurde. Zusätzlich werden ihr Ziele vorgegeben, die sich von der allgemeinen Politik im Interesse des Allgemeinwohls unterscheiden. Einem unabhängigen Strommarktregulierer werden somit nicht Ziele im Allgemeinwohl (deren Verfolgung ist die Aufgabe des Parlaments und der Regierung), sondern daraus ableitbare und davon unterscheidbare Unterziele vorzugeben sein.[113]

111 Grundsätzlich sollten unter „Sanktionen“ nicht allein direkte monetäre Sanktionen verstanden werden (ein bemerkenswertes Beispiel ist die neuseeländische Regelung für die Leitungsebene der Zentralbank, der bei einer Überschreitung des Inflationsziels die Entlassung droht; vgl. Fisher 1995: 202), sondern auch nichtmonetäre beziehungsweise indirekte monetäre Sanktionen — beispielsweise Prestigeverlust sowie das dadurch unter Umständen gesenkte erwartete Einkommen in anderen Tätigkeiten nach Erreichen der Pensionsgrenze. Voraussetzung für tatsächliche Sanktionen ist in einem demokratischen Rechtsstaat allerdings, daß die in der Regulierungsinstanz tätigen Individuen für die Konsequenzen ihrer Entscheidungen verantwortlich gemacht werden können und dürfen. Vgl. für eine Diskussion der Notwendigkeit einer Rechenschaftspflicht des Regulierers auch Seabright (1994: 92); Neven et al. (1993: 171 ff.).

112 Der Umstand, daß diese Perioden nicht zu kurz sein sollten, hängt mit der im folgenden diskutierten Maxime der Unabhängigkeit zusammen, die fordert, daß der vorgelagerte Regulierer nicht in die laufende Arbeit der Regulierungsinstanz eingreift.

113 Die Schaffung einer unabhängigen Regulierungsinstanz, das heißt einer Instanz, die frei von laufenden politischen Einflüssen, agiert und nur von Zeit zu Zeit der Kontrolle durch beispielsweise das Parlament unterliegt, erfüllt dabei tendenziell zum einen den Zweck der Eigenbindung des vorgelagerten Regulierers (des Parlaments), das heißt eine Verringerung der Zeitinkonsistenzproblematik der unmittelbar gewählten Repräsentanten und damit eine direkte Verringerung der Regulierungsrisikos. Zum anderen kann davon ausgegangen werden, daß einige Interessengruppen besser als andere in der Lage sind, Einflußmöglichkeiten auf laufende Entscheidungsprozesse auszunutzen (vgl. auch Seabright 1994: 92). Als Beispiel hierfür könnte die ständige Unterhaltung von Lobby-Vertretungen am Ort der politischen Entscheidungsgremien genannt werden, die von einigen Interessengruppen (große Stromerzeuger, Stromtransporteu-

Unter Beachtung obiger Annahme (ii), daß dem Strommarktregulierer Entscheidungskompetenzen zur Verfolgung dieser Ziele überantwortet werden müssen, ist es unabdingbar, daß der Strommarktregulierer zumindest ein gewisses Ausmaß an Unabhängigkeit gegenüber seinen Auftraggebern, also den ihm vorgelagerten Regulierern, besitzt. Andernfalls, wenn er also den jederzeitigen Durchgriff seines Auftraggebers befürchten muß, besitzt er faktisch keine diskretionären Entscheidungsspielräume und kann insofern auch seine Rolle nicht erfüllen.[114] Zu beachten ist, daß prinzipiell sowohl (i) spezielle und unabhängige Regulierungsbehörden als auch (ii) Kartellämter auf Bundes- oder Landesebene und (iii) Gerichte als unabhängige Regulierungsinstanzen fungieren können.[115]

– Die Maxime der *Entscheidungstransparenz* des Regulierers: Diese besagt, daß die Regulierungsinstanz verpflichtet werden sollte, die Informationen und Argumentationslinien, die seinen Entscheidungen zugrunde liegen, möglichst weitgehend zu veröffentlichen.[116] Die Maxime der Entscheidungstransparenz dient zweierlei Zielen:

  Erstens können hierdurch Informationsasymmetrien reduziert werden. Diese Informationsasymmetrien sind, wie an anderer Stelle bereits mehrfach be-

re) problemlos finanziert und organisiert werden könnte, von anderen angesichts der damit verbundenen Trittbrettfahrerprobleme nur in weitaus geringerem Umfang (Endverbraucher, kleinere Händler und Erzeuger). Die Kontrolle des unabhängigen Regulierer in ex ante festgelegten Abständen könnte unter Umständen eine „Waffengleichheit" der Interessengruppen herstellen, da die Notwendigkeit der ständigen Vorhaltung von Lobby-Vertretungen verringert wird. Insofern könnten die Kosten der Regulierung unter Umständen durch die Maxime der Unabhängigkeit dadurch gesenkt werden, daß die Gefahr einer Vereinnahmung der Regulierung durch bestimmte Interessengruppen insgesamt gesenkt wird.

114 Der Strommarktregulierer als Regulierungsinstanz wäre faktisch in einer reinen Stabsfunktion tätig, in der er zwar Entscheidungen vorbereitet und gegebenenfalls formuliert, allerdings nicht selber trifft. Dies reflektiert den Umstand, daß die Maxime der Unabhängigkeit definitorisch mit der Annahme der notwendigerweise stattfindenden Zuweisung diskretionärer Entscheidungsspielräume an den Strommarktregulierer verknüpft ist. Damit gilt selbstverständlich auch, daß für den Fall, in dem diskretionäre Entscheidungsspielräume nicht zugewiesen werden sollen (oder können), die Unabhängigkeit einer Regulierungsinstanz nicht gefordert ist.

115 Auf die Frage, wer von diesen drei Gruppen tatsächlich die Regulierungskompetenz besitzen sollte, wenn die Unabhängigkeit der Regulierungsinstanz aus Effizienzsicht generell bejaht wird, wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

116 Die potentiellen Vorteile einer Transparenz der Regulierung wurden an anderer Stelle bei der Diskussion der Kontroverse um Rendite- vs. Preisgrenzenregulierung in Kumkar (1998c: Abschnitt II.B.1) erwähnt (vgl. z.B. S. 18; 21); vgl. dort auch S. 30 zur Diskussion der Vorteilhaftigkeit der öffentlichen Abgabe von Erklärungen durch den Regulierer.

tont,[117] maßgeblich für das Entstehen von Regulierungsrisiko und generell für das Fehlverhalten der Regulierungsinstanzen, das heißt, sie sind die entscheidenden Grundlage für ein Verhalten der Regulierungsinstanz, das von den vorgegebenen Zielen abweicht.[118] Hierbei können mehrere Arten der Transparenz nach ihrer zeitlichen Dimension bezüglich der interessierenden Entscheidung(en) der Regulierungsinstanz unterschieden werden (Neven et al. 1993: 174 ff.):

(a) Ex-ante-Transparenz,
(b) Ex-post-Transparenz und
(c) prozeduale Transparenz.

Solange es nur darum geht, die Entscheidungen des Regulierers zu kontrollieren, um sie gegebenenfalls zu sanktionieren, ist offensichtlich die Herstellung von Ex-post-Transparenz im Grundsatz hinreichend und notwendig. Gilt es hingegen, bei länger dauernden Entscheidungsprozessen das Regulierungsrisiko zu reduzieren, um beispielsweise Attentismus von regulierten Investoren zu verhindern, so kommt es vornehmlich auf Ex-ante-Transparenz an. Gilt es schließlich, asymmetrische Einflußmöglichkeiten unterschiedlicher Interessengruppen bei der Entscheidungsfindung der Regulierungsinstanz auszugleichen, kommt der prozeduralen Entscheidungstransparenz entscheidende Bedeutung zu.[119]

117 Vgl. die Ausführungen in Kumkar (1998b: Abschnitt III.C) zur Definition und Begründung der Relevanz unvollständiger Verträge, in (Kumkar 1998b: Abschnitt IV.A) zu den Grundlagen der nichtreinmarktlichen, privatwirtschaftlichen Koordinierung und ausführlich in Kumkar (1998c) zu den grundsätzlichen Aufgaben und Problemen der Regulierung unter den Bedingungen unvollständiger und asymmetrischer Informationen.

118 Dies gilt unabhängig davon, ob das Fehlverhalten auf eine Vereinnahmung durch Interessengruppen oder beispielsweise schlicht auf zu geringem Arbeitseinsatz der in der Regulierungsinstanz tätigen Agenten zurückzuführen ist.

119 In allen drei Fällen kann im Hintergrund stehen, (i) daß die individuellen Informationskosten Außenstehender ohne die Auferlegung der Maxime der Entscheidungstransparenz prohibitiv hoch wären, die Informationen aber gesamtwirtschaftlich den Charakter eines öffentlichen Gutes haben, sobald sie einmal aufbereitet sind. Es kann (ii) auch im Hintergrund stehen, daß die individuellen Informationskosten unterschiedlicher Kategorien Außenstehender ohne die Auferlegung der Maxime der Entscheidungstransparenz sehr unterschiedliche Höhe aufweisen. Dies ist insbesondere dadurch vorstellbar, daß die Kategorien der Außenstehenden unterschiedliche Organisationsgrade aufweisen (Beispiel: sehr viele Endkunden und wenige Anbieter von Strom) und Trittbrettfahrerprobleme im Bereich der Informationsbeschaffung somit sehr unterschiedliche Relevanz aufweisen. Offensichtlich besitzt (ii) insbesondere für den Fall der Notwendigkeit einer prozedualen Transparenz Bedeutung.

> *Zweitens* kann die Maxime der Entscheidungstransparenz die Glaubwürdigkeit des Regulierers direkt erhöhen. Dies liegt darin begründet, daß sie implizit die Regulierungsinstanz zwingt, öffentliche Erklärungen abzugeben. Und auf das diesbezügliche Potential zur Erhöhung der Glaubwürdigkeit des Regulierers als Instrument der Selbstbindung ist bereits ausführlich, zuletzt im vorhergehenden Abschnitt, eingegangen worden.[120] Zur Erhöhung der Glaubwürdigkeit der Regulierungsinstanz kommt es insbesondere auf die Herstellung von Ex-ante- und Ex-post-Transparenz an.[121]

Wie gestaltet sich der Zusammenhang dieser drei Maximen mit den im vorhergehenden Abschnitt diskutierten vier Instrumenten zur Begrenzung des Regulierungsrisikos (S. 50 f.)? Können sie als im Text des Stromregulierungsgesetzes implementierte Maximen dafür sorgen, daß die in der Regulierungsinstanz tätigen Agenten von sich aus in effizienter Weise Instrumente zur Erhöhung der Glaubwürdigkeit der Regulierung einsetzen?

Zur Beantwortung dieser Frage seien die drei Maximen im Zusammenhang betrachtet. Dabei zeigt sich, daß ein unabhängige Regulierungsinstanz, die zusätzlich auf die Maximen der Rechenschaftspflicht und der Entscheidungstransparenz verpflichtet wird, in der Tat von sich aus Anreizen unterliegt, Instrumente zur Begrenzung des Regulierungsrisikos einzusetzen:

Da die Instanz unabhängig ist, sind ihr — verglichen mit dem Status quo ante und jedem der drei anderen Modelle — sehr eng eingegrenzte Ziele vorgegeben. Da für Deutschland die Implementierung eines Common-Carrier-Modells angezeigt ist, sind die Kompetenzen der Regulierungsinstanz auf den Regulierungsbereich des Stromtransports (einschließlich des Ausgleichshandels) zu begrenzen. Es könnte zwar erwogen werden, der Regulierungsinstanz die Wahl eines der vier Liberalisierungsmodelle zu überlassen. Angesichts der eindeutigen Dominanz des Common-Carrier-Modells im deutschen Fall wäre dies jedoch wenig sinnvoll und würde tendenziell nurmehr das Regulierungsrisiko erhöhen. Es muß daher davon ausgegangen werden, daß die grundlegende Wahl des Common-Carrier-Modells eine originäre Aufgabe des vorgelagerten Regulierers ist.[122] Al-

120 Vgl. auch die Diskussion der Möglichkeiten privatwirtschaftlicher Akteure, vertragliche Verpflichtungen glaubhaft zu machen, in Kumkar (1998b: Abschnitt IV.A.2).

121 Die Kosten der öffentlichen Bereitstellung dieser Informationen durch die Regulierungsinstanz, die ohnehin für eine effiziente Regulierung zu ermitteln sind, sind heute fast vernachlässigbar. Die Praxis in den Vereinigten Staaten, Entscheidungsgrundlagen, Stellungnahmen des Regulierers und anderer Akteure sowie vorläufige und endgültige Entscheidungen via Internet allgemein zugänglich zu machen, kann diesbezüglich als beispielhaft gelten und ist in Deutschland bislang fast vollständig unbekannt.

122 Hinzu kommt, daß angesichts der vollständigen Neudefinition der Verfügungsrechte der Transportunternehmen über ihre Anlagen (Abschaffung des prioritären Eigennutzungsrechts)

lein die Transportunternehmen (beziehungsweise der Transportsparten der bislang zumeist vertikal integrierten Unternehmen) dürfen unter dieser Maßgabe von der Regulierungsinstanz reguliert werden.[123] Die Regulierungsinstanz besitzt weder die Kompetenz zur Regulierung des Stromhandels, noch der Erzeugung. Ziel ist allein die Regulierung des Stromtransports derart, daß (i) auf der einen Seite die Transportunternehmen bei „vernünftigem" Verhalten hinsichtlich Betrieb und Ausbau ihrer Anlagen keine Verluste einfahren und daß (ii) auf der anderen Seite die Transportpreise derart gesetzt werden, daß knappe Transportressourcen effizient alloziiert werden.

Da unterstellt ist, daß die Regulierungsinstanz auf die Maxime der Entscheidungstransparenz verpflichtet ist, wird sie die ihren Entscheidungen zugrundeliegenden Informationen[124] und Begründungen veröffentlichen müssen. Dies erlaubt interessierten Personen oder Gruppen die Erarbeitung und Präsentation von Stellungnahmen und Gegenvorschlägen und insofern auch die öffentliche Diskussion und Kritik der Entscheidungen der Regulierungsinstitution. Beispielsweise kann der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) als Interessenvertreter der energieverbrauchenden und -eigenerzeugenden Industrieunternehmen bei einer von ihm erkannten beziehungsweise unterstellten Fehlentscheidung der Regulierungsinstanz im Detail seine Position ausarbeiten und präsentieren.[125] Dies erlaubt tendenziell durch die hierdurch reduzierte Verringerung von Informationsasymmetrien eine wirksame Kontrolle der Regulierungsinstanz durch den vorgelagerten Regulierer, das heißt vor allem durch die Legislative. Da die Regulierungsinstanz diesem vorgelagerten Regulierer zusätzlich rechenschaftspflichtig ist, ist die Regulierungsinstanz im permanenten Zwang, auf die

auch (verfassungs)rechtliche Gründe für eine diesbezügliche Entscheidung des Gesetzgebers und nicht einer nachgeordneten Regulierungsinstanz sprechen.

123 Mit etwaigen Marktmachtproblemen auf der Stufe der Erzeugung oder im Stromhandel ist nach dem normalen Kartellrecht (GWB) umzugehen. Hierauf wird in Abschnitt III.C ausführlicher eingegangen.

124 Soweit dies mit dem teilweise konkurrierenden Gebot des Schutzes vertraulicher Daten vereinbar ist. Zumindest ist die Regulierungsinstanz darauf zu verpflichten, anonymisierte (gegebenenfalls aggregierte) Zahlen zu veröffentlichen. Soweit allerdings das obige Szenario I (S. 40) gilt und daher das jeweilige (aus dem Status quo ante bekannte) Gebietsmonopol der Transportunternehmen aufrechterhalten wird, muß dem Gebot des Schutzes unternehmensbezogener Daten der Transportunternehmen kein hoher Stellenwert eingeräumt werden.

125 Analoges gilt selbstverständlich auch für die Transportunternehmen sowie für Nachfragergruppen, die anders als die VIK-Unternehmen über keine eigenen Erzeugungsanlagen verfügen, beispielsweise dem Bundesverband der Energieverbraucher (VEA), generell dem Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Verbraucherverbänden oder anderen Interessengruppen der Haushaltskunden.

Kritik und etwaige Vorschläge der verschiedenen Interessengruppen reagieren zu müssen.[126]

Und aus diesen Gründen unterliegt die Regulierungsinstanz Anreizen, ihre praktische Regulierungspolitik, das heißt, die Wahl und Durchsetzung von konkreten Regulierungsregeln zum einen in einem statischen Sinn zu optimieren: Alles andere würde sie angesichts ihrer klaren und engen Zielvorgaben sowie der Maxime der Entscheidungstransparenz gegenüber der Legislative (und der Öffentlichkeit) in Erklärungsnöte bringen. Zum anderen wird sie ihre Regulierungspolitik verstetigen müssen und in diesem dynamischen Sinn zu einer Stabilisierung der Erwartungen der privatwirtschaftlichen Agenten über die zukünftige Regulierung beitragen: Wiederum wäre sie ansonsten in Erklärungsnöten, da sie unter der Maxime der Entscheidungstransparenz jede Änderung einer Regulierungsregel (und deren Durchsetzung) öffentlich begründen muß und ihrem Auftraggeber gegenüber Rechenschaft über die erzielten Ergebnisse abgeben müssen. Steigen beispielsweise nach einer Änderung der angewandten Regulierungsregel die durchschnittlichen Stromtransportpreise, ohne daß sich erhöhter Investitionsbedarf in Transportanlagen oder anderweitige begründete Kostensteigerungen der Transportunternehmen anführen lassen, so hat die Regulierungsinstanz zu belegen, welchen Sinn diese Änderung der Regulierung erfüllen soll.

Es kann in dieser Weise erhofft (und erwartet) werden, daß die Regulierungsinstanz von sich aus darauf setzen wird, Reputation zu erwerben, schon um den permanenten Druck auf die in ihr tätigen Agenten zu verringern: Haben sich über einen gewissen Zeitraum die Entscheidungen der Instanz als sachgerecht erwiesen, wird die störende Kritik an der eigenen Arbeit von sich aus abnehmen und erfordert weniger Aufwand der Entgegnung. Es kann in dieser Weise sogar erwartet werden, daß das dritte der oben genannten Instrumente, die Abgabe öffentlicher Erklärungen, von der Regulierungsinstanz aus eigenem Interesse in Anspruch genommen wird. Es ist durchaus davon auszugehen, daß im Fall, daß die gesetzlich gewählte Umsetzung der Maxime der Entscheidungstransparenz von der Regulierungsinstanz beispielsweise alleine die Veröffentlichung von periodischen Jahresberichten verlangt, die Regulierungsinstanz von sich aus häufi-

126 Es sei betont, daß dies nicht bedeutet, die Regulierungsinstanz würde einer laufenden Kontrolle durch den vorgelagerten Regulierer unterliegen. Der Umstand, daß die Regulierungsinstanz in gewissem Ausmaß unabhängig ist, bedingt vielmehr, daß die Kontrolle nur von Zeit zu Zeit stattfindet. Jedoch werden bei diesen periodisch wiederkehrenden Kontrollen der Regulierungsinstanz, bei der diese Rechenschaft über ihre Tätigkeit ablegen muß, die seit der letzten Kontrolle vorgelegten Stellungnahmen der verschiedenen Interessengruppen zu berücksichtigen sein. Insofern muß die Regulierungsinstanz darauf vorbereitet sein, ihre Entscheidungen (und deren Durchführung) gegen etwaige Gegenvorschläge der verschiedenen Interessengruppen argumentativ verteidigen zu können.

gere und an den konkreten Fragestellungen der aktuellen Regulierungspolitik orientierte Stellungnahmen abgibt, um die öffentliche Diskussion in ihrem Sinn zu strukturieren.

Einer derartigen unabhängigen Regulierungsinstanz, die den Maximen der Rechenschaftspflicht und Entscheidungstransparenz verpflichtet ist, kann es sogar vermutlich überlassen werden, selbst zu entscheiden, ob das obige Szenario I der regionalen Transportmonopole oder aber das Szenario II des freien Leitungsbaus Gültigkeit hat (S. 41 f.). Mit anderen Worten sollte sie selbst entscheiden, ob sie zur Begrenzung des Regulierungsrisikos den Transportunternehmen — wie im Status quo ante — tatsächlich regionale Gebietsmonopole zuweist, oder ob sie den Bau neuer einzelner Transportanlagen grundsätzlich dereguliert.[127] Wie an anderer Stelle (Kumkar 1998c: Abschnitt III.C.3) begründet und im vorliegenden Papier in Abschnitt II.B.4 für den Fall Deutschlands konkretisiert, kann die Wissenschaft zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht definitiv beantworten, welches der beiden Szenarien Gültigkeit beanspruchen sollte. Allerdings besteht die begründete Hoffnung, daß zukünftig optimale Regeln für die Allokation von Transporterlösen gefunden werden können (vgl. S. 42). Wenn das der Fall wäre, reduziert sich die Aufgabe der Regulierungsinstanz sinnvollerweise von einer direkten Regulierung des Baus aller Anlagen für den Transport auf die Regulierung der Regeln eines Unabhängigen Netzbetreibers (für den Fall Deutschlands ist sowohl die Gründung eines Unabhängigen Netzbetreibers für das gesamte Gebiet Deutschlands als auch die Gründung mehrerer Unabhängiger Netzbetreiber für mehrere Subsysteme denkbar).[128] Aus diesem Grund muß zukünftig überprüft werden, ob sich die Bedingung für eine derartige Änderung der Regulierungspraxis abzeichnen. Eine unabhängige Regulierungsinstanz, die den Maxi-

127 Dabei ist es durchaus vorstellbar, daß diese Entscheidung nicht uniform für das gesamte deutsche Stromsystem getroffen wird, sondern eine (eventuell temporäre) Koexistenz mehrerer Szenarien und der damit zu assoziierenden Regulierungsregeln zugelassen wird. Dies kann grundsätzlich eine effiziente Regulierungspolitik sein, insbesondere auch deswegen, weil diese Koexistenz unter Umständen als Entdeckungsverfahren für optimale Netznutzungsregeln fungieren kann. Vgl. Kumkar (1999: Einleitung zu Abschnitt D.II).

128 Es soll hier nicht diskutiert werden, wo die „optimale Zahl“ der Unabhängigen Netzbetreiber für das deutsche Stromsystem liegt. Es sei nur darauf hingewiesen, daß diese optimale Zahl wesentlich von zwei Faktoren bestimmt wird: Auf der einen Seite ist das Wettbewerbspotential im Bereich des Anlagenbaus je größer, um so größer das Gebiet des Unabhängigen Netzbetreibers ist. Dies würde für die Schaffung nur eines oder nur weniger Unabhängiger Netzbetreiber sprechen. Auf der anderen Seite kann bei einer Koexistenz mehrerer Unabhängiger Netzbetreiber erhofft werden, eine größerer Vielfalt an empirischen Informationen über die sachgerechte Ausgestaltung der Netznutzungsregeln zu erhalten. Insofern kann diese Koexistenz mehrerer Unabhängiger Netzbetreiber unter Umständen als Entdeckungsverfahren für optimale Netznutzungsregeln dienen (vgl. auch Fn. 127).

men der Rechenschaftspflicht und Entscheidungstransparenz verpflichtet ist, sollte selbst beurteilen können, ob und gegebenenfalls wann eine derartige Änderung der Regulierungsregeln angezeigt ist.

Zu beachten ist, daß die drei Maximen nicht unabhängig voneinander wirken, sondern sich in ihrer Wirkung gegenseitig voraussetzen. Es macht beispielsweise wenig Sinn, eine unabhängige Regulierungsinstanz zu gründen, ohne sie gleichzeitig auf die Maxime der Entscheidungstransparenz zu verpflichten: Die Unabhängigkeit bedingt, daß den Agenten der Regulierungsinstanz diskretionäre Entscheidungsspielräume zugewiesen werden. Wenn nun aber diese Instanz nicht auf die Maxime der Transparenz verpflichtet wäre, unterlägen die in ihr tätigen Agenten unter Umständen Anreizen, die ohnehin bestehenden Informationsasymmetrien (unter anderem zwischen Endkunden und Stromunternehmen und zwischen Transportunternehmen und Händlern) noch zu verstärken, in dem sie die in ihrer Tätigkeit gewonnenen Informationen strategisch zurückhalten (oder nur bestimmten Akteuren zuleiten). Demgegenüber wäre beispielsweise eine direkt und unmittelbar dem zuständigen Minister untergeordnete Regulierungsinstanz (die somit nicht unabhängig ist) nach deutschem Recht zumindest via Minister dem Parlament gegenüber zur Entscheidungstransparenz verpflichtet. Eine unabhängige Regulierungsinstanz ohne der Pflicht zur Entscheidungstransparenz würde somit vermutlich noch größeren Gefahren der Vereinnahmung durch bestimmte Interessengruppen unterliegen, als dies bei einer Regulierung durch den Minister beziehungsweise dessen Untergebenen der Fall ist.

Es macht umgekehrt auch wenig Sinn, eine Regulierungsinstanz auf die Maxime der Entscheidungstransparenz zu verpflichten, ohne sie zumindest mit einem Mindestmaß an Unabhängigkeit auszustatten: Was hilft es, wenn beispielsweise eine formale Regulierungsbehörde mit aller gewünschten Regelmäßigkeit die Grundlagen ihrer Entscheidungen veröffentlicht, wenn ihre Entscheidungen regelmäßig von einer anderen Stelle (zu denken ist beispielsweise an den zuständigen Minister) aufgehoben werden? Zwar kann bei solchen Vorgängen unter Umständen ein Druck auf das Parlament entstehen, die institutionelle Ausgestaltung der Regulierung zu überdenken, eine effiziente Regulierung selbst (durch die Regulierungsinstanz) ist jedoch unter diesen Bedingungen nicht erwarten.

Ähnliches ist für den Zusammenhang der Maxime der Unabhängigkeit mit der der Rechenschaftspflicht festzuhalten: Es ist wenig sinnvoll, eine unabhängige Regulierungsinstanz zu etablieren, ohne sie mit einer Rechenschaftspflicht auszustatten: Immerhin agiert die Stromregulierungsinstanz nicht im eigenen Auftrag, sondern im Auftrag des Gesetzgebers. Selbst wenn dieser im Interesse der Selbstbindung beispielsweise gesetzlich darauf verzichtet, einmal berufene Agenten der Regulierungsinstanz abberufen zu können, so muß er sich zumindest mittel- bis langfristig wirksame Sanktionsmechanismen vorbehalten, um die Ar-

beit der Regulierungsinstanz regulieren zu können.[129] Unabhängigkeit heißt nicht, daß überhaupt keine Kontrolle der Regulierungsinstanz durch den Auftraggeber angezeigt ist, sondern vielmehr, daß diese Kontrolle anhand von im voraus festgelegten Kriterien und nicht bei der laufenden Arbeit ausgeführt werden soll. Dies heißt beispielsweise, daß die Regulierungsinstanz bei der konkreten Regulierung der Transportpreise zwar eigene Entscheidungsspielräume hat und hierbei auch frei von politischen Einflüssen sein sollte. Von Zeit zu Zeit muß sie sich aber gegenüber den vorgelagerten Regulierern für die Wahl und die Durchsetzung der konkreten Regulierungsregeln rechtfertigen und ihre Politik begründen.[130] Für eine derartige „Regulierung des Regulierers" ist es unabdingbar, daß die Regulierungsinstanz gegenüber ihrem Auftraggeber rechenschaftspflichtig ist, das heißt beispielsweise auch auf Anfragen des Parlaments reagieren muß. Insofern gehören die Maximen der Unabhängigkeit und der Rechenschaftspflicht zusammen: Beide beeinflussen sie mehr oder weniger direkt die Anreize der in der Regulierungsinstitution tätigen Individuen. Ergänzt werden sollten sie durch die Anwendung der eher „technischen" Maxime der Entscheidungstransparenz, die die Informationsbedingungen für eine effektive Kontrolle des Regulierers verbessert.

Insgesamt muß festgehalten werden, daß die drei Maximen der Rechenschaftspflicht, Unabhängigkeit und Entscheidungstransparenz zusammengenommen eine sachgerechte Antwort sind auf die der Regulierung der Transportunternehmen innewohnenden Probleme hinsichtlich der Begrenzung des Regulierungsrisikos und generell der Kosten der Regulierung. Eine Implementierung dieser Maximen ist somit grundsätzlich effizient, wenn die Effizienzpotentiale einer Delegation von Regulierungskompetenzen für hoch genug erachtet werden können. Und ein hinreichendes Ausmaß an potentiellen Senkungen der Transaktionskosten ist angesichts der Komplexität der zu regulierenden Transaktionen, namentlich der Transportdienstleistungen und des korrespondierenden Ausgleichshandels als gegeben anzunehmen.

Die eingangs dieses Abschnitts formulierte Frage, *wer* die praktische Regulierung durchführen sollte, ist nach dem vorgesagten zumindest bereits dahingehend zu beantworten, daß die praktische Regulierung der Transportunternehmen *nicht* von direkten Untergebenen des Ministers durchgeführt werden sollte, da dieser zu abhängig von laufenden politischen Einflüssen ist. Statt dessen sollten die Regulierungsinstanzen ein Mindestmaß an Unabhängigkeit besitzen und ergänzend den Maximen der Rechenschaftspflicht und der Entscheidungstranspa-

129 Vgl. Fn. 104.

130 Für eine ähnliche Diskussion anhand einer Untersuchung der europäischen Fusionspolitik vgl. Neven et al. (1993) oder Seabright (1994).

renz unterworfen werden. Dies bedeutet gegenüber dem Status quo ante eine deutliche Änderung der institutionellen Ausgestaltung der Regulierung, auch wenn noch nicht die weitergehende Frage beantwortet wurde, ob als derartige unabhängige Regulierer zweckmäßigerweise formale Regulierungsbehörden, Kartellämter oder die Gerichte fungieren sollten.

C. Schlußfolgerungen: Wer sollte regulieren?

Bei der anzustrebenden Ausrichtung der Regulierungspolitik für die deutsche Stromwirtschaft sind gemäß der vorangegangenen Untersuchung zwei zentrale Bereiche zu identifizieren, die gesetzlich festzulegen sind: Zum einen die vom vorgelagerten Regulierer, dem Gesetzgeber, zu formulierende Grundsatzentscheidung für ein Common-Carrier-Modell, auf die in Abschnitt II ausführlich eingegangen wurde. Zum anderen die institutionelle Ausgestaltung der Regulierung, deren Maximen der Rechenschaftspflicht, der Unabhängigkeit und der Entscheidungstransparenz in Abschnitt III abgeleitet worden sind. Verbleibende Fragestellung und damit zentrale Aufgabe dieses Abschnitts ist die Identifikation möglicher Leitlinien für die konkrete institutionelle Ausgestaltung der Regulierungsinstanz.

Damit sind zahlreiche Fragen angesprochen: Sollte nach Vorbild zahlreicher Staaten eine mehr oder weniger unabhängige Stromregulierungsbehörde gegründet werden, sollte statt dessen die Regulierungskompetenz nach dem neuseeländischen Vorbild den allgemeinen Kartellbehörden zugewiesen werden oder reichen gar die allgemeinen Gerichte für die Regulierung der Transportunternehmen aus? Eine ergänzende Frage wäre im Fall, daß eine unabhängige Stromregulierungsbehörde außerhalb der Kartellbehörden gegründet werden sollte, die nach den konkreten Kompetenzen einer derartigen Regulierungsbehörde: Sollte diese sektorspezifisch nur für Strom oder zumindest auch für Gas zuständig sein? Sollte sie gar mit der Telekom-Regulierungsbehörde zu einer neuen Behörde mit klar multisektoralen Aufgaben zusammengefaßt werden? Die sich unmittelbar anschließende Frage würde dann lauten: Wie ist die Zusammenarbeit zwischen Kartellämtern und der Regulierungsbehörde auszugestalten?

Auch wenn eine detaillierte Beantwortung jeder diese Fragen den Rahmen der vorliegenden Arbeit überschreiten würde, werden im folgenden jedoch einige Indizien für die sachgerechte Zuweisung von Regulierungskompetenzen aufgezeigt und einige Alternativen als offensichtlich ineffizient verworfen.

Beginnen wir mit der einfachsten der obigen Fragen: Reichen die allgemeinen Gerichte für die Regulierung der Transportunternehmen aus? Diese Frage ist eindeutig zu verneinen: Die Informationsprobleme, die durch die Komplexität der wirtschaftlichen Vorgänge beim Stromtransport (und im Ausgleichshandel) be-

dingt sind und die hieraus resultierenden Informationsasymmetrien und teilweise extrem hohen privaten Koordinierungskosten zur Beschaffung der notwendigen Informationen, um eine Klage gegen ein Transportunternehmen erfolgreich einreichen und durchsetzen zu können, verbieten ein nur fallweise Eingreifen des „Regulierers" auf Initiative eines Interessierten. Vielmehr ist davon auszugehen, daß zur wirksamen Überprüfung des Verhaltens der grundsätzlich marktmächtigen Transportunternehmen eine laufende Informationsermittlung durch eine Regulierungsinstanz vonnöten ist. Nur dann kann in der gebotenen Zeit eine Regulierungsentscheidung getroffen werden und letztlich eine wirksame Regulierung der Transportunternehmen überhaupt erst ermöglicht werden. Selbst wenn — wie zu erwarten — die Judikative zukünftig eine wichtige Rolle als unabhängige Regulierungsinstanz spielen wird, *die* Regulierungsinstanz zur laufenden Regulierung der Transportunternehmen kann nicht in ihr gesehen werden. Ihre Rolle wird weitgehend darin bestehen, im Fall von Rechtskonflikten zwischen der eigentlichen Regulierungsinstanz (wer auch immer das sein mag) und den Transportunternehmen verbindliche Entscheidungen auf dem normalen Rechtsweg zu treffen, in einer grundsätzlich ähnlichen Weise, wie sie schon bisher häufig für Kartellrechtsfälle zuständig war.[131] In dieser Funktion können sie durchaus, neben dem Parlament oder dem Ministerium, als zusätzliche „Regulierer des Regulierers" fungieren.

Kommen wir damit zur weitaus schwieriger zu beantwortenden Frage, ob eine mehr oder weniger unabhängige Regulierungsbehörde etabliert werden sollte, oder ob statt dessen die Bundes- und/oder Landeskartellbehörden für die Regulierung zuständig sein sollten.

Zumindest eine Teilantwort kann wiederum recht einfach gegeben werden: Dem existierenden Bundeskartellamt kann in seiner gegenwärtigen Ausrichtung als reine Kartellbehörde mit den ebenfalls fallweise auftretenden Aufgaben der Fusionskontrolle und der Überwachung marktmächtiger Unternehmen die Regulierung der Transportunternehmen nicht ohne weiteres übertragen werden. Würde sich hinsichtlich der Ausstattung des Kartellamts zum einen mit finanziellen (personellen) Mitteln und zum anderen mit Informations-Beschaffungsmöglichkeiten nichts ändern, so wäre es mit der laufenden Regulierung der Transportunternehmen eindeutig überfordert. Als Mindestanforderung wären also anzusetzen, daß das Kartellamt um Mitarbeiter aufgestockt wird, wobei sich deren Zahl gegenüber der Summe der bislang auf die Landesministerien verteilten Regulierer eher erhöhen müßte: Zwar wird der Regulierungsbereich

131 Es ist diesbezüglich auch durchaus denkbar, daß die Gründung spezieller Gerichtsinstanzen nach dem Vorbild der Kartellsenate bei den Oberlandesgerichten und beim Bundesgerichtshof angezeigt ist.

gegenüber dem Status quo ante erheblich reduziert. Dem steht allerdings gegenüber, daß angesichts der bisherigen „Erfolge“ der Regulierung die bisherige Zahl der in den Ministerien direkt angesiedelten Regulierer vermutlich zu gering war.[132] Hinzu kommt, daß sich unter den Bedingungen des Wettbewerbs in der Stromwirtschaft die Anforderungen an die Wirksamkeit der verbleibenden Regulierung der Transportunternehmen gegenüber dem Status quo ante der umfassenden Regulierung und der recht hohen erlaubten Rendite erheblich erhöhen. Sollen tatsächlich möglicherweise drohende schädliche Verhaltensweisen der großen Transportunternehmen (mit dem Ziel des regulierungsbedingten vertikalen Ausschlusses anderer Händler und Erzeuger von der Netznutzung) zum einen entdeckt und zum anderen geahndet werden, so ist dies mit vermutlich erheblich höherem Aufwand verbunden, den das Kartellamt mit seiner derzeitigen Ausstattung nicht erbringen kann, selbst wenn ihm die bislang bei den Ministerien direkt angesiedelten Ressourcen zugeordnet werden könnten. Zusammengefaßt: Schon unter dem Status quo waren die zuständigen Regulierungsinstanzen unterausgestattet, unter den neuen Bedingungen würden die Ressourcen erst recht nicht hinreichend sein. Und dies bedeutetet, daß dem Kartellamt ohne weitere Modifikation seiner Struktur und Ausstattung die Regulierungskompetenz für die Transportunternehmen nicht überantwortet werden sollte.

Wird im folgenden daher davon ausgegangen, daß bei einer Zuweisung der Regulierungskompetenz an das Kartellamt diese die gleichen Ressourcen erhalten würde, wie alternativ eine neu zu gründende Stromregulierungsbehörde, so fällt der Vergleich der Effizienz dieser beiden Zuweisungen erheblich schwerer. Es ist klar, daß das Kartellamt durch eine solche Zuweisung eine gegenüber dem Status quo ante gänzlich neue und zusätzliche Ausrichtung erfahren würde. War bislang ihre Aufgabe nach dem Kartellrecht vornehmlich auf den *Schutz des Wettbewerbs* ausgerichtet, würde sie durch diese Neuzuweisung der Stromregulierungskompetenz zusätzlich zu einer *Monopolregulierungsinstanz* werden, wie es im Status quo ante die zuständigen Landesministerien waren.[133] Generell sind bei

132 In den jeweils zuständigen Landesministerien sind durchschnittlich nur 3 bis 5 Stellen (in Niedersachsen sind teilweise auch die Bezirksregierungen zuständig) für die gesamte Regulierung der Preise (für Tarifabnehmer) und der Investitionen vorgesehen (Auskunft vom schleswig-holsteinischen Ministerium für Finanzen und Energie). Angesichts der Größe der zu regulierenden Stromunternehmen (und der dortigen Rechts- beziehungsweise Regulierungsabteilungen) kann nicht plausibel angenommen werden, daß diese Ausstattung der Regulierungsinstanzen im Status quo ante eine wirksame Regulierung erlaubte.

133 Zwar dient diese Monopolregulierung im Bereich des Stromtransports unter (plausiblen) Umständen auch der Unterstützung des Wettbewerbs in Stromhandel und Stromerzeugung. Ihre originäre Zielvorgabe liegt aber in der Begrenzung von Produktions- und Allokationsineffizienzen in der Transportstufe. Wie in Kumkar (1998b) betont, ist Wettbewerb in der Stromwirtschaft theoretisch auch denkbar, ohne daß die Transportunternehmen reguliert wer-

der Analyse der drei Alternativen, Kartellamt, multisektorale Regulierungsbehörde, sektorspezifische Stromregulierungsbehörde, zwei Problemkomplexe zu unterscheiden:

- *Die Frage nach der horizontalen Zentralisierung oder Dezentralisierung von Regulierungskompetenzen*:[134] Unter dieser Überschrift ist danach zu fragen, welche Vorteile eine Zuweisung rein sektorspezifischer Regulierungskompetenz gegenüber der Zuweisung multilateraler Regulierungskompetenz besitzt und ob diese Vorteile die Etablierung einer eigenständigen Stromregulierungsbehörde rechtfertigen. Die Alternative ist unter dieser Fragestellung die Zuweisung entweder zum Kartellamt oder aber beispielsweise zu einer kombinierten Strom-Telekom-Regulierungsbehörde.
- *Die Frage nach dem sachgerechten institutionellen Zusammenspiel von allgemeinem Kartellrecht und Regulierungspolitik*: Es ist zu fragen, ob die Koexistenz zweier Instanzen mit Regulierungskompetenzen für die Stromwirtschaft Vorteile gegenüber der Existenz nur einer Instanz besitzt. Konkreter gefragt: Wenn das Kartellamt auch zukünftig für die allgemeine, allerdings fallweise, kartellrechtliche Mißbrauchsaufsicht *aller* marktmächtigen Stromunternehmen zuständig ist, ist es dann sinnvoll, ihr die weitere Aufgabe der gezielten und kontinuierlichen Regulierung der Transportunternehmen zuzuweisen? Oder sprechen vielmehr Gründe dafür, die Kompetenz des Kartellamts weiterhin auf den Bereich der Kartellaufsicht zu begrenzen, und derart ihre diskretionären Entscheidungsspielräume zu begrenzen, um dann die separate Regulierungsbehörde auf die laufende Regulierung der Transportunternehmen unter expliziter und vollständiger Vernachlässigung aller anderen Bereiche der Stromwirtschaft zu verpflichten?

den. Voraussetzung hierfür wäre allerdings die glaubwürdige Versicherung des Staates, die Stromunternehmen in keinem Fall zukünftig zu regulieren. Wenn nämlich die Transportunternehmen (wohl nicht unbegründet) befürchten müssen, eines Tages wegen ihrer hohen Gewinne doch wieder reguliert zu werden (sogenannte Regulierungsdrohung), so unterliegen sie allein wegen dieser potentiellen Regulierung Anreizen zum vertikalen Ausschluß und damit Anreizen zur Begrenzung oder Ausschaltung des Wettbewerbs in Stromhandel und Erzeugung.

134 Auch die Frage nach dem sachgerechten institutionellen Zusammenspiel von allgemeinem Kartellrecht und Regulierungspolitik kann interpretiert werden als Frage nach der horizontalen Zentralisierung oder Dezentralisierung von Regulierungskompetenzen. Allerdings bezieht sie sich dort nicht auf die Frage sektoraler oder multisektoraler Kompetenzen, sondern auf unterschiedliche Arten einer Regulierung im weiten Sinne (Regulierung und Kartellpolitik). Im Unterschied zu diesen horizontalen Fragen sind förderal-vertikale Fragen die nach der angemessenen Zuordnung der Kompetenz auf verschiedene föderale Ebenen (Bund/Länder, EU/EU-Mitgliedstaaten). Auf föderal-vertikale Fragen wird kurz in Kapitel IV eingegangen.

Auch wenn die konkrete Beantwortung der Frage, wer denn nun zukünftig die Transportunternehmen regulieren sollte, im Rahmen dieser Arbeit nicht geleistet werden soll, können aus der bisherigen Analyse für beide genannten Fragestellungen einige Indizien und Trade-offs abgeleitet werden, die als Leitlinien für die Zuweisung von Regulierungskompetenzen Verwendung finden können (und sollten). Betrachtet man zunächst die Fragestellung nach der *horizontalen Zentralisierung oder Dezentralisierung von Regulierungskompetenzen*, so kann ein wesentlicher Trade-off aus den bisherigen Betrachtungen zum Regulierungsrisiko und generell zu den Kosten der Regulierung abgeleitet werden (Seabright 1994: 95):

(i) Auf der einen Seite können die jeweiligen Leistungen dezentraler, sektorspezifischer Regulierungsinstanzen miteinander vergleichen werden. Die Regulierungsinstanzen stehen so untereinander in einem „regulatorischen Wettbewerb". Hierdurch wird die Kontrolle der Regulierungsinstanzen gegenüber dem Fall der multisektorale Regulierungsinstanz tendenziell erleichtert und werden tendenziell die Kosten der Regulierung gesenkt.

(ii) Auf der anderen Seite besteht das Risiko, daß eine sektorspezifische Regulierungsinstanz stärkeren asymmetrischen Einflüssen durch die Interessengruppen als eine multisektorale Regulierungsinstanz unterliegt. Dies erhöht tendenziell die Kosten der Regulierung.

zu (i): Offensichtlich sind die Vorteile, die aus der horizontalen Dezentralisierung resultieren, c.p. um so höher, (1) je stärker die exogen bedingten (vom Regulierer unbeeinflußten) Unsicherheiten in den betreffenden Sektoren korreliert sind,[135] und (2) je ähnlicher die Zielvorgaben für die jeweiligen Regulierungsinstanzen gestaltet sind. Der erste Punkt ist durch den Umstand bedingt, daß ein Vergleich der Leistungen der Regulierungsinstanzen nur dann Sinn macht, wenn aufgrund der beobachtbaren Marktergebnisse (etwa der Entwicklung der Transportpreisniveaus und -strukturen) auf die relative Leistung der Regulierungsinstanzen geschlossen werden kann. Wenn das Ausmaß der vom Regulierer unbeeinflußbaren Unsicherheit im Stromsektor groß ist (etwa bezüglich der Preise für Primärenergien oder der Kosten der Erstellung von Transportanlagen) und unkorreliert mit den Unsicherheiten im Vergleichssektor, kann von den Marktergebnissen in den beiden Sektoren in nur sehr geringem Maß auf die Leistung der jeweiligen Regulierungsinstanzen geschlossen werden. Umgekehrt gilt, daß bei stark korrelierten Unsicherheiten eine Dezentralisierung am ehesten Vorteile verspricht: Wenn dies beispielsweise im Fall des Stromtransports und des Gastrans-

135 Dieser Punkt wird bei Seabright (1994: 95) beziehungsweise Neven et al. 1993: 182) unter Hinweis auf die diesbezügliche Principal-Agent-Literatur betont.

ports angenommen werden müßte,[136] wäre aus diesem Argument heraus die Zuweisung der jeweiligen Regulierungskompetenzen an separate Regulierungsinstanzen angezeigt. Der zweite Punkt der ähnlichen Zielvorgaben für die jeweiligen Regulierungsinstanzen ist intuitiv unmittelbar einleuchtend und bedarf keiner ausführlichen Erklärung: Es macht wenig Sinn, die Leistungen zweier Regulierungsinstanzen miteinander zu vergleichen, wenn diese beispielsweise im einen Fall allein für die effiziente Regulierung der Transportdienstleistungen und im anderen Fall auch (oder vorwiegend) beschäftigungs- oder strukturpolitische Aufgaben verfolgen soll (zu denken ist etwa an die Stein- oder Braunkohlenverstromung).

zu (ii): Dieses Argument basiert auf der Überlegung, daß die Transaktionskosten für die unterschiedlichen Interessengruppen bei der Kontrolle und Beeinflussung der Regulierung zwischen den beiden Regimes (sektorale vs. multisektorale Regulierungsinstanzen) divergieren: Es ist davon auszugehen, daß sich für die Stromunternehmen wenig ändert, wenn eine multisektorale Regulierungsinstanz an die Stelle mehrerer sektoraler Regulierungsinstanzen tritt: Ihnen entstehen in beiden Fällen ähnliche fixe und variable Informations- und sonstige Transaktionskosten beim Aufbau von Lobby-Vertretungen, solange sie überwiegend als sektoral spezialisierte Anbieter auftreten. Anders kann dies bei den Nachfragergruppen sein: Stehen diese zum Beispiel einem kombinierten Strom- und Gas-Regulierer gegenüber, dürften sich die gesamten Fixkosten des Aufbaus von Lobby-Vertretungen gegenüber dem Fall der sektorspezifischen Regulierungsinstanzen verringern. Wenn es, wie oben betont, unter dem Aspekt der Verringerung der Informationsasymmetrien unter anderem darauf ankommt, die möglichst symmetrische Beteiligung der verschiedenen Interessengruppen an der öffentlichen Diskussion über die Arbeit der Regulierungsinstanzen zu gewährleisten, auch um die Bedingungen für die Kontrolle des Regulierers durch den vorgelagerten Regulierer zu verbessern, dann ist es unter diesem Gesichtspunkt mit Nachteilen verbunden, die Regulierungskompetenzen horizontal zu dezentralisieren.[137] Hinzu kommt der weitere Nachteil, daß eine einmal gegründete Regulierungsinstanz tendenziell ein Beharrungsvermögen aufweisen wird und in ihrer Tätigkeit versuchen wird, ihre eigenen Existenznotwendigkeit zu belegen, auch wenn sie in der Art nicht mehr gegeben ist. Es besteht die Gefahr, daß sie unter den Bedingungen der asymmetrischen Informationen beispielsweise den Schritt zu einer partiellen Deregulierung des Stromtransports (Wechsel vom Szenario I

136 Dies scheint nicht unplausibel: Der Bau von Transportanlagen dürfte mit ähnlichen Kostenunsicherheiten behaftet sein; auch der Ausgleichshandel dürfte in beiden Sektoren in ähnlicher Weise von der Primärenergiepreisentwicklung betroffen werden.

137 Vgl. für eine ausführlichere Diskussion Neven et al. (1993: 183 f.).

zum Szenario II) zu spät oder gar nicht geht, obwohl die Bedingungen dafür vorliegen (unter dem Szenario II wird der notwendige Umfang der laufenden Regulierung unter Umständen drastisch reduziert).

Was folgt aus diesem Trade-off, welche (vorsichtigen) Schlüsse sind für die Regulierung der Stromwirtschaft zu ziehen? Insgesamt scheinen zwar einige Vorteile für die Schaffung sektoraler Regulierungsinstanzen zu sprechen. Die Vorteile könnten allerdings unter Umständen auch bei einer klaren Aufgabenzuweisung an eine multilaterale Regulierungsinstanz und einer angemessenen institutionellen Ausgestaltung dieser Regulierungsinstanz zumindest teilweise erreicht werden. Und in jedem Fall gilt es zu beachten, daß die Vorteile nur dann erzielt werden können, wenn die Unsicherheiten intersektoral in starkem Maß korreliert sind. Dies könnte beispielsweise dafür sprechen, die Regulierungskompetenz für den Stromsektor entweder dem Kartellamt oder aber der ohnehin existierenden Telekom-Regulierungsbehörde zuzuweisen. Und ob beispielsweise dann die Gründung einer eigenständigen Gas-Regulierungsbehörde neben einer Stromregulierungsbehörde wirklich Sinn macht, bleibt auch angesichts der mit dieser Separation verbundenen Kosten mehr als fraglich.

Kommen wir damit zur Frage nach dem sachgerechten *institutionellen Zusammenspiel von allgemeiner Kartellpolitik und der Regulierungspolitik*. Wie oben erwähnt, sieht das allgemeine Kartellrecht schwerpunktmäßig das Ziel des *Schutzes des Wettbewerbs* vor.[138] Die Etablierung des Common-Carrier-Modells verlangt allerdings die Existenz der *Monopolregulierungsinstanz*. Deren unmittelbare Zielvorgabe ist *nicht* die Gewährleistung von Wettbewerb in dem von ihr regulierten Bereich. Vielmehr soll diese die monopolistischen Transportunternehmen derart regulieren, daß diese zum einen eine Preissetzung betreiben, die die Allokationseffizienz gewährleistet und zum anderen derart investieren, daß die langfristige Produktionseffizienz gegeben ist.[139] Im Hintergrund liegt der

138 Zu beachten ist der Titel des Kartellgesetzes: „Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen".

139 Längerfristig ist die Möglichkeit gegeben, daß auch die Stufe des Stromtransports stärker wettbewerbliche Elemente aufweist (Szenario II, vgl. S. 41). In diesem Fall würde sich die konkrete Aufgabe der Regulierunginstanz stärker in Richtung auf eine kartellrechtliche Überwachung der Unabhängigen Netzbetreiber (INO) hin bewegen. Insofern wäre dann obige Aussage im Text zu relativieren, allerdings wird vermutlich auch die Überwachung der INO auf absehbare Zeit eine kontinuierliche Aufgabe sein und daher eher zur traditionellen Regulierung (im engen Sinne) als zur Kartellpolitik gezählt werden müssen. Unter dem Szenario I wird die Regulierungsinstanz im Rahmen der Investitionsregulierung unter Umständen sogar Eintrittsbarrieren in den Stromtransport installieren müssen, wenn nur hierdurch ineffiziente Netzinvestitionen verhindert werden können In diesem Fall würde die Regulierungsinstanz eine Maßnahme zur *Begrenzung des Wettbewerbs* (zwischen Transportunternehmen) ergreifen. Vgl. für die Diskussion der Gefahr der gesamtwirtschaftlich ineffizienten Investitionen in einzelnen Anlagen

Umstand, daß der Stromtransport starke Elemente eines produktspezifischen natürlichen Monopols aufweist. Dieses natürliche Monopol kann, solange es tatsächlich wirksam reguliert werden soll, nicht allein durch die traditionellen Instrumente der Kartellamtes, die vornehmlich strukturregulierenden Inhalts sind, kontrolliert werden. Vielmehr ist davon auszugehen, daß dies eine kontinuierliche Regulierung unter Einsatz insbesondere verhaltensregulatorischer Instrumente erfordert.

Aus diesen Überlegungen heraus kann folgender zentraler Trade-off abgeleitet werden:

(i) Auf der einen Seite erschwert die Zuweisung der Regulierungskompetenz für den Bereich des Stromtransports an das Kartellamt die Kontrolle dieser Behörde durch die vorgelagerten Regulierer und erhöht somit tendenziell die Kosten der Regulierung.[140]

(ii) Auf der anderen Seite besteht das Risiko, daß die Zuweisung der Regulierungskompetenz für den Bereich des Stromtransports an eine formale, und vom Kartellamt separierte Regulierungsbehörde eine zu geringe Flexibilität der Regulierungspolitik nach sich zieht. Konkret ist zu befürchten, daß die Regulierungsbehörde die Transportunternehmen in einer ineffizienten Weise reguliert, um ihre eigene Existenznotwendigkeit zu belegen. Eine Zuweisung der Regulierungskompetenz an das Kartellamt senkt unter diesen Umständen c.p. die Kosten der Regulierung.

zu (i): Es gilt zu beachten, daß bei einer Zuweisung der Regulierungskompetenz für den Bereich des Stromtransports an das Kartellamt dieses in einem gewissen Sinn die Regulierungskompetenz für alle Bereich der Stromwirtschaft erhält: Die Aufgabe, generell gegen Wettbewerbsbeschränkungen vorzugehen, schließt die kartellrechtliche Regulierungskompetenz für die Stromerzeugung und den Stromhandel ein. Ihre Leistungen in diesem Bereich müssen und können, vereinfacht formuliert, daran gemessen werden, ob in Stromerzeugung und Handel ein wirksamer Wettbewerb stattfindet. Wie in dieser Arbeit betont, ist hierfür das Potential gegeben. Fehlender Wettbewerb würde den Schluß erlauben, daß entweder (i) das Kartellrecht nicht adäquat ausgestaltet ist, (ii) die Regulierung der Transportunternehmen versagt oder aber (iii) das Kartellamt in seiner Aufga-

in Abhängigkeit von dem implementierten Allokationsmechanismus für die Transporterlöse Kumkar 1998c: Abschnitt II.C.3).

140 Es können die jeweiligen Leistungen dezentraler, sektorspezifischer Regulierungsinstanzen miteinander vergleichen werden. Die Regulierungsinstanzen stehen so untereinander in einem „regulatorischen Wettbewerb“. Hierdurch wird die Kontrolle der Regulierungsinstanzen gegenüber dem Fall der multisektorale Regulierungsinstanz tendenziell erleichtert und werden tendenziell die Kosten der Regulierung gesenkt.

benerfüllung des Wettbewerbsschutzes versagt. Gesetzt den Fall, die Regulierung ist hinreichend transparent ausgestaltet, besteht grundsätzlich die (unter Umständen von der Wissenschaft gestützten) Möglichkeit für den vorgelagerten Regulierer, zwischen diesen drei Fehlerursachen zu diskriminieren. Wenn nun aber dem Kartellamt darüber hinaus gezielt auch die (Verhaltens-)Regulierungskompetenz für die Transportunternehmen zugewiesen wird, sind die diskretionären Spielräume des Kartellamts zusammen genommen weitaus größer als im Fall der Zuweisung der Regulierungskompetenz für die Transportunternehmen an eine separate Regulierungsbehörde. Dies erschwert aufgrund der multiplen Zielsetzung tendenziell die Kontrolle der Leistungen des Kartellamts durch die vorgelagerten Regulierer (und die Öffentlichkeit). Zwar kann durch eine geeignete organisatorische Zuordnung der Regulierungskompetenzen innerhalb des Kartellamts, beispielsweise einer neuen Abteilung für die Stromregulierung, und einer begleitende Auflage zur Informationspolitik dieser neuen Abteilung, tendenziell die aus der multiplen Zielsetzung resultierende Gefahr begrenzt werden. Es verbleibt jedoch die Gefahr, daß die Zielsetzungen im Einzelfall zu potentiell unterschiedlichen und konfligierenden kartell- und regulierungspolitischen Maßnahmen führen müßten und die Abwägung zwischen diesen beiden Zielsetzungen wenig transparent innerhalb des Kartellamts stattfindet. Die Definition transparenter Schnittstellen zwischen einer separaten Regulierungsbehörde und dem Kartellamt mag hierzu im Gegensatz zwar Abstimmungsprobleme zwischen diesen beiden Instanzen bedingen, schafft aber vermutlich eher die Bedingungen für eine öffentliche Diskussion über die im konkreten Fall adäquate Gewichtung der beiden Ziele: Wettbewerb und effiziente Preis- und Investitionsregulierung bestehender marktmächtiger Transportunternehmen.

zu (ii): Dieses Argument hängt wiederum an der begründeten Vermutung, daß einmal geschaffene Institutionen als solche ein Beharrungsvermögen an den Tage legen. Ganz ähnlich dem oben genannten Argument (vgl. S. 72) gegen die Schaffung mehrerer sektorspezifischer Regulierungsinstanzen anstelle einer multisektoralen Regulierungsinstanz spricht einiges dafür, daß eine separate Regulierungsbehörde beispielsweise den Schritt zu einer partiellen Deregulierung des Stromtransports zu spät oder gar nicht geht, selbst wenn dies gerechtfertigt wäre. Immerhin müßte sie in diesem Fall zum einen befürchten, daß ihre Ressourcenausstattung angesichts der dann verringerten Aufgaben im Bereich der laufenden Regulierung der Transportunternehmen reduziert wird, woran sie beziehungsweise die in ihr tätigen Individuen c.p. nur wenig Interesse haben dürften. Zum anderen — und darüber hinaus gehend — muß sie befürchten, daß sie angesichts der geänderten Aufgaben unter dem Szenario II, die stärker an die traditionellen Aufgaben der Kartellpolitik erinnern, gänzlich aufgelöst wird und die verbleibenden Aufgaben vom vorgelagerten Regulierer dem Kartellamt zugewiesen

werden. Daran dürften die in der Regulierungsbehörde tätigen Individuen noch weniger Interesse als an einer Verkleinerung ihrer Behörde haben. Ergo werden sie als eigennutzorientierte Agenten Anreizen unterliegen, die Existenznotwendigkeit ihrer Behörde durch eine aktive — und öffentlichkeitswirksame — Regulierung unter dem Szenario I unter Beweis zu stellen.

Wiederum ist zu fragen: Was folgt aus diesem Trade-off, welche Schlüsse sind für die Regulierung der Stromwirtschaft zu ziehen? Es kann im Rahmen dieser Untersuchung keine definitive Beurteilung der beiden institutionellen Alternativen angestellt werden, festzuhalten ist jedoch folgendes: Falls die Regulierungskompetenz für den Stromtransport dem Kartellamt zugewiesen werden soll, ist darauf zu achten, daß dieses die teilweise konfligierenden Zielvorgaben der (im engeren Sinn) Regulierung und der Förderung des Wettbewerbs in seinen Entscheidungen und deren öffentlichen Begründungen trennt. Dies heißt auch, daß die gegebenenfalls den Entscheidungen zugrundeliegenden Gewichtungen der beiden Zielvorstellungen explizit zu machen sind. Im Grundsatz ist dies bereits durch die ihm aufzuerlegende Maxime der Entscheidungstransparenz vorgegeben. Im Fall der Zuweisung der Regulierungskompetenz für den Stromtransport an eine separate und multisektorale Regulierungsbehörde ist diese Art der Zuweisung von Zeit zu Zeit zu überprüfen, da zu befürchten ist, daß die in dieser Regulierungsinstanz tätigen Individuen von sich aus Anreizen unterliegen, den möglicherweise zukünftig effizienten Schritt zu einer partiellen Deregulierung des Stromtransports nicht einzuleiten. Es besteht immerhin die Chance, die laufenden Regulierungsaufgaben in naher oder ferner Zukunft durch die Etablierung Unabhängiger Netzbetreiber erheblich reduzieren zu können. Und in diesem Fall wäre vom vorgelagerten Regulierer zu prüfen, ob die verbleibende Aufgabe der Regulierung der Statuten dieser Unabhängigen Netzbetreiber in Änderung der anfänglichen Politik dem Kartellamt zu überantworten wäre.

IV. Jüngste rechtliche Entwicklungen

Nachdem in den bisherigen Kapiteln der eigene Vorschlag zur zukünftigen Regulierung der Stromwirtschaft präsentiert worden ist, soll in diesem Kapitel auf die europäische Stromrichtlinie und deren Umsetzung in der deutschen Energierechtsnovelle abgestellt werden.

Im folgenden werden zunächst die wesentlichen Bestimmungen der Europäischen Stromrichtlinie von 1996 dargestellt (Abschnitt IV.A). Im Anschluß wird auf die deutsche Energierechtsnovelle eingegangen, die 1998 in Kraft trat und die sich als Umsetzung der Vorgaben der Stromrichtlinie versteht (Abschnitt IV.B). In beiden Abschnitten wird untersucht, ob der Text der Richtlinie und der deutschen Novelle die Implementierung eines bestimmten Liberalisierungsmodells vorsieht. Ziel ist erstens die Beantwortung der Frage, ob der eigene Vorschlag mit der europäischen Stromrichtlinie vereinbar ist. Zweitens soll die deutsche Energierechtsnovelle daraufhin überprüft werden, ob sie unter den in dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnissen hinreichend ist oder zumindest als Schritt in die richtige Richtung bezeichnet werden kann.

A. Die Stromrichtlinie der Europäischen Union

Zum 19. Februar 1997 trat die europäische Stromrichtlinie (SRL) in Kraft. Sie mußte von den Mitgliedstaaten innerhalb einer Zweijahresfrist in nationales Recht umgesetzt werden. Ziel der Richtlinie ist die Erhöhung der „Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung“ von Strom. Zu diesem Zweck sollen die bisher vorwiegend gebietsmonopolistisch organisierten nationalen Versorgungssektoren umstrukturiert werden und einem „wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt“ Platz machen. Zu fragen ist in diesem Abschnitt danach, ob die Stromrichtlinie die Implementierung eines bestimmten Liberalisierungsmodells verbindlich vorschreibt und ob der eigene Vorschlag mit den Bestimmungen der Richtlinie vereinbar ist.

Zur Beantwortung dieser Fragen sind in Übersicht 1 die wesentlichen Charakteristika der Stromrichtlinie zusammengestellt worden (vgl. ausführlicher die Darstellung in Anhang A).

Ihr ist zunächst für den Bereich der Netznutzungsregeln zu entnehmen, daß den Mitgliedstaaten zwar nominell ein Wahlrecht eingeräumt worden ist: Sie können prinzipiell zwischen der Etablierung von Netzzugangsrechten nach einem modifizierten Alleinabnehmermodell und der Etablierung von Netznutzungsrechten nach dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte (in der Richtlinie als „verhandelter Netzzugang“ bezeichnet) wählen.

An diese Wahlfreiheit knüpfen sich jedoch zwei wichtige Qualifikationen: Zum einen steht es den Mitgliedstaaten frei, über diese Anforderungen hinaus weitergehende Netznutzungsregeln zu implementieren. Insbesondere die Schaffung diskriminierungsfreier Netznutzungsrechte à la Common-Carrier-Modell wäre durchaus richtlinienkonform. Zum anderen sind auch im Rahmen des modifizierten Alleinabnehmermodells der Richtlinie spezifische Netznutzungsrechte zur Belieferung zugelassener Kunden zu schaffen. Faktisch betrifft somit der Alleinabnehmerstatus der bisherigen Strommonopolisten allein den Handel mit den nicht zugelassenen Kunden. Diese Lieferungen würden allerdings im Rahmen der Implementierung des alternativen Netzzugangsregimes des verhandelten Netzzugangs überhaupt nicht von den Bestimmungen der Richtlinie tangiert. Ergo sind die beiden nominellen Alternativen der Netzzugangsregeln für die Handelstransaktionen mit dem Zweck der Belieferung zugelassener Kunden inhaltlich dekkungsgleich; für die Handelstransaktionen mit dem Zweck der Belieferung nicht zugelassener Kunden gehen die Vorschriften im Fall des (modifizierten) Alleinabnehmermodells sogar über die Alternative des verhandelten Netzzugangs hinaus: Immerhin kann ein Stromunternehmen beim verhandelten Netzzugang seine nicht zugelassenen Kunden unter Status-quo-ante-Bedingungen weiter beliefern,[141] während es als Alleinabnehmer einer gezielten Re-Regulierung seiner eigenen Strombeschaffungspraxis unterliegen würde.

Die exakte Definition der zugelassenen Kunden wird den Mitgliedstaaten überlassen. Sie müssen als Mindestbedingungen beachten, daß zumindest alle Kunden mit mehr als 100 GWh Jahresverbrauch Netzzugangsrechte erhalten und darüber hinaus so vielen Kunden Netzzugangsrechte gewährt werden, daß zunächst rund 23 vH des gesamten Stromverbrauchs wettbewerblich akquiriert werden kann. Dieser Wert soll bis 2003 auf 33 vH steigen. Es steht den Mitgliedstaaten frei, ihre Märkte durch eine großzügigere Definition der zugelassenen Kunden weiter zu öffnen, als es die Richtlinie vorgibt.

141 Sofern der betreffende Mitgliedstaat nicht von sich aus anderes festlegt.

Übersicht 1 — Hauptcharakteristika der Stromrichtlinie

Netznutzung	
- *Netznutzungsrechte*	*Entweder*: Spezifische Durchleitungsrechte für Erzeuger (verhandelter oder geregelter Netzzugang) (Art. 17). O*der:* Einspeisungsrecht in das Netz des Alleinabnehmers (modifiziertes Alleinabnehmermodell) (Art. 18). *Allerdings*: Auch beim modifizierten Alleinabnehmermodell werden de facto spezifische Durchleitungsrechte geschaffen.
– *Zugelassene Kunden*	Große Industrieabnehmer (> 100 GWh Jahresverbrauch), weitere Industrieabnehmer und Verteiler nach nationalem Ermessen unter der Nebenbedingung, daß die nationale Mindestöffnungsquote erreicht wird.
– *Funktion des durch den Regulierer ernannten Netzbetreibers*	Betrieb, Wartung und Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet (Art. 7) für einen von den Mitgliedstaaten festzulegenden Zeitraum. Abruf der Kraftwerke nach transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien sowie unter Berücksichtigung des „wirtschaftlichen Vorrangs" (Art. 8). Vertragliche Verpflichtungen beispielsweise aus Ausschreibungsverfahren sind zu berücksichtigen.
Stromhandel	*Entweder*: Zumindest partielle Suspendierung der geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole für Zwecke der Belieferung von zugelassenen Kunden. Der Stromhandel wird hiernach auf allen Stufen der Stromwirtschaft zumindest potentiell wettbewerblich durch mehrere Unternehmen organisiert. Die Großhandelsmärkte sowie der Einzelhandelsmarkt sind nicht strikt separiert. Keine Bestimmungen zu den Formen der Lieferverträge oder zur Ausgestaltung des Ausgleichsmarkts. O*der*: Der Stromhandel, sowohl der Termin- als auch der Ausgleichshandel, wird formal auf allen Stufen der Stromwirtschaft durch monopolistische Unternehmen (Alleinabnehmer) organisiert. Die Großhandelsmärkte sowie der Einzelhandelsmarkt sind formal strikt separiert. Das Modell ist daher formal durch geschlossene Gebietsmonopole gekennzeichnet. Die Verteilerunternehmen unterliegen in ihrem Gebiet weiterhin einer Versorgungspflicht. *Allerdings*: De facto muß ein Alleinabnehmer in die von zugelassenen Endkunden mit Anbietern geschlossenen Lieferverträge eintreten. Die resultierenden Dreiecksverträge weisen keinen signifikanten wirtschaftlichen Unterschied zu normalen Durchleitungsverträgen nach dem ersten Ansatz auf.
Regulierung	*Strukturregulierung:* Vertikale Entflechtung der Rechnungslegung in Erzeugung, Übertragung und Verteilung (Art. 14). Abgeschwächte organisatorische Trennung des (Übertragungs-)Netzbetreibers von anderen Unternehmensbereichen (Art. 7). Keine konkreten Bestimmungen zur *Verhaltensregulierung*.
Anlagenbau und Marktzutritt in die Erzeugung	*Entweder:* Transparentes, objektives und nichtdiskriminierendes Genehmigungsverfahren: Jeder Interessent kann eine Genehmigung zum Bau von Kraftwerken oder Direktleitungen beantragen (Art. 5 und 20). *Oder*: Öffentliche Ausschreibungsverfahren für neue Erzeugungskapazitäten, die in das öffentliche Netz einspeisen (Art. 6). Ausschreibende Stelle ist eine unabhängige Stelle oder eine Behörde, die nicht identisch mit dem Netzbetreiber ist (Art. 6). *Allerdings:* Unabhängige und Eigenerzeuger haben jedoch auch das Recht auf Genehmigung neben dem Ausschreibungsverfahren (Art. 6). Für Direktleitungen gelten Vorschriften analog dem Genehmigungsverfahren (Art. 20).
Sonstiges:	
– *Reziprozitätsvorschriften*	Durchleitungen im Rahmen grenzüberschreitender Stromlieferverträge können dann untersagt werden, wenn ein zugelassener Kunde nicht in beiden betreffenden Staaten als zugelassener Kunde betrachtet werden würde.
– *Nationale Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichen Interesse*	Die Staaten können den Elektrizitätsunternehmen öffentliche Dienstleistungspflichten auferlegen und zur Gewährleistung der Erfüllung dieser Aufgaben die Wettbewerbsregeln der Richtlinie teilweise nicht umsetzen (Art. 3 Abs. 2). Zusätzlich sind konkrete Bestimmungen für die Konditionen der Belieferung von kleinen Letztverbrauchern enthalten (Art. 10 Abs. 1). Heimische Primärenergien können durch einen Vorrang beim Kraftwerksabruf unterstützt werden (max. 15 vH der Primärenergie zur Befriedigung des gesamten Stromnachfrage) (Art. 8).
– *Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze und zur Frage der regenerativen Energien*	Keinerlei Bestimmungen zum Aufruf der Kraftwerke nach dem wirtschaftlichen Vorrang. Denjenigen Kraftwerken, die regenerative Energiequellen verwenden oder im Rahmen von Kraft-Wärme-Koppelung produzieren, kann beim Abruf ein Vorrang (ohne Größenbeschränkung) eingeräumt werden (Art. 8 und 11).

Quelle: Eigene Erstellung.

Daraus ergibt sich die Feststellung, daß die Richtlinie grundsätzlich die Liberalisierung des Stromhandels in Richtung zumindest eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte vorgibt. Korrespondierend hierzu muß der Bau neuer Kraftwerke liberalisiert werden. Zwar können die Mitgliedstaaten nominell wiederum zwischen zwei Regeln wählen (dem sogenannten Genehmigungsverfahren à la Modell spezifischer Durchleitungsrechte bzw. à la Common-Carrier-Modell und dem Ausschreibungsverfahren à la Alleinabnehmermodell (wie in Kumkar 1999 definiert)). Da aber der Bau unabhängiger Kraftwerke auch im Fall des Ausschreibungsverfahrens möglich sein muß, selbst wenn diese keine Ausschreibung gewonnen haben, und die Eigentümer dieser unabhängigen Kraftwerke zumindest spezifische Durchleitungsrechte zur Belieferung zugelassener Kunden haben, ergibt sich auch diesbezüglich kein inhaltlicher Unterschied zwischen den beiden Regeln zum Bau neuer Kraftwerke.

Im Bereich der Verhaltensregulierung der Stromunternehmen finden sich in der Richtlinie keine Vorschriften. Im Bereich der Strukturregulierung wird den Unternehmen eine funktionelle Entflechtung der integrierten Unternehmen in Erzeugung, Übertragung und Verteilung vorgegeben. Schließlich sind unter dem Stichwort der sonstigen Bestimmungen vornehmlich die Reziprozitätsvorschriften zu erwähnen.[142] Diese erlauben den Mitgliedstaaten die Untersagung grenzüberschreitender Stromlieferungen immer dann, wenn der zu beliefernde Kunde in dem Land, aus dem er seinen Strom beziehen möchte, nicht als zugelassener Kunde definiert wäre.[143]

Kommen wir nach diesem kurzen Überblick über die wesentlichen Bestimmungen der Richtlinie zu den eingangs gestellten Fragen: Wie kann der Ansatz der Stromrichtlinie im Kontext der vier Liberalisierungsmodelle eingeordnet werden? Welche Spielräume stehen den Mitgliedstaaten offen?

Festzuhalten ist zunächst, daß die Richtlinie den Mitgliedstaaten nicht die Implementierung eines bestimmten Regulierungsmodells vorschreibt. Zwar definiert sie das Modell des verhandelten Netzzugangs als Mindestanforderung für die nationale auszugestaltende Marktöffnung für zugelassene Kunden. Das Modell des verhandelten Netzzugangs in Verbindung mit dem Recht der Mitgliedstaaten zur eigenen Definition von zugelassenen Kunden kann zusammengenommen als

142 Auf die Bestimmungen zu nationalen Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichem Interesse (service public) sowie die Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze und zur Frage der regenerativen Energien wird in Anhang A eingegangen. Sie sind für hier interessierende zentrale Fragen des grundsätzlich einzurichtenden Liberalisierungsmodells von nachgeordneter Bedeutung, auch wenn sie in einzelnen Mitgliedsstaaten die Grundlage erheblicher Konflikte mit den wettbewerblichen Zielen der Richtlinie darstellen könnten.

143 Auf andere Details der Richtlinie wird in Anhang A ausführlich eingegangen.

Modell spezifischer Durchleitungsrechte bezeichnet werden. Jedoch ist dies eine Mindestanforderung und schließt die Implementierung eines der anderen Modelle nicht aus:

- Beginnen wir mit einer Betrachtung der Regulierung von Transaktionen mit dem Ziel der *Belieferung zugelassener Kunden*. Nur für diese Nachfrager wird die Marktöffnung verlangt. Die in Art. 17 (und faktisch in Art. 18 Satz 1) definierte Ausgestaltung des Netznutzungsregimes in Form des verhandelten Netzzugangs ist eine Mindestvorschrift. Die Mitgliedstaaten dürfen ausdrücklich auch einen geregelten Netzzugang mit beispielsweise ex ante tarifierten und regulierten Netznutzungspreisen implementieren. Wichtiger noch ist der Umstand, daß sowohl das Poolmodell als auch das Common-Carrier-Modell mit diesen Anforderungen an die Marktöffnung vereinbar scheint. Das einzige der vier Modelle, welches diesbezüglich nicht richtlinienkonform ist, ist das normale, unmodifizierte Alleinabnehmermodell, wie es in Kumkar (1999) definiert wurde.
- Die Form der Regulierung der Transaktionen mit dem Ziel *der Belieferung nicht zugelassener Kunden* schließlich bleibt von den Wettbewerbsvorschriften der Stromrichtlinie gänzlich unberührt. Den Mitgliedsländern steht offen, ein normales Alleinabnehmermodell, ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte, ein Poolmodell, ein Common-Carrier-Modell zu implementieren oder bei der umfassenden Regulierung des Status quo ante zu bleiben.

Den Mitgliedstaaten verbleibt also ein erheblicher Gestaltungsspielraum bei der Umsetzung der Vorgaben der Stromrichtlinie. Vergrößert werden diese Spielräume noch durch die sonstigen Klauseln der Stromrichtlinie, die Wettbewerbseinschränkungen zur Verfolgung mehrerer Zielsetzungen außerhalb des reinen Wettbewerbsziels kennen. Zu nennen sind beispielsweise (vgl. ausführlicher Anhang A):

- Das Ziel der Verfolgung von Zielen im „gemeinwirtschaftlichen Interesse“ (Art. 3),
- das Ziel des Umweltschutzes (Art. 8 Satz 3; Art. 11 Satz 3),
- das Ziel der Unterstützung des Einsatzes einheimischer Primärenergien (Art. 8 Satz 4), und schließlich
- das Ziel der Preisgleichheit bei der Belieferung von Kunden der Verteilerunternehmen (Art. 10, Satz 1)

Die Freiräume betreffen sowohl die inhaltliche Ausgestaltung der Regulierung, das heißt die Frage: Was wird reguliert und nach welcher Regel?, als auch die institutionelle Ausgestaltung der Regulierung, das heißt die Frage: Wer reguliert die Stromunternehmen mit welchen konkreten Kompetenzen und diskretionären Entscheidungsspielräumen?.

Zusammenfassend muß festgehalten werden: Die in der vorliegenden Arbeit vorgeschlagene Implementierung eines Common-Carrier-Modells wäre mit den Bestimmungen der Richtlinie vereinbar. Sie würde allerdings weit über die Mindestanforderungen der Richtlinie an die wettbewerbliche Öffnung des deutschen Strommarkts hinausgehen.

B. Die deutsche Energierechtsnovelle

Zum 25. April 1998 trat nach langjährigen Diskussionen die deutsche Energierechtsnovelle in Kraft. Im folgenden werden in Anlehnung an die vorangegangene Darstellung der Stromrichtlinie die wesentlichen Charakteristika dieser Novelle skizziert und im Anschluß daran gefragt, welche Schlußfolgerungen für die Implementierung eines Common-Carrier-Modells zu ziehen sind, mit anderen Worten: In welchen Bereichen sollte das Gesetz nachgebessert werden, wenn der Wettbewerb in der Stromwirtschaft zu effizienten Ergebnissen führen soll?

Zur Beantwortung dieser Fragen sind in Übersicht 2 die wesentlichen Charakteristika der Novelle zusammengestellt worden (vgl. ausführlicher die Darstellung in Anhang B). Beginnen wir mit den Netzzugangsbestimmungen: Die Novelle sieht die Implementierung von Netznutzungsrechten nach dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte vor. Zwar wird den Kommunen das Recht zur Etablierung von Alleinabnehmern eingeräumt. Allerdings gelten diesbezüglich zwei Einschränkungen: Zum einen darf der Status eines Alleinabnehmers nur bis 2005 befristet sein. Zum anderen muß auch ein Alleinabnehmer — richtlinienkonform — Durchleitungen durch sein Netz erlauben, wenn diese der Belieferung zugelassener Kunden dienen. Insofern wird faktisch für die Belieferung aller zugelassener Kunden ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte eingerichtet.

Von besonderer Bedeutung ist nunmehr der Umstand, daß die Novelle keine explizit zugelassenen Kunden definiert. Und hieraus folgt, daß alle Kunden als zugelassenen Kunden einzustufen sind: Im Grundsatz ist somit durch die Novelle eine Marktöffnung auch für kleine Endnachfrager, für die Verteilerunternehmen und alle anderen Teilnehmer auf der Ebene des Groß- und Einzelhandels festgeschrieben. Korrespondierend zu dieser Schaffung von Netznutzungsrechten wird der Bau von neuen Anlagen in Erzeugung (und im Transport) grundsätzlich liberalisiert: Im Prinzip kann jedermann die Genehmigung zum Bau von Kraftwerken oder Leitungen beantragen, die einzelnen Investitionen sind für die Erteilung

dieser Genehmigung nicht auf ihre energiewirtschaftliche Bedeutung zu prüfen.[144]

Hinsichtlich der Regulierung der Netznutzung bleibt die Novelle bei den Mindestanforderungen der Richtlinie:[145] Die integrierten Unternehmen müssen funktionell (genauer: buchhalterisch) entflochten werden, Bestimmungen über die Höhe der Transportpreise finden sich in der Novelle ebenso wenig wie in der Richtlinie. Die Hoffnung der damaligen Bundesregierung war, daß die Regeln für die Bildung der Transportpreise in Form einer Verbändevereinbarung mehr oder weniger freiwillig von den Stromunternehmen selbst bestimmt werden. Allerdings wird der Bundeswirtschaftsminister explizit ermächtigt, eine Verordnung für die Ausgestaltung der Netznutzungsrechte zu erlassen. Von diesem Recht hat bislang weder die vorherige noch die derzeitige Bundesregierung Gebrauch gemacht.

Unter den sonstigen Bestimmungen der Novelle sind insbesondere (i) die Reziprozitätsbestimmungen, (ii) die Bestimmungen zum Schutz des Einsatzes heimischer Braunkohle und (iii) zur Preisgleichheit im Raum von Interesse.[146]

Zu (i): Die Novelle schöpft den diesbezüglichen Spielraum der Richtlinie gänzlich aus: Die Transportunternehmen können Durchleitungen aus dem Ausland ins Inland immer dann unterbinden, wenn der betreffende, zu beliefernde deutsche Kunde im Ausland nicht unter die Kategorie der zugelassenen Kunden fallen würde.

Zu (ii): Um das politisch gewünschte Ziel der Verstromung hoher Mengen an ostdeutscher Braunkohle zu erreichen, darf die Netznutzung von den Netzbetreibern (den Transportunternehmen) dann unterbunden werden, wenn die betreffenden Durchleitungen die Erzeugung in den Braunkohlenkraftwerken verdrängen würde. Grundsätzlich ist davon auszugehen, daß basierend auf dieser Schutzklausel Durchleitungen immer dann untersagt werden können, wenn sie die Stromerzeugung in den Kraftwerken der VEAG, des ostdeutschen Verbundunternehmen verdrängen würden [147] Der Wettbewerb um Endkunden in

144 Selbstverständlich unterliegt der Bau von Anlagen aber auch weiterhin beispielsweise den umweltrechtlichen Bestimmungen.

145 Auf die Endpreisregulierung wird etwas weiter unten bei der Diskussion der sonstigen Bestimmungen eingegangen.

146 Vgl. ausführlicher Anhang B. Dort wird auch auf die Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze und zu der Frage der regenerativen Energien eingegangen. Vgl. zu einer Kritik der diesbezüglichen Bestimmungen Kumkar (1997d; 1998a).

147 Es sei darauf hingewiesen, daß an der Richtlinienkonformität der gewählten Form der Schutzklausel Zweifel bestehen (vgl. Anhang B).

den ostdeutschen Bundesländern kann durch diese Klausel weitgehend ausgeschlossen werden.[148]

Zu (iii): Bemerkenswerterweise sieht die Novelle keinesfalls die Deregulierung des Stromhandels als ganzes vor. Anders als das in dieser Arbeit vorgeschlagene Common-Carrier-Modell sieht sie vielmehr die Beibehaltung der umfassenden Regulierung des Einzelhandels für kleinere (Tarif-)Kunden der ehemaligen Gebietsmonopolisten vor. Insofern unterscheidet sich die Novelle gegenüber dem alten EnWG kaum.[149] Sie verstärkt sogar den traditionellen regulatorischen Charakter der diesbezüglichen EnWG-Bestimmungen und sieht explizit ein weitreichendes regionales Preisdifferenzierungsverbot (Postulat der Preisgleichheit im Raum) vor. Derartige Preisdifferenzierungen sind zukünftig nur dann zulässig, wenn hierfür (i) „sachlich gerechtfertigte" Gründe vorliegen und ferner (ii) „keinem Kunden eine Preiserhöhung entsteht". Insbesondere die zweite Qualifikation kann sich in Zeiten geringer Inflation als prohibitiv erweisen. Zu beachten ist die mit diesem Preis*differenzierungs*verbot verbundene Gefahr, daß hiermit entweder Quersubventionen, das heißt ineffiziente Preis*diskriminierungen,* induziert werden oder aber zumindest deren Beseitigung behindert wird.

Kommen wir damit zur Frage, wie der Ansatz der deutschen Energierechtsnovelle im Kontext der vier Liberalisierungsmodelle und im Kontext der Freiräume der Stromrichtlinie eingeordnet werden kann. Welche Änderungen müßten aus Effizienzsicht am Gesetz vorgenommen werden?

Zunächst einmal ist hervorzuheben: Die Netznutzungsrechte der Novelle sind bedingte Netznutzungsrechte, da sie — anders als im Common-Carrier-Modell — ein prioritäres Eigennutzungsrecht der Transportunternehmen vorsehen. Da, wie in Kumkar (1999) gezeigt, diese bedingten Netznutzungsrechte nicht die Bedingungen für eine effizienten Netznutzung schaffen, sieht die Novelle — insofern folgerichtig — die Beibehaltung der Preisregulierung für kleinere Kunden vor, die jedoch — insofern ist die Novelle nicht ganz schlüssig — insgesamt als zugelassene Kunden definiert werden.

Besser wäre es daher, wenn die Bedingungen für eine effiziente Nutzung der Transportanlagen durch die Schaffung von diskriminierungsfreien Netznutzungsrechten geschaffen werden würden. Das Gesetz wäre somit diesbezüglich nach-

148 Zumindest bis 2003, denn bis dahin ist die Bestimmung vorläufig befristet.

149 Offensichtlich ging der Gesetzgeber bei der Formulierung des Gesetzes davon aus, daß sich auch zukünftig für den Großteil der Kunden wenig ändern wird, insbesondere sich an der Monopolposition des Gebietsunternehmens nichts wesentliches ändert (Bundesregierung 1997a: 16).

zubessern.[150] In diesem Fall könnte und sollte auch die bislang beibehaltende Preisregulierung für die dann nicht mehr gefangenen kleinen Kunden entfallen. Es ist davon auszugehen, daß sich in relativ kurzer Zeit auch Wettbewerb um kleinere Endkunden entfalten wird. In jedem Fall wäre die Überwachung des Einzelhandels eine typische kartellpolitische Aufgabe und keine Aufgabe der sektorspezifischen Stromregulierung. Den bisher zuständigen Landesministerien kann und sollte die Regulierungskompetenz entzogen werden, ohne daß hierdurch Gefahren für die Effizienz befürchtet werden müssen. Insofern ist der Regulierungsbereich für die laufende Regulierung durch die Regulierungsbehörden der Länder weitaus enger zu fassen als es das jetzt geltende Recht vorsieht.

Die bisherigen Ausführungen bezogen sich weitgehend auf die inhaltlichen Aspekte der in der Novelle vorgesehenen Regulierungspolitik. Kommen wir daher zum Abschluß kurz zu den institutionellen Gesichtspunkten der Novelle: Zunächst sei wiederholt, daß nach der vorliegenden Arbeit die laufende Preisregulierung im Bereich des Stromhandels gänzlich abgeschafft werden sollte. Insofern ist die in der Novelle vorgesehene Beibehaltung der Regulierungskompetenz der Landesministerien der falsche Weg. Bei Wegfall der diesbezüglichen Bestimmungen wären automatisch die Kartellbehörden für die die kartellrechtliche Überwachung (aller Wahrscheinlichkeit nur temporär) marktmächtiger Unternehmen nach dem GWB zuständig.

150 Oben (vgl. S. 50) wurde bereits darauf hingewiesen, daß diese Festlegung auf diskriminierungsfreie Netznutzungsrechte schon aus verfassungsrechtlichen Überlegungen heraus vermutlich eine Aufgabe des Gesetzgebers und nicht der Regulierungsinstanzen ist. Auch das Argument der Begrenzung des Regulierungsrisiskos spricht für eine diesbezügliche gesetzliche Festlegung.

Übersicht 2 — Hauptcharakteristika der deutschen Energierechtsnovelle

Netznutzung:	
- *Netznutzungrechte*	*Entweder*: Spezifische Durchleitungsrechte für Erzeuger (verhandelter Netzzugang) (Art. 1 § 6). O*der:* Einspeisungsrecht in das Netz des Alleinabnehmers (modifiziertes Alleinabnehmermodell: „Netzzugangsalternative“)) (Art. 1 § 79) als temporäre Ausnahme. *Allerdings*: Auch beim modifizierten Alleinabnehmermodell werden de facto spezifische Durchleitungsrechte geschaffen.
- *zugelassene Kunden (Marktöffnungsquote)*	Alle Nachfrager (einschließlich Verteilerunternehmen).
Stromhandel	Unabhängig von der Frage der formellen Ausgestaltung der Netzzugangsrechte: Zumindest formelle Suspendierung der geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole auf allen Stufen des Stromhandels Der Stromhandel wird hiernach auf allen Stufen der Stromwirtschaft zumindest potentiell wettbewerblich durch mehrere Unternehmen organisiert. Die Großhandelsmärkte sowie der Einzelhandelsmarkt sind nicht strikt separiert. Unabhängige und gebietsfremde Anbieter können direkte Lieferverträge mit Nachfragern auf Groß- und/oder Einzelhandelsebene schließen. Keine Bestimmungen zu den Formen der Lieferverträge oder zur Ausgestaltung des Ausgleichsmarkts.
Regulierung	*Strukturregulierung:* Vertikale Entflechtung der Rechnungslegung in Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Abgeschwächte organisatorische Trennung des (Übertragungs-)Netzbetreibers von anderen Unternehmensbereichen. Alleinabnehmer muß weitergehend als ein normaler Netzbetreiber funktionell entflochten werden. Im Bereich der *Verhaltensregulierung* eine unqualifizierte Nichtdiskriminierungsregel für die Konditionen tatsächlicher Durchleitungen, allerdings *keine Nichtdiskriminierungsregel* für die Rationierung knapper Transportressourcen.
Anlagenbau und Marktzutritt in die Erzeugung	Transparentes, objektives und nichtdiskriminierendes Genehmigungsverfahren: Jeder Interessent kann eine Genehmigung zum Bau von Kraftwerken oder Direktleitungen beantragen (Art. 1 § 3; Art. 1 § 16;).
Sonstiges:	
– *Reziprozitätsvorschriften*	Durchleitungen aus dem Ausland können dann untersagt werden, wenn ein zugelassener Kunde nicht in beiden betreffenden Staaten als zugelassener Kunde betrachtet werden würde.
– *Nationale Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichen Interesse*	Bestimmungen (1) zur Preisregulierung für kleinere Stromkunden, (2) zur Preisgleichheit im Raum und (3) zum Schutz der Verstromung ostdeutscher Braunkohle.
– *Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze und zu der Frage der regenerativen Energien*	Beibehaltung des Energieeinspeisungsgesetzes und zusätzlich spezielle Durchleitungsverweigerungsgrundlage zum Schutz des Einsatzes regenerativer Energien und für den Betrieb von Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen.

Quelle: Eigene Erstellung.

Schließlich sei zunächst darauf hingewiesen, daß die Novelle die Landesbehörden mit einer Regulierungskompetenz für die Stufe des Stromtransports ausstattet. Wie oben ausführlich begründet, scheint dies angesichts der fehlenden Unabhängigkeit dieser Instanzen nicht die adäquate Zuweisung der Regulierungskompetenz zu sein. Es wäre eine juristisch zu beantwortende Frage, ob die oben erwähnte Ermächtigung des Bundeswirtschaftsministers zum Erlaß einer Verordnung hinreichende Grundlage für die Etablierung entweder einer neuen Stromregulierungsbehörde (unter Umständen als Strom-Gas-Telekom-Regulierungsbehörde) oder aber zu einer Erweiterung der Befugnisse des Kartellamts ist. In jedem Fall ist auch darauf hinzuweisen, daß das GWB nach der sechsten Kartellrechtsnovelle den Tatbestand der mißbräuchlichen Verweigerung des Zugangs zu wesentlichen Einrichtungen kennt und insofern auch das Kartellamt gegen die

Transportunternehmen vorgehen könnte. Nach geltendem Recht sind somit jeweils zwei Instanzen für die Regulierung des Transportunternehmen zuständig. Es soll hier nicht diskutiert werden, ob diese Zuweisung überlappender Kompetenzen sachgerecht ist,[151] hingewiesen werden soll allerdings darauf, daß die eine Instanz, namentlich die Landesministerien, nicht der Maxime der Unabhängigkeit genügt und daß die andere Instanz, das Kartellamt, nicht das Recht zur laufenden Regulierung der Transportunternehmen besitzt, sondern nur einzelfallbezogen vorgehen kann. Sie hat im allgemeinen auch nicht das Recht, eine laufenden Informationsübermittlung von den Transportunternehmen zu verlangen. Dies wäre aber die Voraussetzung für eine wirksame Regulierung dieser Unternehmen.

Insgesamt sind somit Defizite der Novelle sowohl inhaltlicher als auch institutioneller Art festzustellen. Verstärkt wird dieser Eindruck der unzureichenden Bestimmungen zur Ausgestaltung der Netzzugangsrechte und der Endpreisregulierung noch durch die zahlreichen Ausnahmebestimmungen mit dem Ziel des Schutzes der Braunkohlenverstromung, des Einsatzes von KWK-Anlagen und des Schutzes vor ausländischen Stromlieferanten.

Diese Einschätzung sollte jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, daß die Novelle in anderen Punkten immerhin ein Schritt in die richtige Richtung ist. Insbesondere die Definition aller Kunden als zugelassene Kunden ist diesbezüglich hervorzuheben. Vorausgesetzt es gelingt, die Novelle insofern nachzubessern, daß die Netznutzungsrechte (möglichst eindeutig) diskriminierungsfrei ausgestaltet werden müssen, kann sogar der bislang eingeschlagene Weg der Ausgestaltung von Rahmenbedingungen für Netznutzungen via Verbändevereinbarung als positiv eingeschätzt werden. Es besteht die Hoffnung, daß über dieses Verfahren private und dezentral vorhandene Informationen in die Bildung der Preisregeln einfließen; dies gilt insbesondere dann, wenn die öffentliche Regulierung dafür sorgt, daß auch andere Interessengruppen als die bislang beteiligten Verbände an der Ausgestaltung der Verbändevereinbarung partizipieren können. Auf jeden Fall ist kaum davon auszugehen, daß der von einigen Autoren vorgeschlagene Erlaß einer Durchleitungsverordnung mit detaillierten Bestimmungen für die Bildung von Transportpreisen der richtige Weg wäre. Vermutlich ist selbst eine rein kartellrechtliche Regulierung der Verbändevereinbarung durch das Kartellamt weitaus effizienter als die direkte Detailregulierung durch die politische Instanz des Bundeswirtschaftsministers.

151 Vermerkt werden soll aber, daß diese Zuweisung überlappender Regulierungskompetenzen einen potentiellen Vorteil hinsichtlich der Etablierung eines Systems der „Checks and balances“ bietet. Vgl. auch Bickenbach (1999).

V. Fazit: Die Notwendigkeit institutionellen Wettbewerbs im Stromhandel und die erforderlichen Änderungen des Energierechts

Ziel dieses Papiers war die Erarbeitung von Empfehlungen für die wettbewerbliche Neuordnung der deutschen Stromwirtschaft. Dabei war zu prüfen, ob sich für Deutschland die Implementierung eines Alleinabnehmermodells, eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte, eines Poolmodells oder eines Common-Carrier-Modells empfiehlt. Unter Berücksichtigung der spezifischen Charakteristika des deutschen Stromsystems wurden die *inhaltlichen* und *institutionellen* Grundsätze der Wettbewerbs- und Regulierungspolitik abgeleitet. Vor dem Hintergrund dieses Vorschlags wurde anschließend untersucht, ob die deutsche Energienovelle von 1998 als Umsetzung der europäischen Stromrichtlinie die Bedingungen für ein effiziente Stromwirtschaft schafft oder zumindest als Schritt in die richtige Richtung bezeichnet werden kann. Die Untersuchungsergebnisse sollen im folgenden zusammengefaßt und daran anschließend die wesentlichen Defizite der derzeitigen Rechtslage aufgezeigt werden.

Für Deutschland empfiehlt sich angesichts der spezifischen Charakteristika des Stromsystems die Etablierung eines *Common-Carrier-Modells.* Unter den gegebenen Bedingungen ist dieses Modell mit den geringsten Kosten der Regulierung verbunden und weist darüber hinaus unter allen Liberalisierungsmodellen das größte Potential für institutionellen Wettbewerb im Stromhandel auf. Gerade der letzte Punkt ist angesichts der technisch-ökonomischen Besonderheiten der Stromwirtschaft von überragender Bedeutung für die Evolution effizienter Koordinierungsstrukturen in der Stromwirtschaft: Der Regulierer sollte es unter den signifikanten Informationsproblemen in der Stromwirtschaft so weit als möglich den privatwirtschaftlichen Agenten überlassen, die für sie optimalen Institutionen des Stromhandels und damit auch der Risikoallokation zu finden. Die öffentliche Regulierung sollte somit dem Wettbewerb als Entdeckungsverfahren weiten Raum einräumen und nicht via Implementierung beispielsweise eines Poolmodells die Berücksichtigung der dezentral vorhandenen Informationen und der individuellen Risikopräferenzen unterbinden.

Bei der Konkretisierung der inhaltlichen Grundsätze der Regulierungspolitik sind vier Hauptcharakteristika zu unterscheiden (Abschnitt II.B): Netznutzungsregeln, Organisation des Stromhandels, Grundsätze der Verhaltens- und Strukturregulierung, insbesondere die Festlegung der Regulierungsbereiche und schließlich die Grundsätze für die Investitionsregulierungspolitik in Erzeugung und Transport.

Bei der konkreten Ausgestaltung und Regulierung von *Netznutzungsrechten* muß insbesondere darauf geachtet werden, in die Bildung der Netznutzungspreise in möglichst starkem Umfang Informationen auch von anderen Unternehmen als den Transportunternehmen einfließen zu lassen (Abschnitt II.B.1). Zu diesem Zweck ist erstens bei der Bildung von Netzverlustpreiskomponenten die Möglichkeit der Bezahlung „in kind" zu erwägen. Zweitens sind bei der Bildung der Netzengpaßkomponente der Transportpreise Auktionsverfahren entweder für Netznutzungsrechte oder aber für inkrementale und dekrementale Änderungen von Durchleitungen zu erwägen. Beide Verfahren besitzen das Potential, die Auswirkungen von Informationsasymmetrien auf die Bildung und die Regulierung der Transportpreise zu begrenzen.

Die in zahlreichen anderen Staaten praktizierte Begrenzung des Kreises zugelassener Kunden beispielsweise auf große Industriekunden ist für Deutschland nicht zu empfehlen. Vielmehr ist davon auszugehen, daß eine Definition *aller* Endkunden als zugelassene Kunden der Erreichung des Effizienzziels dient.

Im Bereich des *Stromhandels* werden gemäß dem in dieser Arbeit entwickelten Vorschlag die den Status quo ante prägenden geschlossenen und rechtlich abgesicherten Gebietsmonopole beseitigt (Abschnitt II.B.2). Die weite Definition der zugelassenen Kunden schafft die Bedingungen dafür, daß sich je nach Präferenzen und vor allem Risikoneigung der Akteure auf Anbieter- und Nachfrageseite verschiedene Formen des Organisierten Stromhandels neben den Formen des Nichtorganisierten Terminmarkts herausbilden können. Dabei ist durchaus zu erwarten, daß zumindest in der ersten Zeit nach der Liberalisierung mehrere Börsen untereinander und gegenüber bilateralen oder multilateralen Nichtorganisierten Terminverträgen als Institutionen des Stromhandels konkurrieren. Es ist wie im Fall anderer Börsen a priori nicht klar, welche institutionellen Arrangements sich langfristig als wirtschaftlich erweisen werden. Konkret ist derzeit nicht absehbar, ob Terminkontraktmärkte mit ihrem hohen Ausmaß der Produktstandardisierung und der damit verbundenen potentiell hohen Liquidität einen hohen Anteil des insgesamt umgesetzten Stromvolumens abwickeln werden oder ob der Trend eher zu einem hohen Handelsvolumen der Nichtorganisierten Märkte oder der Organisierten Terminmärkte gehen wird. Dies ist kein Manko des hier vorgeschlagenen Reformmodells. Im Gegenteil: Ein wesentlicher Vorteil des Common-Carrier-Modells gegenüber den anderen Modellen besteht ja gerade darin, daß die Regulierung den Marktakteuren wenig Vorgaben über die Ausgestaltung der Handelsinstitutionen macht. Dem Wettbewerbsmechanismus wird bewußt weiter Raum gelassen, da die konkrete Form optimaler Koordinierungsstrukturen im Stromhandel a priori für den Regulierer kaum zu identifizieren ist und sich zusätzlich im Zeitablauf beispielsweise bei weiterhin sinkenden

(Koordinierungs-)Kosten der Informations- und Kommunikationssysteme kontinuierlich ändern dürfte.

Die freiwillige oder aber vom Regulierer auferlegte Organisation von Ausschreibungen im Bereich des Ausgleichshandels kann eine Maßnahme zur Erleichterung der Regulierung sowohl des Ausgleichshandels als auch der Transportpreise sein. Sie kann somit als Maßnahme der funktionellen Entflechtung vertikal integrierter Transportunternehmen die Informationsbasis des Regulierers erheblich verbessern, auch wenn sie die laufende Regulierung nicht ersetzen kann.

Die *Regulierung* der Stromunternehmen ist unter dem Common-Carrier-Modell gegenüber dem Status quo ante grundlegend zu ändern (Abschnitt II.B.3). Eine Endpreisregulierung findet ebenso wie eine Regulierung der Großhandelspreise für erzeugten Strom — anders als im Status quo ante — nicht statt. Eine Verhaltensregulierung ist zukünftig nur noch auf der Stufe des Stromtransports in Übertragungs- und Verteilungsnetzen notwendig. Für diesen Bereich sollte auf absehbare Zeit eine Versorgungspflicht der Transportunternehmen in dem Sinn gelten, daß diese einer nichtdiskriminierenden Durchleitungspflicht sowie einer grundsätzlichen Investitionspflicht mit dem Zweck der Befriedigung fremder Durchleitungsnachfrage unterliegen. Maßnahmen der Strukturregulierung, also etwa eine eigentumsrechtliche Zwangsentflechtung bestehender Unternehmen, werden nach dem hier vorgelegten Vorschlag nicht ergriffen. Der Regulierer sollte allerdings im Rahmen der Maßnahmen zur funktionellen Entflechtung, die aus Gründen der Verhaltensregulierung integrierter Unternehmen vorgeschrieben werden muß, erwägen, die Bildung von Unabhängigen Netzbetreibern zu unterstützen oder sogar zu forcieren. Diese Form der Ausgestaltung des Netzzugangs besitzt potentiell Vorteile hinsichtlich der durch die Regulierung beeinflußten totalen Koordinierungs- und Motivationskosten.

Der *Bau neuer Erzeugungsanlagen* ist gemäß den Prinzipien des zu implementierenden Common-Carrier-Modells grundsätzlich und vollständig zu liberalisieren: Es gibt keine überzeugenden Gründe für eine Beibehaltung der energiewirtschaftlichen Regulierung dieser Investitionen (Abschnitt II.B.4).

Anders sieht das Bild freilich im Bereich des Stromtransports aus. Hier ist davon auszugehen, daß auf Dauer die Notwendigkeit der Regulierung besteht. Es müssen zwei Szenarien unterschieden werden, mit unterschiedlichen Implikationen für die Form der Regulierung und für die Chancen für Wettbewerb auch im Stromtransport.

Im ersten Szenario, *Stromtransport als regionales geschlossenes Monopol*, wird davon ausgegangen, daß sich aus Transaktionskostengründen am regionalen Monopolstatus der Transportunternehmen nichts wesentliches ändert; daher ist insbesondere die Gründung großräumiger Unabhängiger Netzbetreiber nicht

zu erwarten. In diesem Szenario sind Investitionen in Transportanlagen auf Dauer der generellen Regulierungskompetenz des Regulierers zu unterstellen.

Im zweiten Szenario, *Freier Leitungsbau*, ist hingegen die partielle oder vollständige Liberalisierung des Baus von Anlagen für den Stromtransport angezeigt. Die hinter diesem Ansatz stehende Idee läßt sich dadurch charakterisieren, daß es unter Umständen möglich ist, den Bereich mit natürlichen Monopolelementen (Netzbetrieb) des Stromtransports von den potentiell wettbewerblichen Bereichen (Netzausbau) zu separieren, um nur den ersten Bereich einer Regulierung zu unterstellen. Es muß zwar betont werden, daß die wirtschaftswissenschaftliche Analyse noch keine voll zufriedenstellende Lösung für die effiziente Setzung dezentraler Investitionsanreize bietet. Die derzeit intensive Forschung in diesem Bereich begründet allerdings Hoffnungen darauf, daß in Zukunft neben der fast vollständigen Deregulierung der Stromerzeugung und des Stromhandels auch die Stufe des Stromtransports zumindest in Teilen durch Wettbewerb anstelle eines öffentlichen Regulierers kontrolliert wird. Eine derartige Entwicklung hin zum zweiten Szenario würde die Bedingungen für die effiziente Berücksichtigung dezentral vorhandener Informationen über die Notwendigkeit zukünftiger Netzerweiterungen erheblich verbessern und die laufenden Aufgaben des Regulierers erheblich reduzieren.

Für die Effizienz in der Stromwirtschaft sind neben den inhaltlichen Fragen der zukünftigen Regulierungspolitik die *institutionellen* Fragen von zentraler Bedeutung: Der öffentliche Regulierer muß selbst einer wirksamen Regulierung unterworfen werden, um das Ausmaß des Regulierungsrisikos und der damit verbundenen Kosten zu begrenzen (Abschnitt III.A). Aus dieser Notwendigkeit der Regulierung des Regulierers folgt, daß sich die Zuweisung von Kompetenzen an den Regulierer an drei Maximen ausrichten sollte: Der Rechenschaftspflicht, der Unabhängigkeit und der Entscheidungstransparenz (Abschnitt III.B). Hieraus folgt unmittelbar, daß die praktische Regulierung der Transportunternehmen *nicht* (wie im Status quo ante) von direkten Untergebenen des Ministers durchgeführt werden sollte, da diese zu starken politischen Einflüssen ausgesetzt sind.

Die allgemeinen Gerichte sind für die notwendigerweise auf Kontinuität angelegte Regulierung der Transportunternehmen ebenfalls nicht geeignet (Abschnitt III.C). Ihre Rolle sollte eher darin bestehen, neben dem Parlament (oder dem Ministerium) als „Regulierer des Regulierers“ zu fungieren. Aus diesem Grund kann auch das Kartellamt ohne weitere Modifikation seiner Struktur und Ausstattung die Regulierungskompetenz für die Transportunternehmen nicht sinnvoll ausüben.

Würden aber dem Kartellamt die gleichen Ressourcen zugewiesen werden, wie alternativ einer neu zu gründenden Regulierungsbehörde, sind analytisch zwei Problemkomplexe zu unterscheiden: Erstens die Frage nach der horizontalen

Zentralisierung oder Dezentralisierung von Regulierungskompetenzen sowie zweitens die Frage nach dem sachgerechten institutionellen Zusammenspiel von allgemeinem Kartellrecht und Regulierungspolitik.

Angesichts der zugrundeliegenden Trade-offs sprechen zwar einige Vorteile für die Schaffung sektorspezifischer Regulierungsinstanzen, also für Schaffung rein sektorspezifischer Regulierungskompetenzen und damit für eine horizontale *Dezentralisierung von Regulierungskompetenzen.* Allerdings können diese Vorteile unter Umständen auch bei einer klaren Aufgabenzuweisung an eine multilaterale Regulierungsinstanz und einer angemessenen institutionellen Ausgestaltung dieser Regulierungsinstanz zumindest teilweise erreicht werden. Und in jedem Fall gilt es zu beachten, daß die Vorteile sektorspezifischer Regulierungsinstitutionen nur dann erzielt werden können, wenn die für die Regulierungsinstanz exogenen Unsicherheiten (beispielsweise bei Preisentwicklungen für notwendige Inputs der regulierten Unternehmen) intersektoral in starkem Maß korreliert sind. Zusammenfassend folgt: Die Regulierungskompetenz für den Stromsektor ist *keiner neuen sektorspezifischen Regulierungsbehörde* zuzuweisen. Statt dessen ist die Kompetenz entweder dem Kartellamt oder aber der ohnehin existierenden Telekom-Regulierungsbehörde zu überantworten; die Ressourcenausstattung des Kartellamts oder der Telekom-Regulierungsbehörde ist entsprechend zu erweitern.

Falls die Regulierungskompetenz für den Stromtransport dem Kartellamt zugewiesen wird, muß dieses dazu verpflichtet werden, die teilweise konfligierenden Zielvorgaben der Regulierung (im engeren Sinn) und der Förderung des Wettbewerbs in seinen Entscheidungen und deren öffentlichen Begründungen zu trennen. Dies ist die Voraussetzung für ein effizientes *institutionelles Zusammenspiel von allgemeinem Kartellrecht und Regulierungspolitik.* Nur unter diesen Bedingungen ist eine wesentliche Bedingung für die effektive Regulierung der Regulierungsinstanz erfüllt. Das heißt auch, daß das Kartellamt die seinen Entscheidungen zugrundeliegenden Gewichtungen der beiden Zielvorstellungen explizit machen muß. Im alternativen Fall der Zuweisung der Regulierungskompetenz für den Stromtransport an eine separate und multisektorale Regulierungsbehörde ist diese Art der Zuweisung von Zeit zu Zeit zu überprüfen, da zu befürchten ist, daß die in dieser Regulierungsinstanz tätigen Individuen von sich aus Anreizen unterliegen, den möglicherweise zukünftig effizienten Schritt zu einer partiellen Deregulierung des Stromtransports nicht einzuleiten.

Der Vorschlag zur Implementierung eines Common-Carrier-Modells ist mit den europarechtlichen Vorgaben der 1997 in Kraft getretenen *europäischen Stromrichtlinie* vereinbar; die Implementierung des Vorschlags würde freilich weit über die Mindestanforderungen der Richtlinie an die wettbewerbliche Öffnung des deutschen Strommarkts hinausgehen (Abschnitt IV.A). Den Mitglied-

staaten verbleibt bei der Umsetzung der Vorgaben der Stromrichtlinie ein erheblicher Gestaltungsspielraum. Dieser Spielraum wird noch durch die sonstigen Klauseln der Stromrichtlinie vergrößert, die Wettbewerbseinschränkungen zur Verfolgung mehrerer Zielsetzungen außerhalb des reinen Wettbewerbsziels gestattet. Eine Vorgabe über ein bestimmtes zu implementierendes Liberalisierungsmodell findet sich in der Richtlinie somit nicht. Zwar definiert sie das Modell spezifischer Durchleitungsrechte als Mindestanforderung für die national auszugestaltende Marktöffnung für zugelassene Kunden. Jedoch schließt dies die Implementierung eines anderen Modells nicht aus. Die einzige Ausnahme wird durch die faktische Untersagung eines Alleinabnehmermodells für Stromlieferungen mit dem Ziel der Belieferung zugelassener Kunden gebildet.

Schließlich folgt aus der Analyse, daß die 1998 in Kraft getretenen *deutschen Energierechtsnovelle* Defizite sowohl inhaltlicher als auch institutioneller Art aufweist (Abschnitt IV.B). Dies gilt insbesondere bei der Ausgestaltung der Transportregulierung, die beispielsweise nach wie vor ein prioritäres Eigennutzungsrecht der Transportunternehmen vorsieht. Verstärkt wird dieser Eindruck der unzureichenden Bestimmungen zur Ausgestaltung der Netzzugangsrechte noch durch die zahlreichen Ausnahmebestimmungen mit den Zielen beispielsweise des Schutzes der Braunkohlenverstromung, des Einsatzes von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und des Schutzes vor ausländischen Stromlieferanten. Darüber hinaus ist die Aufrechterhaltung der Endpreisregulierung für kleinere Stromkunden ein Manko der Novelle. Die Novelle ist daher aus Effizienzsicht in wesentlichen Teilen nachzubessern:

- Die zahlreichen *Ausnahmebestimmungen* von den Wettbewerbsregeln sollten wegfallen, gegebenenfalls durch wettbewerbskonforme Regelungen ersetzt werden
- Die *Endpreisregulierung* ist gänzlich aus der laufenden Regulierung zu nehmen
- Die *inhaltliche* Ausrichtung der *Transportregulierung* ist in Richtung der Schaffung nichtdiskriminierender Netznutzungsrechte zu ändern
- Die *institutionelle* Ausgestaltung der laufenden Transportregulierung ist in Richtung einer angemessen ausgestatteten und unabhängig agierenden Regulierungsinstanz zu modifizieren. Die Frage, ob diese laufende Regulierung vom Kartellamt oder einer eigenständigen Regulierungsbehörde ausgeführt werden sollte, ist dabei von untergeordneter Bedeutung.

Anhang A: Die Stromrichtlinie der Europäischen Union

Nach mehrjährigen zähen und kontroversen Diskussionen in den europäischen Gremien (vgl. hierzu Kumkar 1995 und Kumkar 1997a: Kapitel D) beschloß der Europäischen Rat im Juni 1996 die „Richtlinie betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“ (Stromrichtlinie, im folgenden auch SRL). Diese Richtlinie trat zum 19. Februar 1997 in Kraft und muß von den Mitgliedstaaten innerhalb einer Zweijahresfrist in nationales Recht umgesetzt werden.[152] Ziel der Richtlinie ist die Erhöhung der „Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung“ von Strom. Zu diesem Zweck sollen die bisher vorwiegend gebietsmonopolistisch organisierten nationalen Versorgungssektoren umstrukturiert werden und einem „wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt“ Platz machen. Die Stromrichtlinie ist durch drei Hauptelemente gekennzeichnet:

Erstens sollen Netznutzungsrechte für bestehende Übertragungs- und Verteilungsnetze etabliert werden, ferner soll der Bau von Kraftwerken und Netzen im Bereich der Stromwirtschaft liberalisiert werden. Die Netznutzungsrechte sollen von unabhängigen und gebietsfremden Stromanbietern zur Belieferung von Stromendkunden genutzt werden können.

Zweitens wird den Mitgliedstaaten weiter Spielraum bei der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht eingeräumt. Dies erlaubt den Mitgliedstaaten beispielsweise die Beibehaltung zentraler, staatlicher Investitionsplanungsverfahren und die Definition von Aufgaben im allgemeinen wirtschaftlichen 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 begrenzt: Über die Definition der rechtlichen Figur des „zugelassenen Kunden“ werden weite Teile der Stromnachfrager auf absehbare Zeit von der Partizipation an den wettbewerblichen Märkten ausgeschlossen bleiben, sofern die jeweiligen Mitgliedstaaten nicht von sich aus eine weitergehende Marktöffnung beschließen. Erst im Jahr 2007 will das europäische Parlament und der Rat den Strommarkt „im Lichte der gesammelten Erfahrungen“ möglicherweise weiter öffnen (Art. 26 SRL).

152 Der Text der Richtlinie findet sich in: Rat (1997). Belgien und Irland wurde eine Fristverlängerung um ein Jahr, Griechenland um zwei Jahre eingeräumt (Art. 27 SRL). Vgl. ausführlicher zur Stromrichtlinie Kumkar (1997a) (auch über den Status quo der europäischen Stromwirtschaft). Vgl. zur Stromrichtlinie auch Britz (1997).

Im folgenden wird auf die wesentlichen Charakteristika der Stromrichtlinie eingegangen. Ziel ist die Einordnung des Ansatzes der Stromrichtlinie in das durch das Alleinabnehmermodell, das Modell spezifischer Durchleitungsrechte, das Poolmodell und das Common-Carrier-Modell aufgespannte Spektrum der Liberalisierungsmodelle. Ferner sind die ergänzenden und konkretisierenden Bestimmungen herauszuarbeiten.

B. Netznutzung

Bei dem wettbewerbs- und regulierungspolitischen Kernbereich der Stromrichtlinie, der Schaffung von Rechten zum Abschluß direkter Lieferverträge zwischen konkurrierenden Anbietern und Nachfragern können drei Hauptmerkmale identifiziert werden, (1) die grundsätzliche Form der Netznutzungsrechte, (2) die Einschränkung des Kreises zugelassener Kunden und schließlich (3) die Bestimmungen zur Rolle des Netzbetreibers.

1. Netznutzungsrechte für unabhängige und gebietsfremde Erzeuger

Bei der Frage des einzurichtenden Netzzugangsregimes — dem Kernstück der wettbewerbspolitischen Bestimmungen der Stromrichtlinie — können die Mitgliedstaaten nach der Stromrichtlinie zwischen zwei Alternativen wählen: dem *verhandelten* beziehungsweise *geregelten Netzzugang* und dem (modifizierten) *Alleinabnehmermodell*. Wie sich anhand der Analyse der Richtlinie zeigt, hat diese Wahlmöglichkeit hinsichtlich des Wettbewerbs um zugelassene Kunden aber eher kosmetischen Wert, denn inhaltliche Konsequenzen:

Beim *verhandelten Netzzugang* gemäß Art. 17 SRL müssen Durchleitung begehrende Unternehmen und Stromkunden mit den netzbesitzenden Unternehmen einen Preis für die Durchleitung von Strom aushandeln, haben aber grundsätzlich das Recht zur Durchleitung durch fremde Netze, wenn die Kapazität der Übertragungs- und/oder Verteilungsanlagen hierfür hinreichend ist. Die Mitgliedstaaten können auch beschließen, statt des Modells des verhandelten Netzzugangs ein Modell des *geregelten Netzzugangs* einzurichten (Art. 17 Abs. 4 SRL).[153] Dieses

153 Der englische Fassung der Stromrichtlinie spricht vom „regulated system of access“ als geregelten Netzzugang. Dies sollte nicht darüber hinwegtäuschen, daß auch der „verhandelte Netzzugang“ (negotiated access) auf einer Regulierungsvorschrift (dem auferlegten und qualifizierten Kontrahierungszwang des Transportunternehmens) basiert und die Konditionen der Transportverträge zumindest der Ex-post-Regulierung durch den zuständigen nationalen Regu-

geht insofern über das Modell des verhandelten Netzzugangs hinaus, als es die Ex-ante-Regulierung und Veröffentlichung von Netznutzungstarifen durch die Netzbetreiber vorsieht. Es ist zu betonen, daß durch diese Bestimmungen — trotz der Verwendung des Begriffs des „Netzzugangs" im Text der Stromrichtlinie — Netz*nutzungs*rechte definiert werden, keine Netz*zugang*srechte.[154] Diese Netznutzungsrechte stellen unabhängig von der Frage, ob sie konkret im Rahmen des verhandelten Netzzugangs oder im Rahmen des geregelten Netzzugangs gewährleistet werden sollen, gegenüber dem Status quo ante in Deutschland und in den meisten weiteren Mitgliedstaaten der EU eine erhebliche Änderung dar.[155]

Bestimmungen über die Rationierung knapper Transportressourcen finden sich in der Stromrichtlinie nicht, insbesondere schweigt die Richtlinie zum Problemkreis des vertikalen Ausschlusses fremder Netznutzungen durch das Transportunternehmen. Die einzige diesbezügliche Nichtdiskriminierungsregel findet sich in Art. 7 Abs. 5 für das Übertragungsnetz und Art. 11 Abs. 2 für das Verteilungsnetz. Dort ist zwar festgelegt, daß eigene Tochterunternehmen nicht gegenüber fremden Nutzern bevorzugt werden dürfen. Diese Vorgabe schließt aber in keiner Weise aus, daß eigene Unternehmensabteilungen gegenüber fremden Nutzern bevorzugt behandelt werden. Es muß daher davon ausgegangen werden, daß den Eigentümern der Anlagen generell prioritäre Eigennutzungsrechte zustehen, sofern die nationalen Bestimmungen nicht von sich aus eine Nichtdiskriminierungsregel vorsehen.

Beim sogenannten *Alleinabnehmermodell* der Stromrichtlinie sind gegenüber dem von französischer Seite vorgelegten ursprünglichen Alleinabnehmermodell, das im wesentlichen dem in Kumkar (1999) diskutierten normalen Alleinabnehmermodell entsprach, wesentliche Modifikationen festzustellen.[156] Es wird daher

lierer (Kartellämter, formalen Regulierungskommissionen, Gerichten) und gegebenenfalls der EU-Kommission als Regulierungsinstanz) unterliegen.

154 Netz*zugang*srechte eines Agenten wurden an anderer Stelle (Kumkar 1999: Abschnitt II.B) definiert als die Kombination zweier Rechte des betreffenden Agenten: Das (physikalische) Anschlußrecht des Agenten und das Andienungsrecht an den Alleinabnehmer (oder ein anderes festgelegtes Unternehmen) zu regulierten Preisen. Netz*nutzung*srechte sind hingegen Durchleitungsrechte, d.h. die Kombination eines Einspeisungs- mit einem Entnahmerecht ohne Andienungsrecht an einen spezifischen Agenten.

155 Zum Zeitpunkt der Verabschiedung der Stromrichtlinie durch den Rat waren derartige Netznutzungsrechte allein im Vereinigten Königreich implementiert. Die Reformen in Schweden und Finnland mit ihren diesbezüglichen Bestimmungen waren allerdings — in Reaktion auf die norwegischen Reformen und die absehbare Verabschiedung der Stromrichtlinie — bereits auf den Weg gebracht.

156 Im Unterschied zur französischen Konzeption müssen die zugelassenen Kunden (siehe unten) Direktverträge (Lieferverträge) sowohl mit ausländischen als auch mit inländischen Stromanbietern schließen können. Unter dem Aspekt der Subsidiarität von besonderem Interes-

zur Unterscheidung vom normalen Alleinabnehmermodell hier als *modifiziertes Alleinabnehmermodell* bezeichnet und weist gegenüber dem normalen Alleinabnehmermodell folgende Besonderheiten auf:

Ein Alleinabnehmer wird nach den Bestimmungen der Richtlinie typischerweise verpflichtet, unabhängigen oder gebietsfremden Strom zu vorher publizierten Preisen anzukaufen, die dem bisherigen Abgabepreis an den Kunden abzüglich eines Netznutzungspreises entsprechen.[157] Der Kunde bezieht seinen Strom somit zwar pro forma weiterhin vom Alleinabnehmer zu unveränderten Konditionen (Direktverträge im Rahmen von *Dreiecksgeschäften*).[158] Er kann aber durch den Direktvertrag (unter Inanspruchnahme von Ankaufspflichten und spiegelbildlichen Verkaufspflichten des Alleinabnehmers) einen geringeren Gesamtstrompreis erreichen: Letztlich bezahlt der Endkunde durch das Dreiecksgeschäft als

se, betrifft die Stromrichtlinie daher generell auch den nationalen Binnenhandel mit Strom; sie behandelt explizit nicht nur grenzüberschreitenden Handel. Interessanterweise wird zum Beispiel im föderalen System der Vereinigten Staaten dem Bundesgesetzgeber kein derartiges Recht zugebilligt. Dort hat der Bundesgesetzgeber (und die Bundesregulierungsbehörde) formal nurmehr das Recht der Regulierung von grenzüberschreitenden Stromlieferungen. Der Verkauf von Strom an Endkunden unterliegt prinzipiell allein der Regulierungskompetenz der Bundesstaaten. Unter der gegenwärtigen dortigen Rechtsprechung würde die Verabschiedung eines Bundesgesetzes mit dem Inhalt der Stromrichtlinie vermutlich gegen die Verfassung der Vereinigten Staaten verstoßen.

157 Dem Alleinabnehmer kann eine derartige Ankaufsverpflichtung alternativ auch nicht auferlegt werden. Diese an anderer Stelle (Kumkar 1997a: Kap. E. II.) (vielleicht etwas vorschnell) als „Kuriosum am Rande“ bezeichnete Wahlmöglichkeit „innerhalb“ des Alleinabnehmersystems hebelt die Konzeption des Alleinabnehmermodells zwar vollständig aus, muß der Alleinabnehmer doch in diesem Fall zur Gewährung von Durchleitungsrechten nach dem Prinzip des verhandelten Netzzugang verpflichtet werden (Art. 18 Abs. 3 SRL). Allerdings ist dieser Umstand offenbar kein Hinderungsgrund gegen die absehbare Implementierung exakt dieses „Alleinabnehmermodells“ in einigen Mitgliedstaaten der EU.

158 Ein Beispiel mag die Konstruktion der Dreiecksverträge verdeutlichen: Bezeichnet P_a den bisherigen (und unveränderten) Abgabepreis des Alleinabnehmers, P_i den beispielsweise mit einem ausländischen Lieferanten vertraglich vereinbarten Importpreis und $P_{\ddot{u}}$ das Übertragungsentgelt, ergibt sich der Handelsgewinn p des Endkunden als $p = P_a - P_i - P_{\ddot{u}}$. Der inländische Kunde zahlt an den Alleinabnehmer den unveränderten Preis P_a und erhält vom ausländischen Lieferanten die Zahlung von $P_a - P_i - P_{\ddot{u}}$. Der Gesamtpreis des Endkunden beträgt $P_a - (P_a - P_i - P_{\ddot{u}}) = P_i + P_{\ddot{u}}$, wenn vertraglich die Übernahme der Übertragungsgebühren durch den Kunden vereinbart wurde. Der ausländische Lieferant erhält vom Alleinabnehmer eine Zahlung in Höhe von $P_a - P_{\ddot{u}}$, er erhält somit als Gesamtpreis $P_a - P_{\ddot{u}} - (P_a - P_i - P_{\ddot{u}}) = P_i$. Bemerkenswert an dieser Konstruktion der Dreiecksgeschäfte ist die Tatsache, daß dem Alleinabnehmer keinerlei Informationen über den Preis eines Konkurrenzangebotes übermittelt werden, obwohl er pro forma den Strom selbst importiert und dann an den Endkunden liefert. Die Konstruktion der Dreiecksgeschäfte führt im wesentlichen nur dazu, daß der Alleinabnehmer als „Zwischenhändler“ fungiert, dessen Handelsspanne sich aus den vorher publizierten Übertragungstarifen ergibt.

Strompreis den mit dem ausländischen oder unabhängigen Lieferanten vereinbarten Preis zuzüglich eines Übertragungsentgeltes für die „Durchleitung“ durch das Netz des Alleinabnehmers.

Die Verwendung des Begriffs des Alleinabnehmermodells in der Stromrichtlinie darf also nicht darüber hinwegtäuschen, daß sie tatsächlich nicht die Schaffung von Netz*zugangs*rechten à la Alleinabnehmermodell, sondern von Netz*nutzung*srechten nach dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte verlangt.[159]

2. Kreis der zugelassenen Kunden

Die Richtlinie sieht vor, den europäischen Strommarkt nur schrittweise zu öffnen, „damit die Elektrizitätsindustrie sich flexibel und in geordneter Art und Weise dem neuen Umfeld anpassen kann und weil zu berücksichtigen ist, daß die Elektrizitätssysteme gegenwärtig unterschiedlich aufgebaut sind“ (Rat 1997: Abwägungsteil, Punkt 5). Daher wird den Mitgliedstaaten unabhängig vom jeweils gewählten Netznutzungsansatz explizit das Recht zuerkannt, einen großen Teil der Stromnachfrager von der Teilnahme am wettbewerblichen Stromhandel auszuschließen, sie somit zum Wettbewerb nicht zuzulassen. Dieser Anteil der nicht zugelassenen Stromnachfrager muß allerdings im Zeitablauf verringert werden, spiegelbildlich der Kreis der zugelassenen Kunden im Zeitablauf erweitert werden.

Grundsätzlich muß das Recht des Lieferantenwechsels spätestens ab 1999 allen großen industriellen Nachfragern mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 GWh eingeräumt werden. Andere Letztverbraucher und/oder Verteilungsunternehmen sind soweit zuzulassen, daß die nationale Mindestöffnungsquote erreicht wird. Diese nationale Mindestöffnungsquote wird berechnet nach dem Anteil derjenigen Letztverbraucher am gesamten Stromverbrauch in der Europäischen Union, deren Jahresverbrauch einen bestimmten Schwellenwert überschreitet. Dieser Schwellenwert beträgt zu Beginn 40 GWh und sinkt bis zum Jahr 2003 auf 9 GWh.[160] Die sich hieraus ergebenden Schwellenwerte in den einzelnen Ländern sind Übersicht A-1 zu entnehmen.[161]

159 Dies gilt für Lieferungen an zugelassene Kunden. Lieferungen an nicht zugelassene Kunden können nach dem normalen, nicht modifizierten Alleinabnehmermodell reguliert werden und hierbei insbesondere nach dem Ausschreibungsansatz.

160 Die Frist zur Umsetzung der Richtlinie beträgt zwei Jahre, so daß die anfängliche Marktöffnung spätestens 1999 erfolgt sein muß.

161 Die Werte in Übersicht A-1 sind indikativer Natur. Nach jüngsten Information der Europäischen Kommission haben sich die Mindestmarktöffnungsquoten gegenüber den ursprünglich berechneten Werten leicht veränderte und betragen nunmehr ab 1999: 26 vH, ab 2000: 28

Übersicht A-1 — Schwellenwerte für zugelassene Kunden (GWh) nach der Stromrichtlinie[a]

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

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

Quelle: *Stromthemen* (1997: 2).

Den Mitgliedsländern obliegt es, den Kreis der zugelassenen Kunden zu benennen, so daß die Mindestöffnungsquote erreicht wird. Sie haben dabei Spielraum: Denkbar ist die Nennung aller Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch über einem bestimmten Wert (diese Annahme liegt den Werten in Übersicht A-1 zugrunde). Denkbar ist die Nennung bestimmter oder aller Verteilungsunternehmen, die als zugelassene Kunden fungieren können. Grundsätzlich müssen jedoch alle Verteilungsunternehmen mindestens soweit Marktzugang erhalten, daß sie über die Strommenge Lieferverträge schließen können, die ihre Kunden, die als zugelassene Kunden benannt werden, innerhalb ihres Verteilungssystems verbrauchen.[162]

vH und ab 2003: 33 vH (Kommission 1999). Demzufolge wären die Werte in Übersicht A-1 leicht nach oben zu korrigieren. Exakte aktuelle Werte für die nationalen Schwellenwerte sind allerdings nicht verfügbar.

162 Interessanterweise könnte somit die Mindestmarktöffnung in Deutschland im Prinzip alleine dadurch erreicht werden, daß alle Verteilerunternehmen als zugelassene Kunden definiert werden. Zusammen mit den ohnehin zuzulassenden Endkunden mit einer Nachfrage von mindestens 100 GWh würde dies den Buchstaben der Stromrichtlinie Genüge leisten. Exakt diese Idee lag einem Vorschlag des VKU-Mitglieds Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesell-

Die Marktöffnung kann in den Mitgliedsländern unterschiedliche Konsequenzen haben: Während beispielsweise in Finnland, Luxemburg und Belgien die anfängliche Marktöffnung von 23 vH erreicht wird, wenn alle Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 GWh als zugelassene Kunden definiert würden, würde in Irland und Dänemark selbst die Nennung aller Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 10 GWh nicht ausreichen, um die nationale Mindestöffnung von 23 vH zu erreichen.

3. Funktion des Netzbetreibers

In jedem Mitgliedstaat müssen verantwortliche Netzbetreiber ernannt werden, die für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet verantwortlich sind.[163] Zu den Aufgaben eines Netzbetreibers zählt gemäß Stromrichtlinie insbesondere die Lastverteilung. Der Abruf der Kraftwerke hat zwar grundsätzlich nach objektiven und „nichtdiskriminierenden" Kriterien zu erfolgen. Vertragliche Verpflichtungen des Netzbetreibers beispielsweise aus möglichen Ausschreibungsverfahren oder aus Durchleitungsverträgen sind aber zu berücksichtigen. Bei den genannten sonstigen Kriterien ist auf den ersten Blick insbesondere der „wirtschaftliche Vorrang aus verfügbaren Erzeugungsanlagen" von Bedeutung, worunter gemäß Art. 2 Nr. 13 SRL die „Rangfolge der Elektrizitätsquellen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten" zu verstehen ist. In der Richtlinie erfolgt jedoch keine Konkretisierung, wie dieser wirtschaftliche Vorrang auszusehen hätte und vor allem, wie er zu ermitteln ist. Ebenfalls wird der Begriff der Diskriminierungsfreiheit in keiner Weise näher bestimmt.[164]

Die Implikationen sind damit nicht unmittelbar abzusehen, wesentliche Fragen bleiben offen: Wie wird der wirtschaftliche Vorrang bestimmt? Und wie verhält es sich mit dem Verhältnis des Kraftwerksabrufs nach wirtschaftlichem Vorrang zum Kraftwerksabruf nach vertraglichen Verpflichtungen? Und vor allem: Gelten für die Erfüllung von eigenen Durchleitungsverträgen oder Lieferverträgen aus

schaft (MVV 1997: 2 f.) zugrunde. Faktisch wäre damit der Wettbewerb auf der Einzelhandelsebene auf diejenigen Kunden beschränkt, die über 100 GWh Jahresverbrauch aufweisen. Andere (auch große) Kunden hätten allenfalls hoffen können, daß sich die verbesserte Marktposition (auf der Großhandelsebene) ihrer Monopollieferanten in verringerten Endkundenpreisen niederschlagen.

163 Auf die Verteilungsnetze und die diesbezüglichen Bestimmungen wird unten eingegangen (S. 110 ff.).

164 Vgl. oben die allgemeinen Ausführungen zu den Netznutzungsrechten (S. 96).

Ausschreibungsverfahren grundsätzlich Prioritäten gegenüber anderen Nutzungen des Netzes? Den Staaten wird an dieser Stelle offensichtlich ein erheblicher Gestaltungsspielraum eingeräumt. Die Rolle des Netzbetreibers generell und dessen Rolle im Stromhandel im speziellen bleibt damit weitgehend undefiniert.

C. Stromhandel

Nach vorstehenden Ausführungen wird deutlich, daß der Stromhandel infolge der Richtlinie in Deutschland und den meisten Mitgliedstaaten erheblichen Änderungen unterworfen wird, auch wenn die Handelsöffnung auf Lieferungen an zugelassene Kunden beschränkt bliebt. Die sowohl im modifizierten Alleinabnehmermodell als auch im verhandelten oder geregelten Netzzugang vorgesehenen Netznutzungsrechte erlauben den Abschluß von direkten Lieferverträgen an den Transportunternehmen vorbei. Es finden sich jedoch keine Bestimmungen darüber, inwieweit der dadurch ermöglichte wettbewerbliche Terminhandel nah bis an den tatsächlichen Lieferzeitpunkt heranreichen kann. Trotz der grundsätzlichen Marktöffnung im Bereich des Stromhandels bleibt somit offen, wo die konkrete Schnittstelle zwischen Ausgleichshandel und Terminhandel liegt, ob Börsen zuzulassen sind, und ob unabhängige Stromhändler auf eigene Rechnung Stromlieferverträge abschließen können. Diese Unklarheiten gelten unabhängig davon, ob der betreffende Mitgliedstaat das modifizierte Alleinabnehmermodell oder aber den verhandelten beziehungsweise den geregelten Netzzugang implementiert.

D. Regulierung

Der deutsche und die meisten anderen nationalen Strommärkte in der EU sind durch die Existenz vertikal und horizontal integrierter Versorgungsunternehmen gekennzeichnet (Kumkar und Neu 1997: Kapitel B). Bei den meisten in der Vergangenheit durchgeführten wettbewerblichen Reformen (beispielsweise in England und Wales, Skandinavien sowie in Kalifornien) sind Maßnahmen ergriffen worden, die auf eine *strukturelle Entflechtung* der integrierten Unternehmen zielen.

In der Stromrichtlinie wird der grundsätzlich bescheidenere Weg einer funktionellen (konkret: buchhalterischen) vertikalen Entflechtung gewählt und um einige weitere zusätzliche Maßnahmen ergänzt. Verbindlich wird vorgeschrieben, daß die Rechnungslegung der Versorgungsunternehmen in Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung gegliedert werden muß. Zusätzlich müssen diejenigen Teile von integrierten Unternehmen, die mit der Organisation des Übertra-

gungsnetzbetriebs befaßt sind, organisatorisch von den anderen Unternehmensteilen getrennt werden (Art. 7 Abs. 6 SRL).[165;166] Speziell für den Fall des modifizierten Alleinabnehmermodells gilt zusätzlich, daß der Informationsfluß zwischen dem Alleinabnehmerunternehmensteil und den anderen Unternehmensteilen zu beschränken ist (Art. 15 Abs. 2).[167]

Zu spezifischen Maßnahmen der *Verhaltensregulierung* finden sich in der Stromrichtlinie keine konkreten Vorschriften. Den Mitgliedstaaten bleibt bei der Definition der Regulierungsbereiche weiter Spielraum (siehe unten), insbesondere spricht wenig dagegen, daß Transaktionen mit dem Zweck der Belieferung nicht zugelassener Kunden weiterhin der umfassenden Regulierung des Status quo ante unterliegen. Ob die Verhaltensregulierung als Renditeregulierung oder beispielsweise als Preisgrenzenregulierung auszugestalten ist, wird in der Stromrichtlinie ebenfalls nicht problematisiert.

Ebenfalls nicht problematisiert wird die Frage, wie die Regulierung *institutionell* auszugestalten ist. Zwar müssen die Mitgliedstaaten eine „von den Parteien unabhängige zuständige Stelle“ zur Schlichtung von Streitigkeiten bei Durchleitungsfällen benennen (Art. 20). Diese Schlichtungsstelle hat jedoch (i) nur be-

165 Die in Art. 7 enthaltenen Vorschriften zur organisatorischen Trennung des Netzbereichs schließen als Maßnahme der funktionellen Entflechtung eine integrierte Ressourcen-, Übertragungs- und Verteilungsplanung des Netzunternehmens *nicht* grundsätzlich aus (anders: Baur 1997b: 19).

166 Die Entflechtungsvorschriften sind gegenüber dem ersten Kommissionsvorschlag (Kommission 1992), der noch eine organisatorische Entflechtung aller Unternehmenssparten in Erzeugung, Transport, Verteilung und Handel vorsah, weitaus schwächer formuliert worden. Maßnahmen zur strukturellen Entflechtung sah allerdings auch der Vorschlag von 1992 nicht vor.

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

grenzte Kompetenzen und (ii) heißt „Unabhängigkeit“ in diesem Zusammenhang nicht etwa, daß sie unabhängig von der allgemeinen Administration sein muß.

Zu (i): Die Schlichtungsstelle ist nur für Lieferungen von unabhängigen Erzeugern und Eigenerzeugern an eigene Betriebsstätten beziehungsweise Tochterunternehmen zuständig (Art 20 Satz 1(i)). Zusätzlich besitzt sie Schlichtungskompetenz bei spezifischen Streitfällen, die im Gefolge zentral veranstalteter Ausschreibungen für neue Erzeugungskapazitäten auftreten könnten. Die Schlichtungsstelle hat somit nach den Vorschriften der Stromrichtlinie nicht die generelle Kompetenz zur Regulierung von Netznutzungstransaktionen, sondern nur für eine genau spezifizierte Teilmenge dieser Netznutzungen.

Zu (ii): Als *unabhängig* wurden in dieser Arbeit Regulierungsinstitutionen definiert, denen von der Legislative oder der Exekutive mehr oder weniger große diskretionäre Entscheidungsspielräume zur Auslegung übergeordneter Vertrags- oder Rechtskonstruktionen eingeräumt wurden.[168] Diese Anforderungen an die Unabhängigkeit muß eine Schlichtungsstelle gemäß Stromrichtlinie nicht erfüllen, sie muß nurmehr unabhängig von den betreffenden Sromunternehmen sein und kann somit beispielsweise auch von der Person des Energieministers beziehungsweise seiner direkt unterstellten Mitarbeiter wahrgenommen werden. Es muß also weder eine eigenständige Institution geschaffen werden, noch mit sektorspezifischer Kompetenz ausgestattet werden.

E. Anlagenbau in der Erzeugung

Gemäß der Stromrichtlinie haben die Mitgliedsländer ein Wahlrecht zwischen der Implementierung eines *Genehmigungsverfahrens* oder aber eines *Ausschreibungsverfahrens* für den Bau neuer Kraftwerke. Sowohl das Genehmigungsverfahren als auch das Ausschreibungsverfahren müssen den Kriterien der Transparenz, Objektivität und Nichtdiskriminierung genügen. Hierbei können Genehmigungsanforderungen beispielsweise über die Art der Primärenergien festgelegt werden. Die Kriterien müssen öffentlich bekannt gemacht werden, Investitionsablehnungsbescheide müssen unter anderem auch der EU-Kommission mitgeteilt werden. Grundsätzlich soll das Ausschreibungsverfahren zwar die Beibehaltung zentraler, staatlicher Planungsverfahren für den Stromsektor erlauben. Unabhängige Stromerzeuger und Eigenerzeuger müssen jedoch in jedem Fall — auch wenn grundsätzlich ein System des Ausschreibungsverfahrens gewählt wird — das Recht auf Investitionsgenehmigungen analog dem Genehmigungsverfahren

168 Das deutsche Kartellamt würde beispielsweise unter diese Definition einer unabhängigen Regulierungsinstanz fallen.

erhalten.[169] Wesentliche Unterschiede bezüglich des Wettbewerbs um zugelassene Kunden können also aus dieser formalen Wahlmöglichkeit nicht abgeleitet werden. Somit kann festgehalten werden, daß die Richtlinie die Senkung von rechtlichen Zutrittsbarrieren auf der Stufe der Stromerzeugung in fast allen Mitgliedsländer der EU impliziert.[170]

F. Sonstiges

Die Richtlinie beschränkt sich nicht darauf, allgemeine Wettbewerbsvorschriften zu definieren, an denen sich die Staaten in ihrer zukünftigen Regulierungspolitik zu orientieren haben. Vielmehr sieht sie an zahlreichen Stellen ergänzende und relativierende Vorschriften und Klauseln vor, die über die bereits genannte Begrenzung des Wettbewerbs auf die zugelassenen Kunden hinaus weitere Wettbewerbsbeschränkungen erlauben. Einzugehen ist auf die Reziprozitätsvorschriften, auf die nationalen Maßnahmen im „gemeinwirtschaftlichen Interesse“, auf die Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze und auf Bestimmungen zum Einsatz regenerativer Energien in der Stromerzeugung.

1. Reziprozitätsvorschriften

In der politischen Diskussion um die Stromrichtlinie konzentrierten sich die heftigsten Kontroversen auf die Frage, wie „gleichwertige wirtschaftliche Ergebnisse“ und eine „direkt vergleichbare Marktöffnung sowie ein direkt vergleichbarer Zugang zu den Elektrizitätsmärkten“ (Erwägungsteil, Punkt 12) in den Mitglieds-

169 Die Funktion des Ausschreibungssytems bleibt somit im Text der Stromrichtlinie ungeklärt. Die einzig unseres Ermessens sinnvolle Deutung der diesbezüglichen Bestimmungen geht dahin, daß auch für die Belieferung der nicht zugelassenen Kunden „mehr Wettbewerb“ implementiert werden kann, wenn der jeweilige Mitgliedstaat dies wünscht. Im Kern wird den Staaten explizit das Recht das Recht eingeräumt, die Beschaffungspraxis der Gebietsunternehmen zu re-regulieren, in dem ihnen das recht eingeräumt wird, ein Alleinabnehmermodell nach dem Ausschreibungsansatz (Kumkar 1999: Abschnitt II.B) zu implementieren. Ob ihnen dieses Recht nicht ohnehin dadurch eingeräumt wird, daß sie den Wettbewerb auf zugelassene Kunden beschränken dürfen, und nur für diese die Bestimmungen der Stromrichtlinie gelten, ist eine juristische Frage, die hier nicht beantwortet werden kann.

170 Im Gegensatz v.a. zu französischen Vorstellungen und den (gescheiterten) Kompromißvorschlägen der damaligen spanischen Präsidentschaft (vgl. hierzu kritisch Kumkar 1995: 466) sind auch unabhängige Kraftwerksbauten zu genehmigen, die der Bedienung heimischer Nachfrager dienen und deren Strom nicht an den Alleinabnehmer verkauft wird.

ländern erreicht werden können.[171] Insbesondere von seiten deutscher Versorgungsunternehmen wurden Befürchtungen geäußert, daß durch das Nebeneinander der verschiedenen Systeme Wettbewerbsverzerrungen entstehen. Konkret könnte z.B. die EdF, die in Frankreich als Alleinabnehmer fungiere,[172] über deutsche Netze zugelassene Kunden in Deutschland beliefern, während sie Lieferungen deutscher Versorgungsunternehmen in das eigene Versorgungsgebiet verhindern könnte.

Diese Befürchtung ist angesichts der Beschneidung der Kompetenzen eines Alleinabnehmers im Text der endgültigen Stromrichtlinie kaum gerechtfertigt: Die EdF beispielsweise kann grundsätzlich Stromlieferungen in ihr Versorgungsgebiet nur unter den gleichen Kriterien verweigern, die beispielsweise der RWE offenstehen, um Lieferungen der EdF in ihr Gebiet zu verhindern.[173] Die im normalen Alleinabnehmermodell unter Umständen bestehenden diskretionären Entscheidungsspielräume des Alleinabnehmers bei der Gewährung des Netzzugangs sind durch die Modifikationen in der Stromrichtlinie auf das Maß begrenzt worden, die den Transportunternehmen beim verhandelten Netzzugang oder beim geregelten Netzzugang offenstehen.

Es bleibt aber ein weiteres Argument, das zur Begründung einer drohenden „ungleichgewichtigen“ Marktöffnung angeführt werden könnte: In der Richtlinie wird den Mitgliedsländern das Recht eingeräumt, ihre Strommärkte in größerem Umfang zu öffnen, als dies den nationalen Mindestöffnungsquoten entsprechen würde — wie dies die mittlerweile verabschiedete und im Anschluß diskutierte deutsche Energierechtsnovelle vorsieht. Das bereits damals absehbare deutsche Vorgehen verstärkte die bereits erwähnten Befürchtungen deutscher Versorgungsunternehmen vor drohenden Exporten der EdF.

Die Richtlinie reagierte auf derartige Befürchtungen mit einer *Reziprozitätsklausel*. Diese hat zum Inhalt, daß grenzüberschreitende Stromlieferverträge dann untersagt werden können, wenn ein zugelassener Kunde nicht in beiden betref-

171 Politischer Hintergrund dieses Problems waren die absehbaren Wahlmöglichkeiten der Mitgliedsländer zum einen im Bereich des Anlagenbaus (Genehmigungs- beziehungsweise Ausschreibungsverfahren) und zum anderen hinsichtlich der Ausgestaltung des Netzzugangsregimes (verhandelter Netzzugang beziehungsweise (modifiziertes) Alleinabnehmermodell).

172 Die damalige Erwartung lautete, daß Frankreich die Errichtung eines modifizierten Alleinabnehmermodells als Umsetzung der Stromrichtlinie beabsichtigt. Diese Erwartung ist angesichts der jüngsten Entwicklungen (Frankreich implementiert ein Modell des geregelten Netzzugangs, Kommission 1999: 10) nicht bestätigt worden.

173 Vermutlich nicht zuletzt deshalb, weil dies so ist, haben die französischen Stellen auf die Einrichtung eines Alleinabnehmermodells „verzichtet“ und statt dessen auf ein System des geregelten Netzzugangs gesetzt (vgl. vorherige Fn.).

fenden Staaten als zugelassener Kunde betrachtet werden würde.[174] Die Mitgliedstaaten können also intern ihren Strommarkt weiter als in der Richtlinie gefordert öffnen, ohne daß dies Konsequenzen für die grenzüberschreitenden Stromlieferungen haben muß.

2. Nationale Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichen Interesse

In der Diskussion um die europäische Wettbewerbspolitik im allgemeinen und konkret auch bei der Diskussion um die Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität haben sich Stimmen gemehrt, die den sogenannten Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen oder gemeinwirtschaftlichen Interesse einen höheren Stellenwert im Europarecht einräumen wollen.[175] Dieser Wunsch wurde insbesondere in Frankreich und anderen südeuropäischen Ländern unter dem Begriff des „service public" deutlich geäußert. Aber auch in Deutschland gab es (vor allem von seiten der kommunalen Versorgungsunternehmen) Forderungen nach einer expliziten Berücksichtigung ihrer speziellen Funktionen im Rahmen der „Daseinsvorsorge".[176]

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

175 In den EU-Rechtsbestimmungen werden verschiedene Begriffe für den selben Gegenstand verwandt (der selbst jedoch selten exakt definiert wird): Der EG-Vertrag spricht in Art. 90 (Öffentliche Unternehmen und monopolartige Unternehmen von „Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse", die Stromrichtlinie in Art. 3 von „gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen im Allgemeininteresse" und ein im Auftrag der EU-Kommission erstellter Bericht kurz von „öffentlichen Dienstleistungen" (CEEP 1996). Das deutsche GWB kennt etwa in §4 (Strukturkrisenkartelle) Regelungen, die im „Gemeinwohl" lägen (das offenkundig nicht direkt deckungsgleich mit den konkreten wettbewerbspolitischen Zielen des GWB ist). ,

176 Püttner (1992: 37) spricht beispielsweise bedauernd von den „öffentlichen Unternehmen als Stiefkindern des Gemeinschaftsrechts", deren Tätigkeiten im Bereich der Erfüllung von Aufgaben im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse bisher nur unzureichend vom Gemeinschaftsrecht behandelt seien. Vgl. zu diesem Themenkreis Cox (1996), Tettinger (1995), den Vorschlag für eine Charta der öffentlichen Dienstleistungen (CEEP 1996) sowie die Stellungnahme der Kommission (1996).

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

Es sollte daher nicht überraschen, daß auch im Rahmen der langen Entstehungsgeschichte der Stromrichtlinie Versuche unternommen wurden, das bisher regelmäßig national definierte Prinzip der Stromversorgung als besondere öffentliche Dienstleistung in das Europarecht „hinüberzuretten". Die Stromversorgung wird in vielen Ländern der Gemeinschaft ersichtlich als Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse im Sinne des Art. 90 Abs. 2 EGV eingestuft (Kumkar und Neu 1997: Kapitel B). Widerstände gegen die Wettbewerbselemente in den Richtlinienentwürfen waren daher von Anfang an zu erwarten. Dies gilt in besonderem Maße für den ersten Richtlinienvorschlag der Kommission von 1992 (Kommission 1992), der angesichts seiner doch weitgehend wettbewerblichen Ausrichtung von verschiedenen Seiten als „Provokation" empfunden wurde.

Nachdem im ersten Vorschlag der Kommission keinerlei Hinweis auf Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse enthalten war,[177] findet sich in der endgültigen Stromrichtlinie eine Bestimmung mit folgendem Wortlaut:[178]

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

177 Wenn man von dem Hinweis auf mögliche Preisregulierung bei kleinen Kunden in Art. 16 Abs. 2 SRL absieht.

178 Eine entsprechender Passus, allerdings an anderer Stelle, fand sich bereits in dem modifizierten Entwurf der Kommission von 1993 (Kommission 1993). Vgl. zu dem Begriff der öffentlichen Dienste (service public) aus Sicht von Mitgliedern der Kommission die in *Europe* (1995) wiedergegebenen Stellungnahmen von Karel van Miert und Jaques Delors.

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

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

Es kann im Rahmen dieses Beitrags keine juristische Analyse der Auswirkungen der Textunterschiede zwischen diesen beiden Bestimmungen angestellt werden. Aber auch aus ökonomischer Sicht ergeben sich einige Überlegungen zu diesen bemerkenswerten Ähnlichkeiten in EGV und der Stromrichtlinie:[179]

- Erstens eröffnen beide Bestimmungen wettbewerbliche Ausnahmebereiche, die bis auf die Verwendung der Begriffe „Betrauung" beziehungsweise „Übertragung"[180] sehr ähnlichen Anforderungen unterliegen: In beiden Fällen müssen es offensichtlich durch das Mitgliedsland hoheitlich (zum Art. 90 EGV vgl. Tettinger 1995: 28 f.) definierte Aufgaben im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse sein, deren Erfüllung durch die Anwendung der Wettbewerbsregeln verhindert werden würde. Es reicht also nicht aus, daß die Erfüllung behindert oder erschwert würde (zu dieser Auslegung des Art. 90 EGV vgl. Tettinger 1995: 31 und Schütze 1992: 147 f. sowie die dort angeführte Literatur), es reicht auch nicht aus, daß diese Verpflichtungen etwa durch eigenständige Verpflichtungen der beteiligten Unternehmen erfüllt werden. Sie müssen als explizite Verpflichtungen seitens des Mitgliedslandes den Unternehmen auferlegt werden.
- Zweitens darf der Handelsverkehr nach beiden Bestimmungen nicht in einem Ausmaß behindert werden, daß dies die Erreichung der Ziele des Binnenmarktes gefährden würde. Die Grenze für derartige nationale Handelsbeschränkungen ist also da erreicht, wo der innergemeinschaftliche Handel si-

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

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

gnifikant beeinträchtigt wird. Auch insofern scheinen die beiden Bestimmungen inhaltsgleich zu sein.

– Drittens gilt offenbar auch, daß die Ausnahmen von den wettbewerbsrechtlichen Bestimmungen nur dann europarechtlich zulässig sind, wenn es keine anderen technisch machbaren und rechtlich wie wirtschaftlich zumutbaren Wege gibt, die übertragenen Aufgaben ohne die Verletzungen des Wettbewerbsrechts zu erfüllen (vgl. Cox 1996: 5 ff. und Schütze 1992: 147 f. sowie die dort angeführte Literatur; ähnlich Kommission 1996: Tz. 21). Die Bestimmungen zur Schaffung wettbewerblicher Ausnahmebereiche sind dieser Argumentation folgend grundsätzlich restriktiv auszulegen.

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

Daraus kann gefolgert werden, daß sich bezüglich der Auferlegung öffentlicher Dienstleistungspflichten gegenüber der bisherigen rechtlichen Situation (die durch das primäre Gemeinschaftsrecht in Art. 90 Abs. 2 EGV bestimmt wird) durch die Richtlinie wenig geändert hat (insofern ähnlicher Meinung: Tettinger 1996: 70). Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang allerdings, daß die Bestimmung eindeutig geklärt haben dürfte, daß derartige Wettbewerbsbeschränkungen alleine von den Mitgliedstaaten, nicht von den betroffenen Elektrizitätsunternehmen beschlossen werden müssen (Kumkar und Neu 1997: Kapitel E.VII)

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

Auferlegung von öffentlichen Dienstleistungspflichten erfolgt.[181] Es muß allerdings als positiv bezeichnet werden, daß der Wettbewerb um zugelassene Kunden explizit als im Interesse der Gemeinschaft liegendes Ziel definiert worden ist, dessen Erreichung durch nationale Maßnahmen nicht gefährdet werden darf.

3. Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze und zur Frage der regenerativen Energien

Die Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze finden sich insbesondere in Kapitel V der Richtlinie. Dieser Aspekt der Stromrichtlinie wird in naher Zukunft zwar in einigen Mitgliedstaaten von untergeordneter Bedeutung sein, da sich der Wettbewerb — nicht zuletzt durch die Vorschriften zum Kreis der zugelassenen Kunden — zumindest anfänglich auf die großen industriellen Nachfrager konzentrieren wird. Diese großen Nachfrager sind regelmäßig direkt an das Übertragungssystem angeschlossen, bedürfen also keines Zugangs zu den Verteilernetzen. Mittel- bis langfristig könnte sich jedoch auch Wettbewerb um kleinere Kunden entfalten — dann wird die Bedeutung der Vorschriften für die Verteilernetze zunehmen.

In Art. 10 Abs. 2 SRL findet sich (ähnlich Art. 7 Abs. 1 SRL für die Stromübertragung) die Vorschrift, daß die Mitgliedstaaten direkt oder indirekt einen Betreiber der Verteilernetze zu ernennen haben, der für Betrieb, Wartung und gegebenenfalls den Ausbau des Verteilersystems in einem bestimmten Gebiet verantwortlich ist. Dieser Verteiler hat sich nach Art. 11 Abs. 2 SRL jeglicher Diskriminierung gegenüber den Netzbenutzern zu enthalten. Es gelten aber diesbezüglich die gleichen Einschränkungen wie im Fall der Übertragungsnetze (vgl. S. 96): Es ist davon auszugehen, daß die Transportunternehmen eigenen Netznutzungen bei der Vergabe freier Kapazitäten bevorzugt behandeln dürfen.

Ferner gilt, daß die Mitgliedstaaten prinzipiell auch im Bereich der Verteilernetze zwischen einem Alleinabnehmermodell oder einem Modell der spezifischen Durchleitungsrechte (verhandelter Netzzugang) wählen. Die Frage, ob Kombinationen zwischen diesen beiden Modellen zulässig sind (etwa Verteiler als Alleinabnehmer, Überträger im Rahmen des verhandelten Netzzugangs in einem Mitgliedstaats) ist in der Richtlinie nirgendwo behandelt. Es kann daher davon aus-

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

gegangen werden, daß Kombinationen möglich sind, wenn auch die praktische Ausgestaltung nicht unkompliziert sein dürfte.[182]

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

Die sonstigen Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze sind unter Wettbewerbsaspekten als problematisch zu beurteilen: In Art. 10 Abs. 1 SRL — also noch vor der Beschreibung der wirtschaftlichen Aufgaben des Verteilernetzbetreibers — ist festgelegt, daß die Mitgliedstaaten den Verteilern auferlegen können, „Kunden in einem bestimmten Gebiet zu beliefern. Der Tarif für diese Leistungen kann festgelegt werden, z.B. um die Gleichbehandlung der Kunden zu gewährleisten". Diese Bestimmung stellt offenbar ein Detail der vom Rat für zulässig gehaltenen Auferlegung von Dienstleistungspflichten im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse dar, auf deren generelle Bedeutung bereits eingegangen wurde. Diese — bereits in den Vorschlägen der Kommission von 1992 und 1993 enthaltene — explizite Ermächtigung der Mitgliedstaaten, den Verteilern Versorgungspflichten aufzuerlegen und die Preise für die Kunden zu regulieren, stellt einen Fremdkörper innerhalb der Richtlinie dar. Es scheint wenig richtlinienimmanent, daß über diese Bestimmung weitere Regulierungen ausdrücklich ermöglicht werden, die andernfalls nach Art. 3 Abs. 2 SRL oder Art. 90 Abs. 2 EGV einer Überprüfung unterzogen werden könnten.

Unter den zusätzlichen Bestimmungen der Richtlinie sind auch die Maßnahmen zur Unterstützung bestimmter Primärenergien und Umwandlungstechnologien zu nennen. In der Richtlinie ist bei den Bestimmungen über den Betrieb des Übertragungsnetzes ein Recht der Mitgliedsländer zur Unterstützung heimischer Primärenergien durch den Vorrang beim Kraftwerksabruf eingeräumt (Art. 8 Abs. 4 SRL). Bis zu 15 vH des nationalen gesamten Elektrizitätsverbrauchs kann vorrangig aus solchen Erzeugungsanlagen abgerufen werden, die heimische Primärenergien einsetzen. Bei den Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze findet sich in Art. 11 Abs. 3 SRL auch die Befugnis der Mitgliedstaaten, den Stromverteilern die vorrangige Einspeisung aus Kraftwerken aufzuerlegen, die

182 Diese Beurteilung wird unter anderem getragen durch die Formulierung des Art. 16 SRL: „Hinsichtlich des Netzzugangs können die Mitgliedsstaaten zwischen (…) und/oder (…) wählen (*Hervorhebung durch den Verfasser*)." Zu einer (übereinstimmenden) juristischen Beurteilung dieser Frage vgl. Baur (1997a).

regenerative Energieträger einsetzen oder nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Koppelung arbeiten.

Anhang B: Die deutsche Energierechtsnovelle

Parallel zu den Liberalisierungsbestrebungen auf Brüsseler Ebene wurden seit 1993 auf Bonner Ebene Versuche unternommen, den deutschen Ordnungsrahmen für den Stromsektor zu reformieren. 1993/1994 wurde aus dem Bundesministerium für Wirtschaft ein Referentenentwurf zur Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsrechts vorgelegt (BMWi 1994a), er nahm allerdings nicht mal die Hürde der Verabschiedung im Bundeskabinett. In 1996 verstärkten sich die Zeichen, daß nunmehr, auch in Reaktion auf die absehbare Verabschiedung der Stromrichtlinie, ein neuer Anlauf genommen werden soll. Tatsächlich passierte ein revidierter Referentenentwurf aus dem BMWi (Bundesregierung 1997a). im Oktober 1996 das Kabinett und wurde dem Bundesrat als Gesetzesvorschlag zugeleitet. Der Bundesrat hat diesen Gesetzesvorschlag auch mit den Stimmen der CDU-regierten Bundesländer am 19. Dezember 1996 mehrheitlich abgelehnt (Bundesrat 1997). Als Reaktion hierauf beschloß das Kabinett am 18. März 1997 eine Gegenäußerung (Bundesregierung 1997b), die einige Kritikpunkte des Bundesrats aufgreift und Änderungen am Gesetzesvorschlag aus 1996 vorsah. Nachdem auch dieser Entwurf auf den entschiedenen Widerstand vor allem aus den Reihen der kommunalen Unternehmen stieß, wurde er von den Bundestagsfraktionen der CDU/CSU und der FDP abermals revidiert und im Oktober 1997 neu formuliert, vom Wirtschaftsausschuß des Deutschen Bundestags gegen die Stimmen der Oppositionsparteien angenommen und schließlich am 28. November vom Bundestag in der 2. und 3. Lesung behandelt und verabschiedet.[183]

Im folgenden werden in Anlehnung an die Darstellung der Stromrichtlinie in Anhang A die wesentlichen Charakteristika des am 25. April 1998 in Kraft getretenen Energierechtsgesetzes skizziert.

183 *BGBl*. (1998). Der Bundestag verabschiedete ohne Änderungen den vom Wirtschaftsausschuß des Deutschen Bundestages am 12. November 1997 beschlossenen Text der Energierechtsnovelle. In diesem Text sind die ursprünglich vorgesehenen Vorschriften in den §§ 6 (entfallen) und 7 (jetzt § 12) derart modifiziert worden, daß die damaligen Regierungsfraktionen davon ausgingen, eine Zustimmungsbedürftigkeit des Bundesrates wäre entfallen. Die Beantwortung der Frage, ob durch die Modifikationen tatsächlich die Zustimmungsbedürftigkeit entfällt, ist umstritten. Nach Aussage des energiepolitischen Sprechers der SPD-Bundestagsfraktion, Volker Jung, hielt die SPD-Fraktion die Energienovelle für verfassungwidrig (*Pressemitteilung* vom 11. November 1997). Die Fraktion erwog offensichtlich die Einreichung einer Normenkontrollklage, verbunden mit einem Antrag auf Erlaß einer einstweiligen Anordnung. Dieser Ansatz wird von der jetzigen Regierung nicht mehr (oder nicht öffentlichkeitswirksam) verfolgt.

G. Netznutzung

Auch bei der deutschen Novelle sollen die Hauptmerkmale (i) der grundsätzlichen Form der Netznutzungsrechte, (ii) der Einschränkung des Kreises zugelassener Kunden und schließlich der Bestimmungen zur Rolle des Netzbetreibers unterschieden werden.

1. Netznutzungsrechte für unabhängige und gebietsfremde Erzeuger

Grundsätzlich sieht die Novelle die Schaffung von Netznutzungsrechten nach dem Modell des verhandelten Netzzugangs vor (Art. 1 §§ 5 und 6).[184] Gleichzeitig wird jedoch die Einrichtung von (modifizierten) Alleinabnehmermodellen[185] beispielsweise auf kommunaler Ebene als zeitlich befristete Ausnahme erlaubt (Art. 1 §§ 7 und 8).[186] Die Schaffung eines Alleinabnehmermodells setzt nach den Bestimmungen der Novelle eine Bewilligung durch die zuständigen Behörden voraus, die zum 31. Dezember 2005 automatisch außer Kraft tritt, es sei denn, bis dahin wurde explizit eine andere Regelung getroffen. In Art. 1 § 7 Abs. 3 wird dem Alleinabnehmer ein Kontrahierungszwang (Ankaufszwang) auferlegt, der die oben skizzierten Dreiecksgeschäfte (S. 97) als konkrete kaufmännische

184 Im BMWi-Entwurf von 1994 war eine Definition des Durchleitungstatbestands in einem neu gefaßten § 103 GWB (also nicht im EnWG) enthalten, die dann im Vorschlag von 1996 zunächst ersatzlos entfallen war. Es sei darauf hingewiesen, daß das Bundesministerium für Wirtschaft im Rahmen des Referentenentwurfs zur sechsten Kartellrechtsnovelle (BMWi, *Referenten-Entwurf eines Gesetzes zur Reform des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen – GWB-Reformgesetz – (GWBRefG)* vom 22. Juli 1997) die Einfügung eines (dem U.S.-Kartellrecht entlehnten) Tatbestands der Verweigerung des Zugangs zu „wesentlichen Einrichtungen" plante. Das Bundesministerium für Wirtschaft sah dies offenbar als (partiellen) Ersatz für eine zu der Zeit abgelehnten Durchleitungsregelung im Rahmen der Energierechtsnovelle an (Die GWB-Novelle ist mittlerweile in Kraft getreten). Der Text der Energierechtsnovelle enthält allerdings in der verabschiedeten Fassung ebenfalls wieder einen eigenständigen Durchleitungstatbestand, wohl nicht zuletzt um die Anforderungen der Stromrichtlinie zu erfüllen und möglicherweise auch als Antwort auf die von Seiten einiger Ökonomen vorgebrachten Kritikpunkte am Fehlen einer derartigen Regelung.

185 Unverständlicherweise wird die Notation der Stromrichtlinie („Alleinabnehmermodell") nicht übernommen, statt dessen von der „Netzzugangsalternative" gesprochen, obwohl die entsprechenden Bestimmungen exakt den Vorgaben der Stromrichtlinie entsprechen.

186 Die Etablierung von Alleinabnehmermodellen wurde ursprünglich von der Bundesregierung abgelehnt, da sie es nicht „für richtlinienkonform und nicht für praktikabel" (Bundesregierung 1997a: 36) hielt, verhandelten Netzzugang und Alleinabnehmermodell nebeneinander einzuführen.

Ausgestaltung der Netznutzung im Alleinabnehmermodell zur Norm macht. Bei beiden Netzzugangssystemen ist eine Beweislastumkehr vorgesehen, nach der ein Netzunternehmen Durchleitungsverweigerungen schriftlich begründen muß (Art. 1 § 6 Abs. 1 beziehungsweise Art. 1 § 7 Abs. 2). Zwar findet sich in Art 1. § 6 (beziehungsweise Art. 1 § 7) scheinbar eine Nicht-Diskriminierungsregel für die Konditionen der Netznutzung (Preise für Netznutzungen dürfen nicht ungünstiger sein als die kalkulatorischen oder tatsächlichen internen Nutzungspreise). Dies ändert aber nichts an der Tatsache, daß die Transportunternehmen das Recht der prioritären Eigennutzung besitzen und dementsprechend Durchleitungen unter anderem immer dann verweigern dürfen, wenn über ihre Eigennutzung (und gegebenenfalls bereits kontrahierte Durchleitung) hinaus keine freien Transportkapazitäten mehr bestehen. Eine tatsächliche Nichtdiskriminierungsregel kennt die Energienovelle somit nicht.[187] Der deutsche Ansatz zur Marktöffnung folgt insofern den Mindestvorgaben der Stromrichtlinie und implementiert somit ein diesbezüglich lupenreines Modell spezifischer Durchleitungsrechte einschließlich der damit unter Umständen verbundenen strategischen Möglichkeiten und Anreizen der Transportunternehmen zur Diskriminierung anderer Stromunternehmen.

Die derzeitigen kartellrechtlichen Freistellungen für Versorgungsunternehmen in §§ 103 und 103 a GWB werden gestrichen und die Versorgungsunternehmen damit dem allgemeinen Kartellverbot unterworfen — Demarkationsabkommen als vertikale oder horizontale vertragliche Wettbewerbsbeschränkungen sind somit zukünftig illegal. Dies bedeutet nicht, daß auch Konzessionsverträge grundsätzlich verboten und/oder gesetzlich aufgelöst werden sollen, im Gegenteil sollen laufende Konzessionsverträge fortgelten (Art. 4 § 1). Allerdings werden die Ausschließlichkeitsklauseln nichtig und damit der wirtschaftliche Charakter der Konzessionsverträge wesentlich geändert. Kommunale Wegerechte sind künftig diskriminierungsfrei mehreren Nutzern einzuräumen, wenn diese bereit sind, hierfür Konzessionsabgaben zu zahlen.

2. Kreis der zugelassenen Kunden

Anders als die Stromrichtlinie sieht die Novelle keine rechtliche Figur des „zugelassenen Kunden“ vor, sondern erlaubt grundsätzlich die Partizipation aller

187 Vgl. zu einer übereinstimmenden juristischen Beurteilung Büdenbender (1999: 2 f.), der allerdings auch darauf hinweist, daß dieses prioritäre Eigennutzungsrecht sich nicht auf die Nutzung durch Tochtergesellschaften bezieht, sofern diese (aus welchen Gründen auch immer) ihren Strom nicht vom Mutterunternehmen, sondern von anderen Unternehmen via Durchleitung durch das Netz des Mutterunternehmens beziehen möchten.

Kunden an den neuen wettbewerblichen Märkten, das heißt ausnahmslos jeder Kunde ist nach den Bestimmungen der Novelle „zugelassener Kunde“. Auch alle lokalen Verteilungsunternehmen wie die Stadtwerke haben als Zwischenhändler unmittelbar Zugang zu den wettbewerblichen Märkten. Die in der Richtlinie vorgesehene gestufte Mindestanforderung an die Marktöffnung wird insofern weit überschritten. Diejenigen Abnehmer, die bereits heute über Viertelstunden-, Halbstunden- oder Stundenzähler sowie evtl. über die Möglichkeit der laufenden Meßwertübermittlung verfügen, könnten von der meßtechnischen Seite her sofort an den neuen Möglichkeiten partizipieren; weitere Abnehmer können folgen, sobald die notwendigen Meßvorrichtungen nachgerüstet sind. Von der wettbewerbspolitisch bemerkenswerten „Innovation“ des EU-Rechts — die Marktöffnung nur für die Belieferung industrieller Nachfrager vorzuschreiben — wird somit kein Gebrauch gemacht. Folglich wäre auch der Marktzutritt von neuen Groß- und Zwischenhändlern grundsätzlich möglich.

3. Funktion des Netzbetreibers

Gemäß Art. 1 § 4 werden alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen als verantwortliche Netzbetreiber benannt. Sie müssen objektive Kriterien für Einspeisungen aus Kraftwerken und für Durchleitungen festlegen. Die Novelle bleibt hinsichtlich der Definition der Aufgaben des Netzbetreibers bei den (vagen) Mindestanforderungen der Richtlinie.

H. Stromhandel

In der Novelle fehlt jeglicher Hinweis auf die Ausgestaltung des Stromhandels und damit auch auf die institutionellen Formen des Termin- und Ausgleichshandels. Ähnlich der Stromrichtlinie muß damit basierend auf dem Text der Novelle offen bleiben, wo die konkreten Schnittstellen zwischen Termin- und Ausgleichshandel liegen. Durch die weite Definition der Kategorie der zugelassenen Kunden, beziehungsweise genauer die Nichtdefinition dieser Kategorie, ist aber zu folgern, daß im Prinzip der Markteintritt in den Bereich des Stromhandels jedermann erlaubt ist. Und damit ist auch der Weg zu einem sehr differenzierten Bild der Handelsinstitutionen in der Zukunft nicht ausgeschlossen. Anders als etwa in England und Wales ist somit sogar die Bildung direkt konkurrierender Strombörsen machbar. Dies gilt sowohl für Termin-, als auch für Terminkontraktbörsen. Viel wird jedoch von den weiteren Maßnahmen des Gesetz- oder Verordnungsgebers, der Wettbewerbsbehörden und der Entscheidungen der

Kartellgerichte abhängen. Erst diese weiteren Schritte der Marktöffnung werden darüber entscheiden, wie sich der Wettbewerb im Stromhandel entfalten wird.

I. Regulierung

In Anlehnung an die Stromrichtlinie müssen vertikal integrierte Unternehmen getrennte Bilanzen sowie Gewinn- und Verlustrechnungen für die Sparten Erzeugung, Übertragung und Verteilung erstellen. Hinsichtlich der organisatorischen Entflechtung der Netzaktivitäten von anderen Geschäftsfeldern ist die Bildung eigener Betriebsabteilungen explizit nur für die Stromübertragung vorgesehen (Art. 1 § 4). Ein Alleinabnehmer nach Art. 1 § 7 der Novelle ist den Vorgaben der Stromrichtlinie gemäß angehalten, keinerlei Informationen zwischen den Alleinabnehmertätigkeiten und den Erzeugungs- sowie Verteilungsaktivitäten zu übermitteln. Außerhalb dieser Maßnahmen der funktionellen Entflechtung werden keine Maßnahmen der *Strukturregulierung* vorgenommen.

Die Netzbetreiber im Rahmen des verhandelten Netzzugangs haben jährlich Richtwerte zur Spanne der Durchleitungsentgelte zu veröffentlichen, die auf dem Durchschnitt der ausgehandelten Entgelte in den letzten zwölf Monaten beruhen sollen. Der Bundeswirtschaftsminister wird in Art. 1 § 6 Abs. 2 beziehungsweise § 7 Abs. 5 ermächtigt, Durchleitungsverordnungen zu erlassen, die die Durchleitungsverträge im Rahmen des verhandelten Netzzugangs beziehungsweise des Alleinabnehmers regulieren. Bisher beabsichtigt die Bundesregierung (sowohl die alte als auch die neue) jedoch, diese Ermächtigung nicht anzuwenden, sondern setzt auf „freiwillige“ Vereinbarungen zwischen einigen Verbänden der Stromanbieter und -verbraucher und auf die Anwendung der allgemeinen Vorschriften zur Mißbrauchsaufsicht, das heißt im wesentlichen auf Maßnahmen der Ex-post-Regulierung.[188] Ein Alleinabnehmer wird im Gegensatz hierzu einer direk-

188 Die SPD-regierten Bundesländer Schleswig-Holstein, Berlin, Brandenburg, Bremen, Hessen und Saarland haben bereits in 1997 einen eigenen Entwurf einer Verordnung über den Netzzugang vorgelegt, der auf einem von der BET GmbH (Aachen) und der Kanzlei Becker, Büttner, Held (Berlin) erstellten Gutachten „Regelungs- und Tarifierungsvorschläge zur Öffnung des Elektrizitätsmarktes für Wettbewerber unter Sicherung von Umweltstandards; Teil A: Nutzung elektrischer Netze durch Dritte auf Basis einer wettbewerbsgerechten Tarifierung“; Aachen/Berlin/Frankfurt, 5.11.1997) basiert. Es ist hier nicht der Ort, an dem ein inhaltlicher Vergleich mit dem Status der Verbändevereinbarung angestellt werden kann. Es sei nur auf den grundsätzlichen Unterschied hingewiesen, daß die Umsetzung des SPD-Entwurfs im Ergebnis v.a. aufgrund der Tarifierungs- und Veröffentlichungsvorschriften die Etablierung eines Modells des geregelten Netzzugangs lt. Art. 17 Abs. 4 SRL bewirken würde. Dies steht im Gegensatz zum bisherigen Regierungsansatz einer Verbändevereinbarung (und zum Wortlaut des Art. 1

ten Ex-ante-Regulierung unterworfen: Die Tarife bedürfen der Genehmigung durch die zuständigen Behörden und sind öffentlich bekanntzumachen.

J. Anlagenbau in der Erzeugung und im Transport

Die Novelle sieht eine Liberalisierung des Baus von Kraftwerken und Direktleitungen nach dem Genehmigungssystem vor. Das aus dem Jahr 1935 stammende Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird dementsprechend geändert. Ein Ausschreibungsverfahren wird nicht etabliert. Die Aufnahme der Energieversorgung anderer wird erleichtert; die besondere energiewirtschaftliche Investitionsaufsicht bei Kraftwerken und Leitungen wird abgeschafft. Allerdings gelten zwei wichtige Einschränkungen: Erstens kann die Aufnahme der Tätigkeit eines Endverkaufsunternehmens generell dann untersagt werden, wenn sie zu einer Verschlechterung der Versorgung der Nachfrager insgesamt führen würde (§ 3 Abs. 2). Die Wirkung dieser Bestimmung muß zum gegenwärtigen Zeitpunkt offen bleiben. Zumindest im Fall, daß überhaupt die Genehmigung der Tätigkeit des Endverkaufsunternehmens erteilt wird, sind die Investitionen dieses Unternehmens keiner speziellen Investitionsregulierung mehr zu unterwerfen. Zweitens kann der Bau von Direktleitungen von den Kommunen unter bestimmten Bedingungen untersagt werden, um die Auslastung ihrer eigenen Kraft-Wärme-Koppelungs(KWK)-Anlagen zu sichern. Dies kann den Wettbewerb unter Umständen erheblich behindern (wenn das an sich durchleitungspflichtige Transportunternehmen über umfangreiche KWK-Anlagen verfügt)

K. Sonstiges

1. Reziprozitätsvorschriften

Als Art. 4 § 2 ist eine Umsetzung der Reziprozitätsklausel vorgesehen, die exakt den maximalen Vorgaben der Richtlinie entspricht. Danach kann der Netzzugang durch ein Netzunternehmen dann abgelehnt werden, das heißt eine Durchleitung dann verhindert werden, wenn „der zu beliefernde Abnehmer dort (im Ausland) nicht ebenfalls durch Dritte beliefert werden könnte." Der deutsche Gesetzgeber geht offenbar davon aus, daß dies eine hinreichende gesetzliche Legitimation von Durchleitungsverweigerungen ist, auf die sich die Unternehmen berufen können.

§ 5), nicht aber im Gegensatz zur grundsätzlich in der verabschiedeten Energienovelle vorgesehenen Verordnungsermächtigung.

Ob diese Annahme zutrifft, ist eine juristische Frage, die hier nicht beantwortet werden kann.[189]

2. Nationale Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichen Interesse

Zwar betonte die damalige Bundesregierung in der Begründung des Gesetzentwurfs, daß sie nicht beabsichtige, die Stromunternehmen mit Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse zu betrauen (Bundesregierung 1997: 37): Bei genauerem Hinsehen finden sich aber sehr wohl zahlreiche Bestimmungen, die als Inanspruchnahme der durch die Stromrichtlinie diesbezüglich eingeräumten Spielräume bezeichnet werden müssen. Von besonderer Bedeutung sind drei Spezialvorschriften (1) zur Preisregulierung für kleinere Stromkunden, (2) zur Preisgleichheit im Raum und schließlich (3) zum Schutz der Verstromung ostdeutscher Braunkohle (auf die Maßnahmen zur Unterstützung des Einsatzes regenerativer Energien und der Kraft-Wärme-Koppelung wird im Anschluß eingegangen).

1. Die aus dem alten Energiewirtschaftsgesetz bekannte Preisaufsicht und der Anschluß- und Versorgungspflicht für diejenigen Abnehmer, die „nicht wettbewerblich umworben“ werden,[190] wird beibehalten (Art. 1 §§ 10 und 11).
2. Ergänzt werden diese Bestimmung noch durch die auf Druck der bayrischen Staatsregierung aufgenommene *Gleichpreisigkeitsklausel* in Art. 1 § 10 Abs. 1, die die Ermächtigung des Art. 10 SRL (vgl. S. 111) ausschöpft. Diese Aufnahme dieser Bestimmung rettete „in letzter Sekunde“ die Gleichpreisigkeitsvorschriften des alten Energiewirtschaftsgesetzes.[191] Sie verstärkt den traditionellen regulatorischen Charakter der diesbezüglichen EnWG-Bestimmungen und sieht ein weitreichendes regionales Preisdifferenzierungsverbot (Postulat der Preisgleichheit im Raum). Derartige Preisdifferenzierungen sind auch zukünftig nur dann zulässig, wenn hierfür (i) „sachlich gerechtfertigte“ Gründe vorliegen und ferner (ii) „keinem Kunden eine Preiserhöhung entsteht“. Insbesondere die zweite Qualifikation kann sich in Zeiten geringer Inflation als prohibitiv erweisen. Zu beachten ist die mit diesem Preis*differenzierungs*verbot verbundene Gefahr, daß hiermit entweder Quersubventionen,

189 An der Richtlinienkonformität des Art. 4 § 2 der Energierechtsnovelle bestehen aber m.E. begründete Zweifel, wenn der Wortlaut der Bestimmungen der Richtlinie in Art. 19 Abs. 5a bei der Analyse berücksichtigt wird.

190 Die Frage, wie diese Kategorie der gefangenen Kunden bestimmt wird, wird im Text des Gesetzes nicht beantwortet.

191 Vgl. zu einer Kritik Kumkar (1997a: Kapitel C.III).

das heißt ineffiziente Preis*diskriminierungen,*[192] induziert werden oder aber zumindest deren Beseitigung behindert wird.

3. Von besonderer Bedeutung ist eine Schutzklausel, die eine spezielle Begründung von Durchleitungsverweigerungen in den neuen Länder vorsieht. Hiernach können Durchleitungen verweigert werden, um „die Notwendigkeit einer ausreichend hohen Verstromung von Braunkohle aus diesen Ländern besonders zu berücksichtigen“ (Art. 4 § 3). Die Bundesregierung führte als Begründung für diese zunächst bis zum 31. Dezember 2003[193] befristete Regelung zum einen die Sicherstellung der Versorgungssicherheit an — deren Gefährdung allerdings Durchleitungsverweigerungen auch ohne eine derartige Klausel begründen würde. Die Klausel ist also diesbezüglich überflüssig. Zum anderen nannte sie die „erheblichen Investitionen für Modernisierung und Neubau von Kraftwerken und Netzen“ als Grundlage der Schutzklausel, die im „spezifischen ostdeutschen Interesse“ läge. Nach Aussage der Bundesregierung ist dies eine zulässige Umsetzung der in Art. 8 Abs. 4 SRL erlaubten Unterstützung heimischer Energien. Angesichts des Nachfragevolumens in den neuen Bundesländern geht der Gesetzgeber, der Bundesregierung bei der Verabschiedung des Gesetzes folgend, offenbar davon aus, daß die 15-vH-Grenze (Art. 8 SRL) nicht überschritten wird.[194]

192 Nach der in der Literatur dominierenden Definition liegen Preisdiskriminierungen im Sinne von Quersubventionen dann vor, wenn ein Preis entweder über den Einzelproduktionskosten (stand alone cost), oder aber über den Grenzkosten beziehungsweise Inkrementalkosten bei der Mehrprodukt-Produktionsfunktion liegt (vgl. allgemein Faulhaber 1975).

193 Eine Verlängerung bis zum 31. Dezember 2005 ist in der Novelle bereits angelegt (Art. 4 § 3 Abs. 2).

194 Allerdings beurteilte bereits im Juni 1997 ein Vertreter der EU-Kommission die Richtlinien-Konformität der entsprechenden Bestimmungen als fraglich (F.-W. Kindermann, Wortprotokoll der Anhörung des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages am 2. Juni 1997: 97). Auch der zuständige Kommissar der EU-Kommission, Papoutsis äußerte jüngst Zweifel an der Richtlinienkonformität der Schutzklausel (in einen Schreiben an Lorenz Schomerus, Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft, mit Datum vom 22. September 1997), die sich allerdings im wesentlichen auf prozedurale Aspekte beziehen: Die Schutzklausel müßte sich laut Kommissar Papoutsis statt auf Art. 8 SRL auf Art. 24 SRL stützen, der ein explizites Genehmigungserfordernis derartiger Klauseln vorsieht. Ein derartiges Verfahren der Antragstellung und Genehmigung sieht Art. 4 Energierechtsnovelle nicht vor. Insgesamt bleiben somit Zweifel an der Richtlinienkonformität der diesbezüglichen Bestimmungen.

3. Bestimmungen zum Betrieb der Verteilernetze und zur Frage der regenerativen Energien

In den Zielkatalog des EnWG wird in der Novelle die Umweltverträglichkeit als drittes Ziel neben der Sicherheit und der Preiswürdigkeit aufgenommen. Die Definition der Umweltverträglichkeit in Art. 1 § 2 Abs. 4 enthält eine Betonung der besonderen Bedeutung der Kraft-Wärme-Koppelung und der erneuerbaren Energien. Im Bereich der Unterstützung erneuerbarer Energien wird das Stromeinspeisungsgesetz revidiert. Das Ziel der Umweltverträglichkeit kann und soll bei der Interessenabwägung der Kartellaufsicht und (gegebenenfalls der Gerichte) über die Billigkeit einer Durchleitungsverweigerung beachtet werden (Art. 1 § 6 Abs. 3).

Literaturverzeichnis

Barzantny, K., und R. Menges (1997). Die Liberalisierung der Strommärkte in Norwegen und Schweden. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 21 (1): 39–56.

Baur, J.F. (1997a). Europarechtliche Vereinbarkeit eines Alleinabnehmersystems für Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf der Endverteilerstufe. Gutachten erstattet im Auftrag des VKU. Mimeo. 15. April. Köln.

Baur, J.F. (1997b). Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie: Gestaltungsmöglichkeiten von Mitgliedstaaten; Auswirkungen auf die Elektrizitätsunternehmen. Gutachten für die Stadtwerke Düsseldorf AG, Stadtwerke Duisburg AG, Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln Aktiengesellschaft und Städtische Werke Krefeld AG. Düsseldorf.

Bickenbach, F., (1999). Centralization and Decentralization in the Regulation of European Network Industries: The Perspective of the New Theory of Federalism. Mimeo. Kiel.

BGBl. (Bundesgesetzblatt, Teil I) (1998). Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. (23): 730–736.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft) (1994). *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*. Referentenentwurf vom 15. Februar, Bonn 1994.

Britz, G. (1997). Öffnung der Europäischen Strommärkte durch die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie? *Recht der Energiewirtschaft* (3): 85–93.

Büdenbender, U. (1999). Durchleitung elektrischer Energie nach der Energierechtsreform. *Recht der Energiewirtschaft* (1): 1–44.

Bundesrat (1997). *Stellungnahme des Bundesrates zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*. Anlage 2 der Bundestagsdrucksache 13/7274 vom 23. März 1997.

Bundesregierung (1997a). *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*. Referentenentwurf vom 16. September 1996 (AZ III B 1 105108), verabschiedet am 23. Oktober 1996, Anlage 1 der Bundestagsdrucksache 13/7274 vom 23. März 1997.

Bundesregierung (1997b). Entwurf des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. *Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesrates,* verabschiedet am 18. März 1997. Anlage 3 der Bundestagsdrucksache 13/7274 vom 23. März 1997.

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

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

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

EIA (Energy Information Administration) (1998). *The Changing Structure of the Electric Power Industry*: Selected Issues. DOE/EIA-0620.

EIA (Energy Information Administration) (1999). Status of State Electric Utility Deregulation Activity as of May 1. Http://eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg-str/tab5rev.html.

Energy Economist (1997). Electricity. (183): 30–31.

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

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

FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1996a). *Order No. 888 — Final Rule*. 24. April. Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities Docket No. RM95-8-000; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities Docket No. RM94-7-001 (75FERC 61,080).

FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1996b). *Order No. 889 —Final Rule.* 24. April. Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conduct. Docket No. RM95-9-000 (75 FERC 61,078).

Fisher, S. (1995). Central-Bank Independence Revisited. *American Economic Review* 85 (2): 201–206.

Freund, H. (1991). Versorgungsqualität und ihre Kosten. *Elektrizitätswirtschaft* 90 (16/17): 913–915.

Haubrich, H.-J. (1996). Elektrische Energieversorgungssysteme. Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge. Skriptum zur Vorlesung „Elektrische Anlagen I“. Aachen.

IEA (International Energy Agency) (1997). *Electricity Information*. Paris.

König, R., und F. Bolle (1996). Die neuseeländische Elektrizitätswirtschaft auf ihren Weg in den Wettbewerb. Diskussionspapier 69. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Europa-Universität Viadrina, Frankfurt (Oder).

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

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

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

Kommission (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (1999). *Opening up to Choice*. Brüssel.

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

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

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

Kumkar, L (1997a). Nach der Verabschiedung der Stromrichtlinie*:* Status quo und Perspektiven der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Kieler Arbeitspapiere 803. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

Kumkar, L (1997b). Die deutsche Energierechtsnovelle*:* Über Alleinabnehmer, zugelassene Kunden und die Auswirkungen auf Umweltschutzziele. Kieler Arbeitspapiere 820. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

Kumkar, L (1997c). Die U.S.-Elektrizitätswirtschaft im Umbruch: Regulierung und Wettbewerb in Kalifornien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 21 (2): 93–121.

Kumkar, L. (1997d). Wettbewerb auf den Strommärkten? — Zur deutschen Umsetzung der Stromrichtlinie und den Auswirkungen auf kommunale Versorgungsstrukturen und regenerative Energien. *Die Weltwirtschaft* (3): 308–337.

Kumkar, L. (1998a). Die deutsche Energierechtsnovelle aus ökonomischer Sicht — Über Alleinabnehmer, zugelassene Kunden und Vorrangregeln für einzelne Energieträger. *Zeitschrift für neues Energierecht*. *Energierecht* 2 (1): 26–39.

Kumkar, L. (1998b). Privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in vertikal strukturierten Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik. Kieler Arbeitspapiere 873. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

Kumkar, L. (1998c). Regulierung vertikal strukturierter Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik. Kieler Arbeitspapiere 874. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

Kumkar, L. (1998d). Liberalisierung und Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft in Skandinavien. Kieler Arbeitspapiere 884. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

Kumkar, L. (1999). Alternative Liberalisierungsmodelle für die Stromwirtschaft: Eine komparative Institutionsanalyse. Kieler Arbeitspapiere 928. 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.

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

Levy, B., und P.T. Spiller (1994). Regulation, Institutions, and Commitment in Telecommunications: A Comparative Analysis of Five Country Studies. Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics 1993: 215–252.

MacKerron, G., und J. Watson (1996). The Winners and Losers so Far. In J. Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. London.

Midttun, A. (1997). The Norwegian, Swedish and Finnish Reforms. In A. Midttun (Hrsg.), *European Electricity Systems in Transition: A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*. Oxford.

MVV (Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH) (1997). Modell für einen liberalisierten Elektrizitätsmarkt. Vorschlag des MVV. April, Manuskript.

Neven, D., R. Nuttall und Paul Seabright (1993). Merger in Daylight : The Economics and Politics of European Merger Control. London.

OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) (1962). *Zum zehnjährigen Bestehen der Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie 1951–1961*. Heidelberg.

Parker, M. (1996). Competition: The Continuing Issues. In J. Surrey (ed.), *The British Electricity Experiment*. London.

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

Rat (Rat der Europäischen Union) (1997). Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. *ABl*. L 27/20. Luxemburg.

Schmitt, D. (1997). Zur Notwendigkeit und Problematik der Berücksichtigung von Stranded Costs im Rahmen der Reformüberlegungen für die Deutsche Elektrizitätswirtschaft. Manuskript. 2. Oktober.

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

Seabright, P. (1994). Einflußnahme auf die Regulierung, Subsidiarität und europäische Fusionspolitik. Kommission der Europäischen Gemeinschaften (Hrsg.), *Wettbewerb und Integration: Die Fusionskontrollpolitik der Gemeinschaft*. Europäische Wirtschaft 57. Luxemburg.

Statistisches Bundesamt (1998). *Statistisches Jahrbuch 1998 für das Ausland*. Stuttgart.

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

Tettinger, P.J. (1995). Die öffentlichen Unternehmen im primären Gemeinschaftsrecht unter besonderer Berücksichtigung der Energiewirtschaft. In P. Eichhorn (Hrsg.), *Perspektiven öffentlicher Unternehmen in der Wirtschafts- und Rechtsordnung der Europäischen Union*. Band I. Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft. Baden-Baden.

Tettinger, P.J. (1996). Diskriminierung von Verteilerunternehmen durch den Geänderten Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Rechtsgutachten, erstattet CEDEC. Beiträge zur kommunalen Versorgungswirtschaft, Heft 88. Köln.

Tiusanen, P. (1998). Summary of the New Electricity Market in Finland. Mimeo.