

Kumkar, Lars

**Working Paper**

## Alternative Liberalisierungsmodelle für die Stromwirtschaft: Eine komparative Institutionenanalyse

Kiel Working Paper, No. 928

**Provided in Cooperation with:**

Kiel Institute for the World Economy (IfW)

Suggested Citation: Kumkar, Lars (1999) : Alternative Liberalisierungsmodelle für die Stromwirtschaft: Eine komparative Institutionenanalyse, Kiel Working Paper, No. 928, Kiel Institute for the World Economy (IfW), Kiel

This Version is available at:

<http://hdl.handle.net/10419/17789>

**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.*

Institut für Weltwirtschaft  
Düsternbrooker Weg 120, D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 928

**Alternative Liberalisierungsmodelle für die Stromwirtschaft:  
Eine komparative Institutionenanalyse**

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**

The future of Germany's electricity regulation is still an open question. This paper deals with alternative liberalization models in a comparative manner. Four models are analyzed: (i) The single buyer model, of which elements can be found in the EU Directive concerning common rules for the internal market, and in several US-States, (ii) the wheeling model defined by the EU Directive, and is prescribed for the wholesale trade in the US through the Energy Policy Act of 1992, (iii) the pool model à la England and Wales, and (iv) the common carrier model which is implemented in the Scandinavian Countries Norway, Sweden and Finland, and in California.

Ein Jahr nach Inkrafttreten der deutschen Energierechtsnovelle sind die Konturen der zukünftigen Strommarktregulierung noch zu weiten Teilen ungeklärt. Vor diesem aktuellen wirtschaftspolitischen Hintergrund wird in diesem Papier die Frage nach einer sachgerechten Ausrichtung der Regulierungspolitik für die Stromwirtschaft diskutiert. Aufgabe dieses Papiers ist die komparative Betrachtung alternativer Modelle einer partiell deregulierten Stromwirtschaft. Diskutiert werden vier Modelle: (i) Das „Alleinabnehmermodell“, das sich in der europäischen Stromrichtlinie, aber auch in zahlreichen U.S.-Bundesstaaten wiederfindet, (ii) das „Modell der spezifischen Durchleitungsrechte“, wie es in der europäischen Stromrichtlinie definiert wird sowie auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten eingerichtet wurde, (iii) das „Poolmodell“, wie es in England und Wales implementiert wurde, und (iv) das „Common-Carrier-Modell“, Richtschnur der norwegischen, schwedischen und finnischen sowie der kalifornischen Reformen.

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](mailto:Lars.Kumkar@ifw.uni-kiel.de)

## Gliederung

<b>I. Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>II. Die vier Modelle in ihrer jeweiligen Grundform .....</b>	<b>5</b>
A. Der Ausgangspunkt: Umfassende Regulierung des Status quo ante .....	6
B. Partielle Deregulierung der Stromerzeugung: Alleinabnehmermodell .....	14
C. Partielle Deregulierung der Stromerzeugung und des Stromhandels: Modell spezifischer Durchleitungsrechte .....	21
D. Vollständige Deregulierung der Stromerzeugung, partielle Deregulierung des Stromhandels: Poolmodell .....	28
E. Vollständige Deregulierung der Stromerzeugung und des Stromhandels: Common-Carrier-Modell .....	35
F. Fazit: Die wesentlichen Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Modelle im Überblick .....	42
<b>III. Vergleichende Bewertung der Modelle: Die wesentlichen Trade-offs .....</b>	<b>50</b>
A. Die impliziten Annahmen der vier Modelle .....	52
B. Spezifische Investitionen und Opportunismusspielräume in den einzelnen Modellen .....	56
1. Grundsätzlichen Formen der Absicherungen von spezifischen Investitionen in der Stromwirtschaft .....	57
2. Privatwirtschaftliche Freiräume zur Begrenzung des Opportunitätsproblems...	59
3. Aufgaben, Ziele sowie Spielräume des Regulierers und das Opportunismus- problem .....	65
4. Fazit .....	70
C. Zur Rolle regional differenzierter Strom- und Netznutzungspreise .....	71
1. Preisstrukturen im Status quo ante .....	72
2. Die beiden grundsätzlichen Ansätze zur Bildung optimaler Preisstrukturen in liberalisierten Stromwirtschaften.....	74
3. Möglichkeiten der Implementierung optimaler Preisstrukturen in den vier Li- beralisierungsmodellen.....	76
4. Fazit .....	86
D. Die Bedeutung des Ausgleichshandels.....	88
E. Terminkontraktmärkte und finanziell zu erfüllende Lieferverträge: Zur Rolle von Strombörsen .....	94
1. Aufgaben und Ziele des Terminhandels .....	96
2. Die Unterschiede zwischen Nichtorganisierten Terminmärkten und Strom- börsen .....	98
3. Effizienzvorteile von Strombörsen .....	106
4. Nachteile einer Strombörse .....	109
5. Fazit .....	115
<b>IV. Ergebnisse .....</b>	<b>120</b>
A. Zusammenfassung .....	120
B. Schlußfolgerungen .....	131
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>140</b>

## Abbildungsverzeichnis

Schaubild 1 — Das stilisierte Regulierungsmodell der deutschen Stromwirtschaft: Umfassende Regulierung .....	7
Schaubild 2 — Das Alleinabnehmermodell .....	17
Schaubild 3 — Das Modell spezifischer Durchleitungsrechte .....	23
Schaubild 4 — Das Poolmodell .....	32
Schaubild 5 — Das Common-Carrier-Modell .....	39
Schaubild 6 — Ausgewählte existierende oder geplante Strombörsen.....	106

## Übersichtsverzeichnis

Übersicht 1 — Hauptcharakteristika des Modells der umfassenden Regulierung.....	10
Übersicht 2 — Hauptcharakteristika des Alleinabnehmermodells.....	18
Übersicht 3 — Hauptcharakteristika des Modells der spezifischen Durchleitungsrechte .....	27
Übersicht 4 — Hauptcharakteristika des Poolmodells.....	34
Übersicht 5 — Hauptcharakteristika des Common-Carrier-Modells .....	41
Übersicht 6 — Hauptcharakteristika der Liberalisierungsmodelle und des Status quo ante: Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich Marktgröße und Netzausbaustand: Transaktionskosten der Absicherung spezifischer Investitionen .....	132
Übersicht 8 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich Marktgröße und Netzausbaustand: Potential zur Bildung optimaler Preisstrukturen .....	133
Übersicht 9 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich Marktgröße und Netzausbaustand: Transaktionskosten der Regulierung des Ausgleichshandels und Effizienz einer evtl. durchgeführten Separation.....	134
Übersicht 10 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich Marktgröße und Netzausbaustand: Spielräume zur Bildung konkurrierender Institutionen des Stromhandels .....	136
Übersicht 11 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich der Stabilität des institutionellen Umfelds.....	137
Übersicht 12 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle: Zusammenfassung ...	139



# I. Einleitung

Ein Jahr nach Inkrafttreten der deutschen Energierechtsnovelle sind die Konturen der zukünftigen Strommarktregulierung noch zu weiten Teilen ungeklärt. Zwar hat der Gesetzgeber mit der Verabschiedung des neuen Energiewirtschaftsgesetzes grundsätzlich die Entscheidung für das Modell des verhandelten Netzzugangs getroffen, wie es in der in europäischen Stromrichtlinie von 1997 als eine Alternative unter mehreren definiert wurde. Jedoch sind bisher weder die Bedingungen geklärt, unter denen die Transportunternehmen Durchleitungen unter Hinweis auf den Eigenbedarf verweigern können, noch ist erkennbar, wie sich die Gerichte hinsichtlich der Auswirkungen zahlreicher Ausnahmebestimmungen verhalten werden. Stichworte sind hierbei die Braunkohlenklausel, die Reziprozitätsklausel sowie die Bestimmungen zum Schutz des Einsatzes regenerativer Energien und der Kraft-Wärme-Koppelung.

Zusätzlich gewinnen in der politischen Diskussionen Äußerungen wieder zunehmend an Raum, die dem Wettbewerb in der Stromwirtschaft einen nur geringen Stellenwert einräumen wollen und von der neuen Regulierungskommissionen Änderungen an der Novelle fordern. Zu nennen sind hierbei etwa die jüngsten Forderungen des Verbands kommunaler Unternehmen nach einem wirksamen Schutz der kommunalen Unternehmen, um deren Eigenerzeugung zu sichern, um den vom VKU genannten, ansonsten zu befürchtenden, Arbeitsplatzabbau um 40 000 Stellen zu verhindern (*Zeitung für kommunale Wirtschaft* 05/99).

Es sei in diesem Zusammenhang auch daran erinnert, daß die damalige SPD-Opposition mit ähnlichen Argumenten im November 1997 die Verabschiedung der Energierechtsnovelle mit der Ankündigung begleitete, vor das Bundesverfassungsgericht ziehen zu wollen, auch um die angestammten Rechte der Gemeinden zu schützen (Pressemitteilung der SPD-Bundestagsfraktion vom 11.11.1997). Es bleibt abzuwarten, inwieweit die in die Rolle der Regierungspartei geschlüpfte SPD ihre damaligen Forderungen nach einer Novellierung der Novelle umsetzt.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, daß auch die alte Bundesregierung in ihren Verlautbarungen auf möglicherweise notwendig werdende Änderungen am neuen Energiewirtschaftsgesetz hinwies: Zum einen stellte sie in den Gesetzesmaterialien fest, die Notwendigkeit einer „spätere Weiterentwicklung“ des gewählten Ansatzes hin zu einem Poolmodell à la England und Wales sei nicht auszuschließen, da das Poolmodell zu einer „besonders hohen Wettbewerbsintensität“ führen würde, die offenbar aus Sicht der damaligen Bundesregierung im Modell des verhandelten Netzzugangs nicht ohne weiteres zu erreichen wäre. Zum anderen sieht § 6(2) EnWG(n) die explizite Ermächtigung des Bundeswirtschaftsministeriums vor, die Gestaltung der Durchleitungsverträge und der Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten via Erlaß einer Durchleitungsverordnung (Netz-VO) zu regulieren. Dies würde eine deutliche Abkehr vom bislang gewählten Modell des verhandelten Netz-



zugangs hin zu einem „regulierten Netzzugang“ à la Art. 17(4) der Stromrichtlinie bedeuten.

Zusammengenommen ergibt sich das Bild, daß erstens die konkreten Auswirkungen der geltenden Energierechtsnovelle bislang nicht eindeutig erkennbar sind und daß zweitens die Novelle selbst in Frage gestellt wird.

Damit ist die Frage nach der zukünftigen Regulierung der Stromwirtschaft immer noch als offen zu betrachten. Dies ist der aktuelle wirtschaftspolitische Hintergrund, vor der in diesem Papier die Frage nach einer sachgerechten Ausrichtung der Regulierungspolitik für die Stromwirtschaft diskutiert wird. An anderer Stelle wurde ausführlich begründet, daß optimale Regulierungsregeln und damit optimale Regulierungsmodelle<sup>1</sup> für die Stromwirtschaft nicht allein anhand einer Analyse auf einem hohem Abstraktionsniveau identifiziert werden können (Kumkar 1998c). Aufgabe dieses Papiers ist daher die komparative Betrachtung alternativer Modelle einer partiell deregulierten Stromwirtschaft. Die zentrale Frage dieses Papiers ist die nach den Umständen, unter denen die jeweiligen Modelle als Richtschnur für die Regulierung des Stromsektors besonders geeignet sind. Bei dieser Analyse wird es sich zeigen müssen, ob es „das“ Modell zur Re-Regulierung und Liberalisierung der Stromwirtschaft gibt, oder ob es nicht vielmehr von den Charakteristiken des betrachteten Stromsystems abhängt, welches der Modelle zur Deregulierung und Liberalisierung der Stromwirtschaft (im folgenden kurz als „Liberalisierungsmodelle“ bezeichnet<sup>2</sup>) im konkreten Fall, im konkreten Staat am besten geeignet ist. Das Vorgehen folgt insofern Williamsons (z.B. Williamson 1991) methodischer Forderung nach einem „Vergleich diskreter Strukturalternativen“<sup>3</sup>, die zur Identifikation sachgerechter Koordinierungsstrukturen immer dann Anwendung finden sollte, wenn im konkreten Fall spezifische Investitionen und die damit verbundenen Opportunismusprobleme vorliegen.

Betrachtet werden vier Modelle: Das „*Alleinabnehmermodell*“, das sich in der europäischen Stromrichtlinie, aber auch (insbesondere in der Ausprägung des „*Ausschreibungsmodells*“) in zahlreichen U.S.-Bundesstaaten wiederfindet. Es sieht lediglich die partielle Deregulierung der Stromerzeugung vor; alle anderen Tätigkeiten in der Stromwirtschaft werden weiterhin strikt reguliert. Das „*Modell der spezifischen Durchleitungsrechte*“, das sich ebenfalls in der europäischen Stromrichtlinie

<sup>1</sup> Ein „Modell“ sei in diesem Zusammenhang als Kombination mehrerer Regulierungsregeln definiert, die verhaltens- und strukturregulierenden Inhalts sein können.

<sup>2</sup> Von der naheliegenden Verwendung des Begriffs der „Deregulierungsmodelle“ wird an dieser Stelle abgesehen, da — wie sich weiter unten zeigen wird (vgl. S. 48) — keines der Modelle als im Wortsinn reines Deregulierungsmodell bezeichnet werden kann.

<sup>3</sup> Die Verwendung des Begriffs „Vergleich diskreter Strukturalternativen“ im Rahmen der komparativen Institutionenanalyse stammt von Simon (1978: 6 f.).

(insbesondere als „verhandelter Netzzugang“)<sup>4</sup>, auf Bundesebene der Vereinigten Staaten und im Vereinigten Königreich (bis 1990) wiederfindet, ermöglicht zwar Durchleitungen durch fremde Netze, spricht den Netzeigentümern aber nach wie vor das Recht der prioritären Eigennutzung zu. Das „Poolmodell“, das in England und Wales implementiert wurde und dessen Einführung von einigen Ökonomen auch für Deutschland diskutiert wird,<sup>5</sup> sieht eine intensive Regulierung des Stromhandels in Form einer obligatorischen Teilnahme aller Stromerzeuger an der zentralen Strombörse vor. Das „Common-Carrier-Modell“ schließlich, bei den skandinavischen und den kalifornischen Reformen eingerichtet, erlaubt eine weitgehend marktwirtschaftliche Evolution von Marktinstitutionen im Bereich des Groß- und Einzelhandels mit Strom.

Die in diesem Papier durchgeführte Beschränkung der Analyse auf vier Modelle wird durch ein an anderer Stelle (Kumkar 1998c) entwickeltes Argument begründet:<sup>6</sup> Durch die Beschränkung auf die wesentlichen Grundmodelle wird der Abstraktionsgrad der Analyse auf ein Maß gesenkt, welches die Ableitung von Thesen über die komparativen Vorteile überhaupt erst ermöglicht. Gleichwohl wird durch die vier Liberalisierungsmodelle und das am Anfang skizzierte Modell der umfassenden Regulierung des Status quo ante eine weite Spanne abgedeckt, die von der partiellen Deregulierung nur im Bereich der Stromerzeugung bis hin zur vollständigen Deregulierung der Stromerzeugung und des -handels reicht. Insofern ist der im folgenden durchgeführte Vergleich zwar nicht vollständig, so doch recht umfassend: Zusammen mit dem in Kumkar (1998b) behandelten Modell der vollständig deregulierten Stromwirtschaft als hypothetischem Grenzfall und den Erfahrungen mit dem Status quo ante der umfassenden Regulierung ergibt sich eine breite Basis für eine vergleichende Analyse.<sup>7</sup>

<sup>4</sup> Auch die im Rahmen des dortigen Alleinabnehmersystems vorgesehenen Durchleitungsrechte (Netznutzungsrechte) via Dreiecksverträge (vgl. Kumkar 1997c: 66 ff. für eine Illustration der Konstruktion derartiger Verträge) lassen sich dem in der vorliegenden Arbeit definierten Modell der spezifischen Durchleitungsrechte zurechnen. Hierauf wird in Kapitel III eingegangen.

<sup>5</sup> Vgl. für Belege unten Fn. 48.

<sup>6</sup> Kumkar (1998c) untersucht die grundsätzlichen Ansatzpunkte zur Regulierung von Stromunternehmen auf ihre Effizienzeigenschaften und stellt den Ausgangspunkt für die im vorliegenden Papier angestellte Analyse dar. Kumkar (1998b) untersucht demgegenüber die Effizienzeigenschaften rein privatwirtschaftlicher Koordinierungsstrukturen in der Stromwirtschaft und analysiert hierzu die technischen Besonderheiten der Stromwirtschaft sowie die hieraus resultierenden vertikalen und horizontalen Koordinierungserfordernisse und Marktmachtproblemen, die Grundlage einer aus volkswirtschaftlicher Sicht notwendigen Regulierung der Transportunternehmen (und u.U. anderer Stromunternehmen) sein können.

<sup>7</sup> Hinzu kommt, daß für diese vier (partiellen) Liberalisierungsmodelle (begrenzte) empirische Evidenz vorliegt — dies unterscheidet sie von denkbaren anderen, rein hypothetischen par-

Im folgenden werden die vier Modelle einer partiell deregulierten Stromwirtschaft zunächst einzeln in ihren Grundformen hinsichtlich ihrer Hauptcharakteristiken skizziert und hierbei gegenüber dem Status quo ante der umfassenden Regulierung abgegrenzt; auf diesen Status quo ante wird zu Beginn eingegangen (Kapitel II). Anschließend wird eine vergleichende Bewertung der vier Modelle vorgenommen und hierbei auch auf Modifikationen der Grundmodelle bei tatsächlich durchgeführten Reformen in verschiedenen Ländern eingegangen (Kapitel III). Hierzu werden die wesentlichen Trade-offs, nach denen sich die komparativen Vorteile der einzelnen Modell bestimmen, identifiziert. Von Interesse ist insbesondere die Frage nach den Möglichkeiten zur glaubwürdigen Absicherung spezifischer Investitionen in den einzelnen Modellen und der Rolle der öffentlichen Regulierung in der Begrenzung des damit angesprochenen Raubüberfallproblems. In Kapitel IV werden schließlich die Ergebnisse zusammengefaßt und die zentralen Schlußfolgerungen präsentiert.

Die sich anschließende Frage, welche Schlußfolgerungen für die konkrete deutsche Situation zu ziehen sind, wie also die zukünftige Regulierung der Stromwirtschaft inhaltlich und institutionell auszugestalten ist, wird ausführlich, basierend auf den Ergebnissen des vorliegenden Papiers, an anderer Stelle diskutiert (Kumkar 1999).

tiellen Liberalisierungsmodellen, aber auch von der in Kumkar (1998b) behandelten Fiktion der vollständig deregulierten Stromwirtschaft.

## II. Die vier Modelle in ihrer jeweiligen Grundform

In diesem Kapitel werden die vier Modelle einer partiellen Deregulierung der Stromwirtschaft skizziert und vom Status quo ante der umfassenden Regulierung abgegrenzt.<sup>8</sup> Dabei liegt im Zentrum dieses Kapitels die Frage, welche Teilbereiche der Stromwirtschaft im jeweiligen Modell dereguliert werden und welche Teilbereiche weiterhin einer Regulierung unterworfen werden. Die im Rahmen einer solchen Regulierung vorgenommenen Maßnahmen der Struktur- und Verhaltensregulierung entscheiden maßgeblich darüber, inwieweit die Anreize der privatwirtschaftlichen Akteure dezentral über das Ausmaß der Effizienz in Betrieb und Ausbau der einzelnen Anlagen, das heißt in Systembetrieb und Systemplanung entscheiden. Dabei sind die vier Modelle so angeordnet, daß sie ein sukzessive zunehmendes Ausmaß der Liberalisierung im Sinne einer Ausweitung privatwirtschaftlicher Entscheidungsspielräume aufweisen. Alle im folgenden betrachteten Modelle sind dadurch gekennzeichnet, daß zumindest der Stromtransport einer strikten Regulierung unterworfen wird, während das Ausmaß und die Art der Liberalisierung des Stromhandels zwischen den Modellen signifikante Unterschiede aufweist.<sup>9</sup>

Zentrale Frage bei der folgenden Untersuchung ist insbesondere die nach den in der einzelnen Modellen vorgesehenen Liberalisierung des Stromhandels, weniger nach den Details der Regulierung der Stufe des Transports (denn dieses ist in Grenzen separabel von der Frage der Regulierung des Stromhandels<sup>10</sup>). Besonderes Augenmerk wird dabei den Möglichkeiten zur institutionellen Ausgestaltung des Stromhandels via bilateraler oder multilateraler Handelsverträge zukommen, das

<sup>8</sup> Unter Status quo ante ist im folgenden der Status vor Inkrafttreten der jüngsten Energierechtsnovelle zu verstehen.

<sup>9</sup> Die Darstellung der vier Grundmodelle in diesem Kapitel baut auf einer in Kumkar (1996b: insbesondere 27–33) vorgelegten und in Kumkar (1997a) erweiterten Charakterisierung von alternativen Liberalisierungsmodellen auf. Vgl. zu einem Überblick über verschiedene Wettbewerbsansätze mit einem Schwerpunkt auf dem Poolmodell Klopfer und Schulz (1993) sowie Yajima (1997). Der von diesen Autoren als Durchleitungs(Wheeling-)modell bezeichnete Ansatz deckt sich wegen der von ihnen angenommenen Priorität der Eigennutzung des Netzes durch den Besitzer (Klopfer und Schulz 1993: 25) weitgehend mit dem hier diskutierten Modell spezifischer Durchleitungsrechte. Bei Klopfer und Schulz werden daneben Varianten des Alleinabnehmermodells und des Poolmodells diskutiert, nicht aber das Common-Carrier-Modell.

<sup>10</sup> Die technischen Bedingungen in der Stromwirtschaft sind dafür verantwortlich, daß die analytische Trennung von Handels- und Transportregulierung strenggenommen eben nur eine analytische Trennung sein kann, wie in Kumkar (1998b: Kapitel II) bei der Untersuchung der Aufgaben insbesondere des Systembetriebs deutlich wurde, der eine Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen und Transportverlusten zum Ziel hat. Hierauf wird unter dem Stichwort des Ausgleichshandels zurückgekommen.

heißt den privatwirtschaftlichen Spielräumen zur freiwilligen Bildung von Koordinierungsstrukturen im Handel.<sup>11</sup>

## **A. Der Ausgangspunkt: Umfassende Regulierung des Status quo ante**

Als Ausgangspunkt wird der Status quo ante der deutschen Strommarktregulierung in einer stilisierten Form betrachtet. Diese Betrachtung dient zwei Zielen: Zum einen definiert dieses Modell des Status quo ante einen Referenzrahmen, an dem die Unterschiede der einzelnen Liberalisierungsmodelle untereinander — und zum Referenzrahmen — vergleichsweise deutlich zu erkennen sind. Zum anderen wird die im folgenden wiederholt verwendete und sukzessiv erweiterte grafische Darstellung von Handels- und Regulierungsbeziehungen in der Stromwirtschaft eingeführt. Diese grafische Darstellung soll die komplexen Interaktionen in der Stromwirtschaft anschaulich machen und die inhaltliche Diskussion der einzelnen Modelle unterstützen.

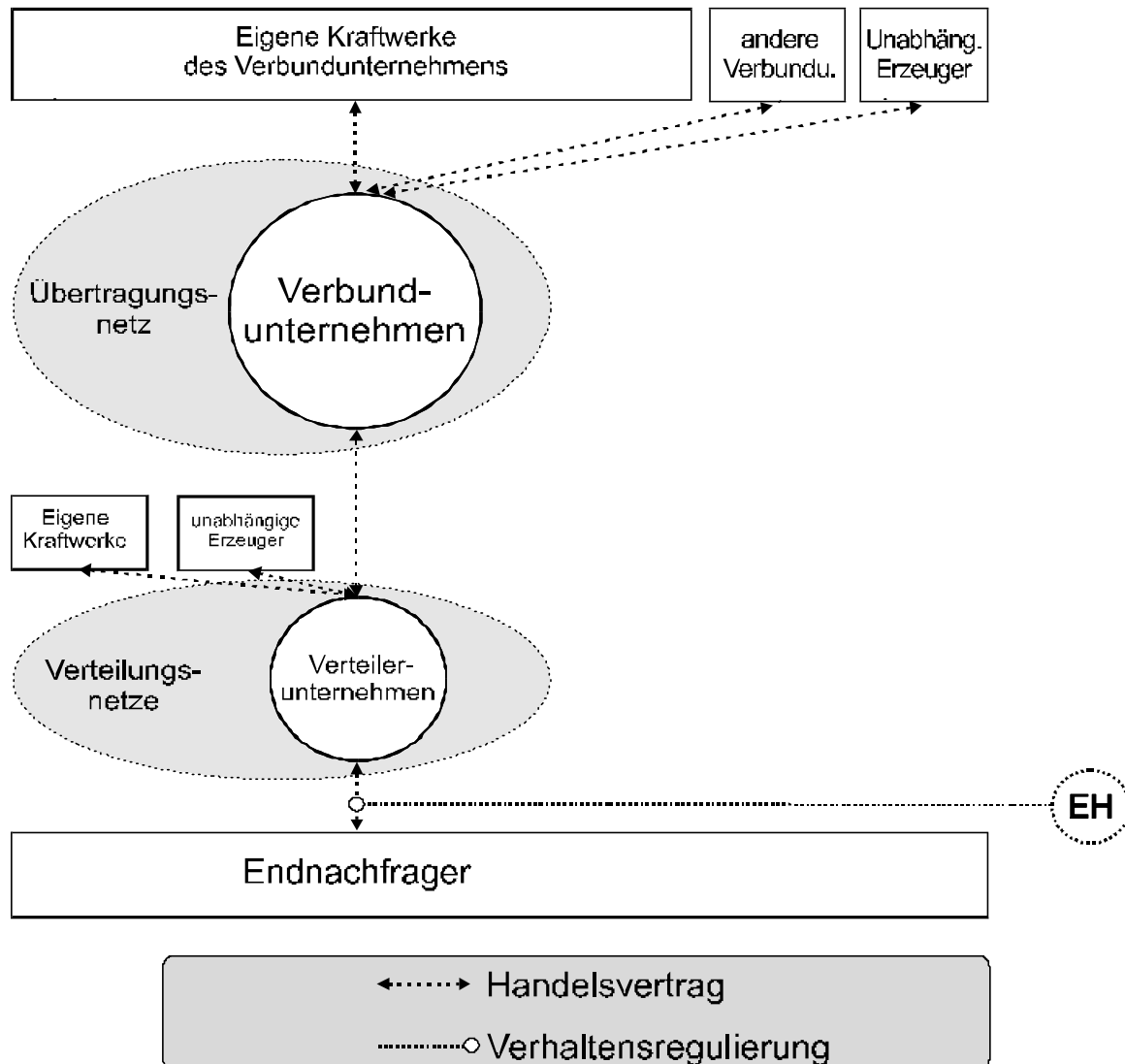
In Schaubild 1 ist das stilisierte Modell der Regulierung der deutschen Stromwirtschaft wiedergegeben.<sup>12</sup> Die unterbrochenen und mit Pfeilen versehenen Verbindungslinien (◄.....►) verdeutlichen den Umstand, daß zwischen den durch die jeweilige Linie verbundenen Akteuren ein bilateraler Stromhandelsvertrag geschlossen wurde beziehungsweise geschlossen werden könnte. Eine gepunktete Linie (.....○) steht hier (und in den folgenden Schaubildern) für einen verhaltensregulatorischen Eingriff der öffentlichen Hand (einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Charakteristika des Modells gibt Übersicht 1).

Der Status quo ante weist zwei wesentliche Charakteristika auf:

<sup>11</sup> Den technischen Bedingungen der Stromwirtschaft gemäß muß dabei grundsätzlich in Lieferverträge unterschieden werden, die die physische Erfüllung, und in Lieferverträge, die die rein finanzielle Erfüllung von Lieferverpflichtungen vorsehen. Von Bedeutung wird diese Unterscheidung von (Termin-)Lieferverträgen, wenn organisierte Märkte für Strom vorliegen. Hierauf wird im weiteren Verlauf der Arbeit (Kapitel III) eingegangen, während der Schwerpunkt in diesem Kapitel auf physikalisch zu erfüllenden Lieferverträgen liegt.

<sup>12</sup> Die folgende Darstellung und Diskussion abstrahiert von zahlreichen Details des institutionellen Ausgestaltung der Handelstransaktionen und der öffentlichen Regulierung im Status quo ante. Vgl. für eine ausführlichere Darstellung Kumkar und Neu (1997: 43–66; 134–144).

Schaubild 1 — Das stilisierte Regulierungsmodell der deutschen Stromwirtschaft: Umfassende Regulierung



- Die *Handelstransaktionen* lehnen sich eng an die technische Struktur der deutschen Stromwirtschaft an: Ein Verbundunternehmen als Eigentümer eines Übertragungsnetzes, also in seiner Eigenschaft als (integriertes) Transportunternehmen, kauft Strom von unabhängigen Erzeugern und anderen Verbundunternehmen an beziehungsweise erzeugt Strom in eigenen Kraftwerken. Insofern agiert das Verbundunternehmen neben seiner Funktion als Transportunternehmen auch als Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Das Verbundunternehmen tritt dann auf der Absatzseite als Anbieter zur Belieferung der Verteilerunternehmen auf, die den Strom in ihr Verteilungsnetz aufnehmen. Das Verbundunternehmen agiert also als Anbieter auf einem weiteren, vom ersten vollständig separierten, Großhandelsmarkt für Strom. Das Verbundunterneh-

men bietet auf diesem zweiten Großhandelsmarkt ein gebündeltes Produkt an, namentlich erzeugten *und* via Übertragungsnetz transportierten Strom.<sup>13</sup>

Die Verteilerunternehmen als Nachfrager auf diesem Großhandelsmarkt beziehen darüber hinaus Strom unter Umständen auch aus eigenen Kraftwerken und von kleineren unabhängigen Erzeugern.<sup>14</sup> Jene Verteilerunternehmen treten schließlich in der letzten Etappe der Lieferkette gegenüber den Endnachfragern, also auf dem Einzelhandelsmarkt, als regionale Monopolisten auf. Sie bieten wiederum ein gebündeltes Produkt an, namentlich (i) erzeugten und via (ii) Übertragungsnetz und (iii) Verteilungsnetz transportierten Strom. Handelsmöglichkeiten zwischen Anbietern und Nachfragern über fremde Netze sind in diesem Modell ausgeschlossen: Die Transportnetzeigentümer besitzen das alleinige Verfügungsrecht über ihre Anlagen und räumen Dritten keine eigenständigen Nutzungsrechte an diesen Anlagen ein. Somit agieren die Netzeigentümer als „Monemporisten“<sup>15</sup> (doppelte Monopolisten) im Stromhandel über ihr Netz: Einmal als Monopsonisten gegenüber den Vorlieferanten in ihr Netz, zum anderen als Monopolisten gegenüber den Entnehmern aus ihrem Netz.

- Die *Regulierung* muß als umfassende Regulierung gekennzeichnet werden. Die Stromwirtschaft wird in ihrer Gesamtheit einer Verhaltensregulierung unterworfen, da bei der Regulierung der Endpreise (im Schaubild als Regulierungsbereich EH bezeichnet) alle Vorkosten berücksichtigt werden.<sup>16</sup> Durch eine derartigen Regulierung werden die Preise für gebündelte Güter reguliert, statt separate Preise für die Teilprodukte (i) Erzeugter Strom, (ii) Transport in Übertragungsnetzen sowie (iii) Transport in Verteilungsnetzen. Da ein Großteil

<sup>13</sup> In der Realität treten die Verbundunternehmen selbst oder via Tochterunternehmen auch als Verteilerunternehmen auf, das heißt, die Unternehmen der Stromübertragung und -verteilung sind häufig vertikal integriert (vgl. Kumkar und Neu 1997: 45). Wenn im folgenden von „Verteilerunternehmen“ die Rede ist, so sind hiermit Unternehmen gemeint, die über Anlagen zur Stromverteilung verfügen und entweder eigenständige oder aber (unter Umständen fiktive) Teilunternehmen vertikal integrierter Unternehmen sind.

<sup>14</sup> In Deutschland sind die von den Verteilerunternehmen (Stadtwerken und Regionalunternehmen) erzeugten und unmittelbar von unabhängigen Erzeugern bezogenen Strommengen allerdings im Schnitt — gemessen am Volumen der Bezüge von den Verbundunternehmen — von nachgeordneter Bedeutung (vgl. Kumkar und Neu 1997: 48, Schaubild 9).

<sup>15</sup> Den Begriff des Monemporisten verwenden Machlup und Taber (Machlup und Taber 1960: 104) in einer Untersuchung der Wohlfahrtsauswirkungen vertikaler Integration als Alternative zur vertraglichen Koordinierung.

<sup>16</sup> Diese Regulierung in Deutschland muß bislang als Renditeregulierung mit recht hohen erlaubten Gewinnen gekennzeichnet werden. In der Realität werden nurmehr die Preise für kleinere Stromnachfrager direkt reguliert (Kumkar und Neu 1997: 34). Die Preise für größere Nachfrager (die sogenannten Sondervertragskunden) unterliegen hingegen der Mißbrauchsaufsicht durch die Kartellbehörden, die allerdings die Preise offenbar nach einer ähnlichen Methode überprüfen.

der Transaktionen im Status quo ante innerhalb vertikal integrierter Unternehmen abgewickelt wird, ist die Kenntnis exakter Kostenstrukturen zur Verfolgung des primären Regulierungszieles — Begrenzung der Monopolgewinne der Stromunternehmen — von untergeordneter Bedeutung, da, vereinfacht formuliert, die Kenntnis der insgesamt angefallenen Kosten hinreichend für die angestrebte Regulierung der Preise ist: Die umfassende Regulierung kann als Instrument dienen, Kostenverschiebungen von unregulierten in regulierte Sparten zu verhindern (vgl. Kumkar 1998c: Abschnitt III.C).<sup>17</sup>

Nicht explizit in Schaubild 1 verdeutlicht ist die *Art* der Handelstransaktionen, die im Modell der umfassenden Regulierung stattfinden. Da diese für die Diskussion der folgenden Modelle von grundlegender Bedeutung ist, sei an dieser Stelle etwas ausführlicher auf sie eingegangen. Typischerweise wird ein Endverkaufsvertrag zwischen einem Stromunternehmen und einem Endverbraucher ungefähr folgende Form haben: Das Stromunternehmen verpflichtet sich gegenüber dem Nachfrager, während eines bestimmten Zeitraums Strom zu liefern, wobei die exakten Mengen der Entscheidung des Nachfragers überlassen bleibt.<sup>18</sup> Ein derartiger Vertrag kann dann analytisch zumindest teilweise als Optionsvertrag bezeichnet werden: Ein Haushaltskunde als Käufer erwirbt typischerweise von dem Stromunternehmen (das als Stillhalter fungiert) Kaufoptionen (einen „call“<sup>19</sup>), über deren Ausübung er

<sup>17</sup> In Deutschland wird die Regulierung allerdings dadurch erschwert, daß vertikal integrierte Stromunternehmen häufig auch in ganz anderen Wirtschaftssektoren tätig sind. Beispiele hierfür sind die Querverbundunternehmen auf kommunaler Ebene (Kumkar und Neu 1997: 52–56) und die PreussenElektra als großes privatwirtschaftliches Stromunternehmen, das ein Tochterunternehmen der VEBA AG ist. Dies stellt auch bei der grundsätzlich umfassenden Regulierung Ansprüche an die zumindest funktionelle Entflechtung der Stromsparten von den anderen Geschäftsbereichen. In den Vereinigten Staaten boten die Probleme bei dieser funktionellen Entflechtung die Rechtfertigung dafür, daß den Stromunternehmen traditionell die Tätigkeit in anderen Wirtschaftssektoren (und im Ausland) durch den Public Utility Holding Company Act (PUHCA) von 1935 untersagt war (strukturelle Entflechtung) (vgl. Kumkar 1996a). Abgesehen werden soll hier auch von der Frage, ob durch die umfassende Regulierung des Status quo ante eine adäquate Zuordnung der Kosten zu einzelnen Nachfragerkategorien oder Lastbereichen, das heißt eine effiziente Preisstruktur, auch nur in Annäherung erreicht werden kann.

<sup>18</sup> Modifikationen etwa in Form unterbrechbarer Lieferverträge ändern an den hier interessierenden grundsätzlichen Charakterisierung der Art der Handelsverträge nichts wesentliches.

<sup>19</sup> Ein „call“ ist generell eine Kaufoption, bei der der Käufer gegen Zahlung des Optionspreises das Recht (nicht die Pflicht) erwirbt, vom „call“-Verkäufer (dem Stillhalter) den betreffenden Handelsgegenstand zum Ausübungspreis (Synonym: Basispreis) zu *erwerben*. Ein „put“ ist demgegenüber eine Verkaufsoption, bei der der Käufer gegen Zahlung des Optionspreises das Recht (nicht die Pflicht) erwirbt, den Handelsgegenstand an den Stillhalter zum Ausübungspreis zu *verkaufen*. Beide Transaktionsarten werden im Unterschied zum unbedingten Termingeschäft auch als bedingte Termingeschäfte bezeichnet, da nur einer der Kontrahenten tatsächlich eine in der Zukunft einzulösende Verpflichtung eingeht.



Übersicht 1 — Hauptcharakteristika des Modells der umfassenden Regulierung

Netznutzung	Die Netznutzung für fremde Stromanbieter und Stromnachfrager ist nicht möglich, das heißt, die Nutzung der Transportnetze durch unabhängige und gebietsfremde Erzeuger zur Belieferung von Nachfragern auf der Groß- oder Einzelhandelsebene ist verwehrt. Die Transportanlageneigentümer besitzen das insoweit unbeschränkte Verfügungsrecht über ihre eigenen Anlagen und nutzen diese zum Transport von Strom nur auf eigene Rechnung. Sie fungieren im Bereich ihrer Netze als Netzbetreiber, indem sie die Einspeisungen direkt kontrollieren und umfassend für Systembetrieb und -planung verantwortlich sind.
Stromhandel	Der Stromhandel, sowohl der Termin- als auch der Ausgleichshandel, wird auf allen Stufen der Stromwirtschaft durch monopolistische Unternehmen organisiert: Die jeweiligen Transportunternehmen treten gegenüber Stromanbietern als Monopsonisten auf. Gegenüber Nachfragern nach Strom treten sie als Monopolisten auf. Unabhängige und gebietsfremde Anbieter können daneben keine direkten Lieferverträge mit Nachfragern auf beiden Groß- oder Einzelhandelsebenen schließen. Die Großhandelsmärkte sowie der Einzelhandelsmarkt sind strikt separiert. Das Modell ist durch geschlossene und integrierte Gebietsmonopole gekennzeichnet; die Verteilerunternehmen unterliegen in ihrem Gebiet einer Versorgungspflicht.
Regulierung	Im Rahmen der Verhaltensregulierung werden via Endpreisregulierung alle Kostenkomponenten berücksichtigt und insofern indirekt alle Stufen der Stromwirtschaft einer Preisregulierung unterworfen. Diese umfassende Regulierung ergänzt die Versorgungspflicht der konzessionierten Endverkaufsunternehmen (Verteilerunternehmen). Es findet keine Strukturregulierung existierender Stromunternehmen im Sinne eines Betätigungsverbots auf bestimmten Stufen der Stromwirtschaft statt (keine Zwangsentflechtung). Der Bau von Anlagen unterliegt allerdings einem Genehmigungsvorbehalt (siehe oben).
Anlagenbau und Marktzutritt in die Erzeugung	Der Bau neuer Anlagen in Erzeugung und Transport unterliegt dem Genehmigungsvorbehalt des Regulierers. Die Genehmigung ist nur dann zu erteilen, wenn die jeweilige Investition der Preiswürdigkeit und Sicherheit der Stromversorgung dient. Jede Investition ist also nach engen, energiewirtschaftlichen Kriterien zu prüfen. Allein der Bau von unabhängigen Anlagen für den Eigenverbrauch oder für den ausschließlichen Verkauf an die Verbund- oder Verteilerunternehmen ist von diesen Restriktionen befreit.

zu einem späteren Zeitpunkt entscheidet (die Abrechnungsperiode entspricht der Laufzeit der Option). Die in der Regel vereinbarten fixen Zahlungen für einen Zeitraum (in der Stromrechnung als „Leistungspreis“, „Grundpreis“ oder als Zahlung für den Zähler ausgewiesen) können somit als Optionspreis interpretiert werden; der tatsächliche kWh-Preis (Arbeitspreis) entspricht somit dem Ausübungspreis (Strike-price) der Option.

Ergänzt werden kann ein derartiger Optionsvertrag vor allem bei größeren Nachfragern durch Elemente eines reinen und unbedingten Terminvertrags. Denkbar ist zum Beispiel, daß im Liefervertrag ein exaktes zeitliches Profil der Liefermengen zu bestimmten kWh-(Stück-)Preisen vorgesehen ist. Für jede Abweichung der tatsächlichen Entnahme des Kunden aus dem Netz des Stromunternehmens werden dann im Vertrag ebenfalls Preise festgeschrieben. Dies kann etwa bei einem Industrieunternehmen als Nachfrager der Fall sein, dessen Nachfragemengen relativ gut prognostizierbar beziehungsweise steuerbar sind. Der Liefervertrag ist somit weder ein Spotvertrag, da er zukünftige Lieferungen betrifft. Es ist aber auch kein reiner

Terminvertrag, da die tatsächlich gelieferten Mengen erst zu einem späteren Zeitpunkt festgelegt werden. Wird ein derartiger längerfristig angelegter Vertrag geschlossen, setzt sich der Gesamtvertrag analytisch aus drei Elementen zusammen:

1. Einem Terminvertrag, der ein exaktes zeitliches Profil der Liefermengen beinhaltet,
2. einem Kaufoptionsvertrag, der die Zahlungen für die über die im Terminvertrag vorgesehenen hinaus gelieferten Strommengen festlegt (Zusatzstrom) und schließlich
3. einem Verkaufsoptionsvertrag (put), der die Zahlungen festlegt, die vom Lieferanten an den Kunden zu leisten sind, wenn dessen tatsächliche Nachfrage die im Terminvertrag vorgesehenen Mengen unterschreitet.<sup>20</sup>

Im folgenden soll das erste Vertragsselement der Kategorie des „Terminhandels“ zugeordnet werden. Die beiden letztgenannten Vertragsselemente werden in der vorliegenden Arbeit definitorisch der Kategorie des „Ausgleichshandels“ zugeordnet, da beide Vertragsselemente dem Ausgleich der tatsächlich gelieferten Strommengen mit den auf Termin gehandelten Strommengen dienen.<sup>21</sup> Es sei bereits an dieser Stelle vermerkt, daß die verschiedenen Vertragsarten grundsätzlich eigenständige Verträge sein können, wie insbesondere unten beim Common-Carrier-Modell deutlich werden wird. Im hier behandelten Modell der umfassenden Regulierung muß jedoch jedweder Handelsvertrag mit dem „zuständigen“ Stromunternehmen geschlossen werden. Dieses Unternehmen agiert somit sowohl im Terminhandel als auch im Ausgleichshandel als Monopolist. Analoges gilt ferner für Einspeisungsverträge unabhängiger oder gebietsfremder Erzeuger: Auch diese können analytisch in einen Terminvertrags- und einen Ausgleichsvertragsselement zerlegt werden und können im Modell der umfassenden Regulierung allein mit dem Verbund- oder

<sup>20</sup> Bei unterbrechbaren Lieferverträgen agiert analytisch auch der Nachfrager als Verkäufer (Stillhalter) einer Option. Unterbrechbare Lieferverträge können sich somit im Grenzfall aus vier Elementen zusammensetzen: (i) einem Terminvertrag, (ii) einem Kaufoptionsvertrag mit dem Stromunternehmen als Stillhalter, (iii) einem Verkaufsoptionsvertrag mit dem Stromunternehmen als Stillhalter und schließlich (iv) einem Kaufoptionsvertrag mit dem Stromkunden als Stillhalter. Über letzteres Vertragsselement erwirbt das Stromunternehmen das Recht, zu festgelegten Zeitpunkten oder sonstigen Anlässen den via Terminvertrag an den Kunden verkauften Strom zurückzukaufen, seine tatsächliche Liefermenge also eindeutig zu begrenzen oder die Lieferung vollständig zu unterbrechen.

<sup>21</sup> Es handelt sich beim Ausgleichshandel typischerweise *nicht* um Spotgeschäfte, sondern, wie im Text erläutert, um Optionsgeschäfte, da die Koordinierung der zu liefernden Strommengen extrem zeitnah erfolgen muß und Spotgeschäfte aufgrund ihres bilateralen Charakters diese Anforderung der extremen Zeitnähe nicht erfüllen (gleiches gilt a fortiori für Termingeschäfte, vgl. auch Fn. 51 zur Abgrenzung zu einem Spotmarkt). Optionsrechte können hingegen wegen ihres unilateralen Charakters zeitnah ausgeübt werden.

Verteilungsunternehmen als Eigentümer der Transportanlagen geschlossen werden.<sup>22</sup>

Ebenfalls nicht explizit im Schaubild 1 wiedergegeben sind die Maßnahmen der *Strukturregulierung* im Status quo ante. Sie schlagen sich allerdings implizit auch in Schaubild 1 nieder, etwa in der Tatsache, daß direkte Handelsvertragslinien zwischen Erzeugern und Endnachfragern an den Transportunternehmen vorbei „fehlen“. Auf diese Maßnahmen soll hier nur kurz eingegangen werden soll (vgl. hierzu ausführlicher Kumkar und Neu 1997: 32–35). Erwähnt werden müssen allerdings vier wesentliche Punkte:

- Im Status quo ante waren die Energieversorgungsunternehmen von zahlreichen Bestimmungen des GWB ausgenommen; insbesondere Demarkations- und Konzessionsverträge unterlagen nicht dem allgemeinen Kartellverbot. Faktisch wurden durch diese Erlaubnis zwischen den Stromunternehmen geschlossene Versorgungsgebiete vereinbart und die potentielle Konkurrenz zwischen den Stromunternehmen wirksam unterbunden.
- Der Anlagenbau im Bereich der Stromwirtschaft unterlag dem staatlichen Genehmigungsvorbehalt nach § 4 EnWG a.F., wonach jede Investition den Zielen der Preiswürdigkeit und Sicherheit der Stromversorgung dienen muß.<sup>23</sup> Und dieser Umstand kann auch als eine Ursache dafür charakterisiert werden, daß das „Flaschenhals-Monopol“ im Bereich des Stromtransports rechtlich geschützt war. Wie erwähnt, stand den Eigentümern der Transportanlagen das Alleinverfügungsrecht für die Nutzung der eigenen Anlagen zu, der Aufbau unabhängiger Transportanlagen unterlag den engen Restriktionen des EnWG.
- Die Kommunen hatten das Recht (und nutzten dies auch), exklusive Endverkaufskonzessionen zu erteilen, die jegliche Belieferung von Endkunden durch

<sup>22</sup> Auch ein Industrieunternehmen, das Kraftwerke zur Eigenversorgung betreibt, schließt in der Regel einen derartigen Vertrag. Solange er kein reines eigenes Inselnetz betreibt, wird er zu bestimmten Zeiten Strom (netto) vom Stromunternehmen beziehen (Zusatzstrom), zu anderen Zeiten überschüssigen Strom in das Netz des Stromunternehmens einspeisen. Der hierfür notwendige Vertrag zwischen Stromunternehmen und Industrienachfrager wird Preise für den Zusatzstrom (Ausübungspreis für Kaufoptionen im Besitz des Industrienachfragers) und Preise für den Überschußstrom (Ausübungspreis für Verkaufsoptionen im Besitz des Industrienachfragers) vorsehen. Auch die in der Literatur teilweise (von Zusatzstrom- und Überschußstromverträgen) separat diskutierten Vertragselemente für Reserveleistungen (sogenannte Back-up-Verträge beziehungsweise -elemente, vgl. etwa Klopfer und Schulz 1993) sind nichts anderes als spezielle Optionsverträge, wobei die Ausübung der Optionen das Vorliegen vertraglich vereinbarter Umstände (beispielsweise Kraftwerksrevisionen oder -ausfälle) voraussetzt; sie werden daher in der vorliegenden Arbeit der Kategorie des Ausgleichshandels zugeordnet.

<sup>23</sup> Daneben tritt typischerweise (auch in Deutschland) die Berücksichtigung insbesondere umweltschutzrechtlicher oder atomrechtlicher Kriterien bei der Genehmigung, die von verschiedenen öffentlichen Institutionen erteilt werden muß.

andere Unternehmen untersagten. Bereits hierdurch war ein Marktzugang auf der Einzelhandelsebene in der Regel durch prohibitiven Hürden blockiert.

- Schließlich war die Aufnahme der Tätigkeit eines Stromunternehmens mit dem Zwecke der Belieferung von Endkunden in Deutschland einem Genehmigungsvorbehalt nach dem EnWG a.F. unterworfen. Auch hierdurch stieß der Marktzugang auf der Einzelhandelsebene auf prohibitive Hürden.

Faktisch war durch die Kombination dieser Regelungen der Markteintritt in allen Stufen der Stromwirtschaft extrem erschwert, im Bereich des Stromtransports und des Stromeinzelhandels sogar unmöglich. Zwar war der Bau unabhängiger Kraftwerke möglich, der Absatz des dort erzeugten Stroms aber auf Kunden beschränkt, die ohne Nutzung fremder Leitungen erreichbar waren. Praktisch waren dies fast nur Eigenerzeugungsanlagen. Andernfalls konnte der Strom nur an das umliegende Transportunternehmen (zu dessen Konditionen als Monopsonisten) verkauft werden (vgl. ausführlicher Kumkar und Neu 1997).

Aus vorstehenden Betrachtungen kann zusammenfassend gefolgert werden, daß das Modell der umfassenden Regulierung des Status quo ante einem Monopolparadigma folgt. Basierend auf den in Kumkar (1998b) analysierten technischen Besonderheiten wurde gemäß diesem *traditionellen Monopolparadigma* angenommen, daß als effiziente Koordinierungsstruktur in der Stromwirtschaft insbesondere auf vertikal integrierte Gebietsmonopole, das heißt auf eine hierarchische Koordinierungsstruktur gesetzt werden sollte, die unter Umständen durch enge hybride Koordinierungsstrukturen<sup>24</sup> ergänzt wird. Die Tatsache, daß die Stufe der Stromerzeugung möglicherweise kompetitiv (via hybrider und reinmarktlicher Institutionen) organisiert werden kann, wird in diesem Paradigma nicht berücksichtigt, beziehungsweise die Annahmen getroffen, daß zwischen Stromtransport und Erzeugung derartige Komplementaritäten bestehen, daß das natürliche Monopol auf der Stufe des Transports auf die Stufe der Erzeugung ausstrahlt.<sup>25</sup>

Maßgebliches Instrument zur rechtlichen Absicherung des gebietsmonopolistischen Status der Gebietsversorger waren exklusive Konzessionsverträge, die den Markteintritt auf der Einzelhandelsebene untersagten. Ergänzt wurde diese dominant hierarchische Koordinierungsstruktur insbesondere für den Fall Deutschlands

<sup>24</sup> Als *enge* hybride Koordinierungsstrukturen seien Koordinierungsstrukturen bezeichnet, deren Institutionen die Freiheit der Vertragspartner auf Dauer derart einschränken, daß für wichtige Produkte der weitgehende oder vollständige Ausschluß von Bezugs- und/oder Absatzalternativen für die einzelnen Vertragspartner vorgesehen ist. Die Institutionen der Konzessionsverträge und (horizontalen und vertikalen) Demarkationsabkommen im Status quo ante konstituierten (zusammen mit den Akteuren) eine enge hybride Koordinierungsstruktur im hier definierten Sinn.

<sup>25</sup> Formal weist die Mehrproduktkostenfunktion (für Erzeugung und Transport) unter dieser Annahme die Bedingung der Subadditivität auf (vgl. Kumkar 1998b: Fn. 7).

durch hybride Koordinierungsstrukturen zwischen den gebietsmonopolistischen Unternehmen, das heißt beispielsweise durch langfristig angelegte Vertragsbeziehungen, die faktisch den Markteintritt neuer Anbieter auch auf der Erzeugungsebene weitgehend ausschlossen. Derartige Vertragskonstruktionen mußten im Status quo ante — ebenso wie die Exklusivitätsklauseln der Konzessionsverträge — explizit von den allgemeinen Bestimmungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen ausgenommen werden, um wettbewerbsrechtlich überhaupt zulässig zu sein. Korrespondierend zu dieser Ausnahmebehandlung der Stromwirtschaft im GWB wurden die Stromunternehmen einer umfassenden (Preis- und Investitions-)Regulierung unterworfen. Wirksame Maßnahmen zur funktionellen oder strukturellen Entflechtung der integrierten Unternehmen wurden nicht ergriffen.

## **B. Partielle Deregulierung der Stromerzeugung: Alleinabnehmermodell**

Als erstes Liberalisierungsmodell wird das Alleinabnehmermodell betrachtet, das sich beispielsweise in der europäischen Stromrichtlinie<sup>26</sup> wiederfindet und in zahlreichen U.S.-Bundesstaaten im Gefolge des Public Utility Regulatory Policies Act von 1978 (PURPA) implementiert wurde.<sup>27</sup> Das Ziel einer Erhöhung der Effizienz in der Erzeugung gegenüber dem Status quo ante soll in diesem Modell unter Beibehaltung geschlossener und integrierter Gebietsmonopole und der korrespondierenden Beibehaltung der Versorgungspflicht der Verteilerunternehmen erreicht werden.

<sup>26</sup> Zu beachten ist, daß hier das „Alleinabnehmermodell“ im Sinne des ursprünglichen französischen Vorschlages (Mandil et al. 1994; Überblick und Kritik bei Kumkar 1997a: 64–71) verstanden wird. Dieses Modell kombiniert die Kontrahierungspflicht des Alleinabnehmers mit einem Ausschreibungsverfahren für neue Anlagen und entspricht somit dem im Text etwas weiter unten erläuterten Ausschreibungsansatz. Der Bau unabhängiger Kraftwerke ist in diesem Ansatz — abweichend von den Bestimmungen des endgültigen Texts der Europäischen Stromrichtlinie (SRL) — nicht unmittelbar genehmigungsfähig, sondern erst dann, wenn der potentielle unabhängige Erzeuger das Ausschreibungsverfahren gewonnen hat. Wie an anderer Stelle (Kumkar 1997a: 75–78; Kumkar 1998a: 35 ff.) ausführlicher dargelegt, entspricht das Alleinabnehmermodell ohne strikte Implementierung eines Ausschreibungsverfahrens für neue Anlagen im wesentlichen dem „Verhandelten Netzzugang“ der SRL, auf den in Abschnitt II.C im Rahmen des Modells spezifischer Durchleitungsrechte eingegangen wird.

<sup>27</sup> Vgl. für einen Überblick über die Entwicklungen nach dem PURPA Kumkar (1996a). Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, daß der PURPA selber noch nicht das Ziel der Implementierung eines umfassenden Alleinabnehmermodells zum Inhalt hatte, sondern zunächst nur eine grundsätzliche Ankaufspflicht der Gebietsversorger für aus bestimmten (regenerativen) Energien erzeugten Strom vorsah.

*Primärer Ansatzpunkt* ist eine Re-Regulierung der Beschaffungspraxis der weiterhin als Großhandelsverkaufs- und/oder Endverkaufsmonopolisten agierenden Stromunternehmen. Diesen Unternehmen wird eine Ankaufspflicht (Kontrahierungszwang) für Strom von bestimmten unabhängigen und gebietsfremden Erzeugern auferlegt, die nach zwei Typen ausgestaltet sein kann:

- Entweder legt der Regulierer die (unter Umständen regional differenzierten) Preise für den Ankauf von Strom durch den Alleinabnehmer fest und überläßt die Festlegung der Einspeisungsmengen dann den Entscheidungen der unabhängigen und gebietsfremden Erzeuger. Diese Ausprägung des Alleinabnehmermodells sei als *Einspeisungspreisregulierungsansatz* bezeichnet und findet (beziehungsweise fand) sich in einigen Bundesstaaten der Vereinigte Staaten; die dortige Preisregulierungsregel sah die Anlehnung der Einspeisungspreise an vom Regulierer festgelegte sogenannten vermiedenen Kosten<sup>28</sup> des ankaufenden Stromunternehmens vor.
- Oder der Regulierer bestimmt den Umfang der insgesamt zu beschaffenden Strommengen für ein bestimmtes Zeitintervall und legt dem Alleinabnehmer die Pflicht auf, diese Strommengen via Ausschreibung zu akquirieren. Das Problem der Festlegung der Einspeisungspreise wird in diesem Ansatz via Ausschreibungswettbewerb, nicht via direkte Regulierung, gelöst. Diese Ausprägung des Alleinabnehmermodells sei als *Ausschreibungsansatz* bezeichnet und findet sich ebenfalls in einigen Bundesstaaten der Vereinigte Staaten wieder.<sup>29</sup>

Den unabhängigen und gebietsfremden Erzeugern soll durch diesen Kontrahierungszwang der Zugang zu den Großhandelsmärkten geöffnet werden. Im Hintergrund dieses Ansatzes liegt vor allem die Annahme, daß die bisherige Praxis der

<sup>28</sup> Unter „vermiedenen Kosten“ (avoided costs) sind die Kosten zu verstehen, die das Stromunternehmen als eigene Kosten gegenüber dem Fall einspart, in dem es den angekauften Strom selber erzeugt hätte. Der aus der praktischen Regulierungspolitik herrührende Begriff der vermiedenen Kosten findet seine begriffliche Entsprechung in dem aus der Wirtschaftstheorie bekannten Konzept der „dekrementalen Kosten“ (Gegensatz „inkrementalen Kosten“ beziehungsweise Zusatzkosten) als diskrete Version des (infinitesimalen) Konzepts der Grenzkosten. Die Unterscheidung zwischen inkrementalen beziehungsweise dekrementalen Kosten ist vor allem im Fall einer nicht-stetigen Kostenfunktion oder stark steigenden oder sinkenden Grenzkosten von Bedeutung.

<sup>29</sup> Die Probleme bei der Festlegung der „vermiedenen Kosten“ (vgl. Fn. 28), die als Richtschnur für die regulierten Einspeisungspreise dienen sollten, führten zu ersten Ansätzen der zuständigen einzelstaatlichen Regulierungskommissionen, die Einspeisungspreise in Ausschreibungen zu ermitteln. In einigen Bundesstaaten wurde dieses Verfahren auch auf Kraftwerke ausgedehnt, die auf dem Einsatz anderer Energieträger basierten. Kennzeichen dieser Regulierungen war dann eine Ausschreibungspflicht für alle neuen Kraftwerke in Verbindung mit einer Kontrahierungspflicht der Gebietsversorger für den in diesen Kraftwerken erzeugten Strom, mit anderen Worten ein Alleinabnehmermodell in der in dieser Arbeit verwandten Definition.

umfassenden Regulierung den Stromunternehmen Anreize gibt, die Stromeigenerzeugung zu bevorzugen, auch wenn sie gegenüber dem Bezug von anderen (unabhängigen) Erzeugern gesamtwirtschaftlich ineffizient ist.<sup>30</sup> Die im Rahmen des Alleinabnehmermodells vorgesehene Auferlegung der Pflicht zur öffentlichen Ausschreibung von Strombedarfsmengen kann in diesem Fall als Maßnahme zur Verbesserung der Informationsbasis des Regulierers und damit als Maßnahme zur Verbesserung der funktionellen Entflechtung des integrierten Unternehmens (des Alleinabnehmers) interpretiert werden.

Die wesentlichen Handelstransaktionsarten und Regulierungsbereiche im Alleinabnehmermodell sind in Schaubild 2 zu erkennen (einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Charakteristika des Modells gibt Übersicht 2).

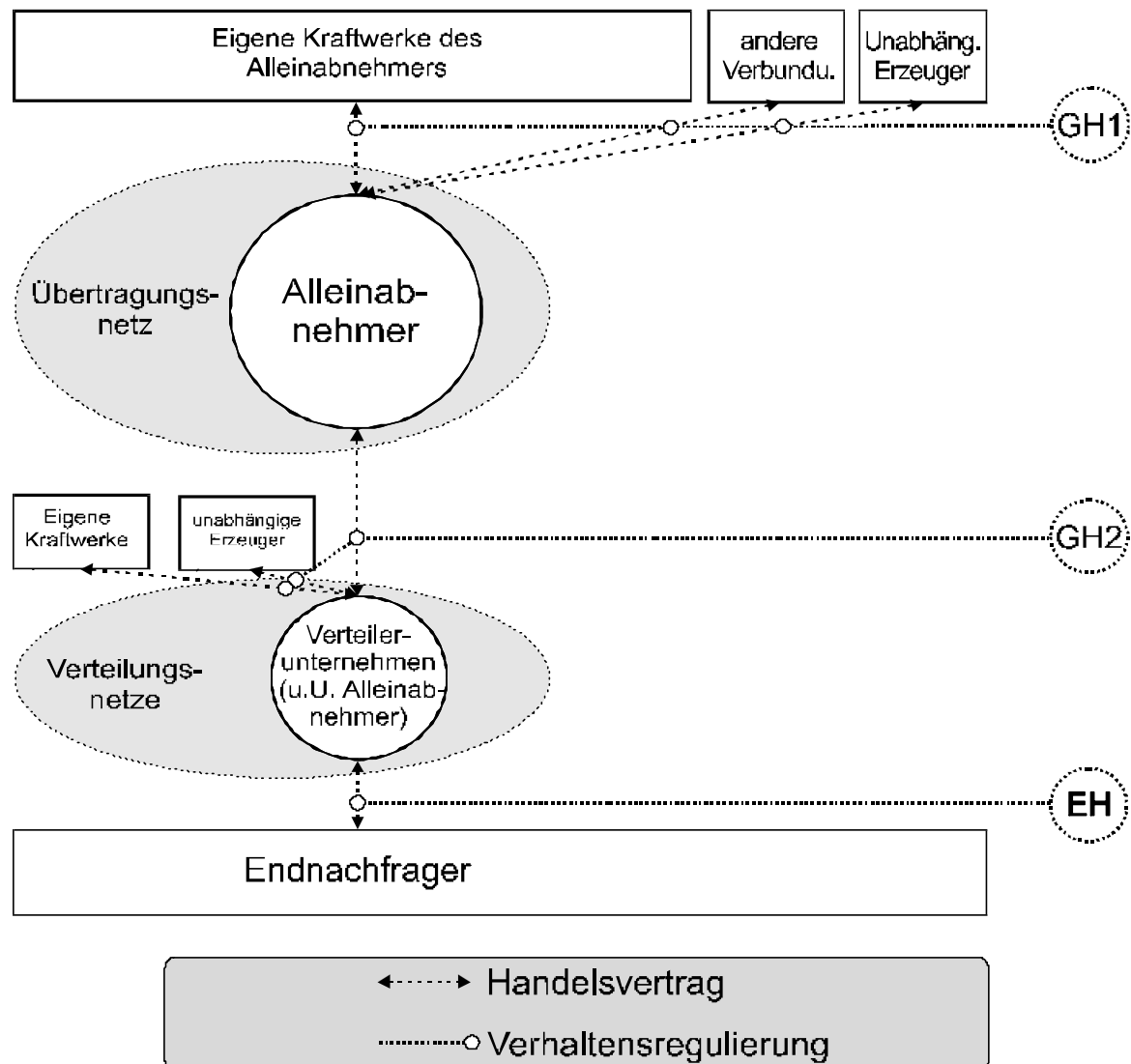
- Gegenüber dem Modell der umfassenden Regulierung ergeben sich hinsichtlich der *Handelstransaktionen* keinerlei Änderungen. Die Verteilerunternehmen agieren als Endverkaufsmonopolisten; die kommerziellen Transaktionen auf dem ersten und dem zweiten Großhandelsmarkt (GH1 beziehungsweise GH2) folgen weitgehend den physikalischen Lastflüssen und haben eine eindeutig vertikale Struktur. Allein der Name des Monopolhändlers hat sich in „Alleinabnehmer“ geändert,<sup>31</sup> um die Tatsache der Re-Regulierung seiner Beschaffungspraxis zu verdeutlichen. Die beiden Großhandelsmärkte sind weiterhin voneinander separiert und maßgeblich durch bilaterale, langfristige Lieferverträge geprägt, allerdings sind die Konditionen des Zugangs zu diesen Märkten für unabhängige und gebietsfremde Erzeuger verbessert. Die Stromlieferverträge zwischen den Erzeugern und dem Alleinabnehmer sind langfristig angelegt und laufen über eine Dauer von mehreren Jahren.<sup>32</sup> Faktisch werden langfristig *alle* Kraftwerke, gegebenenfalls auch die des ehemaligen Verbundunternehmens und jetzigen Alleinabnehmers in dem Sinne unabhängige Kraftwerke, da wegen der Nichtdiskriminierungsregel keinerlei Priorität für einzelne Kraftwerke bei der Netznutzung vorhanden ist (ob der Alleinabnehmer langfristig überhaupt noch über Kraftwerke verfügen darf, ist eine Frage der konkreten Strukturregulierung, siehe unten).

<sup>30</sup> Dies ist die Annahme eines regulierungsbedingten vertikalen Ausschlusses; vgl. hierzu Kumkar (1998c: Abschnitt III.A).

<sup>31</sup> Die Notation im Text lehnt sich an die Notation der EU-Stromrichtlinie an.

<sup>32</sup> Denkbar ist zwar auch, daß der Alleinabnehmer verpflichtet wird, kurzfristige Ausschreibungen für Strombedarfsmengen zu organisieren. Hierauf soll hier nicht eingegangen werden, da in diesem Fall die Ausgestaltung des Alleinabnehmermodells stark in Richtung eines Poolmodells tendiert, das in Abschnitt II.D betrachtet wird.

Schaubild 2 — Das Alleinabnehmermodell



Bezüglich der *Art* der Handelstransaktionen im Alleinabnehmermodell gilt, daß diese exakt denen des Modells der umfassenden Regulierung entsprechen: Auch im Alleinabnehmermodell können die Vertragselemente des Termin- und Ausgleichshandels von den Einspeisern (Erzeugern) und Entnehmern (Nachfragern) nur mit jeweils einer Vertragsgegenseite geschlossen werden. Das Monopson des Alleinabnehmers und das Monopol der Verteilerunternehmen bezieht sich wiederum auf beide Handelsarten.

- Das Teilprodukt Stromtransport wird nicht einzeln angeboten, *Transportverträge* werden somit nicht abgeschlossen. Gegenüber dem Modell der umfassenden Regulierung des Status quo ante besitzen die Transportanlageneigentümer als Alleinabnehmer zwar nurmehr ein beschränktes Verfügungsrecht über ihre eigenen Anlagen, da sie fremde Einspeisungen unter bestimmten Bedingungen erlauben müssen und diesen Strom ankaufen müssen. Ab diesem Punkt transportieren sie jedoch Strom nur auf eigene Rechnung, „Durchleitungen“, das heißt Transport von Strom auf fremde Rechnung, führen sie nicht durch.



Übersicht 2 — Hauptcharakteristika des Alleinabnehmermodells

Netznutzung	Die Nutzung fremder Transportnetze ist unabhängigen und gebietsfremden Erzeugern zur Belieferung von Nachfragern auf der Groß- oder Einzelhandelsebene ist weiterhin nicht möglich. Der Alleinabnehmer fungiert als Netzbetreiber, der die Kraftwerkseinsatzplanung in eigener Verantwortung wahrnimmt, dabei allerdings die nach den Ausschreibungen eingegangenen Ankaufsverpflichtungen berücksichtigen muß.
Stromhandel	Der Stromhandel, sowohl der Termin- als auch der Ausgleichshandel, wird auf allen Stufen der Stromwirtschaft durch monopolistische Unternehmen organisiert: Die jeweiligen Transportunternehmen treten als Alleinabnehmer gegenüber den Anbietern als Monopsonisten auf. Gegenüber Nachfragern treten die Alleinabnehmer als Monopolisten beziehungsweise stark dominante Anbieter auf. Die Großhandelsmärkte sowie der Einzelhandelsmarkt sind strikt separiert. Unabhängige und gebietsfremde Anbieter können daneben keine direkten Lieferverträge mit Nachfragern auf Groß- oder Einzelhandelsebene schließen. Das Modell ist daher durch geschlossene Gebietsmonopole gekennzeichnet. Die Verteilerunternehmen unterliegen in ihrem Gebiet weiterhin einer Versorgungspflicht.
Regulierung	Im Rahmen der Verhaltensregulierung der Endverkaufsunternehmen (EH) werden wie im Modell der umfassenden Regulierung via Endpreisregulierung alle Kostenkomponenten berücksichtigt und insofern alle Stufen der Stromwirtschaft einer direkten oder indirekten Preisregulierung unterworfen. Diese umfassende Regulierung ergänzt die Versorgungspflicht der konzessionierten Endverkaufsunternehmen (Verteilerunternehmen). Ergänzt wird die Verhaltensregulierung der Endverkaufsunternehmen durch die direkte Preisregulierung der Handelstransaktionen auf der Großhandelsebene. Es findet möglicherweise, aber nicht notwendig, eine Strukturregulierung im Sinne eines Betätigungsverbots auf bestimmten Stufen der Stromwirtschaft für existierende Stromunternehmen statt, die sich etwa in einem Verbot der Erzeugung durch den Alleinabnehmer als Eigentümer des Transportnetzes niederschlägt. Der Bau von Anlagen zur Erzeugung unterliegt unter Umständen einem Genehmigungsvorbehalt (siehe oben), der sich darin niederschlägt, daß vor dem Bau einer neuen Anlage eine vom Alleinabnehmer veranstaltete Ausschreibung gewonnen werden muß.
Anlagenbau und Marktzutritt in die Erzeugung	Neue Anlagen in der Stromerzeugung dürfen je nach Ausgestaltung des Alleinabnehmermodells unter Umständen nur nach Gewinn der öffentlichen Ausschreibung neuer Kapazitäten gebaut werden. In anderen Ausgestaltungen des Alleinabnehmers dürfen zwar Kraftwerke auch ohne Gewinn einer derartigen Ausschreibung gebaut werden, diese haben dann aber das Recht zur Einspeisung des in ihnen erzeugten Stroms in das Netz des Alleinabnehmers nur dann, wenn sie eine langfristig angelegte Ausschreibung um Strommengen gewonnen haben. Der Bau von Transportanlagen wird weiterhin vom Regulierer überwacht.

Stromnachfrager auf Groß- oder Einzelhandelsebene haben somit in keiner Weise Netznutzungsrechte (Durchleitungsrechte). Netzzugangsrechte für Anbieter anstelle von Netznutzungsrechten bestehen allerdings in dem eingeschränkten Sinne, daß diejenigen Stromerzeuger, die die Ausschreibungen des Alleinabnehmers gewonnen haben (entweder für den Bau neuer Anlagen und/oder für den Abschluß langfristiger Lieferverträge), ein Einspeisungsrecht in das Netz des Alleinabnehmers haben und hierdurch der Zugang zu den Großhandelsmärkten für bestimmte Erzeuger erleichtert wird.<sup>33</sup>

<sup>33</sup> Eine Anmerkung zur begrifflichen Präzisierung: Das Alleinabnehmermodell konstituiert mit der Etablierung von „Netzzugangsrechten“ keinen Zugang zum Teilprodukt Stromtransport (vgl.

- Der wichtigste Unterschied zur Regulierung im Status quo ante liegt im Bereich der Verhaltensregulierung. Zu dem bereits in Schaubild 1 enthaltenen *Regulierungsbereich* des Einzelhandels (EH) tritt nunmehr der Regulierungsbereich GH1 auf dem ersten Großhandelsmarkt hinzu. Zum einen werden die bilateral zwischen unabhängigen und gebietsfremdem Erzeugern und dem Alleinabnehmer geschlossenen Stromhandelsverträge und zum anderen auch die internen Transferpreise in integrierten Unternehmen re-reguliert: Die Beschaffungspraxis wird einer direkten Regulierung unterworfen und nicht mehr nur indirekt<sup>34</sup> via Endpreisregulierung (Regulierungsbereich EH) kontrolliert. Im Fall der eigenen Stromerzeugung und des eigenen Bezugs „unabhängigen“ Stroms durch das Verteilerunternehmen könnte auch diese Großhandelsaktivität auf dem zweiten Großhandelsmarkt einer direkten Regulierung unterworfen werden (in Schaubild 2 als Regulierungsbereich „GH2“ bezeichnet) und somit auch das Verteilerunternehmen als nachgelagerter Alleinabnehmer fungieren.<sup>35</sup>

Kumkar 1998b: Fn. 146), sondern allenfalls einen Zugang zum ersten (und gegebenenfalls zum zweiten) Großhandelsmarkt, der weiterhin vom Gebietsmonopolisten organisiert wird. „Netzzugangsrecht“ in dieser Definition ist somit die Kombination zweier Rechte: Das physikalische Anschlußrecht des Erzeugers oder des Nachfragers und das Andienungsrecht an den Alleinabnehmer zu (via direkter Einspeisungspreisregulierung oder Ausschreibungspflicht) regulierten Preisen. Im Gegensatz hierzu schaffen Netznutzungsrechte (Durchleitungsrechte) den Zugang der unabhängigen und gebietsfremden Erzeuger zum Teilprodukt Stromtransport. Beide Ansatzpunkte einer Re-Regulierung (Netzzugangsrechte beziehungsweise Netznutzungsrechte) können grundsätzlich dazu führen, daß der Zutritt in der Stufe der Stromerzeugung erleichtert wird.

<sup>34</sup> Als „indirekte Regulierung“ sei im folgenden diejenige Form einer Regulierung bezeichnet, die an der Lieferung eines Teilprodukts als Teil eines gebündelten Produkt ansetzt. Im Modell der umfassenden Regulierung findet nach dieser Definition keinerlei direkte Regulierung statt, da die Teilprodukte „erzeugter Strom“ sowie „Stromübertragung“ und „Stromverteilung“ grundsätzlich nicht separat reguliert werden.

<sup>35</sup> Die Frage, ob derartige „Ketten“ von Alleinabnehmern sinnvoll und/oder nach der europäischen Stromrichtlinie zulässig sind, bestimmte einen Teil der deutschen Diskussion nach Verabschiedung der Stromrichtlinie (vgl. in diesem Kontext etwa Baur 1997; Kumkar 1998a: 30). Aus modellimmanenten Gründen ist diese Frage jedoch fast uneingeschränkt zu bejahen, es sei denn, der direkte Ankauf von Strom aus eigenen oder unabhängigen Kraftwerken wird nur einer vertikalen Unternehmensstufe erlaubt. Dies mag in zentralistischen Systemen wie in Frankreich denkbar sein und die EDF als einziger Alleinabnehmer fungieren. Kaum vorstellbar ist dies jedoch spätestens dann, wenn der Anteil kleinerer Kraftwerke, die direkt in die Verteilernetze einspeisen, zunimmt oder bereits jetzt einen immerhin nennenswerten Anteil an der gesamten Stromerzeugung hat. Der Ansatz des Alleinabnehmermodells — die gezielte Regulierung der Beschaffungspraxis der Gebietsunternehmen mit dem Ziel der Begrenzung des regulierungsbedingten Ausschlusses — könnte in diesem Fall durch die Verteilerunternehmen unterlaufen werden, indem sie beispielsweise verstärkt auf die Erzeugung in eigenen Kraftwerken setzen. Modellimmanent kann somit nicht sinnvoll allein die Ankaufspraxis der Übertragungs-, aber nicht der Verteilerunternehmen überwacht werden. Umgekehrt scheint es im Rahmen eines Alleinabnehmermodells wenig sinnvoll be-

Die Frage, ob die Gebietsmonopole vertikal integriert sind oder einer strukturellen Entflechtung unterworfen werden, ist von der konkreten Ausgestaltung des Alleinabnehmermodells abhängig. Ziel des Alleinabnehmermodells ist jedoch eine Verringerung der horizontalen Integration auf der Stufe der Erzeugung durch den Hinzutritt unabhängiger und gebietsfremder Erzeuger. Denkbar ist daher, daß die Pflicht zum Ankauf fremden Stroms auch durch strukturregulierende Maßnahmen ergänzt, beziehungsweise unterstützt wird, indem dem Alleinabnehmer die Erzeugung in eigenen Kraftwerken verboten wird, oder der Bau neuer eigener Kraftwerke untersagt wird, um den regulierungsbedingten vertikalen Ausschluß zu begrenzen.<sup>36</sup> In diesem Fall würde in Schaubild 2 die Verbindungslinie zwischen „eigenen Kraftwerken“ und „Alleinabnehmer“ (zumindest langfristig) wegfallen, der Alleinabnehmer wäre insofern strukturell und nicht nur funktionell entflochten (vgl. Kumkar 1998c: Abschnitt III.D).

Aus vorstehenden Betrachtungen kann gefolgert werden, daß das Alleinabnehmermodell fast uneingeschränkt dem traditionellen *Monopolparadigma* folgt. Dieses wird nur auf der Stufe der Stromerzeugung partiell gelockert; der Stromhandel wird allein vom Gebietsunternehmen koordiniert, wobei allerdings dessen Bezugspraxis einer Regulierung unterliegt, um potentielle Effizienzgewinne in der Erzeugung dadurch zu realisieren, daß der regulierungsbedingte vertikale Ausschluß begrenzt wird. Handel zwischen unabhängigen und gebietsfremden Anbietern am Alleinabnehmer vorbei ist wie im Status quo ante nicht möglich. Bezüglich der Systemplanung wird je nach konkreter Ausgestaltung die Rolle des Alleinabnehmers reduziert. Denkbar — und gängige Praxis beispielsweise in zahlreichen Bundesstaaten der Vereinigten Staaten — ist die Pflicht des Alleinabnehmers zur periodischen Ausschreibung von Strombedarfsmengen. Dann liegt zwar die Festlegung der ins-

ziehungsweise zumindest wenig modellimmanent zu sein, nur die Verteiler als Alleinabnehmer zu regulieren, während die Beschaffungspraxis der Verbundunternehmen als wichtigste Vorlieferanten von der Re-Regulierung unberührt bleibt.

<sup>36</sup> Dabei kann es auch ein Ansatz sein, den Bezug von Strom aus eigenen Kraftwerken zu verbieten, den Unternehmen allerdings weiterhin den Betrieb oder den Bau von Kraftwerken zu erlauben. Die integrierten Unternehmen müßten dann den von ihnen erzeugten Strom an andere Alleinabnehmer oder andere Nachfrager außerhalb ihres Gebiets verkaufen. In den Vereinigten Staaten sahen die Bestimmungen des PURPA ein Recht der Bundesstaaten vor, den internen Handel derart zu regulieren, um die Preisregulierung des Großhandels zu erleichtern. Allerdings löst dann die Strukturregulierung nicht notwendig das Problem des regulierungsbedingten vertikalen Ausschlusses. Denkbar ist kollusives Verhalten zwischen mehreren Alleinabnehmern, die sich bei den Ausschreibungen gegenseitig Vorteile einräumen. Angesichts der asymmetrischen Informationen, die den Unternehmen in der Regel diskretionären Spielraum bei der Spezifikation der Ausschreibungsbedingungen verschaffen werden, ist ein solches kollusives Verhalten durch den Regulierer nurmehr schwer zu entdecken oder zu belegen.

gesamt benötigten Strommengen weiterhin in der Kompetenz des Verbundunternehmens als Alleinabnehmer, die Entscheidung über den Bau der Anlagen als konkrete Ausgestaltung der Systemplanung ist ihm jedoch weitgehend aus der Hand genommen. Denkbar ist auch das vollständige Verbot der Stromerzeugung durch den Alleinabnehmer, also das Verbot der eigenen Teilnahme an den periodischen Ausschreibungen als drastische Maßnahme der Strukturregulierung. Insgesamt ist das Ausmaß der Deregulierung und Liberalisierung im Alleinabnehmermodell sehr gering: Allein bestimmte Stromerzeuger werden von der direkten Regulierung ausgenommen, indem ihre Gewinne nur indirekt via Regulierung der Ankaufspreise des Alleinabnehmers kontrolliert werden. Frei verhandeln können diese Erzeuger über ihre Absatzpreise und -mengen in diesem Modell nicht und sind insofern hinsichtlich ihrer Gewinnsituation in starkem Maß von den Entscheidungen des Regulierers abhängig.

### **C. Partielle Deregulierung der Stromerzeugung und des Stromhandels: Modell spezifischer Durchleitungsrechte**

Ein ähnliches *Ziel* wie das Alleinabnehmermodell verfolgt auch das Modell spezifischer Durchleitungsrechte, namentlich das der Erhöhung der Effizienz in der Stromerzeugung. Gegenüber dem Alleinabnehmermodell wird dieses Ziel jedoch über eine gänzlich andere Methode verfolgt: Die zumindest partielle Suspendierung der geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole. Das Modell der spezifischen Durchleitungsrechte findet sich beispielsweise in der europäischen Stromrichtlinie als „verhandelter Netzzugang“ (Kumkar 1997a).<sup>37</sup> Im Grundsatz entspricht es ferner der mittlerweile beschlossenen deutschen Energierechtsnovelle,<sup>38</sup> wobei in der Begründung für den Gesetzentwurf eine „spätere Weiterentwicklung“ in Richtung eines Pool- oder Common-Carrier-Modells explizit nicht ausgeschlossen wird.<sup>39:40</sup>

<sup>37</sup> Es existierte ferner zeitweise (1992–1996) auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten im Gefolge des Energy Policy Act von 1992 (dort galt es jedoch uneingeschränkt nur auf der Großhandelsebene, die in den Vereinigten Staaten aus rechtlichen Gründen auf den Handel zwischen Stromunternehmen beschränkt ist, während der Einzelhandel der Jurisdiktion der Einzelstaaten unterliegt; vgl. Kumkar 1996a), wurde allerdings durch Entscheidungen der Bundesregulierungsbehörde 1996 vom Common-Carrier-Modell abgelöst. In Europa existierte es von 1983 bis 1990 im Vereinigten Königreich, wo es 1990 durch die Etablierung eines Poolmodells abgelöst wurde (Kumkar 1994).

<sup>38</sup> *BGBI.* (1998); Überblick und Kritik in Kumkar (1998a).

<sup>39</sup> In der Begründung wird ausgeführt, daß die Notwendigkeit einer Weiterentwicklung in Zukunft „im Lichte ... der Erfahrungen im Ausland“ zu prüfen wäre (Bundesregierung 1997: 12).

<sup>40</sup> Es könnte diskutiert werden, ob bereits mit der vierten Kartellrechtsnovelle von 1980 formal ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte auch in Deutschland etabliert wurde. Dort wurde

Wesentliches Merkmal der Re-Regulierung der Transportsparten ist die Auferlegung einer grundsätzlichen, aber eingeschränkten Kontrahierungspflicht der Transportanlageneigentümer: Diese müssen ex ante genau spezifizierte Durchleitungen durch ihre Netze immer dann erlauben, wenn für fremde Transporte freie Kapazitäten vorhanden sind. Dabei ist die Frage, wie der Kreis der grundsätzlich Netznutzungsberechtigten bestimmt wird, von der konkreten Ausgestaltung des Modells abhängig: Der Ansatz, dem in der europäischen Stromrichtlinie gefolgt wird, sieht vor, daß nur große Stromnachfrager direkt mit unabhängigen oder gebietsfremden Erzeugern Stromlieferverträge („Direktverträge“) schließen dürfen, deren Umsetzung vom Abschluß eines Durchleitungsvertrags mit den Transportanlageneigentümern anhängt. Der Ansatz, dem in zahlreichen Bundesstaaten der Vereinigten Staaten gefolgt wurde, läßt als Abnehmer nur Kunden auf der Großhandelsebene, das heißt andere Verbund- oder Verteilerunternehmen, zu. Der Ansatz der mittlerweile beschlossenen deutschen Energierechtsnovelle sieht vor, daß alle Nachfrager grundsätzlich das Recht erhalten, mit alternativen Stromanbietern Verträge über Stromlieferung via fremde Netze zu schließen.

Gemeinsam ist allen Ausprägungen des Modells, daß die Belieferung via Direktverträgen die Ausnahme darstellt, während die Belieferung durch den „zuständigen“, weil konzessionierten, Gebietsversorger die Regel ist. Kennzeichen aller Ausprägungen des Modells spezifischer Durchleitungsrechte ist, daß der Großhandel mit Strom — anders als im Alleinabnehmermodell, aber ähnlich dem Modell der umfassenden Regulierung im Status quo ante — nicht direkt reguliert wird. Der Einzelhandel mit Strom wird — anders als sowohl im Alleinabnehmermodell als auch im Status quo ante — zumindest partiell dereguliert, indem zwar die Endpreise für die beim Verteilerunternehmen verbleibenden Nachfrager weiterhin als gebündeltes Produkt reguliert, die Endpreise für den via Durchleitungen durch fremde Netze gelieferten Strom jedoch dereguliert werden.

Gegenüber dem Modell der umfassenden Regulierung des Status quo ante ergeben sich im Modell spezifischer Durchleitungsrechte sowohl hinsichtlich der Handelstransaktionen als auch hinsichtlich der Regulierungsbereiche wesentliche Änderungen. Die wesentlichen Handelstransaktionen und Regulierungsbereiche sind in

die Verweigerung der Durchleitung erstmals als möglicher Mißbrauchstatbestand notifiziert und die Zulässigkeit von Gebietsschutzverträgen auf maximal 20 Jahre beschränkt (§ 103 a GWB). Allerdings war die Verweigerung der Durchleitung, die auf eine Belieferung von Kunden im Versorgungsgebiet des in Anspruch genommenen Netzinhabers zielte, von vornherein als „nicht unbillig“ anzusehen. Erst nach der fünften Kartellrechtsnovelle von 1990 war hier die Unbilligkeit der Verweigerung einer Durchleitung in Ansehung des Einzelfalles zu prüfen. Angesichts der fehlenden Auswirkungen dieser Neuerungen (keine einzige Durchleitung wurde unter Bezug auf diese Bestimmung durchgesetzt) soll diese Frage hier nicht weiter nachgegangen werden.

Schaubild 3 — Das Modell spezifischer Durchleitungsrechte

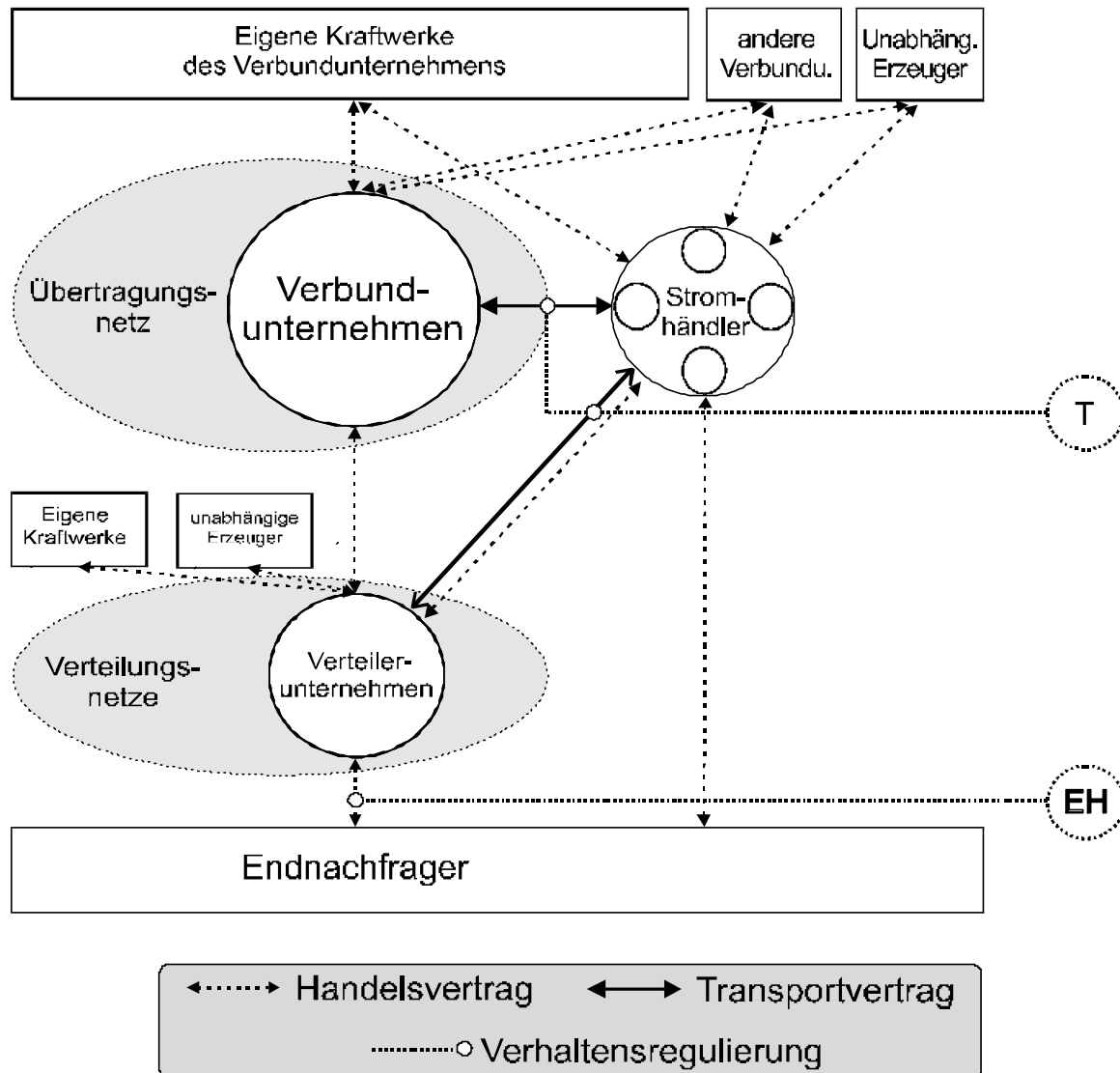


Schaubild 3 wiedergegeben. Einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Charakteristika des Modells gibt Übersicht 3.

- Die neuen Verbindungslinien zwischen Erzeugern und Endnachfragern (via Stromhändler) verdeutlichen die neuen *Handlungsmöglichkeiten*, namentlich die Möglichkeit zum Abschluß direkter Lieferverträge an den Transportunternehmen (Verbund- und Verteilerunternehmen) vorbei. Es sei im folgenden ohne einschränkende Wirkung angenommen, daß diese Direktverträge via „Stromhändler“ geschlossen würden, wobei diese mit Endkunden oder Erzeugern vertikal integriert sein können.<sup>41</sup> Kennzeichen des Modells spezifischer

<sup>41</sup> Bei der Darstellung im Schaubild 3 wird definitorisch davon ausgegangen, daß jeder Handelsvertrag, dessen physische Erfüllung die Nutzung fremder Transportanlagen voraussetzt, per „Stromhändler“ geschlossen wird. Unter die Kategorie des „Stromhändlers“ fallen somit nach dieser Definition auch Endkunden, die auf eigene Rechnung Verträge mit den Erzeugern schließen,

Durchleitungsrechte ist die Tatsache, daß mehrere Stromhändler existieren mögen, die Stromlieferungen kontrahieren und im Wettbewerb untereinander stehen.<sup>42</sup> Die aus dem Modell der umfassenden Regulierung bekannte strikte Separation des Großhandels in zwei Großhandelsmärkte ist zumindest im Grundsatz aufgehoben. Wichtig ist ferner, daß die kommerziellen Transaktionen im Stromhandel von den physikalischen Lastflüssen zumindest partiell separiert sind: Zwar fließt der Strom wie bisher über die Leitungen der Netzünternehmen, die Zahlungen für den erzeugten Strom fließen jedoch (via wettbewerblicher Stromhändler) direkt zwischen Nachfragern und Erzeugern ohne Zwischenschaltung von monopolistischen Händlern wie dem Verbundunternehmen im Modell umfassender Regulierung. Ein umfassend rechtlich geschütztes Monopol im Bereich des Stromhandels existiert somit nicht. Allerdings darf es sich bei den Transportvorgängen nur um ex ante genau spezifizierte Netznutzungen handeln. Daher kann der Strom zwischen den Händlern nicht weiterverkauft werden, wenn dies eine Änderung von Einspeise- oder Entnahmepunkten, das heißt eine Änderung der physikalischen Lastflüsse bedeuten würde.

Bezüglich der *Art* der Handelstransaktionen tritt eine wesentliche Änderung gegenüber dem Status quo ante auf: Die institutionelle Separation des Terminhandels vom Ausgleichshandel. Die Direktverträge sind wegen der im Anschluß diskutierten Charakteristik der Netznutzungsrechte als längerfristige Terminverträge auszugestalten. Dies impliziert, daß jede tatsächliche Mengenabweichung von dem ex ante kontrahierten zeitlichen Profil der Durchleitungen dem Ausgleichshandel zuzuordnen ist. Die Konstruktion der Durchleitungsverträge bedingt zwangsläufig, daß der Ausgleichshandel exklusiv mit dem Transportunternehmen stattfinden muß: Entnimmt der Kunde des Direktvertrags mehr Strom aus dem Netz, als im Direktvertrag beziehungsweise im Transportvertrag als Terminvertrag vorgesehen ist, ist dies zwangsläufig ein Kauf von Zusatzstrom vom Transportunternehmen (also vom Verteiler- beziehungsweise im Einzelfall vom Verbundunternehmen). Entnimmt der Kunde weniger als ursprünglich vorgesehen, ist dies ein Verkauf von Strom durch den Kunden an das Transportunternehmen. Analoges gilt für Mengenänderungen auf der Liefe-

sowie Erzeuger, die auf eigene Rechnung Verträge mit Endkunden schließen (Hierunter fallen beispielsweise auch Verbundunternehmen, die unter Umgehung der Verteilerunternehmen Lieferverträge mit Endkunden abschließen; daher fehlen sowohl direkte Handelsvertragslinien zwischen Verbundunternehmen und Endnachfragern als auch Transportvertragslinien zwischen Verbund- und Verteilerunternehmen). Stromhändler sind somit als konzeptionelle Kategorie von Akteuren beziehungsweise Institutionen definiert, die nicht notwendig eigenständige Unternehmen bilden. Auch multilaterale Institutionen können als Stromhändler fungieren. Denkbar sind unter anderem Gemeinschaftsunternehmen oder auch organisierte Handelsinstitutionen (Börsen).

<sup>42</sup> Die Existenz mehrerer Stromhändler wird im Schaubild 3 durch mehrere Kreise (als Symbole für Händlerunternehmen) innerhalb der Kategorie der Stromhändler verdeutlicht.

- rantenseite des Direktvertrags: Dieser muß dann Zusatzstrom kaufen beziehungsweise Überschußstrom verkaufen. Daher bestehen zumindest im Bereich des Ausgleichshandels weiterhin monopsonistische und monopolistische Marktstellungen der Gebietsversorgers fort. Faktisch setzt somit jede Durchführung eines Direktvertrags den komplementären Abschluß eines Ausgleichshandelsvertrags mit dem Transportunternehmen (beziehungsweise dessen Erzeugungs- oder Handelssparte) voraus.
- Die gegenüber Schaubild 1 und Schaubild 2 neu enthaltenen durchgezogenen Verbindungslinien ( $\longleftrightarrow$ ) signalisieren, daß gänzlich neue Transaktionsarten zu den bisherigen Handelstransaktionen hinzutreten: die *Transportverträge* (Durchleitungsverträge), die notwendig sind, um die am Verbund- und/oder Verteilerunternehmen vorbei geschlossenen Lieferverträge tatsächlich erfüllen zu können.<sup>43</sup> Dabei gilt (etwas vereinfachend), daß der Zugang zum Teilprodukt Stromübertragung die Teilnahme am Großhandelsmarkt erlaubt, der Zugang zum Teilprodukt Verteilung die Teilnahme am Einzelhandelsmarkt erlaubt.<sup>44</sup> Die Transportunternehmen sind zum Abschluß derartiger Verträge allerdings nur in dem Fall verpflichtet, in dem ihre Transportnetze freie Kapazitäten für die jeweilige spezifische Netznutzung (Durchleitung) aufweisen.<sup>45</sup> Der Anspruch auf Durchleitung wäre im Konfliktfall gerichtlich oder durch eine spezielle Regulierungsinstanz durchzusetzen. Die Transportanlageneigentümer besitzen ein beschränktes Verfügungsrecht über ihre eigenen Anlagen, nutzen allerdings ihre Anlagen primär und mit Priorität zum Transport von Strom auf eigene Rechnung. Daher können die Netznutzungsrechte der anderen Erzeuger und der Nachfrager als bedingte Netznutzungsrechte bezeichnet werden.
  - Die Menge der Regulierungsbereiche hat sich gegenüber dem Modell der umfassenden Regulierung verändert: Der *Regulierungsbereich EH* umfaßt nicht mehr alle Einzelhandelstransaktionen, sondern ist nunmehr auf die Lieferungen

<sup>43</sup> Die Lieferbeziehungen zwischen Erzeugern und Endkunden (via Stromhändler) setzen voraus, daß bei Nutzung der Transportnetze wirtschaftliche Beziehungen zwischen der Institution des Direktvertrags und den Netzbetreibern entstehen. Zur technischen Abwicklung, das heißt der physischen Erfüllung der via Stromhändler geschlossenen Lieferverträge, sei im folgenden angenommen, daß die vorhandenen Transportnetze nicht durch den Bau von Direktleitungen umgangen werden.

<sup>44</sup> Tatsächlich beziehen einige sehr große Endnachfrager ihren Strom aus dem Übertragungsnetz (vgl. Kumkar 1998b: Fn. 43); zur Belieferung dieser Kunden ist der Zugang zum Teilprodukt Übertragung hinreichend.

<sup>45</sup> Die Tatsache, daß sich die Tätigkeitsbereiche der Verbund- und Verteilerunternehmen gegenüber dem Status quo ante nicht durch regulatorisches Verbot bestimmter Tätigkeiten geändert hat (eher zwangsweise erweitert wurde in den Bereich der Bereitstellung des Teilprodukts „Transport“), schlägt sich in Schaubild 3 auch darin nieder, daß sich ihre Bezeichnung (anders als im Alleinabnehmermodell) nicht geändert hat.



der konzessionierten Verteilerunternehmen begrenzt.<sup>46</sup> Die Verteilerunternehmen unterliegen in ihrem Gebiet einer Versorgungspflicht für diejenigen Kunden, die ihren Lieferanten nicht wechseln möchten oder nicht können (sogenannte gefangene Kunden).<sup>47</sup> Die gegenüber dem Modell umfassender Regulierung neu ermöglichten, via Direktverträge kontrahierten Lieferungen sind von der Preisregulierung ausgenommen. Hinzugetreten ist der *Regulierungsbereich T*, der durch die Kategorie der Transportverträge definiert wird. Die Konditionen dieser Verträge werden wegen der nach wie vor bestehenden Monopolposition der Transportanlageneigentümer direkt reguliert. Die Stufe des Stromtransports wird somit zum einen indirekt via Endpreisregulierung für die bei dem Verteilerunternehmen verbleibenden Nachfrager reguliert, zum anderen direkt via Regulierung der Transportpreise für die Durchleitungen durch die Netze der Verbund- und Verteilerunternehmen. Die Transportunternehmen unterliegen keiner Pflicht zum Ausbau der Transportanlagen zum Zweck der Befriedigung fremder Durchleitungsnachfrage.

<sup>46</sup> Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist die grundsätzlich gegebene Möglichkeit der Direktverträge zwischen Nachfragern und den Erzeugerunternehmen, die direkt in die Verteilungsnetze einspeisen, nicht im Schaubild wiedergegeben. Es ist auch vorstellbar, daß bestimmte Handelsverträge der Verteilerunternehmen von der Endpreisregulierung (EH) ausgenommen werden, wenn sie via Stromhändler geschlossen werden.

<sup>47</sup> Die Verteilerunternehmen agieren somit weiterhin als Endverkaufsunternehmen mit Versorgungspflicht für die gefangenen Kunden. Der Kreis der Nachfrager, die zu den gefangenen Kunden gezählt werden, kann durch Regulierungsvorschriften und/oder durch die Höhe der Transaktionskosten des Anbieterwechsels festgelegt sein. Ein Beispiel für erste Art der Begrenzung ist die Definition von „zugelassenen Kunden“ gemäß der Stromrichtlinie, die im Umkehrschluß alle anderen Nachfrager zu gefangenen Kunden erklärt. Die Frage, zu welchen Konditionen ein Kunde, der zwischenzeitlich seinen Strom via Direktverträge bezog, vom Verteilerunternehmen beliefert werden muß, soll hier nicht diskutiert werden.

Übersicht 3 — Hauptcharakteristika des Modells der spezifischen Durchleitungsrechte

Netznutzung	Die Nutzung fremder Transportnetze durch unabhängige und gebietsfremde Erzeuger zur Belieferung von Nachfragern auf der Groß- und/oder Einzelhandelsebene ist vom Transportunternehmen immer dann zu erlauben, wenn die vorhandenen Transportkapazitäten diese Durchleitungen erlauben (bedingte Netznutzungsrechte). Die Transportunternehmen fungieren im Bereich ihrer Netze als Netzbetreiber, indem sie die Einspeisungen direkt kontrollieren. Im Bereich der Systemplanung sind sie allerdings nur für die Bereitstellung von Transportkapazität für die Belieferung der bei ihnen verbleibenden Nachfrager verantwortlich.
Stromhandel	Das Modell ist durch die zumindest partielle Suspendierung der geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole gekennzeichnet. Der Stromhandel wird 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. Diese Direktverträge weisen grundsätzlich langfristigen Charakter auf. Der komplementäre Ausgleichshandelsmarkt ist weiterhin monopolistisch organisiert.
Regulierung	Im Rahmen der Verhaltensregulierung werden via Endpreisregulierung alle Kostenkomponenten der Belieferung der Kunden der Verteilerunternehmen berücksichtigt und insofern alle Stufen der Stromwirtschaft einer direkten oder indirekten Preisregulierung unterworfen. Diese umfassende Regulierung der integrierten Verteilerunternehmen wird durch die Versorgungspflicht der konzessionierten Unternehmen und die bedingten Netznutzungsrechte ergänzt. Es findet keine Strukturregulierung existierender Stromunternehmen im Sinne eines Betätigungsverbots auf bestimmten Stufen der Stromwirtschaft statt (keine Zwangsentflechtung). Der Bau von Anlagen der integrierten Unternehmen unterliegt allerdings einem Genehmigungsvorbehalt (siehe oben). Die Endverkaufspreise, die in den Direktverträgen vereinbart werden, werden nicht reguliert. Direkt reguliert werden allerdings die Netznutzungspreise, die die Transportunternehmen den Beteiligten der Direktverträgen in Rechnung stellen.
Anlagenbau und Marktzutritt in die Erzeugung	Der Bau neuer Anlagen in Erzeugung und Transport durch die integrierten Verbund- und Verteilerunternehmen unterliegt wie im Modell der umfassenden Regulierung des Status quo ante dem Genehmigungsvorbehalt des Regulierers. Die Genehmigung ist nur dann zu erteilen, wenn die jeweilige Investition der Preiswürdigkeit und Sicherheit der Stromversorgung der Kunden des jeweiligen Unternehmens dient. Jede Investition ist also nach energiewirtschaftlichen Kriterien zu prüfen. Der Bau von unabhängigen Anlagen ist für die Belieferung von Endkunden (oder anderen Abnehmern) via Direktverträge von diesen Restriktionen befreit.

Aus vorstehenden Betrachtungen kann gefolgert werden, daß das Modell spezifischer Durchleitungsrechte noch in weiten Teilen dem *Monopolparadigma* folgt, allerdings eine partielle Öffnung der geschlossenen Gebietsmonopole vorsieht und in diesem Zusammenhang auch die Stromerzeugung und den Stromhandel auf der Großhandelsebene für die Belieferung einzelner Nachfrager aus dem Monopolregulierungsbereich entfernt. Für die Aussage, daß es dessen ungeachtet noch weitgehend dem Monopolparadigma folgt, spricht vor allem der Umstand, daß den Transportanlageneigentümern das Recht der prioritären Eigennutzung ihrer Transportanlagen verbleibt. Insofern haben die Transportunternehmen auch weiterhin die Funktion des Netzbetreibers in ihrem Gebiet und kontrollieren in dieser Funktion die fremden Durchleitungen auf Vereinbarkeit mit der eigenen Netznutzung. Die

Transportunternehmen können somit eine dominante Marktposition einnehmen, wenn sie dies wünschen, da sie zum einen keiner Pflicht zum Ausbau der Transportanlagen zur Befriedigung fremder Durchleitungswünsche unterliegen und zum anderen durch ihre eigene Kraftwerkseinsatzplanung die für fremde Durchleitungen zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten in der Regel strategisch verknappen kann.<sup>48</sup>

Allerdings werden Durchleitungen, das heißt fremde Netznutzungen, anders als im Status quo ante zumindest einzelfallbezogen durch die Re-Regulierung der Transportsparten ermöglicht. Den Stromhändlern wird partiell die Rolle eines vertikalen Koordinators ihrer Endkunden mit einzelnen Erzeugern zugewiesen: Sie können durch entsprechende Vertragsgestaltung, beispielsweise über zeitvariable Tarife die Nachfrageverläufe beeinflussen und somit im Wettbewerb möglicherweise die Kosten der Strombereitstellung senken (wenn dies mit den Präferenzen ihrer Kunden vereinbar ist).

#### **D. Vollständige Deregulierung der Stromerzeugung, partielle Deregulierung des Stromhandels: Poolmodell**

*Ziel* des Poolmodells ist, ähnlich dem Modell der spezifischen Durchleitungsrechte, die Erhöhung der Effizienz insbesondere in der Erzeugung und teilweise auch im Stromhandel. Gegenüber den bisher betrachteten Modellen wird dies allerdings mit einer wiederum gänzlich anderen Methode verfolgt, nämlich einer vollständigen Restrukturierung und Monopolisierung des Großhandels. Implementiert wurde das Poolmodell bislang bei den englisch/walisischen Reformen von 1990 (Kumkar 1994) und den neuseeländischen Umstrukturierungen seit 1996 (König und Bolle 1996); seine Etablierung in anderen Ländern beziehungsweise Regionen wurde vielfach gefordert.<sup>49</sup>

<sup>48</sup> Wie in Kumkar (1998c: Abschnitt II.C) ausführlich gezeigt wurde, ist die Kapazität für eine bestimmte Durchleitung von einem bestimmten Einspeisungspunkt zu einem bestimmten Entnahmepunkt interdependent mit allen anderen Lastflüssen in einem vermaschten System. Dem Transportunternehmen ist es somit möglich, durch eine Änderung seines eigenen Kraftwerkseinsatzplans die Kapazität für fremde Durchleitungen strategisch zu reduzieren (ohne daß dies aufgrund der Informationsasymmetrien für den Regulierer zu erkennen sein muß). Begrenzt wird diese auf Informationsasymmetrien beruhende Marktmacht der Transportunternehmen unter Umständen durch die Möglichkeit des Baus von Direktleitungen, wovon in diesem Papier abstrahiert werden soll (Fn. 43).

<sup>49</sup> Beispielsweise war das Poolmodell als Reformmodell für die *kalifornische* Stromwirtschaft in der Diskussion (prominentester Befürworter des Poolmodells in dieser Diskussion war Paul Joskow (Joskow 1995)). Nach heftigen öffentlichen Diskussionen wurde von der zuständigen Regulierungskommission jedoch die Einführung eines Common-Carrier-Modell beschlossen

*Primärer Ansatzpunkt* des Poolmodells ist zum ersten eine drastische Regulierung des Stromhandels und bereits damit eine deutliche Änderung der Koordinierungsstrukturen in der Stromwirtschaft. Gleichzeitig wird zum zweiten die Transportsparte der bisherigen Gebietsunternehmen re-reguliert. Der (physische) Stromhandel auf der Großhandelsebene wird weitgehend aus den Händen der bisherigen Gebietsunternehmen genommen und statt dessen einer von diesen Unternehmen separierten, zentralen und monopolistischen Handelsinstitution, dem Pool überantwortet.<sup>50</sup>

Dieser Pool wird auf der einen Seite dazu verpflichtet, den Ankauf von Strom aus Kraftwerken der bisherigen Gebietsunternehmen, unabhängiger sowie unter Umständen gebietsfremder Erzeuger zu exakt definierten, transparenten und nichtdiskriminierenden Regeln in Form einer kurzfristigen Terminbörse<sup>51</sup>, das heißt in

(Kumkar 1996b; 1996d); diese Entscheidung wurde in 1996 von der kalifornischen Legislative bestätigt und befindet sich in der Umsetzungsphase (Kumkar 1997c). In Europa wurde die Einführung eines Poolmodells jüngst für die *Schweiz* gefordert (Filippini und Wild 1998); für *Deutschland* wurde es beispielsweise von Klopfer und Schulz (1993), dem Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (1993/94), Brunekreeft (1997, dort allerdings begrifflich abweichend gefaßt), Klopfer (1997) sowie der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen (1996) vorgeschlagen. Bei der Diskussion vor der Verabschiedung der deutschen Energierechtsnovelle wurde es auch vom Bundeswirtschaftsministerium als Alternative erwogen (vgl. den frühen, später diesbezüglich weitgehend ungeänderten, Entwurf für die Begründung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BMWi 1994: 6 f.), allerdings zugunsten eines Modell spezifischer Durchleitungsrechte nach Vorbild der Stromrichtlinie verworfen.

<sup>50</sup> Zu beachten ist, daß das Poolmodell in der Literatur teilweise abweichend definiert wird. So nehmen z.B. Klopfer (1997: z.B. 159 f.) oder die Monopolkommission (1994: Tz. 178) an, daß Übertragungsnetzbetreiber und Pool als Institutionen identisch sind. Diese Definition scheint allerdings für die in dieser Arbeit angestellte komparative Analyse weder theoretisch sinnvoll, noch mit der Realität des Poolmodells etwa in England und Wales vereinbar: Erstens werden unter dieser Definition die konzeptionellen Unterschiede des Poolmodells zum Alleinabnehmermodell zu klein; zweitens wird in der Realität zwar die technische Abwicklung der Poolhandelstransaktionen vom nationalen Netzbetreiber NGC organisiert, die Regeln dieses Handels aber von der separaten Pool-Institution (Electricity Pool of England and Wales) vorgegeben, dessen Aktivitäten von Vertretern aller Kategorien von Marktakteuren (Erzeugern, Händlern, Nachfragern, NGC) geleitet beziehungsweise kontrolliert werden.

<sup>51</sup> Auch wenn in der Literatur häufig von einem durch den Pool organisierten Spotmarkt für Strom gesprochen wird (z.B. Yajima 1997: 17), muß der Pool etwa in England und Wales zu weiten Teilen als kurzfristiger Terminmarkt bezeichnet werden, da die Erzeuger Gebote für Lieferungen am nächste Tag abgeben und der Pool mit Hilfe dieser Preis-Mengen-Gebote eine Ex-ante-Kraftwerkseinsatzoptimierung für diesen nächsten Tag anstrebt. Das heißt, daß zum Zeitpunkt der tatsächlichen Lieferungen noch Revisionen dieser Ex-ante-Planung im Rahmen einer sehr kurzfristigen Kraftwerkseinsatzsteuerung (vgl. Kumkar 1998b: II.C.1) vorgenommen werden müssen. Erst der in diesem Zusammenhang notwendig stattfindende Handel könnte als Spotmarkt bezeichnet werden, wenn er auf sehr kurzfristig gegebenen Geboten basieren würde. Tatsächlich existiert ein solcher Markt bislang nirgendwo; statt dessen müssen diese sehr kurzfristigen Handelstransaktio-

Form wiederholter Auktionen zu organisieren (beispielsweise für Lieferungen in den 48 Halbstunden-Perioden des nächsten Tags wie in England und Wales). Auf der anderen Seite wird der Pool dazu verpflichtet, Händlern den Zugang zu diesen Strommengen zu ebenfalls exakt definierten, transparenten und nichtdiskriminierenden Regeln zu ermöglichen. Insofern übernimmt der Pool die Position eines Monopolisten, die im Modell umfassender Regulierung die vertikal integrierten Stromunternehmen inne hatte. Gegenüber dem Modell der umfassenden Regulierung wird durch die Teilnahmepflicht aller Erzeuger am Poolhandel die Separation zwischen dem ersten und zweiten Großhandelsmarkt vollständig aufgehoben. Als „Stromhändler“ kommen die Handelssparten der ehemaligen Gebietsversorger, andere (Erzeugungs-)Unternehmen, unabhängige Händler sowie direkt einzelne Endnachfrager (oder Zusammenschlüsse derselben) in Frage.

Im Rahmen dieses Modells wird die umfassende Versorgungspflicht der Verteilerunternehmen durch eine nurmehr partielle Versorgungspflicht abgelöst: Auf der einen Seite sind die Netzünternehmen für den physikalischen Anschluß aller Nachfrager an ihr Netz in ihrem Gebiet verpflichtet. Sie unterliegen insofern einer Versorgungspflicht mit dem Teilprodukt „Stromtransport“. Auf der anderen Seite ist der Pool als zentrale Handelsinstitution für die Bereitstellung erzeugten Stroms zuständig, ohne daß irgendeinem einzelnen Unternehmen notwendig eine Versorgungspflicht zugewiesen wird. Insofern kann allenfalls von einer Versorgungspflicht des Pools, eventuell im Zusammenwirken mit dem öffentlichen Regulierer gesprochen werden.

Die verhaltensregulatorischen Maßnahmen werden durch eine einschneidende strukturregulierende Maßnahme ergänzt, namentlich die Gründung des Pools, der die Großhandelsaktivitäten der bisherigen Gebietsversorger übernimmt. Die typische vertikale Integration des Status quo ante (ein Versorgungsunternehmen agiert auf allen Stufen der Stromwirtschaft) wird durch diese Maßnahme zwangsweise reduziert. Der Einzelhandel mit Strom wird im Prinzip vollständig dereguliert, da die Kombination der Regulierung des Pools als vorgelagertes Handelsmonopol mit der Regulierung der Netzbetreiber, das heißt der Transportparten der bisherigen Gebietsmonopolisten, grundsätzlich geeignet ist, die Monopolrenten in der Stromwirtschaft zu begrenzen: Wettbewerb in der Erzeugung und im Stromeinzelhandel scheint unter diesen Bedingungen möglich und ist damit zumindest potentiell in der Lage, etwaige Monopolrenten in diesen Segmenten zu begrenzen.

Die wesentlichen Handelstransaktionen und Regulierungsbereiche im Poolmodell sind in Schaubild 4 wiedergegeben. Einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Charakteristika des Modells gibt Übersicht 4. Gegenüber dem Modell

nen regelmäßig als Ausübung von vorher erworbenen Optionen, also gemäß in der in dieser Arbeit verwendeten Definition als Ausgleichshandel charakterisiert werden.

der umfassenden Regulierung des Status quo ante haben sich sowohl hinsichtlich der Handelstransaktionen als auch hinsichtlich der Regulierungsbereiche wesentliche Änderungen ergeben.

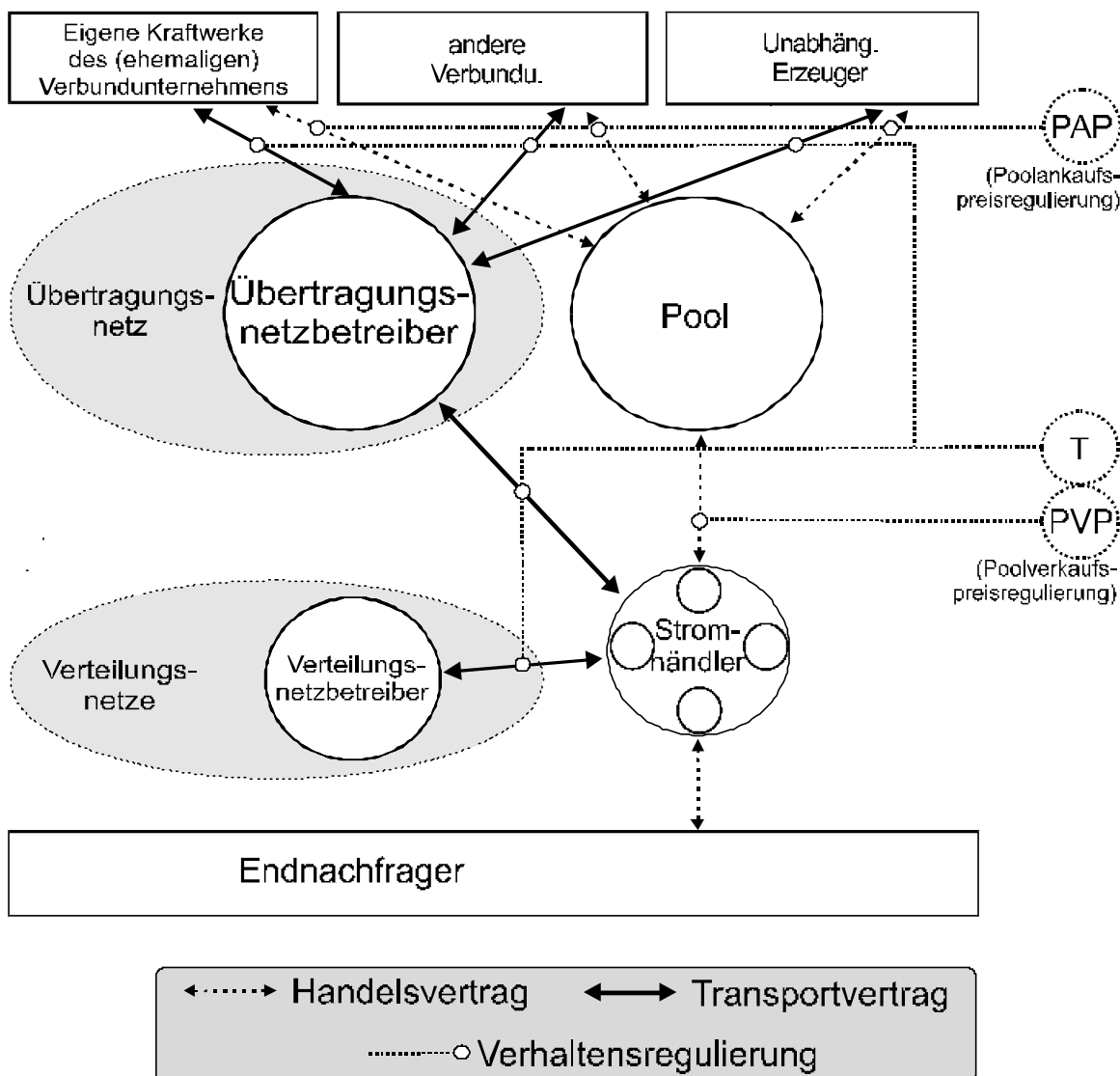
- Erstens haben sich die *Handelsmöglichkeiten* gegenüber dem Status quo ante verändert. Zwar sind direkte Handelstransaktionen zwischen Erzeugern und Nachfragern (via der fiktiven oder realen Institution eines wettbewerblichen Stromhändlers) wie im Modell der umfassenden Regulierung nicht möglich.<sup>52</sup> War es im Modell umfassender Regulierung das jeweilige Gebietsunternehmen, das einen geschützten Monopolstatus innerhalb des Stromhandels hatte, ist es im Poolmodell der Pool, der gegenüber Anbietern und Nachfragern auf dem Großhandelsmarkt als geschützter Monopsonist/Monopolist auftritt.<sup>53</sup> Allerdings wird den Endnachfragern die Möglichkeit des Abschlusses von individuellen Lieferverträgen mit Stromhändlern gegeben, die die separaten Teilprodukte „erzeugter Strom“ und „Stromtransport“ bündeln und in Konkurrenz untereinander auf dem Einzelhandelsmarkt anbieten. Im Poolmodell sind die kommerziellen Transaktionen im Stromhandel von den physikalischen Lastflüssen zumindest partiell separiert: Zwar fließt der Strom wie bisher über die Leitungen der Netzunternehmen, die Zahlungen für den erzeugten Strom fließen jedoch (via wettbewerblicher Stromhändler) an den Pool, der dann die Zahlungen an die Erzeuger leistet.

Bezüglich der *Art* der Handelstransaktionen im Poolmodell gilt, daß diese auf der Großhandelsebene exakt denen des Modells der umfassenden Regulierung entsprechen: Auch im Poolmodell können die Vertragselemente des Termin- und Ausgleichshandels von den Einspeisern (Erzeugern) und Entnehmern

<sup>52</sup> Es ist zur Vermeidung von Mißverständnissen darauf hinzuweisen, daß beispielsweise die Monopolkommission (1994: TZ 180 beziehungsweise TZ 816) eine andere Definition von „Stromhandel“ verwendet und basierend auf dieser abweichenden Definition feststellt: „Der Stromhandel ist im Rahmen dieses Modells (des Poolmodells, LK) ebenfalls wettbewerblich organisiert“. Aus dem Kontext des Monopolkommission ergibt sich, daß die Monopolkommission (und andere Autoren, etwa Klopfer 1997) unter „Handel“ nurmehr den Einzelhandel (und gegebenenfalls den Zwischenhandel des vom Pool bezogenen Stroms) versteht und der Handel auf den vorgelagerten Stufen (Großhandel mit dem Ziel der horizontalen Koordinierung der Erzeugung) nicht problematisiert wird. Dies wird an anderer Stelle (Monopolkommission 1994: Tz. 806) deutlich, wenn sie davon spricht, daß der „Übertragungsnetzbetreiber (der den Großhandelsmarkt in Form eines „Spotmarkts“ zu organisieren hat, LK) darf sich nicht auf der Stufe des Stromhandels betätigen“. Im auffälligen Gegensatz (und analytisch etwas unverständlich und wohl am ehesten als Entlehnung des englisch/walisischen System zu interpretieren, wird diese Trennung von Handel (das heißt Einzelhandel, LK) und Transport für die Verteilerunternehmen nicht verlangt (ebenfalls TZ 806).

<sup>53</sup> In England und Wales ist dieses Handelsmonopol durch die Lizenzen festgeschrieben, die die Stromerzeuger vom Regulierer erwerben müssen.

Schaubild 4 — Das Poolmodell



(Nachfragern) nur mit jeweils einer Vertragsgegenseite geschlossen werden. Das Monopson/Monopol des Pools bezieht sich wiederum auf beide Handelsarten. Auf der Einzelhandelsebene hingegen ist zumindest prinzipiell vorstellbar, daß ein Nachfrager mit verschiedenen Anbietern verschiedene Verträge schließt und somit ein Nachfrager ein Portfolio an Strombezugsverträgen hält.

- Zweitens wird die Erfüllung dieser Lieferverpflichtungen dadurch ermöglicht, daß die Stromhändler (beziehungsweise die Endkunden) als Nachfrager das Recht zur Entnahme von Strom aus den Netzen der Transportunternehmen haben. Auch die Erzeuger haben als Anbieter das Recht, Strom in die Netze der Transportunternehmen einzuspeisen.<sup>54</sup> Die Einspeisungs- und Entnahmerechte

<sup>54</sup> Die Tatsache, daß sich die Tätigkeitsbereiche der ehemaligen Verbund- und Verteilerunternehmen gegenüber dem Status quo ante wesentlich geändert, namentlich zwangsweise durch den Wegfall wesentlicher Großhandelsaktivitäten *reduziert* haben und infolgedessen einige Handels-

konstituieren *Netzzugangsrechte*, keine *Netznutzungsrechte* im Sinne von Durchleitungsrechten. Beide Vorgänge setzen den Abschluß von *Transportverträgen* mit den jeweiligen Transportunternehmen (Netzbetreibern) voraus. Sowohl das Einspeisungs- als auch das Entnahmerecht wird wesentlich durch die Entscheidungen des Pools geregelt. Insofern haben beide Kategorien — Erzeuger und Nachfrager (indirekt via Stromhändler) — ein *Netzzugangsrecht*, das nicht durch ein prioritäres *Eigennutzungsrecht* der Transportunternehmen begrenzt ist, sondern alleine durch technische Restriktionen und die Ergebnisse der vom Pool (nicht den Transportunternehmen) organisierten kurzfristigen Auktionen.<sup>55</sup>

- Drittens hat sich die Menge der *Regulierungsbereiche* verändert. Bemerkenswert ist insbesondere der Umstand, daß der Einzelhandel mit Strom grundsätzlich vollständig dereguliert wird. Erlaubt wird diese Deregulierung des Einzelhandels durch die intensive Re-Regulierung des Großhandels (sowohl verhaltens- als auch strukturregulierende Eingriffe) in Verbindung mit der Re-Regulierung der Transportstufe (Regulierungsbereich T). Die Re-Regulierung des Großhandels sieht eine Preisregulierung der Großhandelspreise, also der Poolankaufpreise (Regulierungsbereich PAP) und der Poolverkaufspreise (Regulierungsbereich PVP) vor.<sup>56</sup> Insofern werden die Preise für das Teilprodukt „erzeugter Strom“ direkt reguliert. Zum anderen werden die Transportpreise (für Lieferungen an, beziehungsweise vom Pool) direkt reguliert. Sowohl die Institution des Stromgroßhandels, der Pool, als auch die Institutionen des Stromtransports unterliegen einer Kontrahierungspflicht mit Einspeisern und Entnehmern (Endnachfrager direkt beziehungsweise via Stromhändler).

vertragslinien entfallen, schlägt sich in Schaubild 4 auch darin nieder, daß die Transportunternehmen nunmehr als „Netzbetreiber“ bezeichnet werden.

<sup>55</sup> Wenn überhaupt von Durchleitungsrechten die Rede sein kann, dann von den jeweiligen Einspeisungs- und Entnahmepunkten zum Pool als (physikalisch fiktiven) Ort..

<sup>56</sup> Beispielsweise wird in England und Wales die Handelsspanne zwischen diesen Poolankaufs- und Poolverkaufspreisen durch eine Null-Gewinnvorschrift des Pools reguliert. Dies ist keine unübliche Praxis der Regulierung von organisierten Stromhandelsplätzen und kennzeichnet beispielsweise auch die norwegisch/schwedische und die kalifornische Strombörse (Kumkar 1997c; 1998b). Das Niveau der Poolankaufs- und Poolverkaufspreise wird allerdings nicht notwendig reguliert, wenn der Wettbewerb auf der Erzeugungsebene für hinreichend zur Begrenzung etwaiger Marktmacht einzelner Erzeuger gehalten wird. In England und Wales wurde allerdings in 1994 die erwähnte Preisstrukturregulierung des Pools durch eine (auf zwei Jahre befristete) indirekte Preisniveauregulierung der Poolankaufspreise ergänzt, da die Marktmacht der beiden großen dortigen Erzeuger vom Regulierer als derart hoch eingeschätzt wurde, daß diese via „überhöhte“ Gebotspreise die Poolankaufspreise nach oben manipulieren konnten. Zur Begrenzung dieser vermuteten Marktmachtrenten wurde den beiden dominanten Erzeugern eine Preisobergrenze für ihre Gebotspreise vorgegeben (vgl. Kumkar 1994: 100).



## Übersicht 4 — Hauptcharakteristika des Poolmodells

Netznutzung	Netznutzungsrechte für Stromanbieter und Stromnachfrager existieren nicht. Anbieter und Nachfrager haben allerdings das Recht zum Netzzugang und damit zum Verkauf von Strom an den Pool beziehungsweise zum Ankauf vom Pool. Die Transportanlageneigentümer besitzen keinerlei prioritäres Eigennutzungsrecht an ihren eigenen Anlagen. Sie fungieren im Bereich ihrer Netze in Zusammenarbeit mit dem Pool als Netzbetreiber, indem sie die vom Pool vorgesehenen Einspeisungen und Entnahmen auf technische Durchführbarkeit prüfen und gegebenenfalls selbst oder via Pool Modifikationen der geplanten Lastflüsse veranlassen. Sie sind damit für Systembetrieb und -planung nicht umfassend verantwortlich, sondern teilen sich die Aufgaben des Systembetriebs mit dem Pool und die Aufgaben der Systemplanung mit den Stromerzeugern.
Stromhandel	Der Stromhandel, sowohl der Termin- als auch der Ausgleichshandel, wird auf der Stufe des Großhandels durch den monopolistischen Pool organisiert: Dieser tritt gegenüber den Erzeugern als Monopsonist auf. Gegenüber Nachfragern auf dem Großhandelsmarkt tritt er als Monopolist auf und besitzt insofern einen gebietsmonopolistischen Status. Der Großhandelsmarkt und der Einzelhandelsmarkt sind somit strikt separiert. Erzeuger können keine direkten Lieferverträge mit Stromhändlern (oder Endnachfragern) schließen. Der Einzelhandel ist demgegenüber umfassend liberalisiert, in dem Stromhändler in Konkurrenz zueinander den vom Pool bezogenen Strom an Endnachfrager weiterverkaufen können. Das Modell sieht daher keine geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole vor. Gebietsmonopolistischen Status besitzen allerdings die Transportunternehmen für das Teilprodukt des Stromtransports.
Regulierung	Im Rahmen der Verhaltensregulierung werden die Preise für Endnachfrager nicht direkt reguliert. Reguliert werden allerdings alle Vorbezugskosten der Stromhändler, die in diese Endnachfragerpreise einfließen: Zum einen werden sowohl die Poolankaufspreise (PAP) als auch die Poolverkaufspreise (PVP) zumindest hinsichtlich der Preisstrukturen und der Handelsspanne des Pools reguliert. Zum anderen werden die Transportpreise reguliert. Diese Regulierung ergänzt die Versorgungspflicht der Transportunternehmen für das Teilprodukt Stromtransport. Es findet eine Strukturregulierung existierender Stromunternehmen im Sinne eines Betätigungsverbots auf bestimmten Stufen der Stromwirtschaft statt, da der Markteintritt in den Großhandelsmarkt aufgrund des rechtlich abgesicherten Monopols des Pool verwehrt ist (insofern werden die bisherigen vertikal integrierten Stromunternehmen zwangsweise entflochten). Unter Umständen wird den Transportunternehmen die Betätigung in anderen Bereichen (z.B. Erzeugung und/oder Stromhandel) untersagt (beispielsweise in England und Wales dem Betreiber des nationalen Übertragungsnetzes, der National Grid Company NGC).
Anlagenbau und Marktzutritt in die Erzeugung	Der Bau neuer Erzeugungsanlagen ist grundsätzlich liberalisiert, die Investitionen sind also vom Regulierer nicht nach energiewirtschaftlichen Kriterien zu prüfen. Der Bau von Transportanlagen wird weiterhin vom Regulierer reguliert.

Aus vorstehenden Betrachtungen kann gefolgert werden, daß auch das Poolmodell zu weiten Teilen dem traditionellen *Monopolparadigma* folgt. Zumindest bezüglich des Systembetriebs wird davon ausgegangen, daß die horizontalen und vertikalen Komplementaritäten nur durch eine zentrale und monopolistische Kontrolle und wirtschaftliche Koordination der Einspeisungen und Entnahmen ausgeschöpft werden können. Diese Koordinationsaufgabe wird dem Pool zugewiesen, der zumindest für die kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung (vgl. Kumkar 1998b: Abschnitt II.C.1) zuständig ist. Bei dieser kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung wird im englisch/walisischen Fall die Tatsache der kurzfristigen Pfadabhängigkeit der Er-

zeugungskosten (vgl. Kumkar 1998b: Abschnitt II.A.2) explizit berücksichtigt. Im dortigen Pool, der täglich wiederholte Ausschreibungen für prognostizierte Strommengen durchführt, werden jeweils für 24-Stunden-Planungsperioden Optimierungsalgorithmen eingesetzt, die sowohl Inkremental-, Leerlauf- sowie An- und Abfahrkosten (beziehungsweise exakter formuliert: die entsprechenden Preisgebotelemente) der einzelnen Erzeuger berücksichtigen.<sup>57</sup> Den Stromhändlern wird nunmehr die Rolle eines Koordinators der Stromnachfrager zugewiesen: Sie können durch entsprechende Vertragsgestaltung, beispielsweise über zeitvariable Tarife die individuellen Nachfrageverläufe beeinflussen und somit im Wettbewerb potentiell die Kosten der Strombereitstellung senken. Im Bereich der Systemplanung wird das Monopolparadigma auf der Stufe des Stromtransports, nicht allerdings im Bereich der Stromerzeugung beibehalten.<sup>58</sup>

## **E. Vollständige Deregulierung der Stromerzeugung und des Stromhandels: Common-Carrier-Modell**

Das vierte und letzte Modell einer partiell deregulierten Stromwirtschaft wird durch das Common-Carrier-Modell gebildet, das unter den in diesem Kapitel betrachteten Modellen den größten Grad der Liberalisierung des Stromhandels aufweist.<sup>59</sup> Ziel des Common-Carrier-Modells ist wie in den anderen Modellen zunächst einmal eine Erhöhung der Effizienz in der Erzeugung. Hinzu kommt, daß durch eine weitestgehende Deregulierung des Handels generell Komplementaritäten innerhalb, aber vor allem auch zwischen den vertikalen Stufen der Stromwirtschaft stärker ausgeschöpft werden sollen.

<sup>57</sup> Die sehr kurzfristige Kraftwerkseinsatzsteuerung wird hingegen wegen ihres sehr zeitnahen Charakters unter Umständen technisch von dem Netzbetreiber organisiert werden müssen. Allerdings wird er sich im Poolmodell nach den von Pool vorgegebenen Regeln verhalten müssen.

<sup>58</sup> Im Unterschied zum Alleinabnehmermodell in Verbindung mit dem Ausschreibungsansatz (Abschnitt II.B), in dem der Regulierer den Umfang der insgesamt zu beschaffenden Strommengen festlegt.

<sup>59</sup> Das Common-Carrier-Modell wird bislang in der Literatur stiefmütterlich behandelt. Bisher vorliegende Untersuchungen von Reformmodellen für die Stromwirtschaft ignorieren das Modell vollständig (Klopfer und Schulz 1993) oder nennen es (Yajima 1997: 15), ohne es zu analysieren (interessanterweise nimmt Yajima das Common-Carrier-Modell zur Kenntnis, um es dann unter dem Hinweis „Generally, the pool system is recommended by experts as the most efficient deregulation model“ als offenkundig und a priori inferior gegenüber einem Poolmodell zu verwerfen). Dieser Umstand der derzeitigen Nichtbeachtung des Modells in der Literatur kann wohl darauf zurück geführt werden, daß die skandinavischen Reformen, die zuerst ein solches Modell implementierten (Kumkar 1998b), in der Literatur generell kaum Beachtung fanden und die U.S.-amerikanischen Reformen erst jüngeren Datums sind.

Eingeführt wurde das Common-Carrier-Modell bei den skandinavischen Reformen seit 1991 (Kumkar 1998b) und auf der Großhandelsebene der Vereinigten Staaten seit den Reformbeschlüssen der Bundesregulierungsbehörde von 1996 (Kumkar 1996c). Seine Implementierung in Kalifornien, die dann auch die Einzelhandelsebene Geltung hat, befindet sich derzeit in der Umsetzungsphase (Kumkar 1997c).<sup>60</sup>

*Primärer Ansatzpunkt* des Common-Carrier-Modells ist eine massive Re-Regulierung der Transportsparte der bisherigen Gebietsunternehmen beziehungsweise neuer Transportanlageneigentümer: 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.

Die wesentlichen Handelstransaktionen und Regulierungsbereiche im Common-Carrier-Modell sind in Schaubild 5 wiedergegeben. Einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Charakteristika des Modells gibt Übersicht 5. Gegenüber dem Modell der umfassenden Regulierung des Status quo ante haben sich sowohl hinsichtlich der Handelstransaktionen als auch hinsichtlich der Regulierungsbereiche wesentliche Änderungen ergeben:

- Erstens verdeutlichen die neuen Verbindungslinien zwischen Erzeugern und Endnachfragern (via Stromhändler) die neuen *Handlungsmöglichkeiten*, namentlich die Möglichkeit zum Abschluß direkter Lieferverträge an den Transportunternehmen (Verbund- und Verteilerunternehmen) vorbei. Wichtig ist hierbei insbesondere, daß die kommerziellen Transaktionen im Stromhandel von den physikalischen Lastflüssen vollständig separiert sind: Die Zahlungen für den erzeugten Strom fließen via wettbewerblicher Stromhändler zwischen Nachfragern und Erzeugern ohne notwendige Zwischenschaltung von monopolistischen Verbund- und/oder Verteilerunternehmen. Ein Monopol im Bereich des Strom-

<sup>60</sup> Eine Anmerkung zur begrifflichen Klarheit bezüglich des hier definierten Common-Carrier-Modells: Herrmann (1997) nennt ein von ihm als „Common-Carrier-Konzept“ bezeichneten Ansatz zur Gestaltung des europäischen Strommarkts. Dieses Common-Carrier-Konzept ist inhaltlich nicht deckungsgleich mit dem Common-Carrier-Modell, wie es in der vorliegenden Arbeit definiert wird, sondern entspricht einem Poolmodell. Der von ihm als „Stromhändlerkonzept“ bezeichnete Ansatz ist ebenfalls ein Poolmodell, allerdings mit der Besonderheit einer fehlenden Separation zwischen Transportunternehmen und dem Pool, mit anderen Worten eine Zwischenform zwischen Alleinabnehmermodell und Poolmodell im hier definierten Sinn.

handels existiert also nicht mehr. Es ist auch möglich, daß die kontrahierten Lieferungen bis kurz vor dem tatsächlichen Lieferzeitpunkt modifiziert werden können, wenn dies technisch möglich ist. Die Nichtdiskriminierungsregel, die den Netzbetreibern auferlegt wird, bedeutet nämlich, daß fremde Netznutzer ihre auf Termin geplanten Lastflüsse bis kurz vor dem tatsächlichen Lieferzeitpunkt ändern dürfen. Es muß sich also bei den Transportvorgängen nicht um langfristig genau spezifizierte Netznutzungen handeln.<sup>61</sup> Für Händler besteht somit die Möglichkeit, die Fahrweise mehrerer kontrahierter Kraftwerke zu optimieren oder auch Strom mit anderen Händlern auszutauschen, wenn dies seine eigenen Bezugskosten senkt. Ein Händler wird somit die Möglichkeit haben, ein Portfolio an Strombezugsverträgen zu halten, und die tatsächlichen Lastflüsse auch durch kurzfristige Entscheidungen zu beeinflussen.

- Bezüglich der *Art* der Handelstransaktionen im Common-Carrier-Modell treten wesentliche Änderungen gegenüber dem Status quo ante auf: Von zentraler Bedeutung ist vor allem der Umstand, daß die Direktverträge nicht notwendig als langfristig angelegte Terminverträge abzuschließen sind. Die Nichtdiskriminierungsvorschrift im Bereich der Netznutzung (siehe unten) bedingt nämlich, daß die Netznutzungsrechte im Common-Carrier-Modell flexibel ausgestaltet werden müssen. Dies impliziert, daß nicht jede tatsächliche Mengenabweichung von dem längerfristig vorgesehenen beziehungsweise prognostizierten zeitlichen Profil der Durchleitungen mit dem jeweiligen Transportunternehmen abzurechnen ist, sondern die Parteien grundsätzlich Revisionen ihrer ursprünglichen Einspeisungs- und Entnahmeplanungen und damit der Durchleitungsplanungen vornehmen können (innerhalb der Netzwerksrestriktionen). Faktisch rückt daher der Lieferzeitpunkt, der in den Terminverträgen vorgesehen wird, durch die Nichtdiskriminierungsvorschrift nah an den Zeitpunkt heran, zu dem Netzbetreiber die endgültigen Durchleitungswünsche mitgeteilt werden müssen. Dies impliziert, daß die meisten Entscheidungen im Rahmen des Systembetriebs dezentral getroffen werden. Die Rolle des zentralen Netzbetreibers<sup>62</sup> wird faktisch darauf reduziert, Aufgaben im Rahmen der sehr kurzfristigen Kraftwerkseinsatzsteuerung (vgl. Kumkar 1998b: Abschnitt II.C) zu erfüllen. Jegliche Koordinierungsaufgaben der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung (Blockeinsatzplanung) und der mittelfristigen Kraftwerkseinsatzplanung werden

<sup>61</sup> Das Verbundunternehmen wird im Rahmen seiner eigenen Kraftwerkseinsatzplanung typischerweise Revisionen zwischen den verschiedenen Planungsperioden vornehmen. Eine Nichtdiskriminierungsregel wird diese Möglichkeit logischerweise zumindest tendenziell auch für fremde Netznutzern vorsehen.

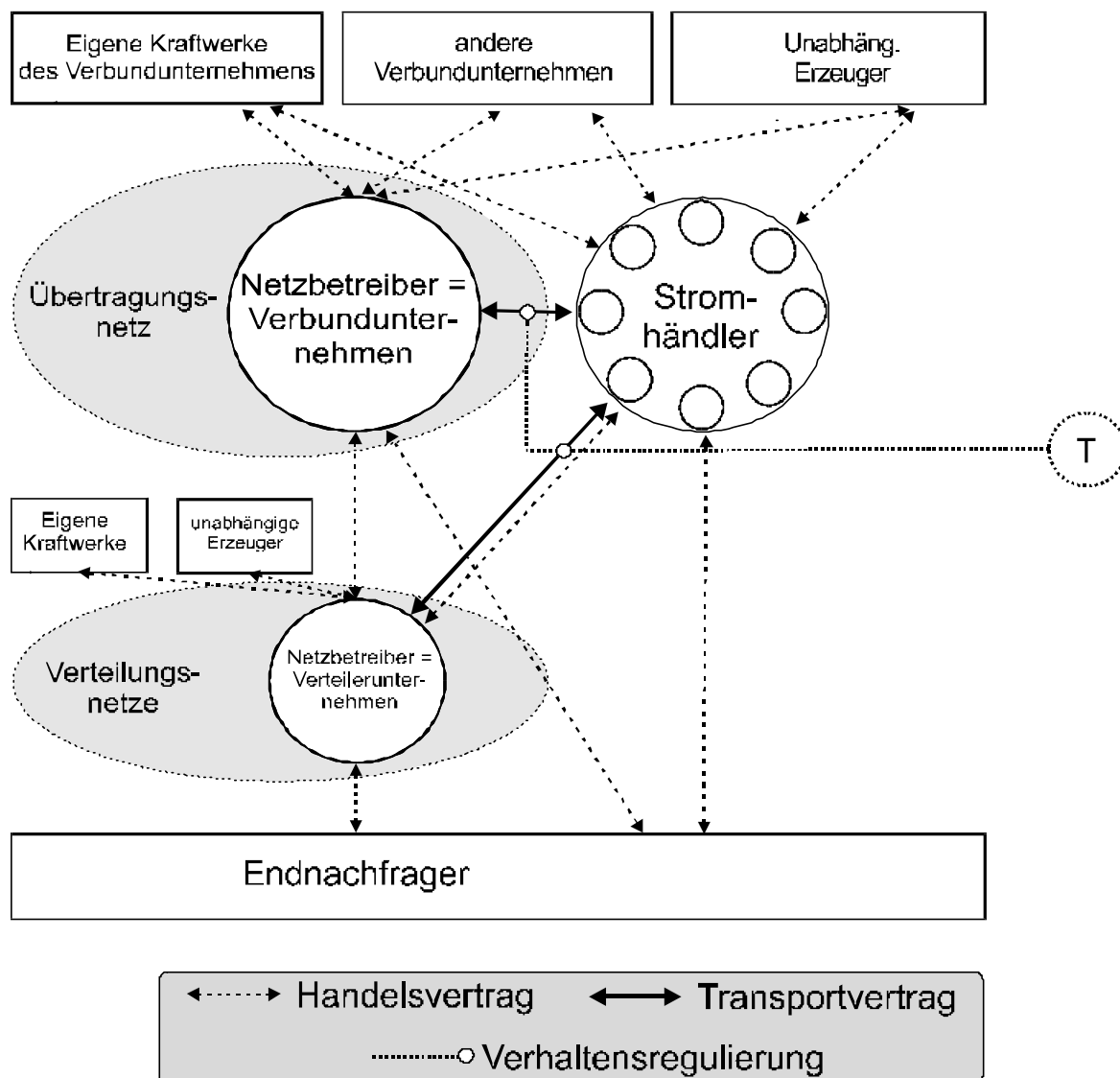
<sup>62</sup> In der Regel ein Transportunternehmen; im Poolmodell das Transportunternehmen in Zusammenarbeit mit dem Pool.

hingegen grundsätzlich den wettbewerblich agierenden Akteuren des Stromhandels überlassen.<sup>63</sup> Es liegt auf der Hand, daß die Abweichungen zwischen den via Termingeschäften kontrahierten Stromlieferungen und den tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen c.p. um so geringer ausfallen können, je kürzer die Zeitspanne vom Terminhandel bis zum tatsächlichen Zeitpunkt der Lastflüsse ausfällt.<sup>64</sup> Geht man plausiblerweise davon aus, daß der Preis für Zusatzstrom in der Regel über dem Kontraktpreis der Direktverträge liegt (sonst würde der Kunde seinen Strom alleine via Ausgleichshandel, das heißt vom Transportunternehmen beziehen) sowie der Preis für Überschußstrom unter dem Kontaktpreis der Direktverträge liegt, so unterliegen die Akteure Anreizen, das Volumen des Ausgleichshandels (unter Abwägung mit den der Transaktionskosten von Durchleitungsplanänderungen) klein zu halten.

<sup>63</sup> Allerdings unter Mitarbeit der Transportunternehmen, da diese den Netznutzern Informationen über Netzengpässe übermitteln müssen.

<sup>64</sup> Es sei als Beispiel für die Illustration obiger Aussage angenommen, daß das Ziel eines konkreten Direktvertrag die vollständige Belieferung eines bestimmten Kunden durch einen bestimmten Stromerzeuger ist. Dabei unterliegen die Partner des Direktvertrags um so stärkeren Anreizen, den Terminhandel möglichst genau an den tatsächlichen Einspeisungs- und Entnahmemengen auszurichten, je niedriger der Überschußstrompreis und je höher der Zusatzstrompreis (vgl. Fn. 22) ist. Die Übereinstimmung ist um so genauer herzustellen, je besser die Prognosegüte für den Strombedarf des Kunden und die Stromerzeugungsmöglichkeiten des Erzeugers ist. Bei gegebenen Kosten für die Prognoseerstellung ist die Prognosegüte um so höher, je weniger die Prognose in die Zukunft reicht.

Schaubild 5 — Das Common-Carrier-Modell



- Zweitens werden die Transportunternehmen zum Abschluß von *Transportverträgen* in jedem Fall verpflichtet, in dem die jeweilige Durchleitung technisch möglich ist.<sup>65</sup> Im Fall von Netzengpässen muß die vorhandene Netzkapazität diskriminierungsfrei rationiert werden.<sup>66</sup> Eine wichtige Implikation der Nicht-

<sup>65</sup> Die Tatsache, daß sich die Tätigkeitsbereiche der Verbund- und Verteilerunternehmen gegenüber dem Status quo ante nicht durch regulatorisches Verbot bestimmter Tätigkeiten geändert hat, schlägt sich in Schaubild 5 auch darin nieder, daß sich ihre Bezeichnung (anders als im Alleinabnehmer- oder Poolmodell) nicht durch Wegfall der bisherigen Bezeichnungen geändert hat. Die Tatsache, daß sich ihre Funktion gegenüber dem Status quo ante deutlich *erweitert* wird (als den diskriminierungsfreien Netznutzung zu gewährleistende Transportunternehmen), schlägt sich in der Hinzufügung der Bezeichnung „Netzbetreiber“ nieder.

<sup>66</sup> Diese Nichtdiskriminierungsregel ähnelt insofern der des Poolmodells, wengleich sie sich dort auf den Netzzugang statt auf die Netznutzung bezog. In diesem Abschnitt kann nicht ausführlich

diskriminierungsregel ist, daß die Händler mehrere Durchleitungen bündeln können und die Durchleitungsverträge weitaus flexibler gestaltet werden müssen.<sup>67</sup> Es gilt zu beachten, daß als „Händler“ in der Definition der vorliegenden Arbeit auch Erzeuger oder Nachfrager fungieren können. Die Nichtdiskriminierungsregel impliziert somit beispielsweise, daß ein großer Nachfrager (oder ein unabhängiger Händler) ein Portfolio an Bezugsverträgen halten kann, diese Verträge zweiteilige oder komplexere Strompreise bei flexiblen Mengen vorsehen und somit bei entsprechender (Informationsübermittlungs)-Infrastruktur die Fahrweise der einzelnen Kraftwerke beeinflussen kann. Faktisch agiert er dann in diesem Fall (unter Berücksichtigung von Netzengpässen) dezentral als sein eigener Kraftwerkseinsatzplaner und übernimmt Systembetriebsaufgaben, die im Status quo ante von den Gebietsunternehmen zentral wahrgenommen wird.

- Drittens ändert sich die Menge der *Regulierungsbereiche* gegenüber dem Status quo ante drastisch. Als wichtigste Änderung gilt es zu betonen, daß der Verhaltensregulierung allein die Stufe des Stromtransports in Übertragungs- und Verteilungsnetzen unterliegt. Weder wird der Einzelhandel mit Strom, noch wird der Großhandel mit Strom reguliert. Der einzige Verhaltensregulierungsbereich wird durch die Transportstufe gebildet (Regulierungsbereich T), der gegenüber dem Modell der umfassenden Regulierung anstelle der dortigen indirekten Regulierung (via EH) hinzutritt. Maßnahmen der Strukturregulierung werden nicht ergriffen. Insbesondere dürfen integrierte Transportunternehmen (ebenso wie andere Erzeuger) die Transportanlagen zur direkten Belieferung von Nachfragern auf Groß- und Einzelhandelsebene nutzen.

auf konkrete Ausgestaltungen der Nichtdiskriminierungsregel eingegangen werden. Vgl. folgende Fußnote.

<sup>67</sup> Denkbar ist, daß generell gültige langfristige und notwendig unvollständige Durchleitungsverträge geschlossen werden, die durch kurzfristige Preissetzungen für die tatsächliche Netznutzung ergänzt werden. Denkbar ist auch, daß die Form der langfristigen Durchleitungsverträge direkt durch den Regulierer vorgegeben wird. Insbesondere die Bildung zeit- und raumvariabler, zwischen den Nutzern nicht diskriminierenden Knappheitspreisen für die Netznutzung, die sich an den oben diskutierten optimalen Netznutzungspreisen orientieren, kann die Nichtdiskriminierungsregel erfüllen (vgl. Kumkar 1998c: Abschnitt II.C.2 für die Problematik der Implementierung optimaler Preisstrukturen unter unvollständigen Informationen).

Übersicht 5 — Hauptcharakteristika des Common-Carrier-Modells

Netznutzung	Die Netznutzung ist für Stromanbieter und Stromnachfrager diskriminierungsfrei geöffnet. Die Transportanlageneigentümer besitzen ein stark beschränktes Verfügungsrecht über ihre eigenen Anlagen, da sie keinerlei Priorität im Fall von Netzengpässen geltend machen dürfen. Die Transportnetzbetreiber fungieren im Bereich ihrer Netze als Netzbetreiber und sind in Zusammenarbeit mit der Gesamtheit der via Stromhändler geschlossenen Direktverträge für den Systembetrieb zuständig, indem sie die in den Direktverträgen vorgesehenen Einspeisungen und Entnahmen auf technische Durchführbarkeit prüfen und gegebenenfalls Änderungen veranlassen. Sie sind damit für Systembetrieb und -planung nicht allein verantwortlich, sondern teilen sich die Aufgaben im Rahmen des wirtschaftlichen Systembetriebs mit der Gesamtheit der Stromerzeuger und Stromhändler. Im Bereich der Systemplanung sind sie für die Bereitstellung von Transportkapazität allein verantwortlich.
Stromhandel	Das Modell ist durch die weitgehende Suspendierung der geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole des Status quo ante gekennzeichnet. Der Stromhandel wird auf allen Stufen der Stromwirtschaft zumindest potentiell durch mehrere Unternehmen organisiert. Die integrierten Stromunternehmen sind in diesem Modell zumindest potentiell starker Konkurrenz durch andere Händler ausgesetzt. Der Ausgleichshandelsmarkt ist jedoch weiterhin monopolistisch organisiert. Die Großhandelsmärkte sowie der Einzelhandelsmarkt sind nicht separiert.
Regulierung	Im Rahmen der Verhaltensregulierung werden allein die Preise für das Teilprodukt des Stromtransports reguliert und die Transportunternehmen einer strikten Nichtdiskriminierungsvorschrift unterworfen. Eine Endpreisregulierung findet ebenso wie eine Regulierung der Großhandelspreise für erzeugten Strom nicht statt. Eine Versorgungspflicht existiert nur für das Teilprodukt des Stromtransports: Die Transportunternehmen unterliegen in diesem Zusammenhang einer grundsätzlichen Pflicht zum Ausbau der Transportanlagen zum Zweck der Befriedigung fremder Durchleitungsnachfrage. Es findet keine Strukturregulierung existierender Stromunternehmen im Sinne eines Betätigungsverbots auf bestimmten Stufen der Stromwirtschaft statt (keine Zwangsentflechtung). Der Bau von Anlagen für den Stromtransport unterliegt allerdings unter Umständen einem Genehmigungsvorbehalt des Regulierers.
Anlagenbau und Marktzutritt in die Erzeugung	Der Bau neuer Erzeugungsanlagen ist grundsätzlich liberalisiert, die Investitionen sind also vom Regulierer nicht nach energiewirtschaftlichen Kriterien zu prüfen. Der Bau von Transportanlagen wird weiterhin vom Regulierer reguliert.

Das Common-Carrier-Modell folgt somit dem *Monopolparadigma* in der Stromwirtschaft nurmehr in einer stark reduzierten Form. Es wird davon ausgegangen, daß wesentliche Koordinierungsaufgaben durch freiwillige Verhandlungen zwischen den Marktakteuren gelöst werden können und der wettbewerbspolitische Problembereich auf die Stufe des Stromtransports zu reduzieren ist. Den Stromhändlern wird die Rolle von *vertikalen* Koordinatoren ihrer Endkunden mit den Erzeugern zugewiesen: Sie können durch entsprechende Vertragsgestaltung, beispielsweise über zeitvariable Tarife die Nachfrageverläufe beeinflussen und somit im Wettbewerb möglicherweise die Kosten der Strombereitstellung senken (wenn dies mit den Präferenzen ihrer Kunden vereinbar ist). Gleichzeitig ist davon auszugehen, daß sie auch die Rolle von *horizontalen* Koordinatoren auf der Erzeugungstufe wahrnehmen.

Die technischen Bedingungen auf der Transportstufe machen allerdings im Common-Carrier-Modell eine intensive direkte Regulierung der Transportstufe er-



forderlich. Unter den Bedingungen dieser gezielten Regulierung, insbesondere unter Einsatz einer strikten Nichtdiskriminierungsregel, können allerdings — so die zentrale Prämisse des Common-Carrier-Modells — die Aufgaben des Systembetriebs weitgehend (mit der Ausnahme des verbleibenden Ausgleichshandels) der Institution der Direktverträge überlassen werden. Gleiches gilt für die Systemplanung im Bereich der Stromerzeugung; nurmehr die Systemplanung auf der Transportstufe wird weiterhin gezielt reguliert.

## F. Fazit: Die wesentlichen Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Modelle im Überblick

*Ziel* jedes der vier Modelle sind Effizienzerhöhungen auf der Stufe der Stromerzeugung. Ergänzt wird dieses Ziel im Poolmodell und insbesondere im Common-Carrier-Modell um das Ziel einer Erhöhung der Effizienz im Stromhandel. Erreicht werden soll letztgenanntes Ziel durch eine verbesserte Koordinierung der Endnachfrage auch in vertikaler Hinsicht, das heißt durch eine wirtschaftliche Abstimmung individueller Lastverläufe mit den Entscheidungen insbesondere auf der Stufe der Stromerzeugung. Dabei ist der „Hebel“ zur Effizienzerhöhung im Common-Carrier-Modell insbesondere der Wettbewerb von Stromhändlern um Endkunden.

Die *primären Ansatzpunkte* der Modelle weisen jedoch trotz der ähnlichen Zielausrichtung gravierende Unterschiede auf: Beim Alleinabnehmermodell ist der Ansatzpunkt nurmehr eine Re-Regulierung der Strombeschaffungspraxis desjenigen Gebietsunternehmens, das als Alleinabnehmer fungiert. Primärer Ansatzpunkt des Modells der spezifischen Durchleitungsrechte ist demgegenüber eine Re-Regulierung der Transportsparte der Gebietsunternehmen, das heißt der Verbund- und Verteilerunternehmen unter weitgehender Beibehaltung der sonstigen aus dem Status quo ante bekannten Regulierungseingriffe. Die Re-Regulierung der Transportstufe ist auch Ansatzpunkt des Poolmodells. Diese wird dort jedoch durch von einer gleichzeitige, drastische Re-Regulierung des Stromhandels begleitet, die eine intensive Regulierung des Stromgroßhandels mit einer Deregulierung des Stromeinzelhandels verbindet. Im Common-Carrier-Modell schließlich ist der Ansatzpunkt eine deutliche Re-Regulierung der Transportstufe in Kombination mit einer Deregulierung aller Bereiche des Stromhandels mit Ausnahme des Ausgleichshandels.

Auch bei den *Handelstransaktionen* zeigen sich bei den vier Modellen wesentliche Differenzen. Im Alleinabnehmermodell ergeben sich keinerlei Änderungen gegenüber dem Status quo ante, die Groß- und Einzelhandelsmärkte sind weiterhin strikt voneinander getrennt und durch langfristige, bilaterale Lieferverträge gekennzeichnet. Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte hingegen werden direkte Handelsverträge zwischen Anbietern und Nachfragern — an den Transportunternehmen vorbei — ermöglicht. Zumindest im Grundsatz wird die Separation der

Groß- und Einzelhandelsmärkte aufgehoben. Im Poolmodell können demgegenüber direkte Handelsverträge zwischen Erzeugern und Nachfragern nicht zustande kommen: Der Pool besitzt im Bereich des Großhandels eine nicht bestreitbare Marktstellung eines Monemporisten, die weitgehend der des Gebietsunternehmens im Status quo ante beziehungsweise des Alleinabnehmers im Alleinabnehmermodell entspricht. Wettbewerb zwischen Stromhändlern kann im Poolmodell nur auf der Ebene des Einzelhandels entstehen. Das Poolmodell kann insofern als eine Erweiterung des Alleinabnehmermodells interpretiert werden: Zum einen wird auch im Poolmodell der Großhandel massiv re-reguliert, um die Chancen von unabhängigen und gebietsfremden Erzeugern zum Absatz ihres Stroms zu verbessern. Zum anderen sieht auch das Poolmodell auf der Nachfrageseite dieses Stromgroßhandelsmarkts ein Monopson vor: Ist dies im einen Fall der Alleinabnehmer, ist dies im anderen Fall der Pool. Handel an diesem Monopson vorbei ist wie im Alleinabnehmermodell im Poolmodell nicht möglich. Die Erweiterung gegenüber dem Alleinabnehmermodell besteht in der Deregulierung der Einzelhandelsebene und in der strukturellen Entflechtung des Pools vom Gebietsunternehmen.<sup>68</sup>

Das Bild der Handelsmöglichkeiten im Common-Carrier-Modell schließlich gleicht zwar im Grundsatz dem des Modells spezifischer Durchleitungsrechte. Über das Modell spezifischer Durchleitungsrechte hinaus können jedoch im Common-Carrier-Modell auch kleinere Kunden ihren Lieferanten wechseln. Die aus den drei anderen Liberalisierungsmodellen und dem Status quo ante bekannten, gesicherten vollständigen oder partiellen Monopolstellungen im Bereich des Stromhandels sind im Grundsatz unbekannt. Etwaige marktmächtige Stellungen sind zumindest der potentiellen Konkurrenz durch andere Stromhändler ausgesetzt, wobei als Stromhändler auch Endnachfrager und Stromerzeuger agieren können. Die Stromhändler können ein Portfolio an Strombezugsverträgen halten, wobei diese Verträge durchaus flexibel ausgestaltet sein können und kurzfristige Anpassungen der Einspeisungen und Entnahmen an geänderte Marktbedingungen und Informationsstände vorsehen können. Für die Händler besteht somit die Möglichkeit, die Fahrweise mehrerer kontrahierter Kraftwerke zu optimieren oder auch Strom mit anderen Händlern auszutauschen, wenn dies ihre eigenen Bezugskosten senkt. Diese Flexibilität unterscheidet das Common-Carrier-Modell wesentlich vom Modell spezifischer Durchleitungsrechte, da dieses weder das Halten eines Portfolios von Direktverträ-

<sup>68</sup> Im Status quo ante und im Alleinabnehmermodell wird die Monopolstellung der Verbundunternehmen beziehungsweise des Alleinabnehmers unter Umständen durch die eigenen Bezugsmöglichkeiten der nachgelagerten Verteilerunternehmen (die gegebenenfalls ebenfalls als Alleinabnehmer fungieren mögen) eingeschränkt wird (vgl. Abschnitt II.B). Der Status des Monemporisten ist insofern im Poolmodell noch stärker ausgeprägt als in den beiden anderen Modellen.

gen unterstützt, noch kurzfristige Anpassungen der in den Direktverträgen vorgesehenen Einspeisungen und Entnahmen erlaubt.

Bezüglich der *Art* der Handelstransaktionen ist zunächst für das Alleinabnehmermodell und das Poolmodell festzuhalten, daß sich gegenüber dem Status quo ante keinerlei Änderungen ergeben: Sowohl der Termin- als auch der Ausgleichshandel kann alleine mit dem Alleinabnehmer beziehungsweise dem Pool durchgeführt werden. Anders verhält es sich beim Modell spezifischer Durchleitungsrechte und im Common-Carrier-Modell: In diesen beiden Modellen wird der Ausgleichshandelsmarkt vom Terminmarkt institutionell separiert. Der Ausgleichsmarkt wird weiterhin jeweils von den monopolistischen Transportunternehmen organisiert, während der Terminmarkt grundsätzlich für konkurrierende Akteure geöffnet wird. Ein wesentlicher Unterschied zwischen diesen beiden Modellen liegt im Umfang der Separation: Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte wird die Separation nurmehr für größere Kunden durchgeführt, im Common-Carrier-Modell grundsätzlich für alle Kunden. Ein weiterer zentraler Unterschied ist die unterschiedliche Rolle des Transportunternehmens als Netzbetreiber: Im Common-Carrier-Modell wird die Rolle des zentralen Netzbetreibers faktisch darauf reduziert, Aufgaben im Rahmen der sehr kurzfristigen Kraftwerkseinsatzsteuerung (vgl. Kumkar 1998a: Abschnitt II.C.1) zu erfüllen. Jegliche Koordinierungsaufgaben der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung (Blockeinsatzplanung) und der mittelfristigen Kraftwerkseinsatzplanung werden hingegen grundsätzlich den wettbewerblich agierenden Akteuren des Stromhandels überlassen. Hierdurch wird die quantitative Bedeutung des weiterhin monopolistisch organisierten Ausgleichshandels zumindest potentiell drastisch reduziert und der Spielraum für dezentral getroffene Koordinierungsentscheidungen wesentlich erweitert.

Auch die *Art* der *Transportverträge*, die in den einzelnen Modellen vorgesehen sind, weist wesentliche Unterschiede auf. Zwar sehen alle Modelle eine Regulierung der Stufe des Stromtransports vor, um das Entstehen von Wettbewerb auf der Stufe der Stromerzeugung zu ermöglichen oder zu unterstützen. Die Art der Netznutzungsrechte für unabhängige oder gebietsfremde Erzeuger unterscheidet sie jedoch erheblich. Zwei Grundtypen sind zu unterscheiden:

Übersicht 6 — Hauptcharakteristika der Liberalisierungsmodelle und des Status quo ante:  
Zusammenfassende Darstellung

	Status quo ante	Alleinabnehmermodell	Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Poolmodell	Common-Carrier-Modell
Netznutzung	Keine Netznutzungsrechte für Stromanbieter und Stromnachfrager	Keine Netznutzungsrechte für Stromanbieter und Stromnachfrager. Statt dessen Netzzugangsrechte für bestimmte Stromerzeuger	Bedingte Netznutzungsrechte für Stromanbieter und Stromnachfrager (via Händler) im Rahmen freier Kapazitäten unter prioritärem Eigentumsrecht der Transportunternehmen	Keine Netznutzungsrechte für Stromanbieter und Stromnachfrager. Statt dessen Netzzugangsrechte für bestimmte Stromerzeuger und Stromhändler	Nichtdiskriminierende Netznutzungsrechte für Stromanbieter und Stromnachfrager (via Händler)
Stromhandel	Stromhandel ist in seiner Gesamtheit monopolistisch organisiert	Stromhandel ist in seiner Gesamtheit monopolistisch organisiert	Partielle Suspendierung der geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole. Direktverträge nur langfristiger Natur.	Stromgroßhandel ist in seiner Gesamtheit monopolistisch organisiert. Einzelhandel ist liberalisiert und zumindest potentiell wettbewerblich organisiert	Vollständige Suspendierung der geschlossenen und integrierten Gebietsmonopole.
Regulierung	Strikte Separation der Großhandels- und Einzelhandelsmärkte	Strikte Separation der Großhandels- und Einzelhandelsmärkte	Keine strikte Separation der Großhandels- und Einzelhandelsmärkte	Strikte Separation der Großhandels- und Einzelhandelsmärkte	Keine Separation der Großhandels- und Einzelhandelsmärkten
	Umfassende Regulierung	Umfassende Regulierung, ergänzt durch gezielte Regulierung der Beschaffungspraxis des Alleinabnehmers	Umfassende Regulierung für die Lieferung der konzessionierten Verteilerunternehmen. Gezielte Regulierung der Netznutzungspreise für Parteien der Direktverträge .	Gezielte Regulierung des Großhandelsmarkts (PAP und PVP) sowie der Netznutzungspreise. Keine Regulierung der Einzelhandels-transaktionen.	Gezielte Regulierung der Netznutzungspreise. Keine Regulierung der Großhandels- und Einzelhandels-transaktionen.
	Keine Maßnahmen der Strukturregulierung	Unter Umständen Strukturregulierung des Alleinabnehmers	Keine Maßnahmen der Strukturregulierung	Strukturregulierung im Bereich des Stromgroßhandels (Markteintrittsverbot). Unter Umständen Strukturregulierung der Transportunternehmen	Keine Maßnahmen der Strukturregulierung
Anlagenbau, Marktzutritt in die Erzeugung	Grundsätzlicher Genehmigungsvorbehalt für den Bau neuer Anlagen, Ausnahmen eng begrenzt	Unter Umständen Ausschreibungsvorbehalt für den Bau neuer Erzeugungsanlagen; weiterhin Regulierung des Baus von Transportanlagen	Grundsätzlicher Genehmigungsvorbehalt für den Bau neuer Anlagen der integrierten Gebietsunternehmen. Unabhängige Anlagen unterliegen diesen engen Restriktionen nicht	Grundsätzliche Liberalisierung des Baus von Erzeugungsanlagen, weiterhin Regulierung des Baus von Transportanlagen	Grundsätzliche Liberalisierung des Baus von Erzeugungsanlagen, weiterhin Regulierung des Baus von Transportanlagen

- Im Alleinabnehmermodell und Poolmodell sind *Netzzugangsrechte* anstelle von „echten“ *Netznutzungsrechten* vorgesehen. Durchleitungen von Erzeugern zu Endnachfragern oder konkurrierenden Weiterverkäufern sind weder im Alleinabnehmermodell noch im Poolmodell vorgesehen. Sowohl im Alleinabnehmermodell als auch im Poolmodell besteht dieses Netzzugangsrecht der Erzeu-

ger aus zwei (Teil-)Rechten: Dem Recht auf physikalischen Anschluß an die Transportnetze und das Andienungsrecht an den Alleinabnehmer beziehungsweise den Pool zu regulierten Preisen.<sup>69</sup> Beide Modelle sehen auf der *Anbieterseite* ein Einspeisungsrecht für Erzeuger vor, daß nicht nur durch technische Restriktionen, sondern durch Entscheidungen des Alleinabnehmers beziehungsweise des Pools restringiert wird, die neben den direkten Transportkosten (insbesondere Verlustkosten) auch die Informationen über die Erzeugungskosten der einzelnen Kraftwerke explizit berücksichtigen können oder sollen. Auf der *Nachfrageseite* ändert sich im Alleinabnehmermodell gegenüber dem Status quo ante nichts. Im Poolmodell wird immerhin grundsätzlich im Wettbewerb stehenden Stromeinzelhändlern der Abschluß von Lieferverträgen mit dem Pool auf der einen Seite und einzelnen oder mehreren Endnachfragern auf der anderen Seite ermöglicht. Diese Lieferverträge auf der Einzelhandelsebene können aufgrund der Nichtdiskriminierungsregel für die Transportunternehmen grundsätzlich flexibel ausgestaltet werden. Die Nichtdiskriminierungsregel eröffnet somit im Grundsatz Spielräume für die Erbringung von dezentralen Demand-Side-Management-Dienstleistungen durch die untereinander konkurrierenden Stromeinzelhändler, die weder im Status quo ante noch im Alleinabnehmermodell sowie im Modell spezifischer Durchleitungsrechte gegeben sind.

- Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte sowie im Common-Carrier-Modell werden hingegen „echte“ Netznutzungsrechte etabliert, die von Erzeugern, Nachfragern oder unabhängigen Händlern wahrgenommen werden können. Ziel dieser Netznutzungsrechte im Sinne von Durchleitungsrechten ist die Ermöglichung der bereits erwähnten direkten Handelsverträge zwischen Anbietern und Nachfragern auf den Groß- und Einzelhandelsmärkten an den Transportunternehmen vorbei. Der zentrale Unterschied zwischen den Netznutzungsrechten des Modells spezifischer Durchleitungsrechte und dem Common-Carrier-Modell besteht in der Frage, ob dem jeweiligen Netzeigentümer ein prioritäres Eigennutzungsrecht eingeräumt wird, wie dies im Modell spezifischer Durchleitungsrechte der Fall ist, oder ob die Netzeigentümer die Nutzung durch Dritte diskriminierungsfrei erlauben müssen wie im Fall des Common-Carrier-Modells. Die Nichtdiskriminierungsvorschrift im Common-Carrier-Modell impliziert dabei insbesondere, daß die Stromhändler für ihre Kunden die Funktion

<sup>69</sup> Das Poolmodell ähnelt insofern dem Alleinabnehmermodell (vgl. Fn. 33), unterscheidet sich allerdings hinsichtlich der Art der Handelsverträge auf dem Großhandelsmarkt, die im Alleinabnehmermodell im wesentlichen als langfristige, im Poolmodell als kurzfristige Verträge charakterisiert werden können, die durch den langfristigen, unvollständigen und multilateralen (kollektiven) Poolvertrag ergänzt werden. Insbesondere letzterer unterliegt der Regulierung durch den Regulierer.

eines Teilsystembetreibers wahrnehmen können, da die Direktverträge nicht notwendig als langfristig angelegte Terminverträge abzuschließen sind: Über das hierdurch auch kurzfristige und dezentrale Demand-Side-Management hinaus, das im Grundsatz auch im Poolmodell möglich ist, können Stromhändler die individuellen Lastverläufe ihrer Kunden mit der Fahrweise einzelner oder mehrerer Kraftwerke koordinieren. Und dies bedingt, daß das Volumen des Ausgleichshandels, das mit dem Transportunternehmen als Handelspartner abgewickelt werden muß, c.p. kleiner ist als im Fall der Direktverträge des Modells spezifischer Durchleitungsrechte ist. Die Bedeutung des Ausgleichshandels und damit die Qualität der Marktmacht der Transportunternehmen im Stromhandel nimmt daher c.p. im Common-Carrier-Modell gegenüber allen anderen Modellen ab.

Im Common-Carrier-Modell kommt der Kategorie der Stromhändler aufgrund der anderen Transportstufenregulierung — und hierbei wesentlich der Nichtdiskriminierungsregel — eine potentiell höhere Bedeutung als im Modell spezifischer Durchleitungsrechte zu, auch weil die Art sowie die quantitative Struktur und damit die Institutionen des Handels weitgehend von diesen Händlern beeinflußt werden kann. Faktisch werden im Common-Carrier-Modell alle Kraftwerke, auch die des Verbundunternehmens, unabhängige Kraftwerke.<sup>70</sup>

Bei allen vier Modellen verändert sich die Menge der *Regulierungsbereiche*, wobei zunächst die Regulierung der Handelstransaktionen betrachtet seien. Im Alleinabnehmermodell wird der diesbezügliche Regulierungsbereich gegenüber dem Status quo ante eindeutig erweitert: Zur umfassenden Regulierung der integrierten Stromunternehmen, die nunmehr als Alleinabnehmer firmieren, tritt die gezielte Regulierung aller Handelstransaktionen auf dem Großhandelsmarkt. Gegenüber dem Status quo ante kann also im Fall des Alleinabnehmermodells in keiner Weise von einer Deregulierung, sondern muß generell von einer Re-Regulierung gesprochen werden. Diesem Ansatz der gezielten Regulierung des Großhandelsmarkts folgt auch das Poolmodell. Hier wird diesem Ansatz allerdings insofern konsequenter gefolgt, als der monopolistische Pool als Händler verpflichtet wird, den Strom zu re-

<sup>70</sup> Dies gilt im Grundsatz auch für das Poolmodell. Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte ist dies wegen der grundsätzlich weiterhin gegebenen umfassenden Regulierung aller Sparten der Verbund- und Verteilerunternehmen offensichtlich nicht der Fall. Im Alleinabnehmermodell ist dies in dem Fall vorstellbar, in dem dem Alleinabnehmer der Betrieb seiner bisherigen Kraftwerke untersagt wird, er also strukturell entflochten wird oder seine Erzeugungssparte für bestehenden Kraftwerke wie andere existierende oder potentielle Kraftwerke ebenfalls beispielsweise an periodischen Ausschreibungen teilnehmen müssen und für diese Kraftwerke erst nach Gewinn der Ausschreibungen ein Einspeisungsrecht in das (eigene) Netz des Alleinabnehmers konstituiert wird. Letztlich ist dies die Frage nach den Diskriminierungsmöglichkeiten des Alleinabnehmers bei der Ausgestaltung der Netzzugangsrechte.

gultierten Preisen an konkurrierende Stromeinzelhändler weiterzuverkaufen. Der Stromeinzelhandelsmarkt wird — basierend auf dieser Regulierung des vorgelagerten Großhandelsmarkt — vollständig dereguliert. Das Poolmodell ist somit gegenüber dem Status quo ante eine Kombination aus Re- und Deregulierungsmaßnahmen.

Etwas anders sieht das Bild der Handelsregulierung im Modell spezifischer Durchleitungsrechte und im Common-Carrier-Modell aus. Der wesentliche Unterschied zwischen diesen beiden Modellen liegt im Ausmaß der Deregulierung. Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte werden nur die Konditionen der Lieferungen an größere Kunden dereguliert, die ihren Lieferanten wechseln können. Lieferungen der konzessionierten Verteilerunternehmen an die sogenannten gefangenen Kunden werden weiterhin einer umfassenden Regulierung unterworfen. Demgegenüber geht die Deregulierung im Common-Carrier-Modell weiter und umfaßt *alle* Groß- und Einzelhandelstransaktionen (wenn vom Ausgleichshandelsmarkt abgesehen wird, der in jedem der vier Modelle einer Regulierung unterworfen wird). Trotz dieser Unterschiede können beide Modelle im Bereich des Handels als eindeutige Deregulierungsmodelle bezeichnet werden.

Bezüglich der Regulierung der Stufe des Stromtransports kann keines der vier Modelle als Deregulierungsmodell bezeichnet werden. Gegenüber dem Status quo ante ändert sich im Alleinabnehmermodell nichts, in den drei anderen Modellen wird die indirekte Regulierung des Status quo ante durch eine direkte Regulierung ergänzt (so im Modell spezifischer Durchleitungsrechte) oder aber ersetzt (so im Pool- und Common-Carrier-Modell).<sup>71</sup>

Kommen wir schließlich zu den Maßnahmen der Strukturregulierung, zeigt sich abermals eine Teilung der vier Modelle in zwei Gruppen: Auf der einen Seite das Poolmodell, das eine strukturelle Entflechtung der integrierten Stromunternehmen vorsieht, in dem ihnen der Handel auf der Großhandelsebene strikt verboten wird. Auf der anderen Seite das Modell spezifischer Durchleitungsrechte und das Common-Carrier-Modell, die im Grundsatz keinerlei Maßnahmen der Strukturregulierung vorsehen. Etwas in der Mitte liegt diesbezüglich das Alleinabnehmermodell, bei der es von der konkreten Ausgestaltung abhängt, ob dem Alleinabnehmer als Handelsmonopolist die eigene Stromerzeugung untersagt wird.

Zusammenfassend kann das Common-Carrier-Modell bezüglich des Stromhandels und der Stromerzeugung als dasjenige Modell bezeichnet werden, welches das

<sup>71</sup> In Kumkar 1999 (vgl. insbesondere Abschnitt II.B.4) wird — über das im vorliegenden Kapitel definierte und diskutierte Common-Carrier-Modell hinausgehend — analysiert, welche Möglichkeiten zur partiellen Deregulierung des Stromtransports denkbar sind, das heißt untersucht, inwieweit die auf der Stufe des Stromtransports gegebenen Elemente eines natürlichen Monopols von den potentiell wettbewerblichen Elementen separiert werden könnten.

größte Ausmaß der Liberalisierung aufweist, während alle anderen Modelle eine zumindest partielle Regulierung des Stromterminhandels und daher auch größerer Teile der Stromerzeugung vorsehen.



### III. Vergleichende Bewertung der Modelle: Die wesentlichen Trade-offs

Aufgabe dieses Kapitels ist eine komparative Evaluierung der vier Liberalisierungsmodelle. Ziel ist die Beantwortung der Frage, ob es „das“ ideale Modell zur Regulierung der Stromwirtschaft gibt, oder ob es nicht vielmehr von den Ausgangsbedingungen abhängt, welches der Modelle zur Deregulierung und Liberalisierung der Stromwirtschaft im konkreten Fall, im konkreten Staat am besten geeignet ist. Zur Beantwortung dieser Frage wird derart vorgegangen, daß die wesentlichen Trade-offs, nach denen sich die komparativen Vorteile der einzelnen Modelle bestimmen, identifiziert werden und sodann untersucht wird, unter welchen Bedingungen welches der Modelle am geeignetsten scheint, Effizienz in der Stromwirtschaft zu gewährleisten.

Als Effizienzmaßstab wird die Höhe der mit dem konkreten Regulierungsmodell zu assoziierenden Transaktionskosten zugrundegelegt. Transaktionskosten werden in dieser Arbeit als Differenz zwischen Gesamtkosten der Bereitstellung eines Gutes und den Produktionskosten im „first-best“-Fall definiert (Kumkar 1998b: Abschnitt III.B). Demzufolge schlägt sich jede Ineffizienz eines Regulierungsmodells definitorisch in überhöhten Transaktionskosten<sup>72</sup> der mit dem jeweiligen Regulierungsmodell implizierten Institutionen beziehungsweise Koordinierungsstrukturen nieder. Als optimales Regulierungsmodell soll somit umgekehrt das Modell bezeichnet werden, zu dem keine überlegene, weil mit geringeren Transaktionskosten verbundene, Alternative existiert beziehungsweise konkret benannt werden kann.<sup>73</sup>

Von besonderer Relevanz ist die Beantwortung der in diesem Papier zentralen Frage, ob es ein ideales, dominantes<sup>74</sup> Regulierungsmodell gibt, bei der unabhängig von den konkreten Charakteristika des betreffenden Stromsystems die Effizienz gewährleistet wird, vor allem im europäischen Kontext und damit auch in Deutsch-

<sup>72</sup> Beim Vergleich der erwarteten Transaktionskosten müssen diese gegebenenfalls um Risikoaspekte korrigiert werden.

<sup>73</sup> Als „ineffizient“ wird hier somit nicht jede Abweichung vom theoretischen „first-best“-Fall definiert, da in der Realität jede Koordinierungsstruktur positive Transaktionskosten von Gründung und Nutzung der ihr innewohnenden Institutionen aufweist. Gemäß dieser Definition ist eine „Ineffizienz“ des optimalen Regulierungsmodells zwar möglicherweise theoretisch denkbar, aber nicht „heilbar“ (remediable) im Sinne von Williamson (1996: 379): „A condition is held to be remediable if a superior feasible alternative can be described and implemented with net gains“.

<sup>74</sup> Ein „dominantes“ Modell sei derart definiert, daß es unter allen analytisch berücksichtigten Umständen mit geringeren Transaktionskosten zu assoziieren ist als die alternativen Regulierungsmodelle, also, mit anderen Worten, grundsätzlich eine höhere Effizienz aufweist als alle anderen Modelle.

land. In der Europäischen Union trat zwar nach langjährigen und zähen Verhandlungen Anfang 1997 die Stromrichtlinie in Kraft. Auf die Etablierung eines einheitlichen europäischen Regulierungsmodells wurde aufgrund erheblicher politischer Widerstände<sup>75</sup> allerdings verzichtet. Den Mitgliedstaaten verbleibt ein weiter Gestaltungsspielraum bei der Umsetzung der Richtlinie in inländisches Recht, der zumindest aus gegenwärtiger Sicht keines der vier hier betrachteten Regulierungsmodelle ausschließt.<sup>76</sup>

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob diese Freiräume auch aus Effizienzsicht durchaus zielführend sein können und sie somit nicht nur aus anderen politischen Zielvorstellungen begründbar sind.<sup>77</sup> Denkbar sind insbesondere drei Faktoren, die die Effizienz derartiger Gestaltungsspielräume bedingen könnten:

- zum einen die gegebenen, differierenden Merkmale der Stromsysteme, die unter anderem von natürlichen und unveränderlichen Faktoren, etwa einer Insellage bestimmt wird;
- zum anderen der mit der Stromrichtlinie ermöglichte Systemwettbewerb als Entdeckungsverfahren à la Hayek für im konkreten Fall optimale Regulierungsmodelle;
- schließlich könnte, mit dem oben genannten Faktor zusammenhängend, der Gestaltungsfreiraum der Mitgliedstaaten Platz für möglicherweise national oder regional differierende Präferenzen und adäquate Offenbarungsmechanismen lassen und hierdurch die Effizienz der Stromwirtschaft erhöhen.<sup>78</sup>

<sup>75</sup> Der erste Kommissionsentwurf von 1992 (Kommission 1992) sah noch die (allerdings zeitlich gestaffelte) Etablierung eines Common-Carrier-Modells in allen Mitgliedstaaten vor. Aufgrund erheblichen politischen Widerstands sah sich die Kommission wiederholt veranlaßt, ihren Richtlinienentwurf zu modifizieren. Im endgültig beschlossenen Text der Stromrichtlinie (Rat 1997) wird als Mindestanforderung nurmehr die Etablierung eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte oder alternativ eines modifizierten Alleinabnehmermodells definiert sowie die Etablierung eines Common-Carrier-Modells ausdrücklich erlaubt. Die Einrichtung eines Poolmodells ist angesichts des Wortlauts der Richtlinie ebenfalls zulässig. Vgl. ausführlicher Kumkar (1997a: Kapitel D und E) und Kumkar (1999).

<sup>76</sup> Wobei allerdings einschränkend vermutet werden kann, daß die Etablierung eines Alleinabnehmermodells zwar mit dem Text der Richtlinie zu vereinbaren wäre, zumindest für größere Kunden (die in der SRL definierte Kategorie der „zugelassenen Kunden“) aber die Direktverhandlungsoption mit alternativen Stromerzeugern geschaffen werden muß. Zumindest für diese Kunden wäre das reine Alleinabnehmermodell somit um Elemente des Modells der spezifischen Durchleitungsrechte zu ergänzen.

<sup>77</sup> Die (allgemein-)politischen Gründe könnten unter anderem auf nationale Souveränitätswünsche und unterschiedliche Definitionen der Dienstleistungen im allgemeinen Interesse (Service public laut Art. 90 EGV beziehungsweise Art. 3 SRL) zurückgeführt werden.

<sup>78</sup> Auch für Entwicklungsländer ist die Frage, welches das adäquate Regulierungsmodell für ihre Situation ist, von vordringlicher Bedeutung, wird doch die Versorgung mit Strom regelmäßig

Ziel dieses Papiers kann jedoch keine vollständige Evaluierung der Modelle unter diesen drei Aspekten sein. Dies würde den Rahmen der hier interessierenden Fragestellung sprengen. Der Schwerpunkt wird auf der Untersuchung des ersten Faktors liegen. Auf die beiden weiteren Argumente zur Begründung der Gestaltungsspielräume wird in Kumkar (1999) eingegangen.

Im folgenden werden zunächst die wesentlichen impliziten Annahmen verdeutlicht, die eine Superiorität der einzelnen Modelle begründen könnten (Abschnitt III.A). Im Anschluß wird detaillierter untersucht, in welcher Weise die einzelnen Modelle mit den durch spezifische Investitionen bedingten Opportunismusproblemen umgehen. Dabei werden zunächst die grundlegenden Möglichkeiten zur Absicherung spezifischer Investitionen überblicksweise skizziert (Abschnitt III.B.1). Sodann werden die in den einzelnen Modellen vorgesehenen Spielräume zur privatwirtschaftlichen Absicherung spezifischer Investitionen dargestellt (Abschnitt III.B.2) und schließlich auf die Sicherungsaufgaben des öffentlichen Regulierers — und auf das unter Umständen von ihm verursachte Regulierungsrisiko — eingegangen (Abschnitt III.B.3). Im weiteren Verlauf wird in Abschnitt III.C. auf das Potential der Modelle zur Bildung regional differenzierter Strompreise und optimaler Netznutzungspreise eingegangen und in Abschnitt III.D detaillierter die Rolle des Ausgleichshandels als Bindeglied zwischen Stromtransport und Stromhandel betrachtet. In Abschnitt III.E werden die Möglichkeiten und Potentiale von Strombörsen in den einzelnen Modellen ausgelotet, die potentiell wichtige transaktionskostensenkende Funktionen erfüllen könnten.

## **A. Die impliziten Annahmen der vier Modelle**

Zur Klärung der Frage, ob es ein ideales Modell zur Regulierung der Stromwirtschaft gibt, müssen die Modelle miteinander vergleichbar sein. Bedauerlicherweise werden allerdings in der Literatur und der wirtschaftspolitischen Diskussion die Annahmen, auf denen die vorgebliche oder tatsächliche Superiorität eines der Mo-

als Vorbedingung für wirtschaftliches Wachstum genannt. Für diese Länder stellt sich insbesondere die Frage, ob etwa die Reformen in England und Wales tatsächlich die Richtschnur für Reformen in denjenigen Ländern sein sollte, die bisher keine flächendeckende Stromversorgung kennen, oder ob hier nicht beispielsweise das Alleinabnehmermodell die bessere Wahl wäre. Das englisch/walisische Modell wird als beispielhaft in der Literatur diskutiert. Es spielte auch in der europäischen Reformdebatte eine prominente Rolle; vgl. beispielsweise die Parallelen zwischen dem ersten Kommissionsvorschlag für eine Stromrichtlinie in 1991 und den in 1990 in Kraft getretenen Reformen in England und Wales (Kumkar und Neu 1997: 92; Cross 1996: 282). Einen Überblick über die international stark differierenden Ansätze zur Regulierung der Stromwirtschaft geben die in Gilbert und Kahn (1996) enthaltenen Aufsätze, für einen Überblick zu den Entwicklungen in Europa vgl. Kumkar (1996e oder 1997a) und den Sammelband von Midttun (1997).

delle basieren, selten explizit gemacht.<sup>79</sup> Diese Explikation der Annahmen beziehungsweise Voraussetzungen, unter denen ein Modell den anderen überlegen ist, ist jedoch notwendig für die Fragestellung dieses Papiers.<sup>80</sup> Basierend auf der im Kapitel II geleisteten Vorarbeit wird daher im folgenden eine Charakterisierung der vier Modelle gegeben, die an den Kostenstrukturen auf und zwischen den verschiedenen Bereichen der Stromwirtschaft ansetzt und diese mit den in den jeweiligen Modellen vorgesehenen Regulierungseingriffen in Bezug setzt.

Verbindendes Element und wesentliche *Gemeinsamkeit* aller vier im vorhergehenden Kapitel skizzierten Modelle ist die Annahme des Vorliegens von Elementen eines natürlichen Monopols auf der Stufe des Stromtransports und im Bereich des Ausgleichshandels. Alle vier Modelle sehen, basierend auf dieser Annahme, eine Regulierung der Transportunternehmen und des Ausgleichshandels vor.<sup>81</sup>

Die entscheidenden *Unterschiede* zwischen den vier Modellen liegen zusammengefaßt in den Annahmen über zwei weitere Produktions- und Transaktionskostencharakteristika der Stromwirtschaft:

- Erstens in der Frage, ob die *horizontale* Koordinierung der Stromerzeugung über den Bereich des Ausgleichshandels hinaus derartige Größenvorteile aufweist, daß auch in dieser Koordinierungsaufgabe Elemente eines natürlichen Monopols vorliegen. Eine Bejahung dieser Frage, das heißt die Annahme eines

<sup>79</sup> Zu den wenigen Arbeiten in der Literatur, die mehrere Modelle zur partiellen Deregulierung der Stromwirtschaft betrachten, gehören Klopfer und Schulz (1993), Klopfer (1997) sowie Yajima (1997). Jene Arbeiten sind von ihrer Ausrichtung nicht in der Lage, Trade-offs zwischen den Modellen zu identifizieren, sondern verfolgen das Ziel, für gegebene exogene Faktoren, das heißt beispielsweise für eine gegebene Marktgröße, gegebenes institutionelles Umfeld und gegebenen Netzausbaustand eine optimale Regulierungsempfehlung zu erarbeiten. Aussagen etwa der Form: "Bei zunehmender Marktgröße weist das Modell X c.p. zunehmende komparative Vorteile gegenüber Modell Y auf" sind unter den dort verfolgten Untersuchungsmethoden nicht abzuleiten und finden sich dementsprechend in den drei genannten Arbeiten nicht. Zu den wenigen Papieren, die zumindest einen kurzen Vergleich alternativer Ansätze zur Liberalisierung der Stromwirtschaft zum Inhalt haben und insofern dem Vorgehen in der vorliegenden Arbeit entsprechen, zählen Joskow (1995; 1996 und 1998).

<sup>80</sup> Ferner gilt, daß erst wenn die Voraussetzungen, unter denen das einzelne Modell den anderen vorzuziehen ist, bekannt sind, ausländische Erfahrungen mit Reformen der Stromwirtschaft sinnvoll ausgewertet werden können.

<sup>81</sup> Der Umstand, daß diese Annahme nicht ungerechtfertigt sein mag und im Gegenteil durch die technisch-ökonomischen Spezifika der Transportstufe und des Ausgleichshandels plausibel begründet werden kann, wurde an anderer Stelle bereits ausführlich dargelegt (vgl. Kumkar 1998b: insbesondere Abschnitt II.B und IV.B.4). Allerdings wurde dort auch betont, daß diese mögliche Regulierungsbegründung nicht a priori und unbedingt eine öffentliche Regulierung rechtfertigt. Hierzu muß zusätzlich die Annahme gerechtfertigt sein, daß die Transaktionskosten der privatwirtschaftlichen Lösung der Monopolineffizienzprobleme die Transaktionskosten der staatlichen Lösung überschreiten. Hierauf wird in Kumkar (1999) eingegangen.

(produktspezifischen) natürlichen Monopols in der Koordinierung der Erzeugung und damit in der Kraftwerkseinsatzplanung könnte die strikte Regulierung des Stromgroßhandels etwa im Poolmodell begründen, trägt aber auch zur Begründung der weiterhin gegebenen Regulierung des Termingroßhandels im Alleinabnehmermodell und im Modell spezifischer Durchleitungsrechte bei.<sup>82</sup> Die Verneinung dieser Frage trägt auf der anderen Seite zur Begründung der grundsätzlichen Liberalisierung des Terminhandels im Common-Carrier-Modell bei. Auf die grundsätzlichen Möglichkeiten zur Ausschöpfung der Koordinierungserträge wurde im Rahmen der Untersuchung der Wohlfahrtseffekte horizontaler nichtreinmarktlicher Koordinierung für den Fall der deutschen Stromwirtschaft bereits an anderer Stelle eingegangen (Kumkar 1998b: Abschnitt IV.B.4).

- Zweitens in der Frage, ob die *vertikalen* Koordinierungsaufgaben Elemente eines natürlichen Monopols aufweisen. Diese Problematik weist zwei Teilfragen auf:

*Wie sind die Komplementaritäten zwischen Erzeugung und Transport gestaltet?*

Diese Komplementaritäten innerhalb der Strombereitstellungs(Angebots-)ebenen könnten so ausgeprägt sein, daß sie ein natürliches Mehrproduktmonopol begründen. Die Bejahung dieser Frage, das heißt die Annahme eines natürlichen Mehrproduktmonopols in der Koordinierung von Erzeugung und Transport könnte zum einen die strikte Regulierung sowohl des gesamten Stromhandels als auch des gesamten Stromtransports im Alleinabnehmermodell als auch die partielle Beibehaltung der umfassenden Regulierung im Modell spezifischer Durchleitungsrechte begründen. Die Verneinung dieser Frage trägt auf der anderen Seite zur Begründung der vertikalen strukturellen Entflechtung des Stromgroßhandels im Poolmodell<sup>83</sup> und zur grundsätzlichen Liberalisierung der Koordinierungsstrukturen ohne flankierende Regulierung des Stromterminhandels bei integrierten Transportunternehmen im Common-Carrier-Modell bei. Die Beantwortung dieser Teilfrage entscheidet darüber, inwieweit Stromtransport und Stromerzeugung getrennt voneinander zu analysieren und unterschiedlich zu regulieren sind.

<sup>82</sup> Das Modell spezifischer Durchleitungsrechte unterscheidet faktisch die horizontale Koordinierung der Erzeugung zum Zwecke der Belieferung kleiner Kunden (hier wird die Annahme des natürlichen Monopols getroffen) und die horizontale Koordinierung der Erzeugung zum Zwecke der Belieferung der größerer Kunden (hier wird die Annahme des natürlichen Monopols verworfen).

<sup>83</sup> Andernfalls wäre diese Maßnahme wegen der vorliegenden nur unternehmensintern aususchöpfenden Komplementaritäten direkt kontraproduktiv.

*Wie sind die Komplementaritäten zwischen Stromangebot und Stromnachfrage gestaltet?*

- Diese Komplementaritäten zwischen Stromerzeugung und Transport auf der einen Seite und der Stromnachfrage auf der anderen Seite könnten dergestalt sein, daß sie entweder ein (unter Umständen regional weit gefaßtes) natürliches Monopol auch im Stromeinzelhandel begründen und damit eine weitgehende öffentliche Regulierung des Groß- und/oder Einzelhandels erfordern, auch wenn diese Regulierung nicht durch die vorstehend diskutierten Komplementaritäten zwischen Erzeugung und Transport begründet werden können. Im Kontext dieses Themenkreis wird die Frage angesprochen, inwieweit die Spezifität der Investitionen in Erzeugungs- und Transportanlagen Opportunismusspielräume öffnet, die nur durch geschlossene Versorgungsgebiete oder andere Formen der Regulierung begrenzt werden können.<sup>84</sup> Die Bejahung dieser Frage trägt im Alleinabnehmermodell zur Beibehaltung geschlossener und regulierte Gebietsmonopole, im Modell spezifischer Durchleitungsrechte zur Beibehaltung dieser Monopole für die „gefangenen“ Kunden und im Poolmodell zu einer strikten Regulierung des Stromgroßhandels bei.<sup>85</sup> Die Verneinung dieser Frage begründet im Fall des Common-Carrier-Modells schließlich eine vollständige Liberalisierung des Stromhandels, da die Regulierung des Stromtransports die dortigen Opportunismusspielräume begrenzt und die Erzeugungsanlagen unter diesen Bedingungen keine oder nur geringe Beziehungsspezifität aufweisen.

Das Alleinabnehmermodell, das Modell spezifischer Durchleitungsrechte sowie das Poolmodell gehen somit, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß, vom Vorliegen von Elementen eines natürlichen Monopols im Bereich des Stromhandels aus, das wegen der horizontalen und vertikalen Komplementaritäten auch den Terminhandel umfaßt. Nur das Common-Carrier-Modell vermutet ein natürliches horizontales Monopol allein auf der Transportstufe und im Ausgleichshandel und sieht Möglichkeiten, die Bedeutung des Ausgleichshandels auf ein Minimum zurückzuführen. Im Common-Carrier-Modell wird angenommen, daß die horizontalen und vertikalen Koordinierungsaufgaben des Systembetriebs und der Systemplanung effizient durch das Zusammenwirken öffentlich regulierter Transportunter-

<sup>84</sup> Analoges Argument gilt grundsätzlich auch bei Vorliegen von spezifischen Anlagen auf der Nachfrageseite.

<sup>85</sup> Diese Maßnahme schützt insofern die spezifischen Investitionen beispielsweise der Kraftwerkseigentümer, als die öffentlich regulierten, nichtdiskriminierenden Poolregeln die möglicherweise sonst existierenden Nachverhandlungsmacht der Einzelhändler begrenzt. Durch die Schaffung des Pools und dessen Nichtdiskriminierungsregeln wird die Spezifität der Erzeugungsanlagen gesenkt beziehungsweise beseitigt.

nehmen mit rein privatwirtschaftlichen Handelsinstitutionen bilateraler oder multilateraler Art gelöst werden können.

In den folgenden Abschnitten werden sowohl die Fragen der horizontalen Komplementaritäten als auch der beiden Kategorien der vertikalen Komplementaritäten untersucht. Den Schwerpunkt der Analyse bilden dabei zunächst die Institutionen für die vertikalen Koordinierungserfordernisse, werden doch hier die wesentlichen Opportunistusspielräume und damit Marktversagens- und Effizienzprobleme begründet.<sup>86</sup> Auf die horizontalen Koordinierungserfordernisse und -institutionen in den einzelnen Modellen wird insbesondere im Abschnitt III.C unter dem Aspekt der regional differenzierte Strompreise und Netznutzungspreise eingegangen.

## **B. Spezifische Investitionen und Opportunistusspielräume in den einzelnen Modellen**

Von entscheidender Bedeutung für die Effizienz ist angesichts der technischen Charakteristika des Stromsektors insbesondere die Frage, welche Möglichkeiten zum Schutz vor opportunistischen Verhalten in den einzelnen Modellen gegeben sind. Diese Frage hängt direkt mit der im vorhergehenden Abschnitt angeschnittenen Frage zusammen, ob (i) in der vertikalen Koordinierung der Teilprodukte des Stromangebots, das heißt zwischen Erzeugung und Transport untereinander sowie (ii) der vertikalen Koordinierung des Stromangebots<sup>87</sup> mit der Stromnachfrage derartige Komplementaritäten bestehen, daß hier das Vorliegen eines natürlichen Monopol vermutet werden muß. In diesem Abschnitt werden zunächst einige Anmerkungen zu den grundsätzlichen Formen der Absicherungen von spezifischen Investitionen gemacht und dann konkret die Form der Opportunitätsspielräume und der

<sup>86</sup> Opportunistusspielräume und die hiermit verbundenen Motivationstransaktionskosten und damit eine wesentliche Ursache für potentielle Markt- oder Wettbewerbsversagensgründe entstehen grundsätzlich nur bei Lieferbeziehungen, die per definitionem eine vertikale Struktur aufweisen und die in Kumkar (1998b) ausführlich analysiert worden sind. Horizontale potentielle Markt- oder Wettbewerbsversagensgründe können hingegen allein durch Koordinierungstransaktionskosten begründet werden, die analytisch weitaus einfacher zu fassen sind. Dies begründet die vergleichsweise nachrangige und kürzere Abhandlung horizontaler Komplementaritäten im vorliegenden Papier.

<sup>87</sup> Aus Vereinfachungsgründen wird unter dieser Fragestellung wieder auf die Definition des Stromangebots als gebündeltes Produkt (erzeugter und transportierter Strom) zurück gegriffen, die bereits an einigen Stellen in Kapitel II verwandt wurde. Dort ging es allerdings um die tatsächliche Bereitstellung eines gebündelten Gutes etwa durch die Verteilungsunternehmen im Status quo ante, hier geht es alleine um die analytisch motivierte Abgrenzung zweier Kategorien der Koordinierungsaufgaben innerhalb des Systembetriebs und der -planung.

diesbezüglichen Sicherungs(Garantie-)instrumente in den einzelnen Modellen betrachtet.

## 1. Grundsätzlichen Formen der Absicherungen von spezifischen Investitionen in der Stromwirtschaft

Wie an anderer Stelle (Kumkar 1998b; 1998c) ausführlich analysiert wurde, bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten zum Schutz der spezifischen Investitionen in der Stromwirtschaft:

- Zum einen können die privatwirtschaftlichen Akteure die Begrenzung der Opportunitätsspielräume und der Raubüberfallproblematik via Vertragsgestaltung und/oder via Unternehmensintegration anstreben. Dieses impliziert die *rein privatwirtschaftlich* (und dezentral gelenkte) motivierte Bildung von hybriden oder hierarchischen, privaten Koordinierungsstrukturen, deren Sicherungsmechanismen allein die Existenz des allgemeinen (Vertrags-)Rechts voraussetzen.<sup>88</sup>
- Zum anderen kann der Staat via sektorspezifischer Rechtsgestaltung versuchen, das allgemeine Recht zu ergänzen oder zu ersetzen. Dieser Ansatz impliziert die *öffentlich-rechtliche Regulierung* einiger oder aller Bereiche der Stromwirtschaft.<sup>89</sup>

Keines der vier Liberalisierungsmodelle sieht alleine die Existenz von privaten Koordinierungsstrukturen vor, sondern setzt vielmehr auf eine Kombination privater und öffentlich-rechtlicher Institutionen, das heißt Regeln und deren Sicherungs(Garantie-)instrumente.

Dies ergibt sich einerseits bereits daraus, daß in jedem der vier Modelle die Transportstufe einer Regulierung unterworfen wird. Rein privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen sind diesbezüglich ausgeschlossen. Etwaige Opportunitätsspielräume der Transportanlageneigentümer und/oder der Transportanlagennut-

<sup>88</sup> Unter rein privatwirtschaftlichen Koordinierungsstrukturen werden in Anlehnung an die Darstellung in Kumkar (1998b; 1998c) diejenigen Koordinierungsstrukturen verstanden, die ohne Eingriff durch einen Regulierer in die Struktur oder das Verhalten der Unternehmen gebildet werden. somit alleine auf der Geltung des allgemeinen Vertragsrechts basieren. Auf deren grundsätzliche Aufgaben und wohlfahrtstheoretische Bedeutung wurde an anderer Stelle (Kumkar 1998b: Kapitel IV) ausführlich eingegangen, so daß im folgenden hierauf rekuriert werden kann.

<sup>89</sup> Auf die grundsätzlichen Aufgaben und wohlfahrtstheoretische Bedeutung der öffentlichen Regulierung und insbesondere auf die damit verbundene Opportunitätsproblematik (Regulierungsrisiko) wurde ebenfalls bereits an anderer Stelle (Kumkar 1998c: II.B.) ausführlich eingegangen, so daß im folgenden auch diesbezüglich auf die dort entwickelten Ergebnisse rekuriert werden kann.



zer werden somit im wesentlichen durch die öffentliche Regulierung und nur in geringem Maß durch private Verträge oder sonstige Institutionen begrenzt.

Andererseits übernimmt der Regulierer in keinem der Modelle alle Sicherungsfunktionen, die in der Stromwirtschaft potentiell gefordert sind. Rein öffentlich-rechtlich (regulierte) Koordinierungsstrukturen für *alle* Bereiche der Stromwirtschaft werden somit in jedem der vier Modelle verworfen. Ziel jedes der vier Modelle ist ja gerade eine Erhöhung der Effizienz durch eine Senkung des Staatseinflusses auf die Stromwirtschaft. Zumindest auf der Stufe der Erzeugung sollen in stärkerem Maß als bislang privatwirtschaftliche Anreize zur Absicherung dezentral getroffener Investitionsentscheidungen greifen. Selbst im Alleinabnehmermodell, demjenigen Modell mit dem geringsten Liberalisierungsgrad unter den betrachteten Modellen, gilt die Aussage, daß die Investitionen in die Kraftwerke nicht allein durch die Regulierung geschützt werden. Hiergegen spricht der Umstand, daß in beiden Varianten des Alleinabnehmermodells<sup>90</sup> der Regulierer in der Regel keine Vertragsform auf dem Großhandelsmarkt vorschreiben wird, die vollständige Kostendeckung für die gesamte Lebensdauer eines Kraftwerks vorsieht.<sup>91:92</sup> In jedem

<sup>90</sup> Dies sind der Einspeisungspreisregulierungsansatz sowie der Ausschreibungsansatz (Abschnitt II.2).

<sup>91</sup> Strenggenommen übernimmt der Regulierer diese vollständige Absicherungsfunktion auch im Status quo ante nur dann, wenn er eine strikte Renditeregulierungsregel verfolgt. Dies war in der Vergangenheit formal nicht immer der Fall — in den Vereinigten Staaten sind beispielsweise zunehmend Anreizmechanismen bei der Regulierung der Stromwirtschaft implementiert worden. Tatsächlich sehen aber die — zumindest die mir bekannten — Regulierungsgesetze in den meisten entwickelten Staaten dieser Welt eine „Existenzsicherungsklausel“ (Kumkar 1998c: Abschnitt II.B.2) für die regulierten Unternehmen vor. Das heißt, der Regulierer ist durch das ihn betreffende institutionelle Umfeld massiv restringiert in der praktischen Regulierungspolitik. Er kann Stromunternehmen beispielsweise auch bei ex post offensichtlichen Fehlinvestitionen (die vom Regulierer ex ante wegen exogen oder endogen verursachter Unsicherheit nicht zu erkennen gewesen sein mögen) in der Regel nicht in den Konkurs gehen lassen (vgl. aber die Ausführungen zum Regulierungsrisiko in Kumkar 1998c).

<sup>92</sup> Tendenziell ist davon auszugehen, daß die Regulierungsregeln in allen vier Regulierungsmodellen stärker in Richtung einer Anreizregulierung gehen als dies aus dem Status quo ante bekannt ist. Begründet werden kann dieses schon dadurch, daß ein gemeinsames Ziel jedes der vier Modelle die Senkung der horizontalen Marktkonzentration auf der Stufe der Erzeugung ist. Damit wird die bilaterale Abhängigkeit der Nachfrager als Kollektiv von einem einzelnen Erzeuger beziehungsweise Anbieter gesenkt. Weil dies so ist, haben die Nachfrager als Kollektiv geringeres Interesse am finanziellen Überleben eines jeden individuellen Anbieters. Ergo tendiert die Regulierung zumindest der Erzeugung eher in Richtung einer Preisgrenzenregulierung anstelle einer Renditeregulierung, da die Investitionseffizienz des Gesamtsystems weniger von den Anreizen eines einzelnen Erzeugers abhängt. Vgl. für eine auf ähnlichen Überlegungen basierenden Argumentation zur Erklärung der Deregulierungstendenzen auf der Stufe der Erzeugung in den Vereinigten Staaten Kumkar (1996c: 13). Dort wird argumentiert, daß die Probleme der traditionellen Regulierung von vertikal integrierten Gebietsmonopolisten erst zu einer vermuteten Gefahr der System-

der vier Modelle wird somit tendenziell zumindest das normale Marktrisiko in stärkerem Maße als unter der traditionellen Regulierung des Status quo ante denjenigen individuellen Marktakteuren zugewiesen, die die Investitionen tätigen.<sup>93</sup> Diese können dann auf privatwirtschaftlicher Ebene versuchen, ihre Investitionen abzusichern.

Von entscheidender Bedeutung ist der Umstand, daß zwischen und innerhalb dieser beiden grundsätzlichen Sicherungsmöglichkeiten (privater und öffentlich-rechtlicher Art) in der Regel Komplementaritätsbeziehungen positiver oder negativer Art bestehen, sie also nicht unabhängig voneinander analysiert werden können: Manche Regulierungsregeln verbieten spezifische private Sicherungsmechanismen, manche machen sie schlicht überflüssig, manche erhöhen schließlich ihre Effizienz. Diese Komplementaritätsbeziehungen können darüber hinaus durch exogene Faktoren, die die Transaktionskostenhöhe oder -struktur bestimmter Institutionen ändern, tangiert werden. Insbesondere ist plausibel anzunehmen, daß der zunehmend zu geringen Kosten ermöglichte Einsatz moderner Kommunikationstechniken die relative Effizienz öffentlich-rechtlicher Instrumente senken kann.<sup>94</sup> Für jede dieser Komplementaritätsbeziehungen werden sich bei den folgenden Ausführungen Beispiele zeigen.

## 2. Privatwirtschaftliche Freiräume zur Begrenzung des Opportunitätsproblems

Von besonderem Interesse ist unter dem Aspekt des Liberalisierungszieles jedes der vier Modelle zunächst, inwieweit die Modelle *privatwirtschaftliche* Freiräume zur Begrenzung des Opportunitätsspielraums und des damit angesprochenen Problems

stabilität wegen Unterinvestitionen der Monopolisten führten und die Lösung für diese Problem in einer partiellen Liberalisierung der Erzeugung gesucht wurde, die eine Dekonzentration auf dieser Stufe zum Ziel hatte.

<sup>93</sup> Mit anderen Worten werden zumindest Teile der Systemplanung und hierbei insbesondere der langfristigen Kraftwerkseinsatzplanung stärker dezentralen und privatwirtschaftlichen Entscheidungsträgern überlassen.

<sup>94</sup> Beispielhaft sei auf den Umstand verwiesen, daß die finnische Strombörse El-Ex vollständig via Internet abgewickelt wird, wobei den Teilnehmern die Informationen über neue Vorgänge am Markt bezüglich Mengen und Preisen in Echtzeit übermittelt werden (Kumkar 1998b: 46). Auch in den Vereinigten Staaten werden beispielsweise die im Gefolge der FERC-Entscheidungen von 1996 (Order 888 und Order 889; Kumkar 1997c) entstandenen Kommunikationssysteme zur Koordinierung von Netznutzungen („OASIS Open Access Same-Time Information System“) via Internet organisiert. Die Informationsmengen, die über diese Systeme alleine bezüglich System- und Netzausfällen ausgetauscht werden, sind nach Erfahrungen des Autors, der an einigen Systemen als passiver Teilnehmer partizipiert, enorm.

des Raubüberfalls vorsehen. Diese werden daher im folgenden skizziert. Auf die Aufgaben, Ziele und Spielräume des Regulierers sowie und die damit verbundenen (*öffentlich-rechtlich* bedingten) Transaktionskosten wird im Anschluß eingegangen.

Im *Alleinabnehmermodell* sind die privatwirtschaftlichen Spielräume insgesamt sehr eng ausgestaltet: Die intensive Regulierung des Stromhandels läßt für private freiwillige Vereinbarungen zur Allokation der Investitionsrisiken keinen Platz. Dies gilt sowohl für normale Marktrisiken als auch und insbesondere für die Risiken opportunistischen Verhaltens einzelner Marktakteure. So steht es beispielsweise den Eigentümern von Kraftwerken nicht frei, mit Abnehmern auf der Groß- oder Einzelhandelsebene Lieferverträge zu schließen, um auf diese Weise Markt- und Opportunitätsrisiken individuell zu alloziieren und zu begrenzen. Letztlich sind alle Marktakteure im Stromhandel (Erzeuger, Alleinabnehmer und Nachfrager) in sehr erheblichem Maße auf die Entscheidungen des Regulierers angewiesen.<sup>95</sup> Die gesamten Motivationstransaktionskosten im Bereich des Stromhandels werden somit entscheidend von der Glaubwürdigkeit des Regulierers und den konkreten Regulierungsregeln für den Stromhandel determiniert. Damit sind die privatwirtschaftlichen Spielräume zur Sicherung spezifischer Investitionen kleiner als im Status quo ante: Dort ist den integrierten Unternehmen immerhin der Abschluß interner (impliziter oder expliziter) oder hybrider Lieferverträge weitgehend erlaubt; die Regulierungseingriffe beschränken sich im wesentlichen auf die umfassende Endpreisregulierung — in Verbindung mit der Zusicherung geschlossener Versorgungsgebiete und einer korrespondierenden Versorgungspflicht für die hierdurch vollständig gefangenen Kunden. Im Alleinabnehmermodell ist der Abschluß von hybriden Lieferverträgen auf der Großhandelsebene explizit der Genehmigungspflicht des Regulierers unterworfen; der Form der Verträge wird im Rahmen des konkret gewählten Alleinabnehmermodells (Ausschreibungs- oder Einspeisungspreisregulierungsansatz) engen Restriktionen unterworfen. Ergo wird die Ausschöpfung vertikaler Komplementaritäten in beiden oben genannten Dimensionen (S. 75) fast aus-

<sup>95</sup> Im U.S.-amerikanischen Fall der Ausschreibungsmodelle im Gefolge des PURPA wurden den Gebietsunternehmen regelmäßig der Abschluß von Standardankaufsverträgen vorgeschrieben, deren preisliche Konditionen in den Auktionen ermittelt worden sind (vgl. Abschnitt II.B). Deren vergleichsweise rigide Formulierung und lange Laufzeit erlauben kaum Flexibilität auf geänderte Marktbedingungen und sichern den Eigentümern der begünstigten Kraftwerke einen Großteil ihrer Investitionen ab. Unter den Bedingungen des gebietsmonopolistischen Status der Verteilerunternehmen hatten diese auch nur geringe Probleme mit ihrer Risikoträgerschaft gegenüber den Kraftwerkseigentümern, da sie das Risiko zum überwiegenden Teil auf ihre gefangenen Endkunden überwälzen konnten. Mit dem sukzessiven Wegfall der Gebietsmonopole im Gefolge der derzeitigen Liberalisierungen ändert sich dieses Bild allerdings entscheidend und führt unter Umständen zum Problem der gestrandeten (nichtamortisierbaren) Investitionen des (Ex-)Monopolisten. Ob die PURPA-Verträge angesichts ihrer geringen Flexibilität effizient gewesen sein mögen, soll hier offen bleiben, Zweifel sind jedoch angebracht.

schließlich der öffentlichen Regulierung überlassen: Weder wird die Ausschöpfung von Komplementaritäten zwischen der Erzeugung und dem Transport freiwillig gebildeten privatwirtschaftlichen Institutionen überlassen, noch unterliegt die Koordinierung des Stromangebots mit der Stromnachfrage den Regeln rein privatwirtschaftlicher Institutionen.

Im *Modell spezifischer Durchleitungsrechte* sind die Spielräume hingegen ähnlich denen des Status quo ante. Der Bildung hybrider Koordinierungsstrukturen insbesondere auf der Stufe des Großhandels werden keine modellbedingten Restriktionen auferlegt. Trotzdem erfüllen auch im Modell spezifischer Durchleitungsrechte (i) die Zusicherung geschlossener Versorgungsgebiete, (ii) die Versorgungspflicht und (iii) die Endpreisregulierung wichtige Sicherungsfunktionen. Im Unterschied zum Status quo ante (und erst recht gegenüber dem Alleinabnehmermodell) gilt allerdings, daß der Zubau von Anlagen für die Belieferung von zugelassenen Kunden explizit von der Regulierung und deren Garantieinstrumenten ausgenommen ist. So kann sich beispielsweise der Investor in ein unabhängiges Kraftwerk nicht darauf verlassen, daß der Abnehmer, etwa ein großer Industriekunde, nach Tätigen der Investition kein opportunistisches Verhalten an den Tag legt. Im Gegenteil muß er befürchten, daß der Abnehmer unter Umständen Nachverhandlungen des ex ante geschlossenen Liefervertrags verlangt. Daher muß der Investor gegebenenfalls versuchen, mit seinem Kunden einen Liefervertrag zu schließen, der Sicherungsinstrumente vorsieht. Dies ist regelmäßig mit Koordinierungs- und Motivationskosten verbunden.

Während diese Kosten bei der Belieferung der gefangenen Kunden weitgehend von den Entscheidungen des Regulierers abhängen, werden sie bei der Belieferung zugelassener Kunden von anderen Faktoren bestimmt, insbesondere vom Netzausbaustand, von der Marktgröße und vom institutionellen Umfeld:<sup>96</sup>

Der *Netzausbaustand* bestimmt nämlich darüber, inwieweit die Belieferung des Kunden durch Entscheidungen der Transportunternehmen ver- oder behindert werden kann. Er ist somit ein Indikator für das *Wettbewerbspotential in der Stromwirtschaft*. Ceteris paribus ist die strategische Position der Transportunternehmen um so besser, je schlechter das Transportnetz ausgebaut ist, da sie in diesem Fall fremde Durchleitungen durch das eigene Netz leichter unterbinden können. Etwaiges derartiges Verhalten ist für Außenstehende (Durchleitungsbegehrende, Gerichte, Regulierer) unter den Bedingungen der erheblichen Informati-

<sup>96</sup> Selbstverständlich könnten (und sollten) auch die Entscheidungen des Regulierers beispielsweise vom Netzausbaustand abhängen.

onsasymmetrien kaum oder nur schwer zu entdecken und zu ahnden. Das Wettbewerbspotential ist somit c.p. um so kleiner, je schlechter der Netzausbaustand ist.<sup>97</sup>

Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte existiert darüber hinaus kein Regulierungsmechanismus, der eine Verbesserung des Netzausbaustands bedingen würde; im Gegenteil dürften die vertikal integrierten Transportunternehmen in der Regel (durch die Regulierung unbehinderten) Anreizen unterliegen, durch restriktiven Netzausbau fremde Durchleitungen eher zu behindern, als sie zu erleichtern.

Die *Marktgröße*, bestimmt von der Zahl und der quantitativen Bedeutung der insgesamt zugelassenen Kunden in einem Stromsystem, hat bei gegebener Größe der Kraftwerkseinheiten einen dem Netzausbaustand vergleichbaren Einfluß auf die Transaktionskosten der Absicherung spezifischer Investitionen: Je höher die Zahl der Kunden ist, die ihren Lieferanten wechseln können, desto geringer sind die durchschnittlichen Transaktionskosten (pro kWh), da ein Erzeuger c.p. weniger auf die Aufrechterhaltung einer spezifischen Lieferbeziehung zu einem Kunden angewiesen ist, da er bei Wegfall dieses Kunden bei großer Marktgröße eher in der Lage ist, neue Kunden zu finden. Mit anderen Worten sinkt bei steigender Marktgröße ähnlich wie bei einer Verbesserung des Netzausbaustands die Spezifität der Investitionen in Erzeugungsanlagen und sinken damit auch die hierdurch bedingten Transaktionskosten.<sup>98</sup> Somit ist auch die Marktgröße ein Indikator für das *Wettbewerbspotential in der Stromwirtschaft*. Ceteris paribus ist das Wettbewerbspotential um so kleiner, je geringer die Marktgröße ist.

Das *institutionelle Umfeld* schließlich bestimmt ebenfalls über die Höhe der Absicherungs(Transaktions-)kosten für die spezifischen Investitionen. Ceteris paribus sind diese Kosten um so niedriger, je stabiler und je ausgestalteter, also vollständiger, der Rechtsrahmen ist, innerhalb dessen die Stromunternehmen agieren. Dies liegt darin begründet, daß das Regulierungsrisiko c.p. um so geringer ist, je stabiler und stabiler ausgestalteter der Rechtsrahmen ist.

<sup>97</sup> Bemerkenswerterweise scheint dies im (empirisch relevanten) Extremfall ein Argument dafür zu sein, daß im europäischen Status quo ante überhaupt keine Durchleitungen zustande gekommen sind: Solange keine Durchleitungen stattfinden, existiert auch kein Markt für Durchleitungen. Ergo kann es offenbar aus juristischen Gründen nach Art. 86 EGV auch keinen Mißbrauch einer Marktbeherrschenden Stellung geben, die von den Kartellbehörden geahndet werden könnte, da schlicht keine „Markt“-Stellung existiert und daher auch kein Wettbewerb durch Maßnahmen nach Art. 86 EGV geschützt werden kann. Vgl. diesbezüglich zum EU-Kartellrecht aus juristischer Sicht Basedow (1997: 125–130).

<sup>98</sup> Die geschilderte Senkung der Motivationstransaktionskosten wird vermutlich ergänzt durch eine gleichgerichtete Senkung der Koordinierungstransaktionskosten, da beim Aufbau von Kommunikationssystemen (auch im Rahmen von Börsen) Größenvorteile vermutet werden können, die erst bei einer bestimmten Marktgröße ausgeschöpft sein werden (vgl. ausführlich Abschnitt III.E).

Somit müssen bei der Art der Ausschöpfung vertikaler Komplementaritäten im *Modell spezifischer Durchleitungsrechte* zwei Bereiche unterschieden werden: Bei Transaktionen mit dem Zweck der Belieferung gefangener Kunden übernimmt die öffentliche Regulierung die wichtigste Rolle: Weder wird die Ausschöpfung von Komplementaritäten zwischen der Erzeugung und dem Transport freiwillig gebildeten privatwirtschaftlichen Institutionen überlassen, noch unterliegt die Koordinierung des Stromangebots mit der Stromnachfrage den Regeln rein privatwirtschaftlicher Institutionen. Bei Transaktionen mit dem Zweck der Belieferung zugelassener Kunden hingegen wird nurmehr die Koordinierung der Erzeugung mit dem Transport der öffentlichen Regulierung unterworfen. Hier übernimmt der Regulierer — wie in allen in diesem Papier betrachteten Modellen — wichtige Sicherungsmechanismen und insbesondere die Aufgabe, Erzeuger (und Nachfrager) vor opportunistischem Verhalten der Transportunternehmen zu schützen. Die Koordinierung des Stromangebots mit der Nachfrage hingegen wird diesbezüglich (das heißt für zugelassene Kunden) rein privatwirtschaftlichen Institutionen überlassen. Dies impliziert auch, daß ein Vertrag zwischen einem Stromerzeuger und einem Nachfrager implizite oder explizite, durchsetzbare Sicherungsklauseln enthalten muß, wenn tatsächlich eine wesentliche Beziehungsspezifität bei den Anlagen vorliegt. Deren Ausmaß ist negativ mit dem Netzausbaustand und der Marktgröße korreliert und wird darüber hinaus vom institutionellen Umfeld bestimmt. Die privatwirtschaftlichen Spielräume sind zusammengefaßt im Bereich des Handels größer, im Bereich des Stromtransports kleiner als im Status quo ante.

Im *Poolmodell* sind die privatwirtschaftlichen Möglichkeiten zur Begrenzung der Opportunitätsspielräume geringer als im *Modell spezifischer Durchleitungsrechte* und im wesentlichen mit denen des *Alleinabnehmermodells* zu vergleichen. Grund hierfür ist die auch in diesem Modell vorgesehene, ausnahmslose, intensive Regulierung des Stromgroßhandels, die insbesondere jegliche Lieferbeziehungen am Pool vorbei untersagt.<sup>99</sup> Die hierdurch bedingte erhebliche Marktmacht des Pools schafft grundsätzlich erhebliches Opportunitätspotential auf seiten des Poolunternehmens. Dieses wiederum wird wesentlich durch die öffentliche Regulierung, nicht durch private Vereinbarungen begrenzt. Deutlich ist damit die wichtige Rolle des Regulierers im Rahmen der Sicherung spezifischer Investitionen: Weder wird die Ausschöpfung von Komplementaritäten zwischen der Erzeugung und dem Transport freiwillig gebildeten privatwirtschaftlichen Institutionen überlassen, noch

<sup>99</sup> Grundlage eines solchen Verbots bilateraler Lieferverträge kann unter anderem das Argument sein, daß derartige Lieferverträge inhärent ineffizient wären, da sie die kurzfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung behindern (dies ist ein entscheidendes Argument einiger Befürworter des Poolmodells; vgl. etwa Klopfer 1997).

unterliegt die Koordinierung des Stromangebots mit der Stromnachfrage den Regeln rein privatwirtschaftlicher Institutionen.

Ganz anders sieht das Bild schließlich im *Common-Carrier-Modell* aus: Dort wird im Bereich des Stromhandels alleine auf privatwirtschaftliche Anreize und Möglichkeiten zur Absicherung spezifischer Investitionen gesetzt.<sup>100</sup> Die Kosten der privatwirtschaftlichen Garantieinstrumente werden im Common-Carrier-Modell prinzipiell von den selben oben genannten Parametern (Netzaustausch, Marktgröße, institutionelles Umfeld) bestimmt wie im Modell spezifischer Durchleitungsrechte. Auch hier gilt, daß bei Transaktionen mit dem Zweck der Belieferung zugelassener Kunden — und dies sind im Fall des Common-Carrier-Modells *alle* Kunden — nurmehr die Koordinierung der Erzeugung mit dem Transport der öffentlichen Regulierung unterworfen wird. Hingegen wird die Koordinierung des Stromangebots als ganzes mit der Nachfrage rein privatwirtschaftlichen Institutionen überlassen.

Einige wichtige Unterschiede sind allerdings zu vermerken: *Erstens* ist davon auszugehen, daß der Netzausbaustand im Common-Carrier-Modell c.p. besser ist als Modell spezifischer Durchleitungsrechte. Dies liegt in der Versorgungspflicht der Transportunternehmen begründet, die eine Investitionspflicht der Transportunternehmen beinhaltet. Der bessere Netzausbaustand senkt die Spezifität der Investitionen, die aufgrund der Nichtdiskriminierungsvorschrift ohnehin geringer ist als im Modell spezifischer Durchleitungsrechte.<sup>101</sup> *Zweitens* ist die Marktgröße im Common-Carrier-Modell c.p. größer, da in diesem Modell anders als im Modell spezifischer Durchleitungsrechte jeder im Gebiet eines Stromsystems ansässige Kunde ein zugelassener Kunde ist. *Drittens* ist aufgrund der Konstruktion des Common-Carrier-Modells eine gegenüber dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte weitaus breitere Informationsbasis für den Regulierer bei der Überwachung der Netznutzungskonditionen gegeben. Dies heißt dann aber auch, daß c.p. das institutionelle Umfeld, in dem die privaten Unternehmen agieren, stabiler ist, da die gegenüber dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte weitaus größere Zahl der Durchleitungen die Transparenz auch der Entscheidungen des Regulierers steigen läßt und insofern die Unsicherheiten reduziert. Dies senkt die durchschnittlichen privatwirtschaftlichen Transaktionskosten. Auch hierdurch sinkt die Spezifität der Investitionen in Kraftwerke. Insgesamt ist also davon auszugehen, daß c.p. die durchschnitt-

<sup>100</sup> Wenn von der Transportstufenregulierung abgesehen wird, die einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung der Handelsverträge leisten kann (siehe nächster Abschnitt).

<sup>101</sup> Die dortigen „bedingten Netznutzungsrechte“ unabhängiger Erzeuger und der Nachfrager stellen das Zustandekommen der Durchleitungen unter das Zustimmungserfordernis des Transportunternehmens, das größere diesbezügliche diskretionäre Spielräume hat als im Common-Carrier-Modell.

lichen privatwirtschaftlichen Transaktionskosten<sup>102</sup> der Belieferung zugelassener Kunden im Common-Carrier-Modell geringer sind als im Modell spezifischer Durchleitungsrechte.

Allerdings sagt dies noch nichts über die totalen Transaktionskosten im Stromsystem aus. Für die Beantwortung dieser Fragestellung müssen selbstverständlich auch die Transaktionskosten der Belieferung derjenigen Kunden betrachtet werden, die im Modelle spezifischer Durchleitungsrechte gefangene Kunden sind, im Common-Carrier-Modell hingegen nicht. Ferner sind als weitere Kategorie der Transaktionskosten die Kosten auf der Stufe des Transports in die Analyse einzubeziehen. Beide letztgenannten Punkte beziehen sich auf Transaktionskosten, die wesentlich von den Entscheidungen des Regulierers im Rahmen des jeweiligen Regulierungsmodells bestimmt werden. Diese Transaktionskosten werden im folgenden unter dem Gesichtspunkt der diskretionären Spielräume des Regulierers betrachtet.

### **3. Aufgaben, Ziele sowie Spielräume des Regulierers und das Opportunismusproblem**

Korrespondierend zum unterschiedlichen Ausmaß, in dem in den einzelnen Modellen privatwirtschaftliche Freiräume zur Begrenzung des Opportunismusproblems vorgesehen sind, differiert auch der Umfang der Aufgaben des Regulierers bei der Sicherung spezifischer Investitionen. Dementsprechend differieren auch die Opportunitätsspielräume des Regulierers und generell die durch die Regulierung bedingten Transaktionskosten in den einzelnen Modellen. In diesem Abschnitt wird zunächst danach gefragt, wie die Aufgaben und Ziele der Regulierung<sup>103</sup> mit dem Ziel des Schutzes spezifischer Investitionen in den einzelnen Liberalisierungsmodellen zugeschnitten sind; im Anschluß wird darauf eingegangen, ob generelle Aussagen über die vermutlichen Opportunitätsspielräume, das resultierende Regulierungsrisi-

<sup>102</sup> Dies gilt strenggenommen nur dann, wenn die durchschnittliche Kundengröße, das heißt die durchschnittliche Nachfragemenge eines zugelassenen Kunden zwischen den Modellen nicht differiert. Es kann jedoch tendenziell erwartet werden, daß diese durchschnittliche Kundengröße im Modell spezifischer Durchleitungsrechte höher liegt als im Common-Carrier-Modell (vgl. obige Ausführungen zum Kreis der Netznutzungsberechtigten im Modell spezifischer Durchleitungsrechte in Kapitel II.). Hierauf und auf die diesbezüglichen Konsequenzen für die durchschnittlichen Transaktionskosten wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

<sup>103</sup> Wenn im folgenden von Aufgaben und Zielen des Regulierers die Rede ist, so sind hierunter zunächst die idealtypischen Ziele innerhalb der Modelle zu verstehen, die unter Vernachlässigung von Anreizaspekten auf Seiten des Regulierers definiert sind. Auf diese Anreizprobleme und deren Bezüge mit dem Opportunitätsspielraum des Regulierers wird zum Abschluß dieses Abschnitts eingegangen.



ko und die damit zusammenhängenden Motivationstransaktionskosten abgeleitet werden können.

Im *Alleinabnehmermodell* sind die Aufgaben des Regulierers weit gesteckt: Er bestimmt zunächst einmal, in welcher Weise die Stromerzeugung mit dem Stromtransport zu koordinieren ist. Die Bedingungen zur Ausschöpfung der diesbezüglich unterstellten Komplementaritäten werden in starkem Maß in den regulierten Ankaufsverträgen mit dem Alleinabnehmer fixiert und unterliegen andernfalls der direkten (Verhaltens-)Regulierung. Sie werden in jedem Fall nicht durch frei geschlossene privatwirtschaftliche Verträge fixiert. Darüber hinaus wird auch die Ausschöpfung vertikaler Komplementaritäten zwischen Stromangebot und Stromnachfrage weitgehend unter die Kontrolle des Regulierers gestellt: Dieser sichert den Verteilerunternehmen (unter Umständen identisch mit dem Alleinabnehmer) ein geschlossenes Gebietsmonopol im Einzelhandel zu und trägt somit wesentlich zur Sicherung der spezifischen Investitionen im Stromangebot, das heißt in Erzeugung und Transport, bei: Ähnlich dem Status quo ante können in dieser Weise nämlich Risiken weitgehend auf die gefangenen Endkunden überwältzt werden, ohne daß diese eine Ausweichmöglichkeit haben. Auf der anderen Seite werden auch die spezifischen Investitionen der Nachfrager durch den Regulierer geschützt: Die Versorgungspflicht der Verteilerunternehmen spiegelt das *Versorgungsrecht* der Nachfrager zu regulierten Preisen wider. Somit sind die Aufgaben und Ziele des Regulierers weitgehend identisch mit denen des Status quo ante und weisen dem Regulierer eine absolut dominierende Rolle in der gesamten Stromwirtschaft zu: Faktisch kann keinerlei Transaktion — sei es eine Handelstransaktion auf dem Groß- oder Einzelhandelsmarkt, sei es zwischen Erzeugern oder Nachfragern und den Transportunternehmen — ohne sein Einverständnis abgewickelt werden.

Dies ist im *Modell spezifischer Durchleitungsrechte* nicht der Fall: Zwar unterliegen Transportverträge in jedem Fall der (direkten oder indirekten) Regulierung, auch sind Handelstransaktionen mit dem Zweck der Belieferung gefangener Kunden der öffentlichen Regulierung unterstellt. Aber die Rolle des Regulierers ist eben auf die Regulierung dieser Transaktionsarten beschränkt und umfaßt nicht die Regulierung der Handelstransaktionen mit dem Zweck der Belieferung zugelassener Kunden. Ziel und Aufgabe des Regulierers ist also zum einen die Gewährleistung der Ausschöpfung von vertikalen Komplementaritäten generell zwischen Erzeugung und Transport sowie zum anderen zwischen Stromangebot und der Stromnachfrage der gefangenen Kunden.

Im *Poolmodell* sind die Aufgaben und Ziel des Regulierers wiederum anders abgesteckt. Im Bereich der Ausschöpfung vertikaler Komplementaritäten zwischen Erzeugung und Transport ist die Aufgabe des Regulierers weiter gesteckt als im Alleinabnehmermodell und im Modell spezifischer Durchleitungsrechte. Dies liegt in der Nichtdiskriminierungsregel begründet, die den Transportunternehmen auferlegt

wird. Diese Regel zielt insbesondere auf eine gegenüber dem Status quo ante (und dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte) bessere Absicherung spezifischer Investitionen unabhängiger Erzeuger und läßt weniger Raum für diskretionäre Entscheidungen der Transportunternehmen. Die Überwachung der Einhaltung dieser Regel unter gleichzeitig notwendiger Berücksichtigung des Schutzes der Quasirenten der Transportunternehmen erfordert eine gezieltere und vermutlich mit höheren Transaktionskosten verbundene Regulierung der Transporttransaktionen als dies in den beiden anderen Modellen der Fall ist.<sup>104</sup> Im Bereich der Ausschöpfung vertikaler Komplementaritäten zwischen Stromangebot und -nachfrage, das heißt im Bereich des Stromhandels schließlich sind die Aufgaben des Regulierers im Bereich des Großhandelsmarkt weiter gesteckt als in allen anderen Modellen: Immerhin reguliert er jedwede Transaktion auf diesem Markt. Im Einzelhandelsmarkt hingegen ist keine Aufgabe des Regulierers angesiedelt: Die spezifischen Investitionen der Nachfrager sollen statt dessen durch den Wettbewerb zwischen Stromeinzelhändlern geschützt werden. Dieser Wettbewerb soll wiederum durch die Kombination der erwähnten Regulierungen des Transports und des Großhandels gewährleistet werden. Somit wird die Ausschöpfung derartiger Komplementaritäten zwar nicht durch eine direkte Regulierung aller Handelstransaktionen angestrebt; faktisch unterliegen aber die wesentlichen Kostenbestandteile des Endprodukts „gelieferter Strom für Endverbraucher“ der öffentlichen Regulierung.

Im *Common-Carrier-Modell* schließlich erfüllt der Regulierer Absicherungsfunktionen allein im Bereich des Stromtransports. Die intensive Regulierung dieser Stufe insbesondere durch die Auferlegung der Nichtdiskriminierungsregel soll die spezifischen Investitionen sowohl der Erzeuger als auch der Nachfrager schützen, in dem ähnlich dem Poolmodell, aber darüber hinaus gehend, durch diese gezielte Regulierung Wettbewerb im Stromhandel gewährleistet wird. Anders als im Poolmodell unterliegt die Ausschöpfung vertikaler Komplementaritäten zwischen Angebot und Stromnachfrage nur insofern der Regulierung, als die Kostenkomponente des Transports reguliert ist, nicht hingegen der Großhandelspreis für Strom. Die Aufgabe des Regulierers mit dem Zweck der Absicherung spezifischer Investitionen auf Angebots- und Nachfrageseite ist somit im *Common-Carrier-Modell* enger abgesteckt als in allen anderen betrachteten Liberalisierungsmodellen.

<sup>104</sup> Dies liegt auch darin begründet, daß im Poolmodell die Transportunternehmen zumindest potentiell vertikal desintegrierte Unternehmen sind und die Budgetrestriktion (zu beachten ist die Existenzsicherungsklausel, die i.d.R. vom Regulierer zu berücksichtigen ist) bei diesen Unternehmen anders ausgestaltet ist als dies bei den vertikal integrierten Transportunternehmen im Alleinabnehmermodell und im Modell spezifischer Durchleitungsrechte der Fall ist: Dort werden vom Regulierer „zu niedrig“ angesetzte Transportpreise nicht notwendig den Ruin des Transportunternehmens bedingen, im Poolmodell zumindest mittel- bis langfristig sehr wohl. Dies erhöht im Poolmodell c.p. den Informationsbedarf des Regulierers.

Was folgt aus den vorstehenden Betrachtungen zur Frage der durch den Regulierer maßgeblich beeinflussten Transaktionskosten? Zwei Fragekomplexe sind zu unterscheiden: Zum einen die Frage der Motivationstransaktionskosten, zum anderen die Frage der Koordinierungstransaktionskosten. Der zweite Komplex soll an dieser Stelle nicht erörtert werden; er wird in den folgenden Abschnitten diskutiert. Im vorliegenden Abschnitt liegt der Schwerpunkt der Analyse auf den Garantieinstrumenten für spezifische Investitionen und den damit zusammenhängenden Opportunitätsspielräumen

Zu fragen ist in diesem Zusammenhang insbesondere, ob generelle Aussagen über die relative Höhe der regulierungsbeeinflussten oder -bedingten Motivationstransaktionskosten in den einzelnen Modellen abgeleitet werden können. Zu diesem Zweck sei zunächst angenommen, daß das institutionelle Umfeld, innerhalb dessen der Regulierer operiert, in allen vier Liberalisierungsmodellen identisch ist.<sup>105</sup> Es sei zusätzlich angenommen, daß der Regulierer unabhängig von der Wahl des konkreten Modells die Restriktion einer Existenzsicherungsklausel für die regulierten Unternehmen beachten muß.<sup>106</sup>

Dann kann plausiblerweise angenommen werden, daß der diskretionäre Spielraum des Regulierers um so größer ist, je eher vertikal integrierte Unternehmen die Stromwirtschaft kennzeichnen und je umfangreicher die Menge der Regulierungsbereiche ist, die seiner Regulierungskompetenz unterliegen. Diese Annahme wird dadurch begründet, daß bei vertikal integrierten Unternehmen die Existenzsicherungsklausel für die Regulierung einzelner Transaktionsarten beziehungsweise einzelner Regulierungsbereiche weniger bindend ist als bei vertikal desintegrierten Unternehmen: Die Festlegung eines Transportpreises unter den relevanten Kosten (in diesem Fall die „stand-alone costs“, Einzelproduktionskosten) wird ein desintegriertes Transportunternehmen mittel- bis langfristig in den Ruin treiben und verletzt somit zumindest in dieser Zeitperspektive deutlich und für außenstehende transparent erkennbar die Existenzsicherungsklausel. Ein derartiges Verhalten des Regulierers dürfte c.p. nicht innerhalb der Kompetenz des Regulierers liegen. Anders ist dieses Bild im Fall vertikal integrierter Transportunternehmen: Hier führen derartige Preise unter Kosten nicht notwendig in den Ruin des regulierten Unternehmens, sondern könnten durch überhöhte regulierte Preise in anderen Regulie-

<sup>105</sup> Das heißt auch, daß die grundsätzliche Entscheidung, inwieweit der Regulierer unabhängig ist, nicht von der Wahl des konkreten Modells abhängt. Allerdings ist zu vermerken, daß bereits die Festlegung der Regulierungsbereiche bei der Wahl des konkreten Modells die diskretionären Spielräume des Regulierers massiv beeinflusst.

<sup>106</sup> Diese Klausel könnte gesetzlich explizit fixiert sein (Beispiel der „fair rate of return“-Klausel in den Regulierungsgesetzen der Vereinigten Staaten, sie könnte aber auch via Verwaltungs- oder Verfassungsrecht und die laufende Rechtsprechung fixiert sein.

rungsbereichen soweit ausgeglichen werden, daß die Existenzsicherungsklausel erfüllt ist.<sup>107</sup> Angesichts der Komplexität der Transaktionen in der Stromwirtschaft ist ein derartiges Vorgehen via Quersubventionen, selbst wenn es durch das institutionelle Umfeld untersagt wäre, für Außenstehende nur schwer zu entdecken und daher beispielsweise durch Gerichte kaum zu ahnden. Hinzu kommt, daß eine derartige Praxis der Quersubventionen ein gewolltes Mittel sein kann, um entweder allgemeinpolitische Ziele zu verfolgen (*service public*), oder aber die Wohlfahrt durch Ramsey-angenäherte Preisstrukturen zu erhöhen.<sup>108</sup> Unter diesem Gesichtspunkt kann gefolgert werden, daß auch die Opportunitätsspielräume des Regulierers c.p. mit der Menge der Regulierungsbereiche und mit der Bedeutung vertikal integrierter Stromunternehmen zunehmen.

Hinzu kommt, daß die Marktgröße einen Einfluß auf die diskretionären Spielräume des Regulierers haben dürfte: Bei einem kleinen Markt finden beispielsweise c.p. weniger fremde Netznutzungen, das heißt Durchleitungen statt. Dies macht die Transaktionen in stärkerem Maße idiosynkratisch, erhöht das relevante Ausmaß der Heterogenität der Transaktionen und erschwert hierdurch den Vergleich der Netznutzungskonditionen für Netznutzer und Außenstehende gegenüber dem Fall einer umfangreicheren Marktgröße. Ähnliches gilt für den Zusammenhang mit dem Netzausbaustand. Ein schlechter Ausbaustand erhöht c.p. die Heterogenität der Durchleitungstransaktionen. Dies heißt aber, daß sowohl die Regulierung der Transportunternehmen durch den Regulierer unter der angenommenen Existenzsicherungsklausel erschwert wird, als auch, daß die Regulierung beziehungsweise Überwachung des Regulierers durch Netznutzer und Außenstehende erschwert wird.

Zusammengefaßt sind die Opportunitätsspielräume des Regulierers c.p. (i) um so größer, (i) je kleiner der Markt ist, je schlechter der Netzausbaustand ist und je heterogener hierdurch die regulierten Transaktionen sind, (ii) hiermit teilweise zusammenhängend, je mehr Regulierungsbereiche der Regulierungskompetenz des Regulierers unterliegen und schließlich (iii), je mehr vertikal integrierte Stromunternehmen die Stromwirtschaft prägen. Hieraus kann wiederum gefolgert werden, daß die hierdurch bedingten Motivationstransaktionskosten in der Regel im Fall des Alleinabnehmermodells und des Modells spezifischer Durchleitungsrechte c.p. höher liegen als im Fall des Poolmodells und des Common-Carrier-Modells<sup>109, 110</sup>.

<sup>107</sup> Vom Problem der Zurechnung von Gemeinkosten soll an dieser Stelle abgesehen werden, das die geschilderten Probleme nur verstärkt und ein weiteres Argument für die c.p. größeren diskretionären Spielräume des Regulierers ist.

<sup>108</sup> Vgl. Kumkar (1998c: Fn. 47).

<sup>109</sup> Im Common-Carrier-Modell sind die Unternehmen nicht notwendig vertikal desintegriert. Sie werden dies aber vermutlich schnell sein, wenn die Transportsparten aufgrund der Regulie-

#### 4. Fazit

Im diesem Abschnitt wurde nach den Absicherungsmechanismen für spezifische Investitionen in den einzelnen Modellen gefragt. Dabei wurde berücksichtigt, daß in privatwirtschaftliche und öffentlich-rechtliche Instrumente unterschieden werden muß, da auch die diesbezüglichen Opportunismusprobleme zwischen den Modellen erheblich differieren. Festzuhalten bleibt zunächst einmal, daß die privatwirtschaftliche Absicherungsmechanismen in den einzelnen Liberalisierungsmodellen grundlegend differierende Relevanz haben. Sowohl im Alleinabnehmer-, als auch im Poolmodell wird ihnen kaum Raum gelassen. Die ausnahmslose und intensive Regulierung jeglicher Transaktionen auf dem Großhandelsmarkt erlaubt den Einsatz rein privatwirtschaftlicher Instrumente weder zur Ausschöpfung vertikaler Komplementaritäten zwischen den Stufen der Erzeugung und des Transports noch zur Ausschöpfung der ebenfalls vertikalen Komplementaritäten zwischen dem Stromangebot als Ganzes und der Stromnachfrage. Durch diesen Umstand bedingt, können auch die spezifische Investitionen in Erzeugungs- und Transportanlagen in nur sehr geringem Maß durch privatwirtschaftliche Verträge abgesichert werden, sondern bedürfen in weitem Umfang der Absicherung durch die Regulierung.

Dies ist sowohl im Modell spezifischer Durchleitungsrechte als auch im Common-Carrier-Modell in weitaus geringerem Umfang der Fall: In diesen beiden Modellen können privatwirtschaftliche Instrumente eine wichtige Rolle bei der Ausschöpfung der vertikalen Komplementaritäten und damit auch bei der Absicherung der spezifischen Investitionen übernehmen. Dabei steigt die Effizienz dieser Art der Absicherung generell (i) mit steigender Güte des Netzausbaustands, (ii) mit steigender Marktgröße und schließlich (iii) mit steigender Stabilität des institutionellen

rungspraxis Verluste einfahren, um hierdurch Druck auf den Regulierer auszuüben, die Preise für Transportdienstleistungen zu erhöhen. Diese Option der Transportunternehmen ist im Alleinabnehmermodell oder im Modell spezifischer Durchleitungsrechte weitaus weniger attraktiv (wenn auch nicht undenkbar), da die dortige (umfassende) Versorgungspflicht der integrierten Stromunternehmen eine derartiges Verhalten unterbinden oder aber zumindest erheblichen Restriktionen unterwerfen wird.

<sup>110</sup> Auf der anderen Seite haben die gleichen Faktoren unter Umständen auch einen gegenteiligen Effekt auf die Motivationstransaktionskosten der Regulierung, der allerdings nichts mit den Opportunitätsspielräumen des Regulierers, sondern mit den Auswirkungen der Existenzsicherungsklausel unter dem Gesichtspunkt der unvollständigen Informationen zu tun hat: Gegeben die Unsicherheiten über zukünftige Kosten- und Nachfrageentwicklungen, wird der Regulierer in den erlaubten Preisen eine Risikoprämie berücksichtigen, um eine bestimmte Wahrscheinlichkeit der Einhaltung der Existenzsicherungsklausel für diskrete Zeitperioden (eine oder mehrere Regulierungsperioden) zu erreichen. Wenn das so ist, dann wird diese Risikoprämie plausiblerweise um so höher sein, je weniger integriert das regulierte Unternehmen ist (wenn die Risiken nicht voll korreliert sind).

Umfelds. Angesichts der größeren Zahl der zugelassenen Kunden im Common-Carrier-Modell und der Gültigkeit der Nichtdiskriminierungsregel für die Stufe des Stromtransports kann ferner davon ausgegangen werden, daß die mit der Ausschöpfung der vertikalen Komplementaritäten und der Absicherung der spezifischen Investitionen zu assoziierenden, durchschnittlichen Transaktionskosten im Common-Carrier-Modell unter denen des Modells spezifischer Durchleitungsrechte liegen.

Schließlich ist festzuhalten, daß die Opportunitätsspielräume des Regulierers und die damit verbundenen Transaktionskosten negativ mit der Güte des Netzausbaustands und der Marktgröße korreliert sind. Sie steigen c.p. positiv mit der Zahl der Regulierungsbereiche und steigen darüber hinaus mit dem Ausmaß, in dem vertikal integrierte Unternehmen die Stromwirtschaft prägen. Die mit den öffentlich-rechtlichen Absicherungsmechanismen verbundenen Transaktionskosten liegen somit im Alleinabnehmermodell und im Modell spezifischer Durchleitungsrechte c.p. höher als im Poolmodell und im Common-Carrier-Modell.<sup>111</sup>

### **C. Zur Rolle regional differenzierter Strom- und Netznutzungspreise**

Wie in der vorliegenden Arbeit betont wurde, kann Strom nicht allein als homogenes Gut betrachtet werden, sondern ist als ein in Zeit und Raum heterogenes Gut zu charakterisieren. Die diesbezüglichen Koordinierungsaufgaben weisen sowohl horizontale als auch vertikale Aspekte auf.<sup>112</sup> Die wesentliche Aufgabe des Systembetriebs und der Systemplanung besteht darin, die dezentralen Entscheidungen aller Akteure unter Allokationsgesichtspunkten derart zu koordinieren, daß sich die zeitlichen und räumlichen Kostendifferenzen in den Verwendungen des Guts Strom niederschlagen. Mit anderen Worten müssen — unter Berücksichtigung der hiermit zu assoziierenden Transaktionskosten — die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, daß den Stromverbrauchern und den Einspeisern der ökonomische Wert der von ihnen in Anspruch genommenen Leistungen signalisiert wird.

In diesem Abschnitt wird der Frage nachgegangen, ob bei der Ermittlung regionaler und zeitlicher Preisstrukturen Unterschiede zwischen den vier Liberalisierungs-

<sup>111</sup> Diese Aussagen gelten unabhängig davon, ob die Opportunitätsproblematik des Regulierers auf dessen eigene Selbstbindungsprobleme bei grundsätzlich „wohlmeinendem“ Verhalten oder aber auf eigennutzorientiertes Verhalten zurückzuführen ist.

<sup>112</sup> Der erste Aspekt bezieht sich die Koordinierung von Erzeugung und Verbrauch auf den jeweiligen Stufen, der zweite bezieht sich auf die Koordinierung zwischen den Stufen der Erzeugung, des Transports und des Verbrauchs.

modellen identifiziert werden können, ob also modellimmanente Vor- und Nachteile bei der Annäherung an optimale Preisstrukturen existieren. Dabei wird als Ausgangspunkt zunächst auf den Status quo ante zurückgegriffen (Abschnitt III.C.1), anschließend die grundsätzlichen Ansätze zur Bildung optimaler Preisstrukturen in liberalisierten Stromwirtschaften dargestellt (Abschnitt III.C.2) und schließlich auf die einzelnen Liberalisierungsmodelle (Abschnitt III.C.3) eingegangen.

Während im letzten Abschnitt, der sich mit den spezifischen Investitionen und den diesbezüglichen Opportunismusproblemen befaßte, auch und insbesondere auf die Möglichkeiten des Regulierers zum opportunistischen Verhalten eingegangen wurde, soll im vorliegenden Abschnitt von derartigen Problemen abstrahiert werden: Statt dessen wird zunächst davon ausgegangen, daß der Regulierer weder Selbstbindungsproblemen ausgesetzt ist noch eigenen Anreizen unterliegt, die ein Regulierungsrisiko und die damit zu assoziierenden Transaktionskosten verursachen würden.

## **1. Preisstrukturen im Status quo ante**

Im Status quo ante ist bezüglich der Preisdifferenzierung in Angebots- und Nachfrageentscheidungen zu unterscheiden: Auf der *Angebotsseite* kann davon ausgegangen werden, daß der weitgehend unternehmensintern (hierarchisch) koordinierte Systembetrieb die Komplementaritäten zwischen Erzeugung und Transport, mit anderen Worten die räumliche Struktur der Strombereitstellungskosten zumindest insofern berücksichtigte, daß die Netzverluste kein „zu großes“ Ausmaß annahmen und mit drohenden Netzengpässen derart umgegangen wurde, daß Systemzusammenbrüche weitgehend vermieden wurden.<sup>113</sup>

Dies sagt allerdings noch nichts über die Preisstrukturen aus, die für Transaktionen zwischen mehreren Akteuren Anwendung fanden. Wie an anderer Stelle dargestellt (Kumkar 1998c: Abschnitt II.C.2), waren die diesbezüglichen Preisstrukturen etwa für die Nutzung fremder Netze wirtschaftlich von eher untergeordneter Bedeutung: Die Stromflüsse konnten wegen des begrenzten Kreises an betroffenen Akteuren weitgehend innerhalb eines Systems unvollständiger und hochgradig unvollkommener (Transport-)Verträge abgewickelt werden, das in starkem Maß durch Reputationseffekte innerhalb eines geschlossenen Clubs stabilisiert wurde. Zwar existierten auch aufgrund der unvollkommenen Preisstrukturen Trittbrettfahrerver-

<sup>113</sup> Es soll an dieser Stelle nicht darüber gemutmaßt werden, inwieweit die Fragen der *Systemplanung* im Status quo ante hinsichtlich der Bildung optimaler regionaler und zeitlicher Investitionsentscheidungen adäquat beantwortet werden. Deutliche Zweifel an der diesbezüglichen Effizienz scheinen aber angebracht (vgl. Kumkar 1998c: Fn. 101).

halten und Externalitäten, sie waren aber angesichts des insgesamt geringen fremden Netznutzungsvolumens und unter Berücksichtigung der Gesamtkosten der Strombereitstellung von eher geringer Bedeutung und in jedem Fall unter der umfassenden Regulierung des Status quo ante einzelwirtschaftlich von nur geringem Interesse.

Auf der *Nachfrageseite* ist das Bild etwas abweichend. Es kann vermutlich nicht davon ausgegangen werden, daß der Systembetrieb diesbezüglich auch nur in Annäherung gesamtwirtschaftlich effizient abgewickelt wurde. Ähnliches ist für die Systemplanung zu vermuten.<sup>114</sup> Dies gilt insbesondere für die Koordinierung der Nachfrage kleinerer (Haushalts- und Gewerbe-)Kunden untereinander und mit der Erzeugung, das heißt sowohl in horizontaler als auch in vertikaler Hinsicht. Die Preise dieser Kundenkategorien weisen unter dem traditionellen Regulierungspostulat der „Preisgleichheit im Raum“<sup>115</sup> *regional* keine Differenzierung auf, die auf regional differenzierte Kosten der Strombereitstellung zurückzuführen wäre.<sup>116</sup> Auch eine *zeitliche* Differenzierung der Endkundenpreise ist nurmehr in sehr geringem Maße vorhanden: Die vorherrschenden uniformen und zeitinvariablen Tarife dürften auch unter der Berücksichtigung positiver (Koordinierungs-)Transaktionskosten einer zeitnaheren Messung des Stromverbrauchs kaum eine gesamtwirtschaftliche effiziente Antwort auf die zeitlich enorm schwankenden Grenzkosten der Strombereitstellung (Kumkar 1998a: Abschnitt II.C.1) sein.<sup>117</sup>

Allerdings stellten auch diese vermutlichen Ineffizienzen — ebenso wie die oben skizzierten Ungenauigkeiten bei der Bildung von Preisen für die Netznutzung — kein wirkliches Problem für die Versorgungsunternehmen dar. Im Gegenteil kann davon ausgegangen werden, daß die Regulierungspraxis des Status quo ante sogar

<sup>114</sup> So hatten die Nachfrager unter den bisherigen Rahmenbedingungen nur geringe Anreize, ihre Nachfrage in zeitlicher Dimension an den enorm schwankenden kurzfristigen Erzeugungskosten zu orientieren; die Installation von den individuellen Lastverlauf beeinflussenden Geräten wurde somit kaum ins Auge gefaßt (beispielsweise ist es durchaus denkbar, daß in absoluten Systemspitzenlastzeiten ein Kühlschranks automatisch für wenige Minuten abgeschaltet wird, wenn dem Nachfrager die korrekten Preissignale übermittelt werden würden). Einzig diesbezüglich nennenswerte Ausnahme bildet die Raumwärmeerzeugung für Wohnzwecke (Nachtspeicherheizungen).

<sup>115</sup> Dieses Postulat gilt nur innerhalb der jeweiligen geschlossenen Versorgungsgebiete. Vgl. für eine Analyse und Kritik der durch dieses Postulat bedingten Quersubventionen Kumkar (1997a: Abschnitt C.III).

<sup>116</sup> Die bestehenden regionalen Unterschiede sind statt dessen vornehmlich auf Gebietsgrenzen der bisherigen Monopolisten zurückzuführen und liegen somit eher in Kostenniveauunterschieden zwischen diesen Unternehmen begründet.

<sup>117</sup> Die allenfalls vorhandene Differenzierung in zwei Tarifzonen (Tag-/Nachtstrom) deckt sich in keiner Weise mit den Kostenstrukturen in der Strombereitstellung.



das Interesse der Unternehmen an einer Ausweitung der Kapitalbasis förderten:<sup>118</sup> Diese Kapitalbasis ist um so größer, je höher die Spitzenlast ist. Diese ist wiederum c.p. desto höher, je zeitinvariabler die Endkundenpreise sind.<sup>119</sup>

Zusammengefaßt kann festgehalten werden, daß die Preisstrukturen im Status quo ante nur in geringem Maß an gesamtwirtschaftlichen Effizienzkriterien ausgerichtet waren: Die hierdurch bedingten Ineffizienzen gingen weitgehend oder ausschließlich zu Lasten der Endkunden und die Unternehmen unterlagen kaum einzelwirtschaftlichen Anreizen, in Annäherung optimale Preisstrukturen zu entwickeln und zu implementieren.

## **2. Die beiden grundsätzlichen Ansätze zur Bildung optimaler Preisstrukturen in liberalisierten Stromwirtschaften**

Zu fragen ist im folgenden, ob Aussagen darüber getroffen werden können, unter welchen Bedingungen welches der vier Modelle am ehesten geeignet scheint, optimale Preisstrukturen zu implementieren. Hierfür müssen zunächst die grundsätzlichen Ansätze zur Bildung optimaler Preisstrukturen skizziert werden.

Für alle Liberalisierungsmodelle gilt zunächst einmal, daß die volkswirtschaftliche Bedeutung des Grads der Ausdifferenzierung von Preisstrukturen gegenüber dem Status quo ante erheblich zunimmt. Dies liegt bereits darin begründet, daß jedes der Modelle auf eine horizontale Dekonzentration zumindest auf der Stufe der Erzeugung abzielt. Diese Dekonzentration geht logisch mit einer Zunahme der Zahl der tatsächlichen und potentiellen Akteure in einem Stromsystem einher. Dieser Umstand ist wiederum dafür verantwortlich, daß der Umfang und die Bedeutung der Transaktionen zwischen grundsätzlich autonom agierenden Unternehmen, gemessen am Status quo ante, zunimmt. Es ist bereits an anderer Stelle (Kumkar 1998c: Abschnitt II.C.2) darauf hingewiesen worden, daß daher beispielsweise die bisherigen Nutzer- und Eigentümerclubs im Bereich des Stromtransports unter den Bedingungen jedes der vier Liberalisierungsmodelle ineffizient werden, selbst wenn sie es unter dem Status quo ante nicht gewesen wären: Sie stellen unter den Bedingungen einer stärker desintegrierten Stromwirtschaft mit hoher Wahrscheinlichkeit eine ge-

<sup>118</sup> Vgl. hierzu die Ausführungen zur Renditeregulierung und zum Averch-Johnson-Effekt in Kumkar (1998c: Abschnitt II.B.1).

<sup>119</sup> Strenggenommen gilt die Aussage, daß die Ineffizienzen zu Lasten der Endkunden gingen, nur unter der Annahme, daß die regulierten Endpreise im Status quo ante unter den fiktiven unrestringierten Monopolpreisen lagen. Diese Annahme scheint jedoch trotz gewisser Zweifel an der Effektivität der Regulierung in der deutschen Stromwirtschaft plausibel zu sein.

samtwirtschaftlich ineffiziente Antwort auf die zugrundeliegenden Koordinierungserfordernisse und Vertragsprobleme dar.

Dies heißt aber, daß bei der Implementierung eines der vier Modelle Vorkehrungen dafür getroffen werden müssen, so daß die Preisstrukturen stärker als bislang eine zeitliche und räumliche Dimension aufweisen. Zur Bildung regionaler Preisstrukturen sind grundsätzlich zwei Verfahren denkbar:<sup>120</sup>

1. Entweder werden regional differenzierte Strompreise ermittelt, die für die Vergütung von Einspeisungen und/oder Entnahmen Verwendung finden.
2. Oder es werden differenzierte Transportpreise ermittelt, die für die Bepreisung konkreter Transportvorgänge Verwendung finden.

In der Praxis sind Kombinationen dieser beiden Verfahren dabei durchaus denkbar, wie im folgenden insbesondere bei der Analyse des Poolmodells deutlich werden wird.

Bevor im folgenden Abschnitt die denkbaren Implementierungen in den jeweiligen Modellen detaillierter betrachtet werden, sei kurz auf die grundsätzlichen Unterschiede dieser beiden Verfahren und deren Zusammenhänge mit den in Kumkar (1998b: Abschnitt II.C.1) analysierten optimalen Preisstrukturen hingewiesen. Dort wurde der Schwerpunkt auf die Analyse der Preisstrukturen für den Stromtransport, somit auf den zweiten eben erwähnten Ansatz, gelegt und in Verlustkosten und Opportunitätskosten von Netzengpässen differenziert. Von Bedeutung ist der Umstand, daß die dort ermittelten Prinzipien für optimale Preisstrukturen für den Stromtransport weitgehend identisch zu denen für optimale Einspeisungs- und Entnahmepreise sind. Sie stellen — zumindest unter Vernachlässigung von Transaktionskosten bei der Ermittlung der Preisstrukturen — nurmehr zwei Seiten der selben Medaille dar: Betrachtet man nämlich die optimalen Transportpreise in einem Stromsystem, so besagte die Regel 1 (S. 132), daß sich die kurzfristigen Grenztransportkosten zwischen den Orten A und B im Optimum an der Differenz zwischen den Grenzerzeugungskosten an diesen Orten A und B orientieren. Die Regel 2 (S. 136) besagte, daß in einem unrestringierten System die kurzfristigen Grenztransportkosten einzelner Transportvorgänge und damit die optimalen Transportpreise allein durch die Grenztransportverluste dieses Transportvorgangs bestimmt werden, während in einem durch Netzengpässe restringierten System nach Regel 3 (S. 136) die optimalen Transportpreise durch die Summe der Grenztransportverluste und der Schattenpreise des Netzengpasses bestimmt werden. Das Verfahren zur Bestimmung optimaler Transportpreise bildet somit unter Vernachlässigung von Transaktions-

<sup>120</sup> Vgl. Kumkar (1998c: Fn. 82 oder S. 76). Aus Vereinfachungsgründen wird hier der Schwerpunkt auf die räumliche Dimension gelegt.

kosten nur das Dual zum Verfahren der Bestimmung optimaler regionaler Strompreise.

In jedem Fall reflektieren die optimalen Transportpreise die Differenzen der optimalen nodalen Preise. Und optimale nodale Preise sind nichts anderes als optimale regionale Einspeisungs- und Entnahmepreise.<sup>121</sup> Dies wiederum belegt, daß beide Verfahren unter den gemachten Annahmen zu identischen Ergebnissen führen müssen:

- *Entweder* werden optimale (gebündelte) nodale Strompreise ermittelt und hiermit jede Einspeisung und Entnahme in einem Stromsystem bepreist (*Verfahren 1*). Dann ergeben sich die Transportpreise als (implizite) Preise aus den Differenzen dieser Strompreise, die an Orten mit einer Nettoeinspeisung den reinen Grenzerzeugungskosten entsprechen und an Orten mit einer Nettoentnahme der Summe aus Grenzerzeugungskosten und Grenztransportkosten und insofern gebündelte Preise für gebündelte Produkte abbilden.
- *Oder* es werden entbündelte Preise für Transportnetznutzungen ermittelt und hierdurch zumindest die Differenzen zwischen den regionalen=nodalen Strompreisen bestimmt (*Verfahren 2*). Unter Kenntnis der Grenzerzeugungskosten an einem einzigen Ort (im Systemoptimum, das heißt bei optimiertem Systembetrieb) läßt sich sofort die gesamte optimale Preisstruktur an allen Orten des Stromsystems berechnen.

### 3. Möglichkeiten der Implementierung optimaler Preisstrukturen in den vier Liberalisierungsmodellen

Zu fragen ist im folgenden danach, welches Verfahren in den jeweiligen Modellen am ehesten verfolgt werden kann, ob Kombinationen der beiden Verfahren denkbar sind und insbesondere danach, wie das Problem der Ermittlung optimaler Preisstrukturen unter den Bedingungen unvollständiger und asymmetrischer Informationen in den Modellen angegangen werden kann.

Im *Alleinabnehmermodell* finden keinerlei fremde Netznutzungen statt. Damit ist die Implementierung des zweiten oben genannten Verfahrens (S. 75) zur Bildung

<sup>121</sup> Die optimalen Einspeisungs- und Entnahmepreise sind unter Vernachlässigung von Transaktionskosten und unter Vernachlässigung von Kostendeckungsrestriktionen identisch. Sie weichen unter Umständen voneinander ab, wenn die Fixkosten der Erzeugung oder des Transports nicht über die ermittelten optimalen Preise gedeckt werden können oder positive Transaktionskosten (etwa einer zeitnahen Messung der Entnahmemengen) eine exakte Zurechnung der verursachten Kosten ineffizient werden lassen. Hiervon wird an dieser Stelle, bei der es um die grundsätzlichen Aspekte optimaler Preisstrukturen geht, abstrahiert.

optimaler räumlicher Preisstrukturen im Rahmen dieses Modells offenkundig obsolet. Statt dessen ist die Bildung der räumlichen Preise über die Ermittlung optimaler Einspeisungspreise anzugehen. Dabei sind bei der Analyse die beiden Typen des Alleinabnehmermodells, der Einspeisungspreisregulierungsansatz und der Ausschreibungsansatz (vgl. Abschnitt II.B), zu unterscheiden.

Der Regulierer steht beim Einspeisungspreisregulierungsansatz vor der Problematik, aus den verfügbaren Informationen über die Grenzerzeugungskosten an den relevanten Orten des Stromsystems angenähert optimale Einspeisungspreise zu ermitteln und dem Alleinabnehmer als Ankaufspreise für den in unabhängigen und gebietsfremden Kraftwerken erzeugten Strom vorzuschreiben. Ein praktisches Annäherungsverfahren hierfür ist, die im Rahmen der Regulierung des Alleinabnehmers erhaltenen Informationen über die interne Kosten- und Erlösstruktur des Alleinabnehmers zu verwenden. Dieses Verfahren ähnelt im Grundsatz dem Vorschlag von Hogan (1992), auf den an anderer Stelle (Kumkar 1998c: Abschnitt II.C.2) unter dem Gesichtspunkt der Opportunitätskosten von Netzengpässen bereits eingegangen wurde: Liegen dem Regulierer Informationen über die Grenzerzeugungskosten der Kraftwerke des Alleinabnehmers vor und kann zusätzlich angenommen werden, daß der bisherige Systembetrieb (in Annäherung) effizient durchgeführt wurde, kann der Regulierer die regional differenzierten Grenzerzeugungskosten als Basis räumlich differenzierter Einspeisungspreise für unabhängige und gebietsfremde Kraftwerke verwenden. Darüber hinaus könnte er erwägen, die Konditionen unterbrechbarer Lieferverträge als zusätzliches Indiz für den ökonomischen Wert der Einspeisungen zu verwenden.<sup>122</sup> Praktisches Problem dieses Verfahrens war beispielsweise in den Vereinigten Staaten, aus denen die meisten empirischen Informationen über die Probleme des Alleinabnehmermodells vorliegen, daß zum einen die derart ermittelten Strompreise aufgrund der erheblichen Informationsprobleme regelmäßig kaum räumliche Unterschiede aufwiesen und zum anderen die regulierten Preise ganz offensichtlich erheblich über den „wahren“ Grenzerzeugungskosten lagen: Das Ausmaß der durch die Implementierung des Alleinabnehmermodells bedingten und beabsichtigten Markteintritte war in vielen Regionen der Vereinigten Staaten derart groß, daß die zuständigen Regulierungskommissionen auf die Implementierung des Ausschreibungsansatzes übergingen. Grundsätzlich ist dies jedoch eher ein Problem des Preisniveaus denn der Preisstruktur im Raum. Das möglicherweise bestehende Problem der mangelnden Infor-

<sup>122</sup> Dies entspricht explizit nicht dem Ansatz des deutschen Einspeisungsgesetzes, bei dem die räumlich differierenden Transportkosten und damit die optimalen räumlichen Preisdifferenzen keinen Eingang in die Ankaufspreise des Normadressaten (des zuständigen Gebietsunternehmens) finden. Vielmehr werden nach dem das Stromeinspeisungsgesetz konkretisierenden Regulierungsbestimmungen in der Zeit und im Raum uniforme Einspeisungspreise vorgeschrieben.

mationen über die räumliche Struktur der Grenzerzeugungskosten verbleibt jedoch und läßt sich vermutlich nur über eine genauere Analyse der Kostenstrukturen des Alleinabnehmers begrenzen, als dies die umfassende Status-quo-ante-Regulierung erforderte. Mit anderen Worten muß zumindest die funktionelle Entflechtung des Alleinabnehmers über das Maß hinausgehen, das aus der traditionellen Regulierungspraxis bekannt war.<sup>123:124</sup>

Im Ausschreibungsansatz des Alleinabnehmermodells werden die erwähnten praktischen Probleme des Einspeisungspreisregulierungsansatzes allerdings ebenfalls nicht gelöst, insbesondere werden die Informationsprobleme des Regulierers bezüglich der regionalen Kostendifferenzen nicht gemindert: Werden die Ausschreibungen für Strommengen explizit für Einspeisungen an mehreren Orte eines Stromsystems organisiert, können hieraus allein keinesfalls regional differenzierte Strompreise abgeleitet werden. Ein zentrales Problem dieses Verfahrens, das Ähnlichkeiten zum in Kumkar (1998b: Abschnitt II.C.2) diskutierten Vorschlag von Chao und Peck (1996) aufweist, ist nämlich erstens der Umstand, daß die Zahl der Teilnehmer an den Auktionen, wenn sie eine starke räumliche Disaggregation aufweisen, relativ gering sein mag und daher die Ergebnisse der Auktionen nicht notwendig auch nur in Annäherung die tatsächlichen Grenzerzeugungskosten widerspiegeln müssen.<sup>125</sup> Hinzu kommt — und dies ist im Zusammenhang mit der Problematik räumlicher Preisstrukturen von noch größerer Bedeutung —, daß der Regulierer nicht umhin kommt, die Grenztransportverluste und die Opportunitätskosten von Netzengpässen zwischen den Orten des Systems monetär zu bewerten. Andernfalls kann das Problem nicht gelöst werden, wer denn tatsächlich zukünftig

<sup>123</sup> Vgl. obige Ausführungen zur umfassenden Regulierung des Status quo ante (Kapitel II), bei denen dargestellt wurde, daß die Kenntnis exakter Kostenstrukturen zur Verfolgung des primären Regulierungszieles — Begrenzung der Monopolgewinne der Stromunternehmen — von untergeordneter Bedeutung ist, da der überwiegende Teil der Transaktionen im Status quo ante innerhalb vertikal integrierter Unternehmen abgewickelt wird. Damit ist, vereinfacht formuliert, die Kenntnis der insgesamt angefallenen Kosten hinreichend für die angestrebte Regulierung der Preise.

<sup>124</sup> Unter Umständen ist der Regulierer zusätzlich in der Lage, Informationen aus der Regulierung anderer Unternehmen zu berücksichtigen. Ein derartiges Yardstick-Verfahren ist c.p. dann um so sinnvoller, je mehr vergleichbare Alleinabnehmer existieren.

<sup>125</sup> Dieses Problem wettbewerblicher Auktionen, das auch in dem weiter unten aufgegriffenen Verfahren der Auktion um Durchleitungsrechte nach Stoff (1998) auftreten kann, ist mit der Zahl der Orte, für die regionale Preise ermittelt werden sollen, von steigender Bedeutung: Bei gegebener Systemgröße und Zahl der Systemakteure nimmt die Marktmacht der Akteure mit abnehmender Größe des räumlichen Teilsystems c.p. zu. Dies gilt in der Praxis tendenziell unabhängig davon, welches Auktionsmodell implementiert, wenngleich unterschiedliche Auktionsmodelle mit unterschiedlichen Marktmachtproblematiken verbunden sind. Vgl. für einen Überblick über die diesbezügliche Literatur McAfee und McMillan (1987).

an welchem Ort welche Strommengen einspeisen darf.<sup>126</sup> Also löst auch der Ausschreibungsansatz in keiner Weise allein das Problem, simultan oder sukzessive Preisniveau und Preisstruktur für Einspeisungen und Entnahmen ermitteln zu müssen. Der Regulierer ist auch im Ausschreibungsansatz auf die Kenntnis von Transportkosten angewiesen. Dabei sind Kenntnisse über die exakten Netzverluste von eher untergeordneter Bedeutung (vgl. Kumkar 1998c: 139 f., 55 f.). Mit größeren Informationsproblemen scheint die Ermittlung der Opportunitätskosten von Netzengpässen verbunden zu sein.<sup>127</sup>

Daraus folgt, daß der Regulierer im Alleinabnehmermodell über Informationen über die Transportkosten im Gesamtsystem verfügen muß, selbst wenn er grundsätzlich nach dem oben genannten Ansatz 1 vorgeht. Diese Informationen über die Transportkosten müssen entweder aus der räumlichen Struktur der Grenzerzeugungskosten des Alleinabnehmers als dominanter Erzeuger und monopolistischer Transporteur abgeleitet werden oder aber aus Informationen direkt über Transportverluste, ergänzt durch Informationen über die Grenzerzeugungskosten derjenigen Kraftwerke des Systems, die aufgrund von Netzengpässen häufig hoch- oder runtergefahren werden müssen. In jedem Fall besteht potentiell das Problem, daß der Alleinabnehmer, solange er über eigene Kraftwerke verfügt, die regionale Struktur der Strompreise zu seinen Gunsten beeinflussen könnte und hierüber versucht, einen vertikalen Ausschluß gegenüber unabhängigen oder gebietsfremden Erzeugern zu praktizieren.<sup>128</sup> Ein weiteres modellimmanentes Problem ist die Langfristigkeit der Handelsverträge, die etwa im Gefolge einer Ausschreibung geschlossen werden. Diese sind entweder nur sehr kostspielig zu formulieren (wenn sie möglichst voll-

<sup>126</sup> Dieses Informationsproblem ist nicht dadurch zu lösen, daß ein Anbieter an mehreren Orten als Teilnehmer an den Auktionen teilnimmt. Bietet er den Strom aus einem bestimmten Kraftwerk an mehreren Orten an, ist die Höhe seiner Gebote abhängig von den von ihm gegebenenfalls zu entrichtenden Transportpreisen. Dieser Umstand verdeutlicht nur die Interdependenz regionaler Strompreise mit den Transportpreisen.

<sup>127</sup> Selbst wenn die Informationen über das Auftreten der Netzengpässe allgemein zugänglich wären, müssen die als Reaktion auf drohende Engpässe stattfindenden Kraftwerkseinsatzplanrevisionen monetär bewertet werden. Wie oben deutlich wurde, sind diese Bewertungen aber interdependent und damit in der Realität bei Vorliegen unvollständiger und asymmetrischer Informationen grundsätzlich nur in mehr oder weniger grober Annäherung zu ermitteln. Dies gilt a fortiori, wenn nur wenige vertragliche Transaktionen unter dem Alleinabnehmermodell zustande kommen, weil dann nur wenig Informationen aus ähnlich gestalteten Situationen hinzugezogen werden können.

<sup>128</sup> In diesem Abschnitt werden zwar wesentlich die Fragen der Preisstrukturen behandelt. Der sich anbietende Schluß, daß diese Problematik von der Problematik des vertikalen Ausschlusses separabel wäre, ist jedoch falsch: Es liegt auf der Hand, daß ein vertikal integriertes Transportunternehmen Anreizen unterliegen kann, über die Beeinflussung beispielsweise der Preisstrukturen für den Transport (oder der regionalen Ankaufspreise im Alleinabnehmermodell) seine eigenen Kraftwerke zu bevorzugen.

ständig und vollkommen sein sollen<sup>129)</sup> oder weisen ein nur geringes Maß an Flexibilität bezüglich geänderter Lastflußsituationen auf (wenn sie hochgradig unvollkommen, allerdings weitgehend vollständig formuliert werden). Daher werden die tatsächlich vereinbarten preislichen Konditionen der Lieferverträge insgesamt nur ein geringes Ausmaß an räumlicher Flexibilität aufweisen. Das kann akzeptabel sein, wenn das Netz sehr gut ausgebaut ist oder der Anteil unabhängiger Kraftwerke gering ist. Im erstgenannten Fall ist die Bedeutung differenzierter räumlicher Strompreise c.p. von geringerer Bedeutung als bei einem schlecht ausgebauten Netz. Im zweitgenannten Fall lohnt sich unter Umständen schon aus Koordinierungstransaktionsgründen die Bildung stark differenzierter Preisstrukturen nicht. In allen anderen Fällen muß der Regulierer wahrscheinlich sicherstellen, daß der Vertrag unvollständig formuliert wird, um ex post, das heißt nah am Zeitpunkt konkreter Lastflüsse die konkret zu zahlenden Preise festlegen zu können.

Diese Faktoren zusammengenommen bedingen, daß das Entstehen hinreichend differenzierter Strompreise einerseits in überaus starkem Maß von diskretionären Entscheidungen des Regulierers abhängt, aber andererseits kaum ein Mechanismus existiert, der ihm die hierfür notwendigen Informationen gewissermaßen automatisch zukommen läßt: Es existieren weder offene Marktpreise für Stromtransporte noch für erzeugten Strom, da jedwede Transaktion an der Stromwirtschaft mit dem Alleinabnehmer als Monopsonist beziehungsweise Monopolist abgewickelt wird. Der Erfolg der Regulierung hängt somit entscheidend von der Funktionsfähigkeit der Maßnahmen zur funktionellen Entflechtung des Alleinabnehmers ab. Im Extremfall mag daher die drastische Maßnahme der strukturellen Entflechtung angezeigt sein. Diese Aussage gilt für das Alleinabnehmermodell generell, das heißt unabhängig von der konkreten Form (Einspeisungspreisregulierungsansatz oder Ausschreibungsansatz).

Im *Modell spezifischer Durchleitungsrechte* ist die Problematik im Grundsatz ähnlich der im Alleinabnehmermodell, nur muß hier offenkundig das zweite oben genannte (S. 75) Verfahren der entbündelten Preise Verwendung finden. In diesem Fall bieten sich zwei Strategien zur Linderung der Informationsprobleme des Regulierers an: Entweder es werden die Informationen über die Kostenstrukturen desjenigen Unternehmens verwendet, das in einem Gebiet bislang als umfassender Monopolist und nun nurmehr als Monopolist für die gefangenen Kunden agiert. Dabei ist es denkbar, daß der Regulierer Informationen über die Grenzerzeugungskosten an den verschiedenen Orten des Systems berücksichtigt und es ist denkbar, daß er zusätzlich oder anstelle dessen Informationen über die entstehenden Grenzverluste und Opportunitätskosten von Netzengpässen auswertet. Oder es wird als zweite Strategie dem Transportunternehmen die Pflicht zur Auktionierung freier Trans-

<sup>129)</sup> Zur Definition der verschiedenen Vertragstypen vgl. Kumkar (1998b: Abschnitt II.D).

portkapazitäten auferlegt.<sup>130</sup> Die Koordinierungs- und Motivationskosten dieser Strategie können allerdings derart hoch sein, daß sich ein solches Verfahren gegenüber der ersten Strategie erst dann lohnt, wenn die tatsächliche Zahl der Durchleitungen ein hohes Maß angenommen hat. Dies ist jedoch im Modell der spezifischen Durchleitungsrechte kaum zu erwarten.

In jedem Fall ist der Regulierer bei der Ex-ante(oder ex post)<sup>131</sup>-Regulierung der Transportpreise wesentlich auf Informationen (auch und insbesondere über freie Netzkapazitäten) angewiesen, die ihm vom Transportunternehmen zur Verfügung gestellt werden. Damit wird deutlich, daß es angesichts der Informationsproblematik entscheidend darauf ankommt, ob die konkret ergriffenen Maßnahmen zur funktionellen Entflechtung der vertikal integrierten Transportunternehmen greifen<sup>132</sup> oder ob die Informationsasymmetrien die Grundlage signifikanten Verhaltens in Richtung der Praxis eines vertikalen Ausschlusses durch die Transportunternehmen bilden können.

Im *Poolmodell* scheinen die Probleme der Ermittlung räumlicher Strompreise, verglichen mit denen der beiden ersten Liberalisierungsmodelle, geringer. Grund hierfür ist der Umstand, daß im Rahmen des Poolmodells häufig wiederholte Auktionen für im System benötigte Strommengen organisiert werden, an denen modellimmanent jedes Erzeugungsunternehmen mit seinen Kraftwerken teilnehmen muß. Damit ist die Zahl der bereits aktiven Teilnehmer an diesen Auktionen c.p. höher als bei den möglicherweise im Rahmen des Alleinabnehmermodells veranstalteten Ausschreibungen und auch höher als bei den im Rahmen des Modells spezifischer Durchleitungsrechte möglicherweise veranstalteten Auktionen um Durchleitungsrechte. Dies hat einige Konsequenzen: (i) Die für den einzelnen Teilnehmer bestehenden Manipulationsmöglichkeiten bei gegebener Menge an Orten, für die Auktionen durchgeführt werden, sind geringer, weil die Teilnehmerzahl größer ist als im Alleinabnehmermodell oder im Modell spezifischer Durchleitungs-

<sup>130</sup> Dieses Verfahren lehnt sich an den an anderer Stelle (Kumkar 1998c: 58) skizzierten Vorschlag von Stoft (1998) zur Ermittlung optimaler Transportpreise an und unterliegt unter Umständen ähnlichen Problemen wie das Ausschreibungsverfahren im Alleinabnehmermodell (vgl. Fn. 125).

<sup>131</sup> Eine Anmerkung zur Notation: Wenn im vorliegenden Abschnitt von „Regulierung“ gesprochen wird, so ist nicht notwendig eine Regulierung von ex ante publizierten oder anderweitig einseitig erklärten Preisen (Tarifen) gemeint (Ex-ante-Regulierung). „Regulierung“ ohne weitere Qualifikation kann auch ein Ex-post-Regulierung, das heißt nachträgliche Änderung von Transaktionsbedingungen durch den Regulierer sein.

<sup>132</sup> Das Instrument der strukturellen Entflechtung steht dem Regulierer im Modell spezifischer Durchleitungsrechte nicht zur Verfügung (Kapitel II)



rechte<sup>133</sup>; (ii) die Tatsache, daß diese Auktionen häufig wiederholt werden, erhöht die Informationsbasis des Regulierers bei der Einschätzung räumlicher Erzeugungskostenstrukturen: Im Idealfall, das heißt bei hoher Teilnehmerzahl verfügt er über regionale kurzfristige Angebotsfunktionen, aus denen er regionale Erzeugungskostenfunktionen ableiten kann. Dies heißt aber, daß er bezüglich der Erzeugungskosten in nur geringerem Maß auf diesbezügliche Informationen des Transportunternehmens angewiesen ist, sondern vor allem die vom Pool ermittelten Informationen auswerten und überprüfen kann; (iii) das Transportunternehmen unterliegt einer Nichtdiskriminierungsregel, dessen Einhaltung vom Regulierer angesichts der relativ (im Vergleich zum Alleinabnehmermodell und zum Modell spezifischer Durchleitungsrechte) guten Informationslage leichter überwacht werden kann: Wären beispielsweise an einem Ort die (dem Regulierer bekannten) Angebotsfunktionen derart, daß der Strom für den Pool günstig zu erwerben ist und kann dieser Strom vom Pool nicht angekauft werden, weil das Transportunternehmen häufig Netzengpässe geltend macht, so kann der Regulierer dieses Problem gezielt untersuchen und gegebenenfalls (evtl. unter Zuhilfenahme externer Gutachter) leichter (und vermutlich schneller) ahnden beziehungsweise Gegenmaßnahmen via Forcierung von Investitionsanreizen einleiten, als dies in den beiden zuerst behandelten Liberalisierungsmodellen der Fall ist.

Ein Problem des Poolmodells kann allerdings darin bestehen, daß bei hoher Zahl der Preisregionen<sup>134</sup>, für die differenzierte Preise ermittelt werden, die Marktmacht einzelner Erzeuger an einzelnen Orten einen stark verzerrenden Einfluß auf die Preisstruktur haben kann: Nehmen wir an, die Entnahme an einem Ort wird häufig durch Netzengpässe restringiert. Dann wird ein Erzeuger, der an diesem Ort angesiedelt ist, um seine Marktmacht wissen und via Gebotsverhalten den Preis über Grenzkosten heben. Dies beeinflußt nun aber den zentral ermittelten Preis für alle an diesem Ort ausgetauschten Strommengen und gefährdet somit unter Umständen die Allokationseffizienz. Ein Mittel zur Minderung der Probleme kann nun darin bestehen, die Zahl der Preisregionen zu reduzieren und über dieses Verfahren die

<sup>133</sup> Beim Alleinabnehmermodell werden prinzipiell nur die Einspeisungspreise ermittelt, die dann in den langfristigen Handelsverträgen mit dem Alleinabnehmer fixiert werden. Die Zahl der Auktionen und der Teilnehmer ist hierdurch begrenzt: Die Erzeugung in einem bestimmten Kraftwerk, die bereits an den Alleinabnehmer verkauft wurde, kann nicht mehr an einer weiteren Auktion teilnehmen. Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte nimmt die Eigennachfrage des Transportunternehmens nach Transportkapazität nicht an den möglichen Auktionen um Durchleitungskapazität teil. Hiergegen spricht das prioritäre Eigennutzungsrecht des Transportunternehmens.

<sup>134</sup> Im Grundsatz bestimmen sich die Grenzen optimaler Preisregionen vornehmlich nach den technischen Charakteristiken des Transportnetzes, das heißt insbesondere nach den Orten häufiger Netzengpässe. Ceteris paribus gilt, daß die Zahl der Preisregionen mit der Güte des Netzausbaus korreliert ist. Auf weitere bestimmende Faktoren wird im Text eingegangen.

Zahl der Teilnehmer an den Auktionen zu erhöhen. Abgesehen davon, daß dieses Verfahren auch ein Mittel zur Senkung der Koordinierungskosten sein kann, ist es jedoch auch mit Kosten verbunden, werden doch in diesem Fall tendenziell keine regional markträumende Preise ermittelt. Zur Beseitigung von Netzengpässen müssen also weitere Instrumente implementiert werden.

Ein möglicher Ansatz zur Minderung der Probleme besteht darin, daß nicht direkt regionale Strompreise ermittelt werden, sondern die von den Einspeisern und/oder Entnehmern zu zahlenden „Transportpreise“ regional differenziert werden. Hierfür wird beispielsweise zunächst ein regional nicht differenzierter „Systemgrenzpreis“ ermittelt, den jeder Einspeiser bekommt und den jeder Entnehmer zahlt und der den Gleichgewichtspreis ohne Berücksichtigung von Netzengpässen abbildet. Die regionale Differenzierung der Strompreise wird dann darüber erzielt, daß ein Einspeiser in einer Region, die engpaßbedingt in ihrer Gesamterzeugungsmenge restringiert ist, einen positiven Einspeisungstransportpreis<sup>135</sup> zahlt, das heißt einen Gesamtpreis unter dem Systemgrenzpreis erhält, um hierdurch dessen eingespeiste Menge zu reduzieren. Spiegelbildlich zahlt ein Einspeiser in einer Region, die engpaßbedingt in ihrer Gesamterzeugungsmenge gegenüber der unrestringierten Situation nach oben korrigiert werden muß, einen negativen Einspeisungstransportpreis<sup>136</sup>, das heißt, er erhält einen Gesamtpreis, der über dem Systemgrenzpreis liegt. Ein Verfahren in Annäherung an das eben geschilderte wird im englisch/walisischen Fall praktiziert, wobei sich allerdings die regionale Differenzierung der Einspeisungstransportpreise allein an den langfristigen durchschnittlichen Netzverlustkosten und Opportunitätskosten von Netzengpässen<sup>137</sup> und nicht an den kurzfristigen Netzverlusten und Opportunitätskosten von Netzengpässen orientiert. Letztgenannte Komponente der Systemtransportkosten wird dadurch berücksichtigt, daß engpaßbedingt hochgefahre-

<sup>135</sup> Der Begriff des Einspeisungstransportpreises ist vom Begriff des Einspeisungspreises abzugrenzen. Letzterer ist ein Preis für gelieferte und eingespeiste Strommengen, den ein Anbieter von Strom *erhält*, ersterer ist ein Preis, den ein Einspeiser für die Erbringung einer (unvollständigen, weil nicht für die Belieferung eines Kunden hinreichenden) Transportdienstleistung, namentlich der Ermöglichung des Netzzugangs, an das Transportunternehmen zu *zahlen* hat.

<sup>136</sup> Vgl. Fn. 135.

<sup>137</sup> Diese Differenzierung bezieht sich dort allerdings nur auf die fixen Preiselemente des Stromtransports. Die totalen Kosten von Netzverlusten im Gesamtsystem werden darüber hinaus nicht via Transportpreiszahlungen aufgebracht, sondern via Aufschlag auf die Poolankaufspreise auf alle Nachfrager am Pool uniform umgelegt. Dies ist etwa im Common-Carrier-Modell (für das im Grundsatz die selben Fragestellungen relevant sind, vgl. die anschließenden Ausführungen im Text) Norwegens anders: Dort sind auch die variablen Transportpreise regional differenziert und tragen vollständig zum finanziellen Ausgleich der Netzverluste bei. Darüber hinaus fließen auch die kurzfristigen Opportunitätskosten von Netzengpässen (gemessen an den gegebenenfalls regional differierenden Strompreisen am Ausgleichsmarkt) in die Berechnung der variablen Transportpreise ein (Kumkar 1998b).

ne Kraftwerke ihren Gebotspreis erhalten. (Kumkar 1994).<sup>138</sup> Faktisch werden somit die Verlustkosten im englisch/walisischen Fall teilweise über den oben genannten Ansatz 2 (S. 75), das heißt über differenzierte Transportpreise berücksichtigt. Die Opportunitätskosten von Netzengpässen werden über den Ansatz 1, das heißt über regional differenzierte Strompreise, berücksichtigt.<sup>139</sup>

Dies deutet darauf hin, daß die Wirksamkeit des Auktionspreismechanismus als alleiniges Koordinierungsinstrument im Poolmodell begrenzt ist und entscheidend von der Güte des Netzausbaustands und der Marktgröße beeinflusst wird: Ist der Netzausbaustand eher schlecht (oder die Marktgröße eher klein), steht der Pool einer regional stark konzentrierten Anbietergruppe, im Extremfall einem Monopol gegenüber, so daß der Pool nicht allein auf wiederholte kurzfristige Auktionen als effizienten Preisbildungsmechanismus setzen kann.

Insgesamt ist aber davon auszugehen, daß die Nichtdiskriminierungsregel und die Tatsache der höheren Transparenz regionaler Erzeugungskosten im Poolmodell eher die Voraussetzungen für effiziente räumliche Preisstrukturen schaffen, als dies im Alleinabnehmermodell und im Modell spezifischer Durchleitungsrechte der Fall ist. Begründet liegt dies darin, daß die wiederholten Auktionen zumindest potentiell in der Lage sind, wesentliche Teile der Koordinierungsaufgaben über den implementierten Preisbildungsmechanismus zu „automatisieren“. Dies ist vor allem deswegen von Bedeutung, weil der Regulierer unter den Bedingungen der Stromwirtschaft kaum in der Lage ist, einen vollständigen Regulierungsvertrag zu formulieren und zu implementieren. Er ist daher in starkem Maß darauf angewiesen, eher Regeln zur Preisbildung als konkrete Preise festzulegen. Die Auslegung und Implementierung dieser Regeln wird er zu weiten Teilen zusätzlichen Vereinbarungen zwischen Netznutzern und Netzeigentümern, das heißt einem faktischen „Transportclub“, überlassen müssen. Hierfür sind im Poolmodell die Voraussetzungen weitaus besser als im Alleinabnehmermodell oder im Modell spezifischer

<sup>138</sup> Dieser Gebotspreis ist dann identisch mit dem um Systemopportunitätskosten korrigierten Systemgrenzpreis, wenn von Marktmachtsaspekten an den einzelnen Orten vollständig abstrahiert werden könnte.

<sup>139</sup> Denkbar ist auch, daß das Transportunternehmen dazu verpflichtet wird, Netzengpässe zu beseitigen, in dem es bilateral regionale Gegenkäufe und -verkäufe tätigt, bis die Netzengpässe beseitigt sind und die Kosten dieser Transaktionen auf die Transportpreise umlegt. Dieses Verfahren wird etwa in Schweden im Rahmen eines Common-Carrier-Modells praktiziert (Kumkar 1998b), scheint aber im Grundsatz auch beim (obligatorischen) Poolmodell anwendbar. Der Unterschied zum im Text Absatz behandelten Ansatz in England und Wales besteht im wesentlichen darin, daß im schwedischen Modell die Netzgesellschaft für die Abwicklung zuständig ist, während in England und Wales diese nur für die Differenzierung der Strompreise nach den Transportverlusten, nicht nach den Opportunitätskosten der Netzengpässe zuständig ist. Letztere Kategorie der Transportkosten wird in England und Wales in die Poolpreiszahlung inkorporiert und unterliegt insofern den Entscheidungen des Pools, nicht des Transportunternehmens.

Durchleitungsrechte. Der diesbezügliche Vorteil des Poolmodells ist um so eher vorhanden, je besser der Netzausbaustand und je größer der Markt ist.

Im *Common-Carrier-Modell* scheint dies auf den ersten Blick nicht der Fall zu sein. Insbesondere scheint die gegenüber dem Poolmodell geringere Markttransparenz die Informationsprobleme des Regulierers zu erhöhen. In der Tat verfügt dieser im Common-Carrier-Modell nicht über derart detaillierte und vergleichbare Informationen über die Preise und Kosten in der Stromerzeugung, wie dies im Poolmodell der Fall ist: Die Tatsache, daß der Stromhandel generell dereguliert wird, erlaubt dem Regulierer nicht den Einblick in die tatsächlichen kommerziellen Vorgänge, wie es ihm für den Pool als Handelsmonopolist möglich ist. Das heißt aber, daß er im Grundsatz von vornherein nurmehr das Verfahren 2 der entbündelten Preise verfolgen kann, also die Struktur der Transportpreise, nicht der Strompreise regulieren darf. Für die Regulierung dieser Preisstruktur muß er über Informationen über die Kosten der Netzverluste und der Opportunitätskosten von Netzengpässen verfügen. Zur Ermittlung dieser Informationen bietet sich der an anderer Stelle erwähnte (Kumkar 1998c: 56) Ansatz von Stoft (1998) an: Potentielle Netznutzer würden Preis-Mengen-Gebote für die Durchleitung von einem Knoten A zu einem Knoten B angeben; das Transportunternehmen als Netzbetreiber (oder eine andere Institution) würde dann unter Berücksichtigung der Netzengpässe einen kostenminimalen Netznutzungsplan ermitteln. Dabei ist durchaus vorstellbar, daß größere Stromhändler Bündel von Preis-Mengen-Geboten abgeben.

Als Variation des eben genannten Vorschlags ist auch denkbar, daß die Stromhändler Gebote für (inkrementale) Erhöhungen und (dekrementale) Verringerungen der Einspeisungen und Entnahmen gegenüber dem eigentlich präferierten Durchleitungsfahrplan abgeben.<sup>140</sup> 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. Schließlich ist auch denkbar, daß die im Ausgleichsmarkt ermittelten Preise die Basis für die Differenzierung der Transportpreise bilden, wie es in Annäherung in Norwegen praktiziert wird.<sup>141</sup>

<sup>140</sup> Ein hiermit verwandtes Verfahren wird in Kalifornien derzeit implementiert. Dort berechnet der Independent System Operator (ISO), der von der Strombörse (Californian Power Exchange PX) institutionell separiert ist, im Rahmen der 24-Stunden-Planung und der 1-Stunden-Planung Preise für die Nutzung knapper Übertragungskapazitäten. In die Preisberechnung gehen (i) individuelle inkrementale und dekrementale Gebote von Teilnehmern der bi- oder multilateralen Direktverträge und (ii) aggregierte (kollektive) Gebote der Strombörse ein (vgl. ausführlicher Kumkar 1996b: Anhang A).

<sup>141</sup> Vgl. Fn. 137 und ergänzend für ein weiteres Verfahren Fn. 139.

In beiden Fällen kann der Regulierer sich somit auf eine recht umfangreiche Informationsbasis stützen, auch wenn ihm keine direkt und zentral ermittelten Informationen über den Systemgrenzerzeugungspreis wie im Poolmodell zur Verfügung stehen: Die Kenntnis der via Preisgebote aufgedeckten Informationen über die de-krementalen und inkrementalen Erzeugungskosten in der Nähe der tatsächlichen Lastflußsituation sollten grundsätzlich hinreichend dafür sein, daß er die Preisgestaltung des Transportunternehmens hinsichtlich ihrer räumlichen Preisstrukturen in sehr ähnlicher Weise wie im Poolmodell regulieren kann.<sup>142</sup> Der eingangs erwähnte scheinbare Nachteil des Common-Carrier-Modells gegenüber dem Poolmodell ist also nicht vorhanden.

#### **4. Fazit**

Ausgehend von der These, daß die wirtschaftliche Bedeutung der regionalen (und zeitlichen) Ausdifferenzierung der Strompreise in jedem der vier Liberalisierungsmodelle gemessen am Status quo ante zunimmt, wurde im vorliegenden Abschnitt darauf eingegangen, welches Potential für eine regionale Preisdifferenzierung in den jeweiligen Modellen vorhanden ist. Basierend auf den in Kumkar (1998c: Abschnitt II.C) skizzierten Orientierungslinien für die Ermittlung von Transportpreisen konnten einige Tendenzaussagen zum Potential und zur praktischen Implementierung näherungsweise optimaler Preisstrukturen getroffen werden.

Dabei zeigte sich eine grobe Einteilung der vier Liberalisierungsmodelle in zwei Gruppen. Die erste Gruppe wird durch das Alleinabnehmermodell und das Modell spezifischer Durchleitungsrechte gebildet. In diesen Modellen ist der Regulierer hinsichtlich der Preisstrukturregulierung in starkem Maße auf Informationen des Transportunternehmens sowohl hinsichtlich der Transportverluste als auch hinsichtlich der Opportunitätskosten von Netzengpässen und damit der Grenzerzeugungskosten an bestimmten Orten angewiesen, sofern er die Gefahren des vertikalen Ausschlusses durch die Transportunternehmen begrenzen will. In jedem Fall muß er wirksamere Maßnahmen zur funktionellen Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen ergreifen, als es die Status-quo-ante-Regulierung erfordert, sofern (für den Fall des Alleinabnehmermodells) nicht sogar Maßnahmen der strukturellen Entflechtung angezeigt sind.

<sup>142</sup> Dabei sind zur möglicherweise für notwendig erachteten Begrenzung der Auswirkungen lokaler Marktmachtstellungen einzelner Erzeuger (gleiches gilt im übrigen auch für große Nachfrager) ähnliche Instrumente denkbar, wie oben für das Poolmodell diskutiert. Insbesondere kann eine Differenzierung in größere Preisregionen anstelle einer sehr feinen Differenzierung für jede Entnahme- und Einspeisungsstelle ins Auge gefaßt werden.

Die zweite Gruppe wird durch das Poolmodell und das Common-Carrier-Modell gebildet. Beide Modelle scheinen grundsätzlich ein größeres Potential für die Bildung effizienter Preisstrukturen aufzuweisen als die Modelle der ersten Gruppe: In beiden Modellen ist es vorstellbar, daß via häufig wiederholter und kurzfristig organisierter Auktionen dezentral vorhandene private Information über den Wert von Transportdienstleistungen nutzbar gemacht werden. Dabei existiert diesbezüglich kein Unterschied zwischen Poolmodell und dem Common-Carrier-Modell: Werden im Rahmen des Common-Carrier-Modells kurzfristig organisierte Auktionen um Durchleitungsrechte veranstaltet, so sind derartige Auktionen vermutlich durchaus in der Lage, ähnlich effiziente regionale Einspeisungs- und Entnahmeentscheidungen zu induzieren, wie dies im Poolmodell zentral organisiert wird. Der potentielle Vorteil beider letztgenannten Modelle gegenüber dem Alleinabnehmermodell und dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte kann um so eher ausgeschöpft werden, je besser das Netz ausgebaut ist und je größer der Markt ist, mit anderen Worten, je entwickelter das jeweilige Stromsystem ist und je höher der Agglomerationsgrad der Gesamtregion ist, über die sich das System erstreckt.

Es muß allerdings darauf hingewiesen werden, daß die in diesem Abschnitt erzielten Ergebnisse mit Vorsicht interpretiert werden müssen. Zum einen liegen über die zugrundeliegenden theoretisch abgeleiteten Orientierungslinien für die Ermittlung optimaler Transportpreise bislang keine umfangreichen empirische Erfahrungen vor. Hierfür ist die seit den ersten Reformen verstrichene Zeitspanne zu gering. Insbesondere muß heute als weitgehend offen gelten, inwieweit die zu erzielenden Effizienzgewinne etwa durch eine stärkere Differenzierung von Teilsystemen (Preisregionen) durch steigende Koordinierungstransaktionskosten sowie durch möglicherweise zunehmende Marktmachtprobleme und deren Motivationstransaktionskosten tatsächlich konterkariert werden. Empirisch bezifferbare Trade-offs zur Festlegung der optimalen Zahl von Preisregionen liegt somit noch nicht vor. Ferner muß darauf hingewiesen werden, daß in diesem Abschnitt im wesentlichen Probleme des Systembetriebs analysiert wurden. Von den langfristig bedeutsamen Fragen der Systemplanung und deren Zusammenhänge mit den kurzfristigen Preisen für die Netznutzung beziehungsweise den Netzzugang wurde abstrahiert. Dies spiegelt nicht zuletzt den in Kumkar (1998c: Abschnitt II.C) referierten Stand der Literatur wider, der bislang keine robusten Antworten auf die Frage lieferte, wie die Erlöse aus den Transportpreisen derart alloziiert werden können, daß Anreize zum effizienten räumlichen Ausbau des Stromsystems bei nicht voll vertikal und horizontal integrierten Eigentum an Anlagen in Erzeugung und Transport gesetzt werden können.

## D. Die Bedeutung des Ausgleichshandels

Gegenstand dieses Abschnitts ist die Frage der Organisation und der Bedeutung des Ausgleichshandels in den einzelnen Modellen, eine, wie sich im folgenden zeigen wird, in der Praxis eng mit der eben diskutierten Frage effizienter räumlicher Preisstrukturen zusammenhängende Problematik.

Die potentielle Bedeutung des Ausgleichshandels<sup>143</sup> für die Regulierung und die Effizienz des Stromsektors zeigt sich darin, daß in jedem der vier Liberalisierungsmodelle explizit eine Regulierung dieses Teilbereichs der Stromhandelstransaktionen vorgesehen ist, ungeachtet der Tatsache, daß etwa das Common-Carrier-Modell im Grundsatz ein vollständige Deregulierung aller anderen Handelstransaktionen vorsieht, verbunden mit einer weitgehenden Separation des Ausgleichshandels vom Terminhandel. Zentrale Fragestellung dieses Abschnitts ist die nach der konkreten Ausgestaltung des Markts für Ausgleichsstrom in den einzelnen Modellen, den damit zu assoziierenden Marktmachtproblemen und den aus diesem Grund ergriffenen Regulierungsmaßnahmen und den Zusammenhängen zwischen der Organisation der Netznutzung beziehungsweise des Netzzugangs und dem Ausgleichsmarkt. Abschließend wird danach gefragt, inwieweit die einzelnen Modelle ein Potential für

<sup>143</sup> Es sei darauf hingewiesen, daß der Ausgleichshandel in der Praxis mit unterschiedlichen Begriffen bezeichnet wird: In *Skandinavien* firmiert er im norwegischen und finnischen Fall als Regelungsmarkt (regulating power market) und im schwedischen Fall als Bilanzierungsmarkt (balance service market) (Kumkar 1998b). In Schweden ist er weiter in „Balance Service-Adjustment“ und in „Balance Service-Regulating“ unterteilt. Der erste Teilmarkt dient der individuellen, freiwilligen und kurzfristigen Akquirierung beziehungsweise Disposition von Strommengen, wobei als Handelspartner grundsätzlich nur die Transportgesellschaft in Frage kommt. Er entspricht konzeptionell einem kurzfristigen Terminmarkt. Der zweite Teilmarkt wird unilateral vom schwedischen nationalen Transportunternehmen Kraftnät durchgeführt und dient als „letzte Instanz“ insbesondere der Systemstabilität, wenn trotz dem freiwilligen „Balance Service-Adjustment“ Ungleichgewichte im System drohen. Dort übt Kraftnät im Unterschied zum Balance Service-Adjustment-Markt einseitig vorher erworbene Optionen (calls und/oder puts) aus. In den *Vereinigten Staaten* stellt der Ausgleichshandel einen Teil der Netzhilfsdienstleistungen (ancillary services) dar, die ein Transportunternehmen den Netznutzern nach den Entscheidungen der Bundesregulierungsbehörde von 1996 (Federal Energy Regulatory Commission FERC) bereitstellen muß und fällt unter die Unterkategorien der Netzhilfsdienstleistungen „Regulation and Frequency Response“ und „Energy Imbalance“ (FERC 1996: insbesondere 235 ff., Überblick bei Kumkar 1996c: 30 f.). In *England und Wales* besitzt der Ausgleichsmarkt keinerlei eigenständige Bezeichnung (was den Umstand reflektiert, daß er im Rahmen des dort implementierten Poolmodells institutionell nicht vom Terminhandel separiert ist). Dort setzt er sich faktisch zusammen aus: (i) Den Strommengendifferenzen (und den diesbezüglichen Preisen hierfür) zwischen dem netzunabhängigen Erzeugungsplan (unconstrained schedule) und dem operationalen Erzeugungsplan (constrained schedule) für die aus Netzengpässen resultierenden Revisionen des zentral ex ante ermittelten Lastflusses. (ii) Den Strommengendifferenzen (und den diesbezüglichen Preisen hierfür) zwischen dem ex ante ermittelten Lastfluß und dem tatsächlichen Lastfluß (Kumkar 1994).

die weitgehend wettbewerbliche Organisation des Ausgleichshandels besitzen, mit anderen Worten, inwieweit der Regulierer die Institutionen des Ausgleichshandels derart regulieren kann, daß er weitgehend auf diskretionäre Eingriffe in die Preisbildung auf diesem Markt verzichten kann.

Betrachtet man die vier Liberalisierungsmodelle unter dem Aspekt des Ausgleichshandels, so zeigt sich auf den ersten Blick kaum ein Unterschied. Jedes der Modelle sieht eine monopolistische Marktstellung im Ausgleichshandel vor. Im Alleinabnehmermodell wird diese Position vom Alleinabnehmer eingenommen, im Modell spezifischer Durchleitungsrechte vom „zuständigen“ Gebietsunternehmen (Verbund- oder Verteilerunternehmen), im Poolmodell vom Pool und schließlich im Common-Carrier-Modell vom zuständigen Netzbetreiber.<sup>144</sup>

Hieraus zu folgern, daß zwischen den Modellen kein Unterschied bezüglich des Ausgleichshandels bestünde, wäre allerdings zu kurz gegriffen. Tatsächlich sind zwei Unterschiede zwischen den Modellen auf ihre Bedeutung hin zu diskutieren:

- i. Die Bedeutung des Ausgleichshandels kann in den Modellen ein sowohl quantitativ als auch qualitativ sehr unterschiedliches Ausmaß annehmen.
- ii. Der Zusammenhang der institutionellen Ausgestaltung des Ausgleichshandels mit der Ausgestaltung der Regulierung der Transportpreise gestaltet sich in den vier Liberalisierungsmodellen anders.

Zu (i): Wie bei der Darstellung der einzelnen Liberalisierungsmodelle in Kapitel II bereits angeklungen, weichen die Interdependenzen zwischen Termin- und Ausgleichshandel zwischen den Modelle erheblich ab. Im Alleinabnehmermodell und im Poolmodell ergeben sich gegenüber dem Status quo ante keinerlei Änderungen: Sowohl der Termin- als auch der Ausgleichshandel kann alleine mit dem Alleinabnehmer beziehungsweise dem Pool durchgeführt werden. Aus diesem Grund sind auch die Handelspartner des Alleinabnehmers und des Pools grundsätzlich indiffe-

<sup>144</sup> Die Formulierung des „zuständigen“ Netzbetreibers ist derart zu verstehen, daß insbesondere im Common-Carrier-Modell unterschiedliche institutionelle Ausgestaltungen der Zuständigkeiten für den Ausgleichshandel denkbar sind. In der Realität ist beispielsweise in Norwegen die nationale Transportgesellschaft Statnett zentral für den gesamten Ausgleichshandel zuständig. Ihr obliegt insofern die Pflicht zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität für das gesamte norwegische Stromsystem (Kumkar 1998b: 48 ff.). In Finnland ist im Gegensatz hierzu die Pflicht zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität mehreren Akteuren auferlegt worden. Dort ist nicht allein der zentrale Netzbetreiber SVT (Suomen Voimatase Oy), sondern sind mehrere Akteure auf mehreren Netzebenen für den jederzeitigen Ausgleich von Einspeisungen und Entnahmen zuständig. Der Ausgleichshandel in Finnland wird innerhalb eines hierarchischen Systems abgewickelt, bei dem die zentrale Netzbetreibergesellschaft prinzipiell nur dann auf dem Ausgleichshandelsmarkt aktiv wird, wenn diese Aufgabe von den zuständigen Unternehmen auf den untergeordneten Netzebenen, also in den regionalen und lokalen Transportnetzen nicht ausgeführt werden kann (Kumkar 1998b: 51).



rent zwischen diesen beiden Arten des Stromhandels: Sie stehen in jedem Fall einem Monopol beziehungsweise Monopsonisten gegenüber, dessen (regulierte) Preise und insbesondere dessen Vertragsausgestaltung sie weitgehend als Datum betrachten können und müssen.<sup>145</sup> Anders verhält es sich beim Modell spezifischer Durchleitungsrechte und im Common-Carrier-Modell: In diesen beiden Modellen wird der Ausgleichshandelsmarkt vom Terminmarkt institutionell separiert. Der Ausgleichsmarkt wird weiterhin jeweils von den monopolistischen Transportunternehmen organisiert, während der Terminmarkt mehr oder weniger weitgehend für konkurrierende Akteure geöffnet wird.<sup>146</sup> Diese Öffnung des Terminmarkts schließt eine Öffnung der (institutionellen) Regeln, die in den Lieferverträgen bi- oder multilateral vereinbart werden, ein.

Ein erster wesentlicher Unterschied zwischen dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte und dem Common-Carrier-Modell liegt in der Form der Separation zwischen Termin- und Ausgleichshandel: Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte wird die Separation nurmehr für größere Kunden durchgeführt. Kleinere Kunden, die sogenannten gefangenen Kunden, stehen in beiden Segmenten des Stromhandels einer ähnlichen Situation wie die Kunden im Alleinabnehmermodell und grundsätzlich auch im Poolmodell<sup>147</sup> gegenüber, das heißt einem Monopolunternehmen, welches sowohl den Termin- als auch den Ausgleichshandel organisiert. Dies ist im Common-Carrier-Modell, in dem alle Nachfrager zugelassene Kunden sind, anders. Die Marktgröße und damit auch der Spielraum für eine Ausdifferen-

<sup>145</sup> Die Formulierung: „grundsätzlich indifferent zwischen diesen beiden Arten des Stromhandels“ soll nicht besagen, ihnen wäre die Form der Stromverkaufs- oder -verträge insbesondere hinsichtlich Preisniveau und -struktur einerlei. Dies ist sicher nicht der Fall. Gemeint ist vielmehr, daß die Akteure — anders insbesondere als im Common-Carrier-Modell — keinen Anreizen unterliegen die eine oder andere Art des Stromhandels zu bevorzugen, weil sie die konkrete Form der Lieferverträge, mit anderen Worten, die institutionelle Ausgestaltung ihrer Handelstransaktionen dezentral gezielt beeinflussen können.

<sup>146</sup> Beispielsweise wird im norwegischen Common-Carrier-Modell der Ausgleichsmarkt von der nationalen Transportgesellschaft Statnett organisiert, die zu diesen Zweck einen Markt für kurzfristige Optionen etabliert hat (ähnliches gilt für Schweden und mit Modifikationen für Finnland). Derartiger Handel ist institutionell vollständig von dem via Nord Pool (und bilateraler Verträge) organisierten Terminhandel separiert (Kumkar 1998b). Ähnliches gilt auch für Kalifornien, wo ein Unabhängiger Netzbetreiber (dort als „Independent system operator (ISO)“ firmierend, vgl. Kumkar 1998b: Fn. 56) für den Ausgleichshandel und die Californian Power Exchange (PX) als Strombörse für den Terminhandel zuständig ist (vgl. Kumkar 1996b) für Details der Koordinierung beider Institutionen).

<sup>147</sup> Im Poolmodell können die Endkunden zwar im Prinzip ihren Lieferanten wechseln. Dieser Stromhändler steht allerdings auf dem Großhandelsmarkt dem umfassenden Monopol des Pools gegenüber.

zierung der institutionellen Formen des Stromterminhandels nach den individuellen Präferenzen der Marktakteure ist also im Common-Carrier-Modell c.p. größer.

Ein zweiter wesentlicher Unterschied ist die unterschiedliche Rolle des Transportunternehmens als Netzbetreiber: Im Common-Carrier-Modell wird die Rolle des zentralen Netzbetreibers faktisch darauf reduziert, Aufgaben im Rahmen der sehr kurzfristigen Kraftwerkseinsatzsteuerung zu erfüllen. Jegliche Koordinierungsaufgaben der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung (Blockeinsatzplanung) und der mittelfristigen Kraftwerkseinsatzplanung werden hingegen grundsätzlich den wettbewerblich agierenden Akteuren des Stromhandels überlassen. Ergo können diese nicht nur über die institutionelle Ausgestaltung des Terminhandels, wie im vorhergehenden Absatz diskutiert, sondern auch über die konkrete quantitative Zusammensetzung des Handels in Terminhandel und Ausgleichshandel dezentral weitgehend mitbestimmen. Dabei können sie je nach ihren Präferenzen und technischen Möglichkeiten anstreben, die Abhängigkeit von den regulierten Preisen und sonstigen Konditionen auf dem Ausgleichshandelsmarkt auf ein Minimum zu reduzieren. Hierdurch wird die quantitative Bedeutung des weiterhin monopolistisch organisierten Ausgleichshandels zumindest potentiell drastisch reduziert und der Spielraum für dezentral getroffene Koordinierungsentscheidungen wesentlich erweitert.

Beide Unterschiede zusammen führen zum Ergebnis, daß die qualitative und quantitative Bedeutung des Ausgleichshandels und damit auch die Bedeutung der diesbezüglichen Regulierungsentscheidungen im Common-Carrier-Modell niedriger ist als im Modell spezifischer Durchleitungsrechte. Demgegenüber ist diese Frage im Alleinabnehmermodell und im Poolmodell aufgrund der fehlenden Separation zwischen diesen beiden Arten des Stromhandels von absolut untergeordneter Bedeutung: Die Anbieter und Nachfrager von Strom haben ohnehin keine Möglichkeit, dem regulierten Handelsmonopol auszuweichen, um entweder generell ineffizient regulierten Monopolpreisen auszuweichen oder aber sich ein individuelles Portfolio an Stromabsatz- beziehungsweise -bezugsverträgen zusammenzustellen.

Zu (ii): Zwischen den institutionellen Ausgestaltungen des Ausgleichshandels und des Netzzugangs beziehungsweise der Netznutzung können offenkundig Komplementaritäten existieren.

Die Relevanz dieser These zeigt sich besonders markant, wenn die im Common-Carrier-Modell gegebene Möglichkeit betrachtet wird, bis kurz vor den tatsächlichen Lieferungszeitpunkt Revisionen des per Terminhandel kontrahierten vorläufigen Kraftwerkseinsatzplans<sup>148</sup> und/oder Entnahmeplans vorzunehmen. Zeichnet sich

<sup>148</sup> Abhängig von der Ausgestaltung der Stromhandelsverträge können die dort vorläufig vereinbarten Mengen eine kurz- oder mittelfristige oder sogar eine langfristige Kraftwerkseinsatzplanung zum Inhalt haben. Revisionen dieser vorläufigen Mengenplanungen können grundsätzlich explizit bereits in den ursprünglichen Handelsverträgen vorgesehen sein und die Terminverträge in-

mit Näherrücken des Lieferzeitpunkts ein Netzengpaß ab, der die kontrahierten Lastflüsse restringieren würde und ist demzufolge unter Umständen ein hoher Netznutzungspreis zu erwarten<sup>149</sup>, so unterliegen die Partner der Direktverträge Anreizen, eine Revision ihrer geplanten Einspeisungen und Entnahmen vorzunehmen, um hierdurch das Auftreten des Netzengpasses zu vermeiden oder zumindest die finanziellen Auswirkungen dieses Netzengpasses zu verringern, in dem sie die über diesen Netzengpaß gehandelte und gelieferte Strommenge reduzieren. Zu beachten ist, daß die hier beschriebene dezentrale Revision von Einspeisungs- und Entnahmeplänen nichts mit einer Änderung der gewünschten oder technisch machbaren Einspeisungs- oder Entnahmemengen zu tun hat, die generell und häufig für notwendige Revisionen zwischen den unterschiedlichen Zeithorizonten der Kraftwerkseinsatzplanung verantwortlich sind. Vielmehr ist im beschriebenen Fall die freiwillig und dezentral entschiedene Revision der Planungen eine einzelwirtschaftlich effiziente Antwort auf systembedingte Knappheiten auf der Transportstufe. Von Bedeutung ist nunmehr der Umstand, daß derartige Revisionen der Einspeisungs- und Entnahmepläne nur im Common-Carrier-Modell vorgenommen werden können, nicht im Modell spezifischer Durchleitungsrechte. Würden also im letztgenannten Modell die dezentral vereinbarten Lieferungen — unter Berücksichtigung der Restriktion, daß sie die gewünschten „eigenen“ Lastflüsse des integrierten Transportunternehmens nicht verhindern dürfen<sup>150</sup> — in der konkreten Lastflußsituation nicht miteinander vereinbar sein<sup>151</sup>, so wären die Akteure der Direktverträge auf Ausgleichshandelstransaktionen mit dem Transportunternehmen angewiesen: Jede Mengenabweichung des tatsächlich eingespeisten und entnommenen Stroms ist im Modell spezifischer Durchleitungsrechte mit dem Transportunternehmen zu dessen regulierten Preisen abzurechnen.

sofern mit Elementen von Optionsverträgen kombiniert vorliegen, wie dies oben für den Fall des Status quo ante ausführlicher diskutiert wurde (Abschnitt II.1). In Abgrenzung zur Notation im Text sollen jedoch diese Revisionen von den ursprünglichen Mengenplanungen begrifflich nicht der Kategorie des Ausgleichshandels zugezählt werden, sondern weiterhin der Kategorie des Terminhandels, auch wenn diese dezentral vorgenommen Revisionen und der monopolistisch organisierte Ausgleichshandel wirtschaftlich identische oder ähnliche Ziele und Aufgaben haben.

<sup>149</sup> Dies kann beispielsweise dann erwartet werden, wenn das oben diskutierte Auktionsverfahren um Durchleitungsrechte zur Rationierung knapper Transportkapazitäten implementiert wäre.

<sup>150</sup> Diese Restriktion ist auf die fehlende Nichtdiskriminierungsregel oder spiegelbildlich auf die Regel der prioritären Eigennutzungsrechte der Transportanlageneigentümer zurückzuführen.

<sup>151</sup> Die geplanten Durchleitungen wären nicht „zulässig“ in einer ähnlichen Wortbedeutung, wie sie an anderer Stelle bei der Diskussion des Konzepts des Kontraktnetzwerks (Kumkar 1998c: II.C.3) eingeführt wurde, wenngleich Zulässigkeit sich dort auf ex ante alloziierte Engpaßgebührenrechte bezog.

Dies heißt aber wiederum, daß — selbst wenn sich mit Näherrücken des tatsächlichen Lieferzeitpunkts das Entstehen eines Netzengpasses eindeutig abzeichnet — die Revisionen nicht mehr dezentral organisiert werden können. Und hieraus folgt, daß bei dieser Ausgestaltung des Ausgleichshandels auch die Anforderungen an die zeitliche und räumliche Ausdifferenzierung der Transportpreise — in Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung — im Modell spezifischer Durchleitungsrechte weit niedriger sind als im Common-Carrier-Modell: Erfüllen im Common-Carrier-Modell die Transportpreise potentiell wichtige Funktion bei der Übermittlung von Informationen über die kurzfristigen Knappheiten auf der Transportstufe, die dann in dezentral gelenkten Allokationsprozesse einfließen, können sie diese Funktion im Modell spezifischer Durchleitungsrechte nicht (wenn nur langfristige und Lieferverträge geschlossen werden dürfen) oder nur eingeschränkt (wenn der Terminhandel zeitlich näher am tatsächlichen Lieferzeitpunkt abgewickelt werden kann) erfüllen.<sup>152</sup> Die Vorteile aus einer zeitlichen und räumlichen Ausdifferenzierung der Transportpreise können also nur in dem Maß ausgeschöpft werden, in dem auch der Terminmarkt hinreichend ausdifferenziert ist. Dies begründet die obige These, daß zwischen den institutionellen Ausgestaltungen des Netzzugangs beziehungsweise der Netznutzung und des Ausgleichshandels und dessen Schnittstellen mit dem Terminhandel wichtige Komplementaritäten bestehen.

Für den Fall des Alleinabnehmermodells und des Poolmodells erübrigt sich eine diesbezügliche Diskussion: Die dort fehlende institutionelle Separation zwischen Ausgleichshandelsmarkt und Terminhandelsmarkt und die weitgehend integrierte Ermittlung von impliziten oder expliziten Transportpreisen und regionalen Strompreisen läßt keinen Platz für individuelle und dezentral zu entscheidende kurzfristige Anpassungen der Kraftwerkseinsatzplanungen. Auf Komplementaritäten zwischen dem Stromhandel als Ganzes (Termin- und Ausgleichshandel) beziehungsweise den diesbezüglichen regionalen und zentral ermittelten Strompreisen und den Transportpreisen wurde oben bereits eingegangen (Abschnitt III.C). Die Interdependenzen zwischen dem Stromhandel und der Transportnetznutzung zeigen sich bei diesen beiden Modelle bereits in der Tatsache der integrierten und zentralisierten Ermittlung aller Strompreise auf der Stufe des Großhandelsmarkts durch eine einzige Institution (Alleinabnehmer beziehungsweise Pool), verbunden mit der Tatsache,

<sup>152</sup> Eine wichtige Rolle spielt hierbei offensichtlich das Maß der Transparenz ex ante ermittelter beziehungsweise alternativ die Prognostizierbarkeit ex post ermittelter Netznutzungspreise. Beide Arten der Preisbildung sind bei hinreichender Transparenz beziehungsweise Prognostizierbarkeit grundsätzlich in der Lage, dezentrale Entscheidungen derart zu induzieren, so daß kostspieliger Netzengpässe und Mengenanpassungen im Rahmen des Ausgleichshandels begrenzt werden. Auf eine ausführliche Diskussion dieser beiden Art der Preisbildung und deren Interdependenzen mit der konkreten Regulierung der Transportpreise soll daher an dieser Stelle verzichtet werden.

daß unter diesen Bedingungen die oben eingeführte Dualität (vgl. S.76) zwischen der Ermittlung optimaler Transportpreise und der Ermittlung optimaler Einspeisungs- und Entnahmepreise auch bei Vorliegen positiver Transaktionskosten (zumindest näherungsweise) Geltung beanspruchen kann.<sup>153</sup>

Was folgt aus den vorstehenden Überlegungen zur Bedeutung des Ausgleichshandels in den vier Liberalisierungsmodellen? Als Ergebnis ist insbesondere festzuhalten, daß zwischen der Organisation des Ausgleichshandels und der Problematik effizienter räumlicher und zeitlicher Preisstrukturen wichtige Zusammenhänge bestehen. Diese Aussage muß im Fall des Alleinabnehmermodells und des Poolmodells nicht ausführlich begründet werden: Die analytische Trennung des Gesamt handels in Termin- und Ausgleichsmarkt trägt nichts zur Vertiefung der Einsichten in die Interdependenzen zwischen Transportpreisen und den regional und zeitlich differenzierten Preisen für Strom bei. Anders ist dies im Modell spezifischer Durchleitungsrechte und im Common-Carrier-Modell. Hier zeigt sich, daß die Effizienzgewinne aus der in Abschnitt III.C ausführlich diskutierten Ausdifferenzierung der Transportpreise nur in dem Maß ausgeschöpft werden können, in dem das jeweilige Liberalisierungsmodell ergänzend privatwirtschaftliche Spielräume für die institutionelle (auch zeitliche) Ausdifferenzierung des Terminmarkts vorsieht. Zwischen den institutionellen Ausgestaltungen der Netznutzung sowie des Ausgleichshandels und dessen Schnittstellen mit dem Terminhandel bestehen somit wichtige Komplementaritäten, die bei der konkreten Implementierung eines der Liberalisierungsmodelle beachtet werden müssen. Eine institutionelle Separation des Ausgleichshandels vom Terminhandel, wie es sowohl das Common-Carrier-Modell als auch — in schwächerem Ausmaß — das Modell spezifischer Durchleitungsrechte vorsieht, kann dabei wegen der damit implizierten eindeutigen Schnittstellendefinition die Transparenz erhöhen und somit die Regulierung erleichtern.

## **E. Terminkontraktmärkte und finanziell zu erfüllende Lieferverträge: Zur Rolle von Strombörsen**

Zentrale Aufgabe dieses Abschnitts ist eine Vertiefung der Analyse der Aufgaben und Instrumente des Terminhandels. Diese Untersuchung komplettiert die in im vorliegenden Kapitel bereits an mehreren Stellen durchgeführte Analyse der in den einzelnen Liberalisierungsmodellen vorgesehenen Möglichkeiten zum Terminhan-

<sup>153</sup> Unterschiede und eine Nichtgültigkeit der Dualität können sich allein aus Informationsproblemen des Regulierers bezüglich der Kostenstrukturen ergeben, nicht aufgrund der andersartigen Entscheidungsspielräume der Netznutzer bei unterschiedlichen Ausgestaltungen des Ausgleichshandelsmarkts.

del. Gefragt wird im folgenden nach den konkreten institutionellen Spielräumen, die den Akteuren mit dem Ziel der Senkung von Transaktionskosten zur Verfügung stehen. Dabei muß insbesondere untersucht werden, welche Rolle organisierte Stromhandelsplätze, also Strombörsen<sup>154</sup> spielen können und welche wirtschaftlichen Interdependenzen zwischen diesen Börsen und den bilateralen, individuell kontrahierten Direktverträgen existieren können und ob es ein Potential für institutionellen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Formen des Stromhandels gibt. Hierzu ist auch zu untersuchen, welche Formen die Börsen annehmen können und ob die Koexistenz mehrerer Börsen denkbar ist und ob dies gegebenenfalls effizient sein könnte. Von wesentlicher Bedeutung ist hierbei die Frage, ob es analog dem Konzept der optimalen Unternehmensgröße Kriterien für eine optimale Börsengröße gibt, mit anderen Worten, ob Bedingungen für das Vorliegen eines diesbezüglichen natürlichen Monopols im Bereich des Stromhandels identifiziert werden können.<sup>155</sup>

Im folgenden werden zunächst im Überblick die wirtschaftlichen Aufgaben und Ziele der Terminhandels skizziert. Anschließend wird auf die wirtschaftlichen Unterschiede zwischen Terminmärkten und Terminkontraktmärkten eingegangen. Darauf aufbauend, werden die Bedingungen betrachtet, unter denen diese verschiedenen Terminvertragsarten zwar grundsätzlich wirtschaftlich äquivalente Ziel verfolgen, aber mit unterschiedlichen Transaktionskosten verbunden sind. Dabei muß insbesondere analysiert werden, von welchen exogenen Faktoren die komparativen Vor- und Nachteile der einzelnen Institutionen des Terminhandels beeinflußt werden. Am Ende dieses Abschnitts werden die Ergebnisse zusammengefaßt und daraufhin überprüft, wie groß das den vier Liberalisierungsmodellen innewohnende Potential für institutionellen Wettbewerb zwischen Terminbörsen, Terminkontraktbörsen und bilateral abgeschlossenen, individuellen Terminverträgen ist.

<sup>154</sup> Im folgenden sei unter „Strombörse“ jedwede Institution verstanden, die (nicht notwendig ausschließlich) dem Zweck der Marktetablierung und -nutzung dient, wobei dieser Markt zum einen regelmäßig stattfindet und zum anderen nach festen Regeln organisiert wird. Als Strombörse ist nach dieser Definition beispielsweise auch der englisch/walisische Pool zu bezeichnen, auch wenn er wegen der etwa wegen der fehlenden Handelbarkeit einmal geschlossener Lieferverträge (kein Sekundärmarkt) andere Funktionen erfüllt als beispielsweise normale (Wertpapier-)Börsen (faktisch organisiert der englisch/walisische Pool nurmehr einen Emissionsmarkt, der bei anderen börsengehandelten Produkten (Wertpapiere, Devisen, physische Waren) dem eigentlichen Börsenmarkt vorangeht). Der Begriff der „Strombörse“ wird in diesem Papier ferner synonym zu „Organisiertem Markt“ verwendet, wenn es nicht auf die inhaltliche Unterscheidung zwischen den Transaktionen auf dem konkreten (Börsen-)Markt (das heißt der Marktnutzung) und der Institution, die diesen Markt gründet (das heißt die Marktgründung und -erhaltung) ankommt oder die intendierte Wortbedeutung sich direkt aus dem Kontext ergibt.

<sup>155</sup> Vgl. obige Diskussion der impliziten Annahmen der Liberalisierungsmodelle (Abschnitt III.A)

## 1. Aufgaben und Ziele des Terminhandels

Zunächst sollen die zentralen Aufgaben des Terminhandels skizziert werden. Dabei erweist sich eine Kategorisierung in Preisfindungsfunktion, Risikoallokationsfunktion und Risikominderungsfunktion als zweckmäßig:

- *Preisfindungsfunktion*: Die technischen Bedingungen des Stromsektors und hierbei insbesondere die mangelnde Speicherbarkeit von Strom bedingen, daß wettbewerblicher Stromhandel<sup>156</sup> nur als Terminhandel abgewickelt werden kann. Die in anderen Sektoren dominierenden Spotttransaktionen weisen im Stromsektor prohibitive Transaktionskosten, genauer: Koordinierungstransaktionskosten, auf: Es ist unter der Restriktionen der Erhaltung der Systemstabilität schlicht unmöglich, die preislichen Konditionen der auszutauschenden Strommengen erst zum Zeitpunkt der tatsächlichen Lieferung zu vereinbaren.<sup>157</sup> Ein Spotmarkt kann also für den Fall des Stromsektors überhaupt nicht organisiert werden.<sup>158</sup> Darüber hinaus gilt es zu beachten, daß auch der Ausgleichsmarkt als Instrument der wettbewerblichen Koordinierung nicht zur Verfügung steht.<sup>159</sup>

<sup>156</sup> Unter „wettbewerblichem“ Stromhandel sei Handel verstanden, der marktliche, das heißt rein marktliche und hybride Institutionen nutzt und darüber hinaus sowohl auf der Angebotsseite als auch auf der Nachfrageseite mehrere Akteure voraussetzt, die zumindest potentiell in Konkurrenz zueinander stehen. Nicht dem wettbewerblichen Stromhandel in dieser Definition sind beispielsweise die Großhandelstransaktionen im Alleinabnehmermodell zuzurechnen, unabhängig davon, wie „wettbewerblich“ (in einem anderen begrifflichen Verständnis) etwa die regulierten Ausschreibungsmodalitäten im Ausschreibungsansatz ausgestaltet sein mögen. Im Poolmodell hängt es von der Regulierung des Pools ab, ob der Handel via Pool als wettbewerblich bezeichnet werden kann: Gesetzt den Fall, der Pool wird derart wirksam reguliert, daß seine monopsonistische und monopolistische Rolle nicht nennenswert zur Geltung kommt und seine Rolle als Makler aufgefaßt werden kann, seien die via Pool organisierten Transaktionen dem „wettbewerblichen Stromhandel“ zuzurechnen.

<sup>157</sup> Es sei betont, daß dies auch dann gilt, wenn die Erzeugungskosten keine kurzfristigen Pfadabhängigkeiten (vgl. Kumkar 1998b: Abschnitt II.A) aufweisen würden.

<sup>158</sup> Diese Aussage gilt ungeachtet der Tatsache, daß in der Literatur einige in der Realität existierende organisierte Strommärkte unter dem Begriff des „Spotmarkts“ firmieren (vgl. anstelle vieler Schmelzer (1993: 221), der den vom englisch/walisischen Pool organisierten Markt als „Spotmarkt“ bezeichnet). In der Tat muß etwa der norwegische „Spot“-markt (und der englisch/walisische Pool) als kurzfristiger Terminmarkt („day-ahead“-Markt) charakterisiert werden, da die geschlossenen Verträge nicht die sofortige Lieferung der kontrahierten Strommengen, sondern die Erfüllung der Lieferungsverpflichtungen frühestens am nächsten Tag vorsehen (vgl. Kumkar 1997c: 113 zum Beispiel Kalifornien oder Kumkar 1998b: 19 zum Beispiel Skandinavien).

<sup>159</sup> Die Tatsache, daß der Ausgleichsmarkt nicht die zentrale Plattform wettbewerblicher Transaktionen sein kann, ergibt sich bereits aus dem Umstand, daß dieser grundsätzlich nur Transaktionen umfaßt, die zeitnah einseitig und durch einen Monopolisten entschieden werden, unab-

Daraus folgt, daß in jedem Stromsystem, das (zumindest teilweise) auf den Preismechanismus als Koordinierungsinstrument setzt, der Terminmarkt *das* zentrale Medium ist, über den Wettbewerb organisiert werden muß. Allein hier bilden sich Preise, die in der Lage sind, dezentral zu treffende Allokationsentscheidungen wettbewerblich zu koordinieren. Diese wettbewerbliche Preisfindungsfunktion des Terminhandels ist offensichtlich in den einzelnen Liberalisierungsmodellen von um so größerer Bedeutung, je mehr diese auf den Wettbewerb als Entdeckungsverfahren setzen. Sie ist somit aufgrund der strikten Regulierung des Termingroßhandels im Alleinabnehmermodell und im Poolmodell von erheblich geringerer Bedeutung (insbesondere für den Systembetrieb) als im Modell spezifischer Durchleitungsrechte und erst recht als im Common-Carrier-Modell, in dem der Terminhandel im Grundsatz sowohl für Fragen der Systemplanung als auch des Systembetriebs von überragender Bedeutung ist.<sup>160</sup>

- *Risikoallokationsfunktion*: Ebenfalls bedingt durch die technischen Besonderheiten des Stromsektors sind die Unsicherheiten über Nachfrage- und Angebotsentwicklungen von erheblicher Relevanz für die Effizienz in der Stromwirtschaft (Im Hintergrund des Arguments liegt die lange Kapitalbindungsdauer in Erzeugungs- und Transportanlagen, aber auch in Stromverbrauchsanlagen). Investitionseffizienz ist nur dann zu erwarten, wenn sich die Allokation der systematischen Risiken<sup>161</sup> an den Präferenzen und Informationsstrukturen der beteiligten Akteure orientiert. Die optimale Risikoallokation ist dann erreicht, wenn (evtl. unter Berücksichtigung weiterer Ziele) die durch die Risiken beding-

hängig vom Umstand, daß die zeitlich vorangehende Akquirierung der Optionsverträge im konkreten Fall wettbewerbliche Elemente aufweisen mag.

<sup>160</sup> In jedem Fall kann der Abschluß von Terminverträgen im Rahmen über seine generelle Funktion der Preisfindung hinaus potentiell die Koordinierungskosten senken, wenn es möglich ist, Terminverträge zu schließen, die für wiederholte Transaktionen formuliert werden. Der Abschluß derartiger Terminverträge ist unter Umständen in der Lage, Größenvorteile bei der Informationsbeschaffung, -übermittlung und -weiterverarbeitung im Wege der Formulierung und Durchsetzung der Verträge auszuschöpfen.

<sup>161</sup> In der Portfoliotheorie wird in die Kategorien des *systematischen* und *unsystematischen* Risikos unterschieden. Als systematisches Risiko (auch als Markttrisiko bezeichnet) wird Risiko definiert, das durch Portfoliodiversifikation nicht beseitigt werden kann, unsystematisches Risiko (Nichtmarkttrisiko) ist dann der Teil des Gesamtrisikos einer Anlage, welches durch Diversifikation beseitigt werden kann (vgl. beispielsweise Elton und Gruber 1987: Kapitel 5). Auf den Stromsektor gewendet, kann zum Beispiel ein systematisches Risiko, dem ein Investor in ein Kraftwerk gegenübersteht, durch die Möglichkeit exogen verursachter Nachfragevariationen nach Tätigen der Investition entstehen.

Obige Aussage ist nicht so zu verstehen, daß sich nurmehr die Allokation der systematischen Risiken an den individuellen Präferenzen und Informationsständen orientieren sollte. Im Grundsatz gilt dies auch für die unsystematischen Risiken, auf die im nächsten Textabsatz eingegangen wird.



ten totalen Transaktionskosten minimiert sind. Grundsätzlich ist diese Funktion der Risikoallokation in jedem der vier Liberalisierungsmodelle zu erfüllen, unabhängig vom jeweiligen Ausmaß, in dem sie wettbewerblich organisierte Terminmärkte vorsehen. Auch im Alleinabnehmer- oder im Poolmodell übernimmt (der dort regulierte) Terminhandel diesbezüglich wichtige Funktionen der Risikoallokation.

- *Risikominderungsfunktion*: Von der eben diskutierten Allokationsfunktion für systematische Risiken<sup>162</sup> ist die Risikominderungsfunktion zu unterscheiden, die sich wesentlich auf unsystematische Risiken bezieht. Hier geht es nicht um die optimale Allokation, sondern insbesondere um die Reduktion von individuellen Risiken, die in der Gefahr opportunistischen Verhaltens der anderen Marktakteure begründet liegen. Diese Funktion langfristiger Verträge, die auch als Absicherungsfunktion oder Garantiefunktion bezeichnet werden könnte, bedarf hier angesichts der ausführlichen Diskussion an anderer Stelle (Kumkar 1998b; 1998c) keiner weiteren Erläuterung. Sie muß aus Effizienzgründen in jedem Stromsystem erfüllt werden.

Zusammenfassend dienen also Termintransaktionen in der Stromwirtschaft der Senkung sowohl von Koordinierungskosten als auch von Motivationskosten. Diese generelle Aussage gilt für jedes der vier Liberalisierungsmodelle, wenngleich auch die Bedeutung der einzelnen Aufgaben konkreter Terminverträge im Rahmen der Preisfindung, der Risikoallokation und der Risikominderung zwischen den Modellen variiert.

## **2. Die Unterschiede zwischen Nichtorganisierten Terminmärkten und Strombörsen**

Im vorangegangenen Abschnitt wurde von den konkreten institutionellen Ausgestaltungen des Terminhandels abstrahiert, um die wesentlichen Aufgaben des Terminhandels gleichsam „in Reinform“ darstellen zu können. Hauptfrage der folgenden Ausführungen ist demgegenüber die nach den möglichen Institutionen des Terminhandels und deren komparativen Vorteile bei der Erfüllung der skizzierten Aufgaben. Zum Verständnis der zentralen Rolle, die Strombörsen bei der Erreichung von Effizienz in der Stromwirtschaft spielen können, müssen zunächst einige wesentliche Begriffe exakter definiert werden, als dies für die Untersuchung bis-

<sup>162</sup> Die Risikoallokationsfunktion bezieht sich allein auf die Verteilung von Risiken, nicht auf eine Beseitigung oder Verringerung des Gesamtrisikos. Allerdings senkt sie, wenn sie sich an den individuellen Risikopräferenzen und Risikoprofilen orientiert, die volkswirtschaftlichen Kosten der Risiken.

lang zweckmäßig war. Im Anschluß werden die wesentlichen Unterschiede der verschiedenen institutionellen Ausgestaltungen des Stromterminhandels herausgearbeitet, bevor in den folgenden Abschnitten die Vor- und Nachteile sowie die Einsatzmöglichkeiten in den einzelnen Liberalisierungsmodellen diskutiert werden können.

Der (i) Nichtorganisierte wird vom (ii) Organisierten Terminhandel wie folgt abgegrenzt:

(i) *Nichtorganisierter Terminhandel*: Dieser umfaßt individuelle Handelstransaktionen zwischen Anbietern und Nachfragern von Strom auf der Groß- oder Einzelhandelsebene. Ein *Nichtorganisierter Terminvertrag* (Forward) über Strom ist ein ex ante geschlossener Vertrag, der die Lieferung einer festgelegten Menge Strom zu einem festgelegten, in der Zukunft liegenden Zeitpunkt, zu festgelegten Konditionen bezüglich Preis und Ort der Lieferung vorsieht. Kennzeichen dieses Nichtorganisierten Terminhandels ist, daß zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses keine Zahlungsströme auftreten.<sup>163</sup> Darüber hinaus gilt, daß eine vorzeitige (individuelle) Aufgabe der Kontraktverpflichtungen nur möglich ist, wenn ein neuer Kontrahent (Vertragspartner) in die ursprüngliche Vereinbarung eintritt. Derartiger Handel, der auch unter dem Begriff des OTC-Handel (over-the-counter-trade, Freiverkehrshandel) firmiert, wird in der Realität zahlreicher Gütermärkte häufig über sogenannte „market makers“ als Händler geschlossen, die in ihrer Gesamtheit dann einen „Händlermarkt“ (dealer market) konstituieren (Siegel und Siegel 1990: 15). Im Stromsektor bildet die in Kapitel II eingeführte Kategorie der Stromhändler somit einen Händlermarkt, wenn die Händler ihre Handelstransaktionen in der Form Nichtorganisierten Terminhandels abwickeln.<sup>164</sup>

Im weiteren Sinne können zum Nichtorganisierten Terminhandel neben Nichtorganisierten Terminverträgen auch andere Formen von Verträgen gezählt werden, die in der Stromwirtschaft von Bedeutung sind oder sein können. Von besonderem Interesse sind hierbei *Swaps*. Dies sind Tauschgeschäfte, die beispielsweise den Austausch von Zahlungsströmen unterschiedlicher Fristigkeit zum Inhalt haben. Ein prominentes Beispiel für einen derartigen Swap in der Stromwirtschaft sind die insbesondere aus dem englisch/walisischen System bekannten Contracts for differences (CfD): Dies sind Verträge, die in der Regel von Erzeugerunternehmen auf der einen Seite und Endverkaufsunternehmen auf der anderen Seite geschlossen wer-

<sup>163</sup> Dies muß nicht jedem konkreten Fall so sein, es ist vielmehr vorstellbar, daß mit Vertragsabschluß auch die Bereitstellung einer Kreditsicherheit verbunden ist. Allerdings ist dies bei Nichtorganisierten Handelsverträgen — im Unterschied zu den weiter unten behandelten Terminkontrakten — kein konstituierendes Merkmal.

<sup>164</sup> Als zusätzliche institutionelle Ausgestaltung des Terminhandels soll auch der Fall erwähnt werden, daß der Abschluß der Terminverträge erst durch Vermittlung durch Makler (broker) zustandekommt.

den. Sie dienen insbesondere der Absicherung gegen Poolpreisschwankungen, denen die Akteure andernfalls aufgrund der Partizipationspflicht am Pool als zentrale und monopolistische Handelsinstitution ausgesetzt wären.<sup>165</sup> Durch derartige Swaps in der Form von CfDs werden unsichere Zahlungsströme, die in der Zukunft anfallen, in sichere Zahlungsströme transformiert (daher rührt auch der alternative Begriff eines Fixed-for-Floating-Swap): Für die kontrahierten Strommengen erhält der Erzeuger den kontrahierten Preis, das Endverkaufsunternehmen zahlt den kontrahierten Preis, und diese Zahlungen sind vollständig unabhängig vom aktuellen Poolpreis,<sup>166</sup> vorausgesetzt, der Erzeuger speist tatsächlich mindestens die kontrahierten Strommengen ein und das Endverkaufsunternehmen entnimmt mindestens die kontrahierte Menge.<sup>167</sup>

Ein zentraler Unterschied zwischen den normalen Nichtorganisierten Terminverträgen und Swaps ist neben (i) dem unterschiedlichen Ausmaß der individuellen Risikobegrenzung, die diese Instrumente erlauben, (ii) der Umstand, daß die Swaps zumindest in der konkreten Form der CfDs rein finanzielle Instrumente sind.

<sup>165</sup> In der Realität sind CfDs sowohl in der Form zweiseitiger CfDs als auch in der Form einseitiger CfDs formuliert. Erstere sehen Zahlungsströme zwischen den Vertragsbeteiligten immer dann vor, wenn der aktuelle Poolpreis vom im CfD vereinbarten Preis abweicht. Letztere immer dann, wenn der aktuelle Poolpreis je nach Vertragsformulierung über oder unter dem vereinbarten Preis liegt.

<sup>166</sup> In der Literatur (vgl. anstelle vieler Goss 1972: 4 ff.) wird häufig als Voraussetzung für die Effizienz derartiger Markt für Derivate ein funktionsfähiger und wettbewerblicher Spotmarkt genannt, da nur dieser in der Lage wäre, die Zahlungen aus dem derivativen Markt eindeutig zu bestimmen. Hierzu ist jedoch anzumerken, daß nicht ein funktionsfähiger Spotmarkt notwendig ist, sondern grundsätzlich jeder eindeutige und überprüfbare Preis die Basis für derivative Verträge sein kann. Das Basisgut, für den dieser Preis ermittelt wird, muß darüber hinaus weder tatsächlich existieren, noch lieferbar sein (eine weitere in der Literatur genannte Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit derivativer Märkte), was durch einen Blick auf den Wertpapiermarkt und die diesbezüglichen Derivate bestätigt wird: Dort werden zahlreiche Terminkontrakte, Optionen und andere Verträge auf Produkte gehandelt, die als Wertpapiere nicht existieren, beispielsweise auf Aktienindizes. Entscheidend für die Funktionsfähigkeit des Markts für Derivate ist somit nicht die Existenz eines tatsächlichen Spotmarkts, sondern vielmehr die Existenz eines eindeutig berechenbaren und öffentlich zugänglichen Preises für das (unter Umständen fiktive) Basisprodukt, um die ultimativen Zahlungsverpflichtungen bei Liquidation des Kontrakts bestimmen zu können. Derivate (zu denen auch die Terminkontrakte gezählt werden) auf Strom können als relevanten Basispreis eine Vielzahl von Preisen oder Preisindizes zugrundelegen, wobei insbesondere der kurzfristige Terminpreis einer Strombörse in Frage kommt, aber auch der laufende Preis am Ausgleichsmarkt oder im Zeitablauf schwankende Transportpreise. Bei Produkten, die fiktiver Natur sind, ist naturgemäß eine Lieferung im normalen Wortgebrauch (physische Erfüllung) nicht möglich. Vgl. hierzu Fn. 166.

<sup>167</sup> Durch letzte Restriktion bedingt und unter Berücksichtigung der systemimmanenten Unsicherheiten im Stromsektor durch CfDs ist mit dem Poolmodell keine vollständige Absicherung gegen Risiken erreichbar.

Anders als die normalen Nichtorganisierten Terminverträge sehen sie die *finanzielle Erfüllung* („cash settlement“, auch Barausgleich genannt)<sup>168</sup> anstelle der *physischen Erfüllung* (physical settlement) der Vertragsverpflichtungen vor.<sup>169</sup> Ein CfD verpflichtet den betreffenden Vertragspartner im Gegensatz zu einem normalen Terminvertrag nicht dazu, Strom tatsächlich zu liefern. Statt dessen wird er dazu verpflichtet, Preisdifferenzen zwischen dem Vertragspreis und einem anderen Preis, in der Regel dem kurzfristigen Terminpreis an einer Strombörse, also etwa dem aktuellen Poolpreis zum (fiktiven) Lieferzeitpunkt, gegenüber dem anderen Kontrahenten auszugleichen.

(ii) *Organisierter Terminhandel*: Dieser umfaßt ebenfalls Handelstransaktionen zwischen Anbietern und Nachfragern von Strom auf der Groß- oder Einzelhandelsebene. Er kann als organisierter Handel mit Terminkontrakten oder als Handel mit normalen Lieferverträgen (die im folgenden als *Organisierte Terminverträge* be-

<sup>168</sup> Finanzielle anstelle einer physischen Erfüllung sehen je nach konkreter Ausgestaltung auch die im Anschluß behandelten Terminkontrakte für Strom vor. So verlangen die in Norwegen und Schweden via Nord Pool gehandelten Terminkontrakte die finanzielle Erfüllung, die in Finnland via El-Ex gehandelten Terminkontrakte die physische Erfüllung der Lieferverpflichtungen (Kumkar 1998b). Vgl. allgemein zum Verhältnis dieser beiden Erfüllungsarten und den Bedingungen, unter denen die eine oder die andere Erfüllungsart Vorteile besitzt Paul (1985).

<sup>169</sup> In der Literatur findet eine recht umfangreiche Debatte um die relativen Effizienzvorteile der beiden Erfüllungsarten statt. Dabei wird insbesondere problematisiert, ob bei relativ illiquiden Spotmärkten für ein Produkt überhaupt ein effizienter Terminmarkt mit finanzieller Erfüllung organisiert werden kann, oder ob in diesem Fall nicht die Terminpreise verzerrt sein könnten und insofern die Erfüllung von Preisfindungs- und Risikoallokationsfunktionen verfehlen (vgl. Cornell 1997; Garbade und Silber 1983; Jones 1982; Kyle 1984; Kumar und Seppi 1992; Lien 1989). Ohne die Diskussion an dieser Stelle vertiefen zu wollen, sei eine kurze Anmerkung zu diesem Themenkreis erlaubt: Die Beantwortung der Frage, ob „future prices (...) properly reflect equilibrium (nicht manipulierte) prices“ (Cornell 1997: 856), hängt wesentlich nicht von der Frage ab, ob finanzielle oder physikalische Erfüllung vorgesehen ist, sondern maßgeblich davon, ob der Kassapreis (oder ein anderer vertraglich festgelegter Basispreis) manipulierbar ist. Um das Argument zu illustrieren, sei angenommen, daß ein Stromerzeuger und ein Kunde einen CfD geschlossen haben, der den kurzfristigen Terminpreis (Poolpreis) als Basispreis vorsieht. Dann kann beispielsweise der Erzeuger Anreize unterliegen, den Poolpreis zum Ausübungszeitpunkt des CfDs nach unten zu manipulieren, um hierdurch die Zahlungen des Kunden aufgrund des CfDs zu erhöhen. Entscheidend ist nunmehr, daß er diesen Anreizen unabhängig davon unterliegt, ob der CfD finanzielle oder physikalische Erfüllung vorsieht. Letztlich ist aus der Debatte in der Literatur zu folgern, daß die Preisfindung an Terminbörsen (oder generell an Derivatbörsen) nicht die unter Umständen bestehenden Marktmachtprobleme an den zugrundeliegenden Gütermärkten zu lösen vermag. Konsequenzen für die Frage, ob Terminverträge aus Effizienzgründen finanziell oder physikalisch erfüllt werden sollen, sind aus der Diskussion m.E. nach nicht abzuleiten. Vgl. für eine Betrachtung der Auswirkungen der CfDs auf den englisch/walisischen Poolmarkt auch Kumkar (1994: 106 f.), wo argumentiert wird, daß der umfangreiche (ex ante, vor der Privatisierung der Unternehmen stattgefundenene) Abschluß von CfDs einen senkenden Einfluß auf die Poolpreis ausübte.

zeichnet seien) ausgestaltet sein, die gegenüber Nichtorganisiertem Terminhandel und untereinander wie folgt abgegrenzt werden können:

(ii.a) Ein an organisierten Handelsplätzen geschlossener *Terminkontrakt* (Future) über Strom entspricht zwar grundsätzlich einem Nichtorganisierten Terminvertrag, weist aber in der Regel folgende abweichende Charakteristika auf:<sup>170</sup>

- *Standardisierung*: Die Börsen gehandelten Terminkontrakte sind standardisiert. Anstelle der bei normalen Terminverträgen individuell formulierten Vertragsbedingungen bezüglich Ort, Menge, Zeitpunkt treten uniforme Vertragsbedingungen, die faktisch standardisierte Produkte definieren. Allein über den Preis muß noch zwischen den Vertragspartnern verhandelt werden.
- *Organisierter Handel*: Anstelle des dezentralen Händlermarkts wird der Handel institutionell und unter Umständen räumlich zentral organisiert<sup>171</sup> und vollzieht sich nach generellen, für alle Teilnehmer verbindlichen Regeln. Konzeptionell bilden diese Börsenregeln und deren Sanktionsmechanismen einen unvollständigen, multilateralen Vertrag, innerhalb dessen sich die aktuellen Börsentransaktionen als Formulierung und Durchsetzung vollständiger und standardisierter Verträge vollziehen.<sup>172</sup>
- *Trennung der bilateral geschlossenen Verträge*: Die anfänglich bilateral zwischen Käufer und Verkäufer geschlossenen Terminkontrakte werden sogleich nach Vertragsschluß (beziehungsweise nach Börsenschluß) getrennt, indem die „Verrechnungsstelle“, das Clearing house, in die Verträge eintritt. Die Verrechnungsstelle wird somit nachträglich für jeden Käufer zum Verkäufer und für jeden Verkäufer eines Terminkontrakts zum Käufer, unabhängig davon, daß sie an dem ursprünglichen Vertragsschluß gänzlich unbeteiligt war. Mit dieser Trennung des ursprünglichen Abschlusses entstehen zwei Verträge, wobei die Verrechnungsstelle selber zum Garant beider Verträge wird.
- *Einschußpflicht*: Die Kontrahenten<sup>173</sup> der Kontrakte sind dazu verpflichtet, einen Einschuß (margin) an die Verrechnungsstelle zu zahlen, der zumeist an dem

<sup>170</sup> Die Darstellung lehnt sich an die vornehmlich an traditionellen Börsen orientierte Kategorisierung von Siegel und Siegel (1990: 12 ff.) an, ist allerdings zwecks Berücksichtigung der Bedingungen der Stromwirtschaft modifiziert worden. Vgl. komplementär auch Burger (1998).

<sup>171</sup> Traditionell ist eine Börse ein real existierender, räumlich lokalisierbarer Handelsplatz, an dem Handelstransaktionen persönlich abgewickelt werden. Dies ist jedoch kein notwendiges Charakteristikum einer Börse, wenn etwa an das Xetra-System im Bereich des Wertpapierhandels gedacht wird. Im Stromsektor ist diesbezüglich insbesondere auf die finnische Strombörse El-Ex zu verweisen, die via Internet in Echtzeit organisiert wird (vgl. Fn. 94).

<sup>172</sup> Vgl. Kumkar (1998b: Abschnitt IV.A.2, insbesondere S. 89 f. sowie Abschnitt IV.B.4.).

<sup>173</sup> Als *Kontrahenten* seien in diesem Zusammenhang Vertragspartner bezeichnet, die einen Vertrag miteinander kontrahieren und die ein eigenständiges und individuelles Interesse an der Aufgabenerfüllung im Rahmen der Preisfindung, der Risikoallokation und der Risikominderung

- Preis und der preislichen Volatilität des Kontrakts orientiert ist. Der Einschluß wird im sogenannten Marginkonto gebucht. Werden Kontrakte liquidiert, erhalten die Kontrahenten das Marginkonto ausbezahlt.
- *Tägliche Neubewertung aller Kontrakte:* Die Verrechnungsstelle bewertet börsentäglich jeden Kontrakt neu und bucht die Differenz zwischen aktuellem und Vortagspreis auf dem Marginkonto. Unterschreitet dieses Konto einen bestimmten Wert, ist der Kontrahent zur Nachzahlung verpflichtet. Spiegelbildlich ist er befugt, Beträge, um die das aktuelle Marginkonto den Mindeststand überschreitet, sofort abzubuchen. Faktisch bedeutet damit die tägliche Neubewertung nicht allein eine rechnerische Neubewertung, sondern führt regelmäßig zu tatsächlichen Zahlungsströmen zwischen den Kontrahenten und der Verrechnungsstelle.<sup>174</sup>
  - *Regulierung:* In der Regel unterliegen Terminkontraktbörsen einer speziellen öffentlichen Regulierung (Börsenaufsicht). Demgegenüber unterliegen normale Terminverträge in den meisten Sektoren nur dem allgemeinen Vertragsrecht. Dies gilt unter Umständen auch für den Stromsektor: In Abhängigkeit von der Wahl des Liberalisierungsmodells und dessen konkreter Ausgestaltung werden normale Terminverträge vollständig dereguliert. Dies gilt für die Belieferung zugelassener Kunden im Modell spezifischer Durchleitungsrechte und generell im Common-Carrier-Modell. Die Frage, ob diese generelle Liberalisierung auch für den Terminkontrakthandel gilt, ist ebenfalls von der konkreten Ausgestaltung des Liberalisierungsmodells abhängig. Es ist aber durchaus vorstellbar, daß der Handel an Terminkontraktbörsen entweder vollständig dereguliert wird oder aber nurmehr den allgemeinen, nicht sektorspezifischen Börsenregulierungen unterworfen wird.

besitzen. Zwecks Unterscheidung von diesen Akteuren sei die Verrechnungsstelle nicht als Kontrahent definiert, auch wenn sie, wie im Text ausgeführt, tatsächlich in jeden geschlossenen Kontrakt eintritt. Kontrahenten können insbesondere als Hedger, als Arbitrageure und/oder als Spekulanten agieren. Erstere verfolgen das Ziel der individuellen Risikominderung durch Absicherung gegen Preisänderungsrisiken (also zur Risikoallokation und der generellen Risikominderung), zweite das Ziel, per definitionem risikofrei Preisdifferentiale für ein konkretes und identisches Gut auszunutzen, dritte das Ziel, aus erwarteten Preisveränderungen (auch relativer Preisänderungen) einen Nutzen zu ziehen. Jede dieser drei Kategorien von Kontrahenten kann grundsätzlich an Strombörsen agieren, wenn die konkreten Börsenregeln (und/oder die Regulierung) es zulassen.

<sup>174</sup> Grundsätzlich ist dies natürlich von der Opportunitätsrendite abhängig, die von den Kontrahenten in anderen Verwendungen erzielt werden kann und von der Frage, inwieweit die Verrechnungsstelle das Guthaben auf dem Marginkonto verzinst. In der Regel kann aber vermutlich davon ausgegangen werden, daß die Verrechnungsstelle ihre Aufgabe nicht als „Sparkasse“ definiert; sie wird also das Marginkonto, wenn überhaupt, mit einem relativ niedrigen Zinssatz verzinsen.

(ii.b) Ein *Organisierter Terminvertrag* bildet die zweite, empirisch derzeit noch häufigere, institutionelle Ausgestaltung Organisierten Stromterminhandels. Ein derartiger Vertrag ist dadurch definiert, daß er zwar im wesentlichen die Charakteristiken eines Terminkontrakts aufweist, allerdings ein relativ geringeres Maß an Standardisierung (insbesondere hinsichtlich der zu liefernden Mengen) besitzt.<sup>175</sup> Dieses Maß der Standardisierung liegt aber angesichts der in der Regel überaus komplexen Regeln von Strombörsen höher als das normaler Nichtorganisierter Terminverträge.<sup>176</sup> Derart definierte Organisierte Lieferverträge sind prägendes Merkmal einiger existierender organisierter Stromhandelsmärkte insbesondere für den *kurzfristigen Terminhandel*. Unter kurzfristigem Terminhandel sei im folgenden Handel verstanden, der Lieferungen am folgenden Tag (day-ahead-market) bis hin zu Lieferungen in der folgenden Stunde (hour-ahead-market) zum Inhalt hat. Der Pool in England und Wales sowie Nord Pool in Skandinavien sind Beispiele für „day-ahead-markets“. Die finnische Strombörse El-Ex ist ein Beispiel für kontinuierlichen Handel bis eine Stunde vor der tatsächlichen Lieferung, umfaßt somit auch einen „hour-ahead-market“. Die Californian Power Exchange (PX) schließlich organisiert im Unterschied zur El-Ex keinen kontinuierlichen Handel, sondern zwei faktisch von-

<sup>175</sup> Die historischen Ursprünge von Warenterminkontraktbörsen (vornehmlich für Agrarerzeugnisse) liegen im Übergang zu organisiertem Handel mit zunehmend standardisierten Terminverträgen in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts in Chicago (wegen der dortigen zentralen Verkehrslage). Die Einschlußpflicht als heute wesentliches Charakteristikum von Terminkontraktmärkten wurde 1865 (ebenfalls in Chicago) erstmals festgelegt (Peck 1985: 4).

Konzeptionell ist ein Kontinuum an Stromterminhandelsinstitutionen denkbar, dessen Extrempunkte durch vollständig individualisierte Nichtorganisierte Terminverträge auf der einen Seite und organisierte Terminkontrakte auf der anderen Seite gebildet werden. Organisierte Terminverträge liegen innerhalb dieses Kontinuums zwischen den beiden Extrempunkten. Interessanterweise ist eine Kombination dieser Handelsinstitutionen innerhalb einer einheitlichen (Ober-)Institution nicht nur denkbar, sondern sogar im Einzelfall Realität: Die skandinavische Strombörse Nord Pool organisiert nicht allein den Terminkontrakthandel („Eltermin“) sowie den kurzfristigen zentralen Terminhandel („Elspot“, bei dem grundsätzlich die Börse als Gegenpartei für Käufer und Verkäufer agiert), sondern bietet mittlerweile (in Umkehrung der oben genannten historischen Entwicklung von Terminbörsen hin zu Terminkontraktbörsen) als zusätzliche Dienstleistung auch die Ab- und Verrechnung von ursprünglich bilateral außerhalb der Börse bilateral geschlossener Nichtorganisierter Terminverträge an und organisiert darüber hinaus einen organisierten Markt für standardisierte Terminverträge mit finanzieller Erfüllung (ohne Einschlußpflicht) (Kumkar 1998d: 49 (Fn. 69); 65). Auf den Umstand, daß diese Entwicklung als ein Zeichen für das Entstehen institutionellen Wettbewerbs und als Indiz für die Effizienz dieses Wettbewerbs interpretiert werden kann, wird unten ausführlicher eingegangen.

<sup>176</sup> Ein weiterer Unterschied kann die Ausgestaltung der Einschlußpflicht sein, die unter Umständen vollständig entfällt, sowie der Umstand, daß die Verträge je nach konkreter Ausgestaltung der Börse überhaupt nicht bilateral zwischen den Kontrahenten geschlossen werden können, sondern nur bilateral zwischen jeweils einem Kontrahenten und der Börse beziehungsweise dem Pool als Gegenpartei.

einander getrennte Terminmärkte: einen „day-ahead-market“ und einen „hour-ahead-market“.<sup>177</sup> Einen Überblick über einige bereits existierende oder geplante Strombörsen (Terminbörsen und Terminkontraktbörsen) gibt Schaubild 1.<sup>178</sup> Zu beachten ist, daß in reinen Poolmodellen der Handel neben dem Poolhandel nur als Handel mit finanzieller Erfüllung möglich ist. Falls die Regulierung es erlaubt, dann ist zwar zum Beispiel die Etablierung einer Terminkontraktbörse möglich, diese darf aber ähnlich dem oben genannten (S. 99) CfD-Handel nicht die Koordinierung tatsächlicher Lieferungen zum Inhalt haben: Diese Aufgabe obliegt alleine dem Pool als („physisches“) Handelsmonopol.<sup>179</sup>

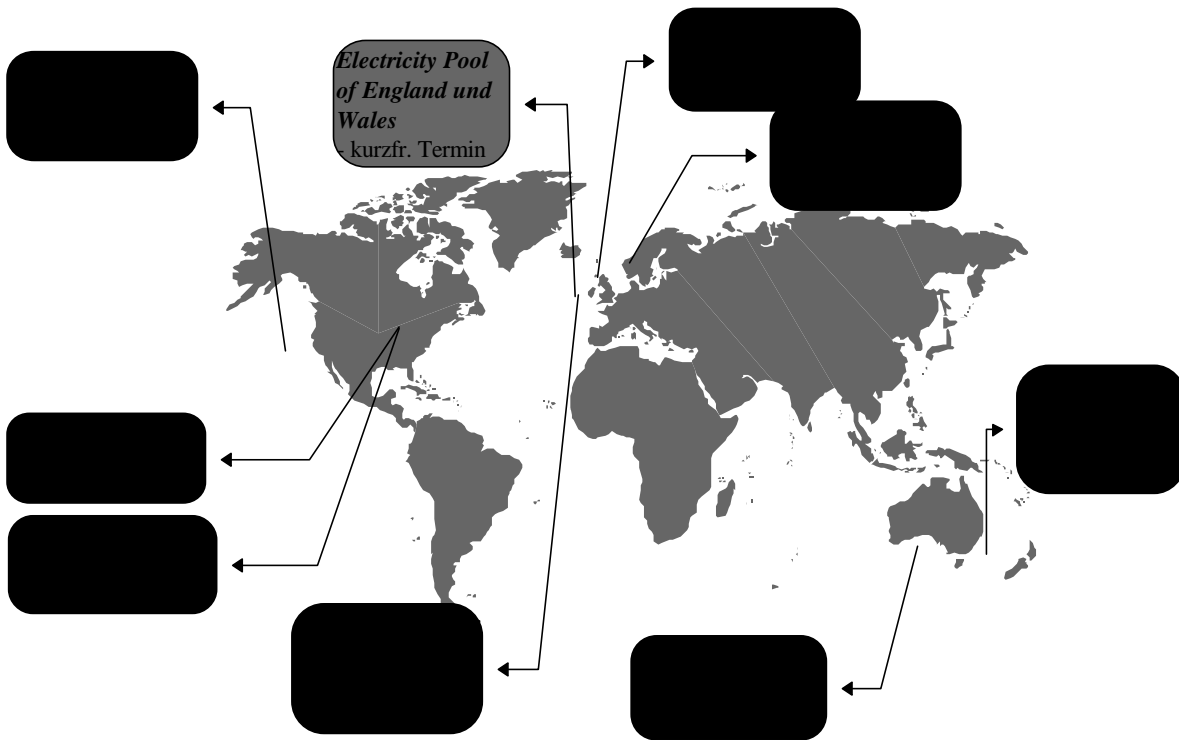
<sup>177</sup> Die Zeitspanne, die zwischen Handelsschluß und tatsächlicher Lieferungsverpflichtung besteht, ist dabei nicht das alleinige Charakteristikum, in dem sich die existierenden Strombörsen unterscheiden. Weitere wichtige Unterschiede liegen neben den Zugangs- und Austrittsregeln zum einen in der Form der Gebote, die die Teilnehmer abgeben müssen und zum anderen in der Zielfunktion, die der Preisbildungsregel der Börse zugrunde liegt. Zu- und Austrittsregeln können beispielsweise zum Inhalt haben, daß alle Anbieter im „Gebiet“ der Börse über diese handeln *müssen*, die Nachfrager allerdings weder partizipieren müssen noch können (Fall England und Wales). Oder aber, daß sowohl Anbieter als auch Nachfrager auf freiwilliger Basis teilnehmen können (Beispiele: Skandinavien (sowohl Nord Pool als auch El-Ex) und (grundsätzlich) Kalifornien). Die Form der Gebote kann von linearen Preis-Mengengeboten (Nord Pool, El-Ex) bis hin zu mehrteiligen Preis-Mengengebieten (England und Wales sowie Kalifornien) reichen. Als Preisbildungsregel kann eine Minimierungsregel für die Summe der Zahlungen über eine 24-Stundenperiode, die aus mehreren Unterperioden zusammengesetzt ist (England und Wales) oder eine Minimierungsregel für die Summe der Zahlungen für jeweils eine separate Ein-Stundenperiode (Nord Pool und El-Ex) oder ein mehrstufiges Verfahren mit einer 24-Stunden-Planung und einer anschließenden 1-Stunden-Planung (Kalifornien) Anwendung. Vgl. für Details zu England und Wales Kumkar (1994), zu Skandinavien Kumkar (1998b) und zu Kalifornien (1996b).

<sup>178</sup> In Schaubild 1 sind als geplante Strombörsen nur ausgewählte Projekte genannt, deren Realisierung für hochwahrscheinlich gehalten werden kann. Der Standort einer möglichen Strombörse in Deutschland und deren Charakteristiken hinsichtlich Zugangs- und Austrittsregeln, Form der Gebote, Zielfunktion (vgl. Fn. 175) muß derzeit noch als offen gelten.

<sup>179</sup> In England und Wales wurde nach Etablierung des Poolsystems versucht, einen derartigen organisierten Terminkontraktmarkt mit physischer Erfüllung zu etablieren. Dieser sogenannte EFA-Markt (Electricity Forward Agreement) hat aber mangels Liquidität nie die Bedeutung erlangt, die von den Gründern angestrebt war.



Schaubild 6 — Ausgewählte existierende oder geplante Strombörsen



### 3. Effizienzvorteile von Strombörsen

Welche Konsequenzen für die Effizienz der Transaktionen können aus den vorstehenden Unterschieden zwischen Nichtorganisiertem und Organisiertem Terminhandel für die Frage der Aufgabenerfüllung hinsichtlich Preisfindungsfunktion, Risikoallokationsfunktion und Risikominderungsfunktion abgeleitet werden?

1. Die *Standardisierung* der Vertragsformen ist grundsätzlich ein Mittel, das die Liquidität des Terminmarkts erheblich erhöhen kann: Während bei bilateral ausgehandelten Lieferverträgen faktisch ein einzigartiges, individuelles Produkt geschaffen wird, das sich räumlich, zeitlich und mengenmäßig von allen anderen gehandelten Stromprodukten unterscheidet, wird im Fall von Terminkontraktbörsen nurmehr eine diskrete und begrenzte Zahl von Produkten definiert. Im Fall des Organisierten Terminvertrags, der via Börse geschlossen wird, wird durch die Regelbindung der Akteure und Verträge ebenfalls eine Erhöhung der Liquidität gegenüber einem normalen Nichtorganisierten Terminmarkt erreicht. Bei gegebener Zahl an Marktteilnehmern (Marktgröße) nimmt somit die Liquidität in den einzelnen Teilmärkten und damit im Gesamtmarkt c.p. zu. Hieraus folgt auch, daß die bilateralen Abhängigkeiten zwischen den Kontrahenten erheblich reduziert werden: Die zu-

nehmende Liquidität macht die Verträge zu handelbaren Gütern mit potentiell vielen Anbietern und Nachfragern. Dies kann (i) dazu beitragen, daß die Preisfindungsfunktion besser erfüllt wird als von Nichtorganisierten Terminmärkten. Es kann ferner (ii) dazu beitragen, daß die Risikoallokationsfunktion besser erfüllt wird, wenn die Produktdefinitionen derart gewählt sind, daß sie tatsächlich dem Bedarf entsprechen: Die hohe Liquidität trägt dazu bei, daß c.p. eher ein Marktakteur gefunden wird, der ein gegensätzliches Risikoprofil aufweist.<sup>180</sup> Schließlich kann die Etablierung einer Terminkontraktbörse oder einer Börse für Organisierte Terminverträge offenkundig (iii) auch ein Mittel sein, die Probleme opportunistischen Verhaltens zu begrenzen oder gar zu beseitigen, da die erwähnte Senkung der bilateralen Abhängigkeiten notwendig mit einer Abnahme der bilateralen individuellen Beziehungsspezifität und damit mit einer besseren Erfüllung der Risikominderungsfunktion einhergeht. Potentiell schafft also die Standardisierung Voraussetzungen dafür, daß sowohl Koordinierungskosten als auch Motivationskosten in der Stromwirtschaft gesenkt werden.

2. Eine Senkung insbesondere der Koordinierungskosten kann auch durch den höheren *Organisationsgrad* der Börsen gegenüber Nichtorganisierten Terminmärkten erreicht werden. Vorausgesetzt, in der Kommunikations-, „technologie“ liegen diesbezügliche Größenvorteile vor, kann die Normierung der Informationsbeschaffungs-, Übermittlungs- und Weiterverarbeitungsinstrumente, einem wesentlichen Merkmal organisierter Märkte, zu einer Senkung der durchschnittlichen Transaktionskosten beitragen. Dies gilt sowohl für „reale“, räumlich lokalisierbare Börsensäle als auch für die jüngeren internet- oder telefongestützten Börsen

3. Die *Trennung der bilateral geschlossenen Verträge* ist in Verbindung mit der *Einschußpflicht* und der *täglichen Neubewertung* aller Kontrakte unter Umständen ein wirksames Mittel zur Senkung der Transaktionskosten, insbesondere der Motivationskosten. Wie in der vorliegenden Arbeit mehrfach betont, entstehen Transaktionskosten nicht nur bei der Vertragsformulierung, sondern auch und insbesondere bei der Vertragsdurchsetzung, deren Problematik unter den technischen Bedingungen der Stromwirtschaft (hohe Kapitalbindungsdauer) von erheblicher Relevanz ist. Jedweder Terminvertrag muß also implizite oder explizite Garantiein-

<sup>180</sup> Das obige Beispiel der CfDs ist diesbezüglich illustrativ: Ein Erzeuger ist grundsätzlich dem Risiko ausgesetzt, daß der Preis für gelieferten Strom in der Zukunft sinkt und er somit unter Umständen Verluste macht, da er Investitionen ex ante tätigen muß. Ein Endverkaufsunternehmen ist dem umgekehrten Risiko ausgesetzt, daß der Preis für an ihn gelieferten Strom in der Zukunft steigt. Muß er selbst ex ante Investitionen tätigen und/oder hat er Festpreisverträge mit seinen eigenen Kunden geschlossen, wird er ein Interesse an der Absicherung seiner Erlöse, das heißt einer „Deckelung“ der von ihm zu zahlenden (Großhandels)Preise haben (Price cap). Ergo können die gegensätzlichen individuellen Risiken der beiden Akteure durch einen CfD, einen normalen Terminvertrag oder aber den Abschluß von Terminkontrakten begrenzt werden.

strumente beinhalten, die die Erfüllung der vertraglichen Verpflichtungen gewährleisten (vgl. Kumkar 1998b: Abschnitt IV.A.2). Bei Nichtorganisierten Terminverträgen müssen diese Garantieinstrumente (beispielsweise Pfänder) individuell vereinbart werden. Zur optimalen Absicherung (die immer auch mit Kosten verbunden ist<sup>181</sup>) müssen die Kontrahenten über Informationen über die Gegenseite verfügen (Zahlungsfähigkeit, Reputation etc.). Auch bei dieser Informationsbeschaffung fallen Transaktionskosten an. Die Trennung der bilateral geschlossenen Verträge im Fall der Terminkontrakte<sup>182</sup> sorgt nun dafür, daß dieses individuelle Risiko, dem ein Kontrahent durch die Gefahr des Fehlverhaltens des ursprünglichen anderen Kontrahenten ausgesetzt wird, vollständig entfällt. Die Verrechnungsstelle tritt von jetzt an als alleiniger Garant der Verträge auf. Wenn angenommen werden kann, daß diese wegen der festen Börsenregeln und aus Gründen ihrer eigenen Reputation kaum diesbezüglichen Anreizen zum eigenem opportunistischen Verhalten unterliegt, wäre das Risiko der Kontrahenten außerordentlich gering. Die Verrechnungsstelle selbst sichert sich gegen Fehlverhalten der Kontrahenten durch die Einschußpflicht (und weitere Börsenregeln, etwa Teilnahmevoraussetzungen etc.) ab. Der Tatsache, daß die Einschußpflicht für den Kontrahenten mit positiven Motivations- und Transaktionskosten verbunden ist, wird ebenfalls Rechnung getragen: Die tägliche Neubewertung aller Kontrakte und die damit einhergehenden Zahlungsströme (via Marginkonto) kann als transaktionskostensenkende Börsenregel interpretiert werden, richtet sie doch die Höhe des Betrags auf dem Marginkonto immer am aktuellen Wert der eingegangenen Verpflichtungen aus und erlaubt darüber hinaus eine laufende und gezielte Überwachung der Zahlungsfähigkeit der Kontrahenten.<sup>183</sup>

4. Ein komplementäre oder substitutive Rolle kann schließlich auch die öffentliche *Regulierung* erfüllen, wenn diese die Gefahren opportunistischen Verhaltens (i) der Börse selbst oder (ii) der Manipulationen von Regelauslegung oder Regeldefinition durch marktmächtige Börsenteilnehmer begrenzt.

<sup>181</sup> Vgl. die Ausführungen zur Vornahme korrespondierender spezifischer Investitionen in Kumkar (1998b: Abschnitt IV.A.2, insbesondere S. 70).

<sup>182</sup> Im Fall der Organisierten Terminverträge übernehmen die Börsenregeln (Teilnahmebedingungen, Sanktionen bei Fehlverhalten etc.) Teile dieser Aufgaben.

<sup>183</sup> Die Gefahr von Überraschungen, die zum völligen Ausfall der Zahlungen eines Kontrahenten führen können, wird somit erheblich reduziert. Im Hintergrund liegt der Umstand, daß die börsentäglichen Veränderungen im Wert des Kontrakts nicht über längere Perioden akkumuliert werden, sondern Verlusttendenzen sich in täglichen Nachzahlungen in das Marginkonto niederschlagen. Dies ist im Fall Nichtorganisierter Terminverträge offensichtlich nicht der Fall.

#### 4. Nachteile einer Strombörse

Nach allem Vorgesagten könnte gefragt werden: Warum werden nicht alle Stromhandelstransaktionen über Börsen abgewickelt? Und unter der zentralen Fragestellung der vorliegenden Arbeit muß gefragt werden: Warum werden nicht in allen Ländern dieser Erde Poolmodelle implementiert, die modellimmanent die Etablierung einer Strombörse vorsehen? Alle bislang genannten Indizien sprachen doch für die koordinierungs- und motivationkostensenkende Funktion einer Strombörse. Und in der Tat haben sich in der Vergangenheit zahlreiche akademische Ökonomen für die Etablierung eines Poolmodells auch in Deutschland ausgesprochen.<sup>184</sup>

Die Antwort auf diese Fragen ergibt sich bei einer genaueren Betrachtung der eben genannten Vorteile von Strombörsen. Um es vorwegzunehmen: Die Antwort lautet nicht, daß eine Strombörse in jedem Fall die effiziente Antwort auf die Koordinierungsprobleme in der Stromwirtschaft ist. Hierzu müssen bestimmte Bedingungen erfüllt sein. Und selbst wenn die Etablierung einer Strombörse im konkreten Fall angeraten scheint, dann folgt hieraus noch lange nicht, daß diese Börse durch die öffentliche Regulierung zwangsweise gegründet werden muß. Und schon gar nicht folgt automatisch, daß den Unternehmen der Stromwirtschaft die Teilnahme an dieser Börse obligatorisch vorgeschrieben werden sollte.

Die Beantwortung der Fragen erfolgt dadurch, daß die im vorgehenden Abschnitt diskutierten Vorteile organisierten Stromhandels Punkt für Punkt dahingehend untersucht werden, unter welchen Bedingungen sie tatsächlich realisierbar sind und welche Transaktionskostenargumente dafür sprechen können, daß die Vorteile von den Nachteilen mehr als aufgewogen werden.

1. Beginnen wir mit der *Standardisierung* an Strombörsen. Oben (S.106) wurde argumentiert, daß der Handel mit standardisierten Produkte und die Konzentration der Verhandlungen auf Handelstransaktionen allein auf den Preisparameter Voraussetzungen dafür schafft, daß sowohl Koordinierungskosten als auch Motivationskosten in der Stromwirtschaft gesenkt werden können. Als Ursachen wurden die bessere Erfüllung der Preisfindungsfunktion, der Risikoallokationsfunktion als auch der Risikominderungsfunktion identifiziert. Von zentraler Bedeutung ist allerdings der Umstand, daß mit der Standardisierung auch Kosten verursacht werden:

- Die mit Kosten verbundene exakte und vollständige Produktdefinition (beziehungsweise -formulierung) mag hinsichtlich ihrer Vollständigkeit über das Maß hinausgehen, das bei bilateralen individuellen Terminverträgen im

184 Vgl. Fn. 48 für Belege.

konkreten Fall notwendig ist.<sup>185</sup> Von Bedeutung wird dies insbesondere dann sein, wenn der betreffende Terminkontrakt nur von wenigen Akteuren tatsächlich gehandelt, das heißt nachgefragt und angeboten wird. Diese Kosten der Produktdefinition können somit in ihrer Summe zu hoch sein und darüber hinaus wegen der Zurechnung auf alle Teilnehmer der Börse mit allokatonsverzerrenden Quersubventionen verbunden sein.<sup>186</sup>

- Standardisierung mit dem Ziel der höheren Liquidität führt dazu, daß nur einige Produkte handelbar sind. Im Extremfall wird der Preis für nur ein Gut bestimmt.<sup>187</sup> Das kann zwar dazu führen, daß der Wettbewerb auf einem *Teilmarkt* intensiv ist und die Preisbildung insofern effizient ist, als es die korrekten Preissignale für Bereitstellung und Verwendung exakt dieses Produkts liefert. Dies sagt jedoch nichts darüber aus, ob es das wichtigste Gut ist, ob der Handel einer Vielzahl von Produkten nicht sehr viel effizienter wäre, und ob die Liquidität in anderen Teilmärkten nicht künstlich klein gehalten wird, m.a.W. die Erfüllung der Preisfindungsfunktion in anderen Teilmärkten erschwert oder gar verhindert wird.
- Die Standardisierung birgt darüber hinaus die Gefahr in sich, daß Kontrahenten mit gegensätzlichem Risikoprofil nicht gefunden werden kann, da unter Umständen das Produkt nicht existiert, bei dem die Risikoprofile optimal entgegengesetzt sind. Produktdefinitionen gelten eben nur für eine diskrete und begrenzte Zahl an Produkten. Insofern kann die Erfüllung der Risikoallokationsfunktion behindert werden.
- Die Standardisierung kann zwar die individuelle Beziehungsspezifität zwischen den Kontrahenten senken. Allerdings tritt an die Stelle dieser individueller Beziehungsspezifität im Fall Nichtorganisierter Verträge die Beziehungsspezifität

<sup>185</sup> Um eine Analogie zu nennen: Es gibt in der Realität auch nicht nur einen einzigen Kapitalmarkt, auf dem ein einziges eindeutig definiertes Produkt „Kapital“ angeboten und nachgefragt wird, sondern eine Vielzahl von Teilmärkten und Produkten: Diverse Börsen für Eigen- und Fremdkapital, Fremdkapital von Banken und privaten Geldgebern und Eigenmittel. Warum sollte diese institutionelle Vielfalt, die auch zahlreiche Gütermärkte prägt, im Stromsektor von vornherein ineffizient sein?

<sup>186</sup> Die Zurechnung der Kosten wird schon wegen der Gemeinkosten in der Regel nicht allein an den individuell verursachten Kosten ansetzen können, sondern eher via pauschalierter Teilnahmegebühren erfolgen.

<sup>187</sup> Vgl. die Ausführungen von Yajima (1997: 19), der als offenbar aus seiner Sicht wesentlichen Vorteil des Poolmodells konstatiert, daß nur das Poolmodell zu Marktpreisen für Strom führen würde („only the pool generates a market price for electricity“). Tatsächlich gilt aber festzuhalten, daß via Pool (i) nur *ein* Preis für *ein* Gut gefunden wird, dessen Definition in gewissem Maße immer arbiträr gebildet wird und daß (ii) ein Preis in der Realität höchst selten durch einen tatsächlich existierenden walrasianischen Auktionator in Gestalt eines durch rechtlichen Monopolstatus geschützten Pools gebildet wird.

zwischen den einzelnen einem Kontrahenten und der Börse. Damit muß die Gefahr der Manipulation der Börse durch marktmächtige Unternehmen und/oder Eigeninteressen der Börsenverwaltung (unter Umständen des Börsenvereins, Börsenunternehmens etc.) ins Blickfeld der Analyse einbezogen werden. Hier auf wird im weiteren Verlauf unter dem Stichwort der Regulierung ausführlicher eingegangen (S. 112).

2. Eng mit der Frage der Standardisierung zusammenhängend, führt auch die *Organisation des Handels* an Börsen zu unter Umständen ineffizient hohen Transaktionskosten, die die oben (S.107) skizzierten Senkungen insbesondere der Koordinierungskosten konterkarieren können. Dies kann in erster Linie dann relevant werden, wenn der Aufbau von für die Börse erforderlichen Informations- und Kommunikationssystemen mit hohen Fixkosten verbunden ist und die Marktgröße eher klein ist. Darüber hinaus kann ähnlich der oben skizzierten Situation im Fall der Standardisierung der Bedarf an derartigen erforderlichen Informations- und Kommunikationssystemen für die individuellen Transaktionsinteressen sehr unterschiedlich ausgeprägt sein. Diese Kosten der Organisation des Handels können somit sowohl in ihrer Gesamtsumme zu hoch sein als auch wegen der Zurechnung auf alle Teilnehmer der Börse ebenfalls mit allokatonsverzerrenden Quersubventionen verbunden sein.<sup>188</sup>

3. Darüber hinaus sind auch die Auswirkungen der *Trennung der bilateral geschlossenen Verträge* in Verbindung mit der *Einschußpflicht* und der täglichen *Neubewertung* aller Kontrakte unter bestimmten Bedingungen kontraproduktiv, weil mit überhöhten Transaktionskosten verbunden:

- Diese Vorschriften führen faktisch zum Poolen des Risikos aller Kontrahenten und legen die Kosten dieser Risiken via Einschußpflicht und den damit verbundenen Kosten uniform auf alle Kontrahenten um. Dies scheint für zahlreiche Beziehungen nicht die kostengünstigste Weise der Vertragssicherung zu sein, da individuelle Risikopräferenzen, andere Sicherungsinstrumente und differenzierte Informationen nicht in die Absicherung eingehen können.<sup>189</sup> Dies kann zu überhöhten Motivationskosten für die Durchsetzung von Verträgen führen, die

<sup>188</sup> Vgl. Fn. 184.

<sup>189</sup> Empirische Indizien sprechen dafür, daß dieser Punkt von Relevanz ist, zeigen die skandinavischen Entwicklungen, wo Nord Pool als zentrale Strombörse offenbar durch die institutionellen Marktentwicklungen gezwungen wurde, mittlerweile auch die Abrechnung bilateraler individueller Terminverträge als Dienstleistung anzubieten und die Nichtorganisierten Terminverträge nach wie vor einen sehr hohen, quantitativ überragenden Anteil am gesamten Stromterminhandel in Norwegen und Schweden ausmachen (wenngleich der Anteil des Organisierten Handels im Zeitablauf zugenommen hat) (Kumkar 1998d: 64: Fn. 100).

im Einzelfall ohnehin nicht den individuellen Anforderungen an die Form der Lieferverträge entsprechen (vgl. die Ausführungen zur Standardisierung)

- Insbesondere die tägliche Neubewertung der Kontrakte führt zu einem hohen Informationsbeschaffungs- und -verarbeitungsaufwand und damit zu potentiell überhöhten Koordinierungskosten
- Die durch die tägliche Neubewertung verursachten Zahlungsströme verursachen zusätzliche Koordinierungskosten.

4. Kommen wir schließlich zur für die Fragestellung dieser Arbeit zentrale Frage der Beeinflussung der Höhe der Transaktionskosten durch die öffentliche *Regulierung* (S.108), zeigt sich ebenfalls ein ambivalentes Bild der Effizienzwirkungen, die eine a priori-Beurteilung unmöglich macht:

- Betrachtet man zunächst das Problem des opportunistischen Verhaltens der Börse (beziehungsweise genauer: der sie organisierenden Individuen) selbst, so ist zu vermuten, daß die Höhe der hierdurch verursachten Transaktionskosten insbesondere durch den externen Effizienzdruck, dem die Börse ausgesetzt ist, bestimmt wird. Nehmen wir beispielsweise dem Poolmodell folgend an, daß nur eine Börse existiert und der Abschluß Nichtorganisierter Lieferverträge an dieser Börse vorbei verboten ist. Dann besitzt diese Börse (der Pool) ein nicht bestreitbares Monopol im Stromterminhandel.<sup>190</sup> Abgesehen von den hierdurch tendenziell verursachten Allokationsineffizienzen (überhöhte Transaktionsgebühren der Börse), kann erwartet werden, daß die interne Effizienz der Börse eher gering ist und die Motivationskosten höher als im Fall, in dem die Börse im Wettbewerb zu anderen Börsen und/oder Nichtorganisiertem Terminhandel steht.<sup>191:192</sup>
- In abgeschwächter Form gilt das vorstehende Argument auch dann, wenn zwar kein Poolmodell etabliert wird, eine im Rahmen entweder eines Modells spezifi-

<sup>190</sup> Im Poolmodell besteht dieses unbestreitbare Monopol strenggenommen nur auf der Ebene des Großhandels. Angesichts der zentralen Rolle dieses Handels für die Preisfindung, die Risikoallokation und die Risikominderung ist die hier stattfindende Vernachlässigung der Einzelhandelsebene ohne Belang für die Gültigkeit der generellen Aussage.

<sup>191</sup> Die ist ein Problem der allein hierarchischen Koordinierung innerhalb der Börsenorganisation, auf das unter generellen Gesichtspunkten in Kumkar (1998b: Abschnitt IV.A.3) eingegangen wurde. Zu ergänzen ist, daß zunehmender Effizienzdruck durch Wettbewerb von außen zweifach die interne Effizienz der Börse erhöhen kann: Zum einen liefert die Existenz konkurrierender Institutionen Informationen über konkrete alternative institutionelle Formen der Hierarchie. Zum anderen kann externer Wettbewerb die Motivation der Börsenangestellten direkt erhöhen, wenn diese beispielsweise die höhere Entlassungswahrscheinlichkeit bei Fehlverhalten realisieren. Generell kann davon ausgegangen werden, daß die Wettbewerb gegebene härtere Budgetrestriktion der Börse c.p. die Effizienz der Börse erhöht.

<sup>192</sup> Vgl. auch Kumkar (1998b: Fn. 207) zur Frage der optimalen Eigentümerschaft der Börse.

scher Durchleitungsrechte oder Common-Carrier-Modells gebildete Börse allerdings ebenfalls einen geschützten Status besitzt. Dieser Status der Börse kann dabei analytisch begründet sein entweder (i) durch das Vorliegen von Elementen eines natürlichen Monopols oder aber (ii) durch die Regulierung — oder aber (iii) durch die Kombination beider Faktoren.

Zu (i): Es ist denkbar (und implizite Annahme des Poolmodells, vgl. S. 53), daß die horizontale Koordinierung der Stromerzeugung derartige Komplementaritäten aufweist, daß hierdurch ein vollständiges oder wenigstens teilweise natürliches Monopol im Stromhandel begründet wird. Wenn dies so ist und beispielsweise bei der Gründung der Institution Börse nennenswerte versunkenen Kosten anfallen, dann kann das natürliche Monopol wirksam vor Wettbewerb geschützt sein, mit anderen Worten: Die Börse ist nicht bestreitbar. Dann tritt die Gefahr der Ineffizienz auf, auf die unter dem letzten Spiegelstrich eingegangen wurde.

Zu (ii): Neben der Etablierung des Poolmodells ist es in der Praxis auch denkbar, daß im Rahmen eines Common-Carrier-Modells ergänzende Regulierungen vorgesehen sind, die einer Börse einen Monopolstatus zuweist. Zu nennen ist etwa das kalifornische Beispiel, das zwar grundsätzlich die Etablierung eines Common-Carrier-Modells zum Inhalt hat, aber zumindest für eine Übergangsperiode von vier Jahre die großen Stromerzeuger<sup>193</sup> mit einer Teilnahmepflicht an der Californian Power Exchange (PX) ausstattet (Kumkar 1997c). Dieses Verbot des Abschlusses von Nichtorganisierten Terminverträgen hält den Markt für derartige Lieferungen tendenziell eng und verschafft der PX eine im Bereich des Handels dominante Marktstellung.<sup>194</sup>

Zu (iii): Die Annahme von Elementen eines natürlichen Monopols im Stromterminhandel kann grundsätzlich eine Regulierung der Börse auch dann inhalt-

<sup>193</sup> Dies sind die Pacific Gas & Electric (PG&E), die Southern California Edison (SCE) sowie die San Diego Gas & Electric. PG&E und SCE sind die beiden – gemessen an den Endverkaufserlösen – größten Versorgungsunternehmen innerhalb der Vereinigten Staaten.

<sup>194</sup> Begründet wird diese derzeitige, temporäre Regulierung des Stromterminhandels in den zugrundeliegenden Entscheidungen der zuständigen Regulierungskommission und des kalifornischen Gesetzgebers mit der derzeit noch hohen Marktkonzentration auf der Erzeugungstufe, die eine sofortige Liberalisierung und Deregulierung des Terminhandels noch nicht erlauben würde. Zu beachten ist, daß die Regulierung der Börse nicht direkt mit den Koordinierungserträgen der Börse begründet und dessen diesbezüglichen Marktmachtpotentialen wird, sondern mit der Marktmacht der Erzeuger, die eine Regulierung erfordern würde. Die Vorschrift des obligatorischen Handels via Börse ist demzufolge insbesondere eine Regulierungsregel, die die Regulierung der Erzeuger erleichtern soll, in dem sie wegen ihrer Transparenz Informationen über die Erzeugungskosten in einzelnen Kraftwerken auch anderer Eigentümer offenbart. Auf eine Begründung für die Regulierung der Börse, die an den Machtpotentialen der Börse ansetzt, wird im Anschluß unter (iii) eingegangen.



lich begründen, wenn keiner der Teilnehmer am Börsenhandel eine dominante Marktposition innehat. Hierauf muß an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden, es reicht der Hinweis, daß ein hiermit unter Umständen verbundener vollständiger oder partieller Schutz der Börse vor anderen Handelsinstitutionen<sup>195</sup> mit Motivationskosten verbunden ist, auf die bereits ausführlich eingegangen wurde.

- Schließlich tritt, unabhängig davon, wie im konkreten Fall die Regulierung des Terminhandels inhaltlich begründet wird, potentiell das Problem des opportunistischen Verhaltens des Regulierers und die damit verbundenen Motivationskosten auf. Dieses Regulierungsrisiko kann zwar dadurch begrenzt werden, daß die diskretionären Spielräume des Regulierers begrenzt werden. Diese Maßnahme ist allerdings ebenfalls nicht kostenlos. Insbesondere führt es tendenziell zu Starrheiten in den Börsenregeln; selbst wenn für den Regulierer erkennbare Defizite bei der Regulierung der Börse vorhanden sind, kann er unter den Bedingungen einer ihm selbst auferlegten starken Regelgebundenheit unter Umständen keine Verbesserungen der Regulierung und der Börsenregeln gegen den Willen der Börse durchsetzen. Einige Indizien aus der jüngsten Diskussion um Reformen des englisch/walisischen Pools deuten recht deutlich auf die empirische Evidenz des eben Gesagten hin.<sup>196</sup>
- Selbst wenn angenommen werden könnte, daß diese vorgenannten Probleme nicht relevant wären und nichtdiskriminierende, effiziente Börsenregeln somit formuliert und durchgesetzt werden: Es kann das Problem auftreten, daß die

<sup>195</sup> Wie an anderer Stelle (Kumkar 1998c) ausführlich dargelegt, geht die Regulierung der Preise eines Unternehmens regelmäßig mit der Auferlegung einer Versorgungspflicht einher. Daher wird eine regulierte Strombörse regelmäßig dazu verpflichtet sein, den Zugang für Anbieter und Nachfrager diskriminierungsfrei zu gewährleisten. Ist der Aufbau der Börse mit versunkenen Kosten verbunden, wird die Börse ihren Teil des Regulierungsvertrags nur dann erfüllen wollen, wenn die Regulierung Sicherungsinstrumente dafür bietet, daß diese Investitionen in den Aufbau auch wieder eingebracht werden können. Die Gewähr eines mehr oder weniger geschlossenen „Versorgungsgebiets“ des Pools könnte dafür ein zweckmäßiges Mittel sein (Extremfall: Poolmodell). Die (ansonsten nach dem allgemeinen Wettbewerbsrecht unter Umständen unzulässige) Etablierung hoher monetärer Zugangs- und Ausgangsbarrieren der Börse wäre eine andere Möglichkeit (vgl. Kumkar 1998b: 89 f. und insbesondere Fn. 148 zur möglichen Begründung einer solchen Regulierung als Maßnahme zur Begrenzung von Trittbrettfahrerverhalten). In beiden Fällen sorgt die Regulierung dafür, daß die Marktposition der Börse als Handelsinstitution in stärkerem Maße geschützt ist, als es ohne diese gezielte Regulierung der Fall wäre.

<sup>196</sup> Der britische Strommarktregulierer Littlechild drängt seit geraumer Zeit auf eine fundamentale Reform des englisch/walisischen Pools. Da ihm aber diesbezüglich keine rechtliche Handhabe zur Verfügung steht, sind bislang jegliche strukturellen Änderungsvorschläge am englisch/walisischen Pool abgeprallt. Vgl. zur Diskussion die von der Regulierungsbehörde herausgegebenen Papiere (Offer 1994a; 1994b; 1998b; 1998d; 1998e) und die aktuellen, konsolidierten Vorschläge von Littlechild (Offer 1998g).

Preisfindung der Börse durch marktmächtige Unternehmen strategisch manipuliert wird (auch hierfür bieten die englisch/walisischen Erfahrungen einige Beispiele<sup>197</sup>), ohne daß dies notwendig durch Außenstehende erstens zu entdecken und zweitens zu ahnden wäre, selbst wenn dies grundsätzlich möglich wäre.<sup>198</sup>

## **5. Fazit**

Gegenstand dieses Abschnitts war die Beantwortung der Frage, welche Rolle unterschiedliche Institutionen des Stromhandels in den vier Liberalisierungsmodellen spielen können und welches Potential für institutionellen Wettbewerb den jeweiligen Modellen innewohnt. Hierzu wurden zunächst die Aufgaben des Terminhandels in Preisfindungs-, Risikoallokations- und Risikominderungsfunktionen unterschieden und herausgestellt, daß in jedem der vier Modelle der Terminmarkt das zentrale Medium ist, über den Wettbewerb organisiert werden muß, wenn tatsächlich, gemessen am Status quo ante, in stärkerem Maße auf Wettbewerb als Koordinierungsmechanismus gesetzt werden soll. Die Bedeutung der einzelnen Funktionen des Terminhandels variiert zwischen den Modellen allerdings erheblich, was auf die unterschiedlichen privatwirtschaftlichen Freiräume in den jeweiligen Modellen zurückzuführen ist.

Bei der anschließenden detaillierten Untersuchung alternativer Institutionen des Stromhandels konnte herausgearbeitet werden, daß Organisierter Stromhandel generell und Terminkontrakte und Organisierte Terminverträge im speziellen ein Potential für die Senkung der anfallenden Koordinierungs- und Motivationskosten aufweisen. Grundsätzlich können sie gegenüber den Institutionen des Nichtorganisierten Terminhandels Effizienzvorteile bei der Erfüllung von Preisfindungs-, Risikoallokations- und Risikominderungsfunktionen aufweisen. Zurückzuführen sind diese potentiellen Vorteile insbesondere auf den, gemessen an Nichtorganisierten Strommärkten, höheren Standardisierungsgrad der gehandelten Stromprodukte und die hierdurch erreichte erhöhte Liquidität der Teilmärkte. Darüber hinaus trägt der höhere Organisationsgrad des Handels unter Umständen zu einer weiteren Senkung insbesondere der Koordinierungskosten bei. Schließlich kann für den Fall der Terminkontraktbörse die Trennung der bilateral geschlossenen Verträge, die Einschlußpflicht und die tägliche Neubewertung der Kontrakte potentiell zu einer Senkung der Motivationskosten beitragen. Im Fall der Organisierten Terminverträge, die derzeit bei den existierenden Strombörsen von quantitativ höherer Bedeutung

<sup>197</sup> Vgl. Offer (1991; 1993; 1994b; 1995; 1998f).

<sup>198</sup> Ein Beispiel bildet wiederum der englisch/walisische Pool, dessen formales Regelwerk zur Preisbildung zwei umfangreiche A4-Ordner füllt.

sind, stellt die Börse im Prinzip vergleichbare Garantieinstrumente zur Verfügung, so daß auch hier gegenüber Nichtorganisiertem Terminhandel unter Umständen die im Rahmen der Risikominderungsfunktion anfallenden Motivationskosten gesenkt werden können.

Allerdings zeigt sich bei der anschließenden Untersuchung der Nachteile Organisierten Handels via Strombörsen, daß insbesondere die mit der Standardisierung und Organisation der Termintransaktionen verbundenen Vorteile unter Umständen mit Kosten verbunden sind, die die Vorteile im konkreten Fall mehr als aufwiegen können. Hierzu trägt bei, daß die hohen fixen Koordinierungskosten der Standardisierung nicht für alle Transaktionen gerechtfertigt sind, daß die Liquidität nur für einzelne Teilmärkte erhöht wird und a priori nicht klar ist, wie die Effizienzauswirkungen auf andere Teilmärkten ausfallen und ob somit tatsächlich die *gesamten* Koordinierungskosten durch die Standardisierung gesenkt werden können. Darüber hinaus muß auch festgehalten werden, daß die Erfüllung der Aufgaben im Bereich der Risikoallokation und Risikominderung unter Umständen mit höheren Transaktionskosten verbunden ist, als dies im Fall des Nichtorganisierten Terminhandels der Fall sein kann. Schließlich kann zwar auch die öffentliche Regulierung der Strombörsen potentiell in der Lage sein, die Transaktionskosten zu senken. Allerdings ist auch hierzu ein ambivalentes Urteil zu treffen: Insbesondere wenn die öffentliche Regulierung dazu beiträgt, daß einer Strombörse der Status eines geschützten Monopols zukommt, kann sie den Wettbewerb zwischen alternativen Institutionen des Stromterminhandels in ineffizienter Weise einschränken. Dem Wettbewerb als Entdeckungsverfahren für effiziente institutionelle Arrangements wird unter diesen Umständen kaum Raum gelassen. Dies ist auch deswegen problematisch, da die Regulierung aufgrund der komplexen Koordinierungsprobleme und der deswegen in der Regel komplexen Börsenregeln unter Informationsproblemen leidet, die eine wirksame Regulierung der Börsenregeln und der über sie abgewickelten Transaktionen erheblich erschwert.

Es stellt sich nunmehr die Frage, welche Folgerungen aus dem Vorgesagten für die eingangs dieses Abschnitts gestellten Frage der optimalen Börsengröße für Terminkontraktbörsen und Terminbörsen gezogen werden können. Aus den in diesem Abschnitt angestellten Überlegungen ergibt sich zunächst einmal die Schlußfolgerung, daß das aus der traditionellen Mikroökonomik bekannte Konzept der optimalen Unternehmensgröße<sup>199</sup> auch auf die Institution „Strombörse“ übertragen werden kann. Dies zeigt sich besonders deutlich bei der Frage der Koordinierungs-

<sup>199</sup> Dort ergibt sich die optimale Unternehmensgröße — allerdings unter Vernachlässigung von Transaktionskosten — durch den Ort der kostenminimalen Produktion in der Menge der zulässigen Produktionsvolumina beziehungsweise durch die Analyse etwaiger Subadditivitäten in der Kostenfunktion unter Berücksichtigung der Nachfragefunktion.

kosten: Während bei individuellen Terminverträgen die wesentlichen Koordinierungskosten bei jedem Vertragsabschluß und bei jeder Vertragsdurchsetzung anfallen, entstehen sie in der Strombörse bereits vor den eigentlichen Vertragsabschlüssen. Die Koordinierungskostenstruktur mehrerer Transaktionen weist also beim Organisierten Handel einen tendenziell höheren Fixkostenblock auf, während die variablen Koordinierungskosten, bezogen auf eine einzelne Transaktion, c.p. eine geringere Bedeutung als im Fall individueller Nichtorganisierter Lieferverträge aufweisen. Im Grundsatz gelten ähnliche Überlegungen auch für die anderen Charakteristiken, die Organisierte von Nichtorganisierten Termintransaktionen unterscheiden. Hieraus folgt, daß die Koordinierung des Terminhandels zumindest in Grenzen Größenvorteile aufweist, mit anderen Worten grundsätzlich davon auszugehen ist, daß im Bereich der horizontalen Koordinierung Komplementaritäten existieren, die ein natürliches Monopol im Terminhandel begründen könnten.

Damit wird auch eine zumindest tendenzielle Einschätzung der komparativen Vorteile der alternativen Stromhandelsinstitutionen ermöglicht:

Gesetzt den Fall, daß die Marktgröße hoch ist und der Netzausbaustand gut ist, kann davon ausgegangen werden, daß die Größenvorteile im Bereich des Stromhandels ausgeschöpft werden können. Dabei ist durchaus davon auszugehen, daß auch mehrere Börsen untereinander und mit Nichtorganisierten Terminverträgen in Konkurrenz stehen. Die Existenz mehrerer Börsen ist insbesondere dann zu erwarten, wenn die Kontrolle durch den „Markt für Institutionen“ effizienter ist als die hierarchische Kontrolle innerhalb einer großen Börseninstitution. Insofern scheint ein Analogieschluß zur Diskussion der „Grenzen einer Firma“ zulässig zu sein. Bei hoher Marktgröße und gutem Netzausbaustand kann auf den institutionellen Wettbewerb als „Regulierer“ gesetzt werden und die Rolle der öffentlichen Regulierung im Bereich des Stromhandels auf ein Minimum zurückgeführt werden. Dementsprechend ist c.p. auch das Regulierungsrisiko gering und die Abhängigkeit der Effizienz vom institutionellen Umfeld generell gering. Die Etablierung eines Common-Carrier-Modells (oder gegebenenfalls eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte) wäre unter diesen Gesichtspunkten die adäquate Wahl eines Regulierungsmodells.

Bei geringerer Marktgröße, etwa bedingt durch eine restriktive Zulassung zugelassener Kunden im Rahmen eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte oder einer Insellage des Stromsystems, oder einem schlechteren Netzausbaustand, kann allerdings der Fall eintreten, daß die kostenminimale Börsengröße nur dann erreicht wird, wenn im Stromsystem nur eine Börse existiert. Dann hängt die Effizienz der Börse entscheidend davon ab, ob diese Börse zum einen (i) unterhalb der optimalen theoretischen Börsengröße operiert und zum anderen ob sie (ii) durch die Auswendung von versunkenen Kosten vor Wettbewerb durch potentielle Börsen geschützt ist. Zu (i): Ein Problem der Tragfähigkeit (sustainability) des natürlichen

Monopols kann dann entstehen, wenn die Börse größer ist als die theoretische optimale Börsengröße dies erfordern würde. Dann kann zumindest hypothetisch der Fall eintreten, daß eine neue, etwas kleinere Börse in den „Markt der Handelsinstitutionen“ eintritt und mit seinen geringeren durchschnittlichen Kosten (pro Transaktion) die eingesessene Börse preislich unterbietet. Die eingesessene Börse wäre in dieser Situation finanziell nicht überlebensfähig, selbst wenn ihre Kostenfunktion bei der relevanten Ausbringungsmenge (Anzahl und Struktur der Transaktionen) Subadditivitäten aufweisen würde, sie somit gesamtwirtschaftlich effizient wäre. Zu (ii): Ein gänzlich anderes Problem kann dann entstehen, wenn die für die Gründung der Börse und insbesondere für die Standardisierung und Organisation aufzuwendenden fixen Kosten als versunkene Kosten zu charakterisieren sind. In diesem Fall ist es möglich, daß die Börse vor dem Markteintritt anderer Börsen selbst dann geschützt ist, wenn sie ineffizient operiert oder ihre Produkte ineffizient bepreist. Beide Probleme, sowohl (i) als auch (ii) scheinen in der Realität nicht vollständig unplausibel zu sein, es gilt allerdings zu beachten, daß sie bei gleichzeitigem Auftreten entgegengesetzte Auswirkungen besitzen. Gesetzt den Fall, die Börse bleibt unreguliert, sorgt Problem (i) tendenziell dafür, daß die Börse nicht überlebt, Problem (ii) sorgt jedoch tendenziell dafür, daß sie vor Konkurrenz geschützt wird. Kommt man also zur Frage, ob diese Börse etwa im Rahmen eines Poolmodells durch die Regulierung geschützt werden sollte, muß der Beantwortung eine detaillierte Analyse des relevanten Stromsystems vorausgehen, bevor, wenn überhaupt, eine begründete Regulierungsempfehlung abgegeben werden kann. Generell ist zu folgern, daß in diesem Fall die Relevanz des Regulierungsrisikos höher ist als im vorgenannten Fall und die Abhängigkeit der Effizienz vom institutionellen Umfeld eher höher liegt. Die Frage, ob ein Common-Carrier-Modell, ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte oder aber ein Poolmodell die adäquate Wahl eines Regulierungsmodells bilden würde, ist mithin in Abhängigkeit von den konkreten Details hinsichtlich Marktgröße, Netzausbaustand und institutionellem Umfeld zu entscheiden.

Eine der zu entscheidenden Fragen kann dann beispielsweise dahingehend lauten, inwieweit die gegenüber einem Common-Carrier-Modell bestehenden Vorteile des Poolmodells im Bereich der Absicherung spezifischer Investitionen im konkreten Fall durch die unter Umständen höheren regulierungsbedingten Transaktionskosten des Poolmodells (aufgrund des geschützten Monopolstatus) der Strombörse konterkariert werden.

Läßt man gedanklich Marktgröße und Netzausbaustand noch weiter abnehmen, kommt man in den Bereich, in dem bilateral ausgehandelte und evtl. öffentlich regulierte, aber ansonsten Nichtorganisierte Stromterminverträge die effizienteste Art der Handelsinstitutionen zu sein scheinen. Hier schließt sich der Kreis zu den diskutierten Liberalisierungsmodellen: Im Extremfall der kleinen Märkte ist das Alleinabnehmermodell unter diesen Gesichtspunkten offensichtlich das Regulierungsmodell

der Wahl, da in diesem Modell grundsätzlich alle Lieferverträge mit dem Alleinabnehmer abgeschlossen werden und dieses Monopson auf der Großhandelsebene bei kleinen Märkten ein natürliches Monopson darstellt. Öffentliche Regulierung des Alleinabnehmers soll in diesem Modell dann der Disziplinierung des Marktverhaltens des Alleinabnehmers dienen und insbesondere Allokationsineffizienzen begrenzen.

## IV. Ergebnisse

Aufgabe dieses Papiers war die komparative Analyse alternativer Modelle zur Liberalisierung der Stromwirtschaft. Das gestellte Ziel war die Beantwortung der Frage, ob es ein optimales Modell zur Re-Regulierung und Liberalisierung gibt, das unabhängig von den spezifischen Charakteristika des zu regulierenden Stromsystems effiziente oder zumindest in Annäherung effiziente Marktergebnisse induziert. Für den Fall, daß ein derartiges Modell nicht identifiziert werden kann, sollte nach den konkreten Umständen gefragt werden, unter denen eine der Modelle den jeweils anderen Modellen überlegen ist. Zu beleuchten war für diesen Zweck der Einfluß der Ausgangsbedingungen auf die optimale Wahl eines Regulierungsmodells. Im folgenden werden die Ergebnisse zusammengefaßt und daran anschließend die zentralen Schlußfolgerungen abgeleitet.

### A. Zusammenfassung

Zunächst wurden die vier Liberalisierungsmodelle skizziert und dabei insbesondere herausgearbeitet, welche Teilbereiche der Stromwirtschaft im jeweiligen Modell dereguliert werden und welche Teilbereiche weiterhin einer Regulierung unterworfen werden (*Kapitel II*). Die zentrale Frage war dabei die nach dem Ausmaß der Liberalisierung des Stromhandels, weniger nach den Details der Regulierung des Stromtransports, da der Stromtransport in allen betrachteten Modellen mehr oder weniger vollständig und strikt reguliert wird. Nach einer detaillierten Betrachtung des Status quo ante als Vergleichsmodell und Ausgangspunkt der Analyse wurden die wesentlichen Unterschiede und Gemeinsamkeiten der vier Liberalisierungsmodelle identifiziert.

Dabei zeigte sich, daß die Modelle zwar ähnliche *Zielsetzungen* verfolgen, namentlich eine Erhöhung der Effizienz insbesondere auf der Stufe der Stromerzeugung. Allerdings wählen die Modelle trotz der ähnlichen Zielausrichtung gänzlich *unterschiedliche primäre Ansatzpunkte* zur Reform der Stromwirtschaftsregulierung:

Beim Alleinabnehmermodell ist der Ansatzpunkt nurmehr eine Re-Regulierung der Strombeschaffungspraxis desjenigen Gebietsunternehmens, das als Alleinabnehmer fungiert. Primärer Ansatzpunkt des Modells der spezifischen Durchleitungsrechte ist demgegenüber eine Re-Regulierung der Transportsparte der Gebietsunternehmen, das heißt der Verbund- und Verteilerunternehmen, und zwar unter weitgehender Beibehaltung der sonstigen aus dem Status quo ante bekannten Regulierungseingriffe. Die Re-Regulierung der Transportstufe ist auch Ansatzpunkt des Poolmodells. Diese wird dort jedoch von einer gleichzeitigen, drastische Re-

Regulierung des Stromhandels begleitet, die eine intensive Regulierung des Stromgroßhandels mit einer Deregulierung des Stromeinzelhandels verbindet. Im Common-Carrier-Modell schließlich ist der Ansatzpunkt eine deutliche Re-Regulierung der Transportstufe in Kombination mit einer Deregulierung aller Bereiche des Stromhandels mit Ausnahme des Ausgleichshandel.

Mit der Erkenntnis einer Divergenz der Ansatzpunkte im Einklang steht die Feststellung, daß auch die Arten der grundsätzlich denkbaren und von der Regulierung erlaubten *Handelstransaktionen* in den vier Modellen erheblich voneinander abweichen: Im Alleinabnehmermodell ergeben sich keinerlei Änderungen gegenüber dem Status quo ante, die Groß- und Einzelhandelsmärkte sind weiterhin strikt voneinander getrennt und durch langfristige, bilaterale Lieferverträge gekennzeichnet. Ähnliches gilt für das Poolmodell: Der Pool besitzt im Bereich des Großhandels eine nicht bestreitbare Marktstellung eines Monemporisten, die weitgehend der des Gebietsunternehmens im Status quo ante beziehungsweise des Alleinabnehmers im Alleinabnehmermodell entspricht. Das Poolmodell kann daher bereits unter diesem Gesichtspunkt als eine Erweiterung des Alleinabnehmermodells interpretiert werden: Zum einen wird auch im Poolmodell der Großhandel massiv re-reguliert, um die Chancen von unabhängigen und gebietsfremden Erzeugern zum Absatz ihres Stroms zu verbessern. Zum anderen sieht auch das Poolmodell auf der Nachfrageseite dieses Stromgroßhandelsmarkts ein Monopson vor. Die Erweiterung gegenüber dem Alleinabnehmermodell besteht in der Deregulierung der Einzelhandelsebene und in der strukturellen Entflechtung des Pools vom Gebietsunternehmen.

Die diesbezüglichen konzeptionellen Ähnlichkeiten zum Status quo ante sind bei den beiden anderen Modellen, dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte und dem Common-Carrier-Modell, grundsätzlich geringer ausgeprägt: In beiden Modellen werden direkte Handelsverträge zwischen Anbietern und Nachfragern — an den Transportunternehmen vorbei — ermöglicht. Zumindest im Grundsatz wird somit die aus dem Status quo ante bekannte und im Alleinabnehmer- sowie im Poolmodell beibehaltene Separation der Groß- und Einzelhandelsmärkte aufgehoben. Der diesbezüglich entscheidende Unterschied zwischen dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte und dem Common-Carrier-Modell ist in dem Umstand zu sehen, daß im Common-Carrier-Modell auch kleinere Kunden ihren Lieferanten wechseln können. Gesicherte, vollständige oder partielle (für die nicht zugelassenen Kunden) Monopolstellungen im Bereich des Stromhandels sind in diesem Modell unbekannt. Somit sind etwaige marktmächtige Stellungen zumindest der potentiellen Konkurrenz durch andere Stromhändler ausgesetzt, wobei als Stromhändler auch Endnachfrager und Stromerzeuger agieren können. Die Stromhändler können ein Portfolio an Strombezugsverträgen halten, wobei diese Verträge durchaus flexibel ausgestaltet sein können und kurzfristige Anpassungen der Einspeisungen und Entnahmen an geänderte Marktbedingungen und Informationsstände vorsehen



können. Diese Flexibilität unterscheidet das Common-Carrier-Modell wesentlich vom Modell spezifischer Durchleitungsrechte, da dieses weder das Halten eines Portfolios von Direktverträgen unterstützt, noch kurzfristige Anpassungen der in den Direktverträgen vorgesehenen Einspeisungen und Entnahmen erlaubt.

Als weiterer Unterschied sowohl des Modells spezifischer Durchleitungsrechte als auch des Common-Carrier-Modells gegenüber dem Alleinabnehmer- und Poolmodell ist festzuhalten, daß der Ausgleichshandelsmarkt vom Terminmarkt institutionell separiert wird. Der Ausgleichsmarkt wird zwar auch in diesen Modellen weiterhin jeweils von den monopolistischen Transportunternehmen organisiert, allerdings wird der Terminmarkt grundsätzlich für konkurrierende Akteure geöffnet. Ein Unterschied zwischen diesen beiden Modellen liegt im Umfang der Separation: Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte wird die Separation nurmehr für größere Kunden, die zugelassenen Kunden, durchgeführt, im Common-Carrier-Modell grundsätzlich für alle Kunden. Ein weiterer zentraler Unterschied ist der Umstand, daß im Common-Carrier-Modell jegliche Koordinierungsaufgaben der kurzfristigen und der mittelfristigen Kraftwerkseinsatzplanung grundsätzlich den wettbewerblich agierenden Teilnehmern des Stromhandels, nicht dem monopolistischen Transportunternehmen als Netzbetreiber überlassen werden. Hierdurch wird die quantitative Bedeutung des weiterhin monopolistisch organisierten Ausgleichshandels zumindest potentiell drastisch reduziert und der Spielraum für dezentral getroffene Koordinierungsentscheidungen gegenüber dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte wesentlich erweitert.

Korrespondierend zur unterschiedlichen Ausgestaltung der Handelstransaktionen in den einzelnen Modellen weisen auch die Art der *Transportverträge* in den einzelnen Modellen wesentliche Unterschiede auf. Zwar sehen alle Modelle eine Regulierung der Stufe des Stromtransports vor, um das Entstehen von Wettbewerb auf der Stufe der Stromerzeugung zu ermöglichen oder zu unterstützen.<sup>200</sup> Die Art der Netznutzungsrechte für unabhängige oder gebietsfremde Erzeuger unterscheidet sich jedoch erheblich. Wiederum sind zwei Grundtypen zu unterscheiden: Im Alleinabnehmermodell und Poolmodell sind *Netzzugangsrechte* anstelle von „echten“ *Netznutzungsrechten* vorgesehen. Durchleitungen von Erzeugern zu Endnachfragern oder konkurrierenden Weiterverkäufern sind weder im Alleinabnehmermodell noch im Poolmodell vorgesehen. Beide Modelle sehen auf der Anbieterseite ein Einspeisungsrecht für Erzeuger vor, das nicht nur durch technische Restriktionen,

<sup>200</sup> Über das im vorliegenden Papier definierte und diskutierte Common-Carrier-Modell hinausgehend wird in Kumkar (1999) analysiert, welche Möglichkeiten zur partiellen Deregulierung des Stromtransports denkbar sind, das heißt untersucht, inwieweit die auf der Stufe des Stromtransports gegebenen Elemente eines natürlichen Monopols von den potentiell wettbewerblichen Elementen im Bereich des Anlagenbaus separiert werden könnten.

sondern durch Entscheidungen des Alleinabnehmers beziehungsweise des Pools restringiert wird, die neben den direkten Transportkosten (insbesondere Verlustkosten) auch die Informationen über die Erzeugungskosten der einzelnen Kraftwerke explizit berücksichtigen können oder sollen. Auf der Nachfrageseite ändert sich im Alleinabnehmermodell gegenüber dem Status quo ante nichts. Im Poolmodell wird immerhin grundsätzlich im Wettbewerb stehenden Stromeinzelhändlern der Abschluß von Lieferverträgen mit dem Pool auf der einen Seite und einzelnen oder mehreren Endnachfragern auf der anderen Seite ermöglicht.

Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte sowie im Common-Carrier-Modell werden hingegen „echte“ Netznutzungsrechte etabliert, die von Erzeugern, Nachfragern oder unabhängigen Händlern wahrgenommen werden können. Ziel dieser Netznutzungsrechte im Sinne von Durchleitungsrechten ist die Ermöglichung der bereits erwähnten direkten Handelsverträge zwischen Anbietern und Nachfragern auf den Groß- und Einzelhandelsmärkten an den Transportunternehmen vorbei. Der zentrale Unterschied zwischen den Netznutzungsrechten des Modells spezifischer Durchleitungsrechte auf der einen Seite und dem Common-Carrier-Modell auf der anderen Seite besteht in der Frage, ob dem jeweiligen Netzeigentümer ein prioritäres Eigennutzungsrecht eingeräumt wird, wie dies im Modell spezifischer Durchleitungsrechte der Fall ist, oder ob die Netzeigentümer die Nutzung durch Dritte diskriminierungsfrei erlauben müssen wie im Fall des Common-Carrier-Modells. Die Nichtdiskriminierungsregel im Common-Carrier-Modell bedingt, daß das Volumen des Ausgleichshandels, das mit dem Transportunternehmen als Handelspartner abgewickelt werden muß, c.p. kleiner ist als im Fall der Direktverträge des Modells spezifischer Durchleitungsrechte ist. Die Bedeutung des Ausgleichshandels und damit die Qualität der Marktmacht der Transportunternehmen im Stromhandel nimmt daher c.p. im Common-Carrier-Modell gegenüber allen anderen Modellen ab.

Schließlich wurde herausgearbeitet, daß sich in allen vier Modellen die Menge der *Regulierungsbereiche* gegenüber dem Status quo ändert. Im Alleinabnehmermodell wird der auf die Handelstransaktionen bezogene Regulierungsbereich gegenüber dem Status quo ante eindeutig erweitert: Zur umfassenden Regulierung der integrierten Stromunternehmen, die nunmehr als Alleinabnehmer firmieren, tritt die gezielte Regulierung aller Handelstransaktionen auf dem Großhandelsmarkt. Damit muß festgehalten werden, daß im Fall des Alleinabnehmermodells in keiner Weise von einer Deregulierung, sondern generell von einer Re-Regulierung gesprochen werden muß. Diesem Ansatz der gezielten Regulierung des Großhandelsmarkts folgt auch das Poolmodell. Hier wird diesem Ansatz allerdings insofern konsequenter gefolgt, als der monopolistische Pool als Händler verpflichtet wird, den Strom zu regulierten Preisen an konkurrierende Stromeinzelhändler weiterzuverkaufen. Der Stromeinzelhandelsmarkt wird — basierend auf dieser Regulierung des vorge-

lagerten Großhandelsmarkt — vollständig dereguliert. Das Poolmodell ist somit gegenüber dem Status quo ante eine Kombination aus Re- und Deregulierungsmaßnahmen.

Etwas anders sieht das Bild der Handelsregulierung im Modell spezifischer Durchleitungsrechte und im Common-Carrier-Modell aus. Der wesentliche Unterschied zwischen diesen beiden Modellen liegt im Ausmaß der Deregulierung. Im Modell spezifischer Durchleitungsrechte werden nur die Konditionen der Lieferungen an größere Kunden dereguliert, die ihren Lieferanten wechseln können. Lieferungen der konzessionierten Verteilerunternehmen an die sogenannten gefangenen Kunden werden weiterhin einer umfassenden Regulierung unterworfen. Demgegenüber geht die Deregulierung im Common-Carrier-Modell weiter und umfaßt *alle* Groß- und Einzelhandelstransaktionen mit dem Zweck des Terminhandels. Trotz dieser Unterschiede können beide Modelle im Bereich des Handels als eindeutige Deregulierungsmodelle bezeichnet werden.<sup>201</sup>

Als Ergebnis des Kapitels II ergab sich die Feststellung, daß sich die vier Liberalisierungsmodelle hinsichtlich des jeweiligen primären Ansatzpunkts der Regulierung, der Ausgestaltung der Handelstransaktionen und der Transportverträge, der Menge der Regulierungsbereiche und der Maßnahmen der Strukturregulierung in beachtlichem Maße unterscheiden. Herauszustellen ist, daß das Common-Carrier-Modell bezüglich des Stromhandels und der Stromerzeugung als dasjenige Modell bezeichnet werden kann, welches das größte Ausmaß der Liberalisierung aufweist, während alle anderen Modelle eine zumindest partielle Regulierung des Stromterminhandels und daher auch größerer Teile der Stromerzeugung vorsehen.

*Kapitel III* hatte, basierend auf der in Kapitel II geleisteten Vorarbeit, die Aufgabe der komparativen Evaluierung der vier Liberalisierungsmodelle. Ziel der Untersuchung war die Identifikation der wesentlichen Trade-offs, nach denen sich die komparativen Vorteile der einzelnen Modelle bestimmen. Der der Analyse zugrundeliegende Effizienzmaßstab wird durch die Höhe der mit dem konkreten Regulierungsmodell zu assoziierenden Transaktionskosten gebildet. Ein optimales Regulierungsmodell wurde dann als dasjenige Modell definiert, zu dem keine überlegene, weil mit geringeren Transaktionskosten verbundene Alternative benannt werden kann. Nachdem zunächst die impliziten Annahmen der vier Modelle erläutert wurden (*Abschnitt III.A*), wurden mehrere für die Effizienz des Stromsektors wesentliche Charakteristika der Modelle herausgearbeitet:

<sup>201</sup> Bezüglich der Regulierung der Stufe des Stromtransports kann keines der vier Modelle als Deregulierungsmodell bezeichnet werden: Gegenüber dem Status quo ante ändert sich im Alleinabnehmermodell nichts, in den drei anderen Modellen wird die indirekte Regulierung des Status quo ante durch eine direkte Regulierung ergänzt (so im Modell spezifischer Durchleitungsrechte) oder aber ersetzt (so im Pool- und Common-Carrier-Modell; vgl. aber Fn. 200).

In *Abschnitt III.B* wurde zunächst die Frage diskutiert, in welcher Weise die einzelnen Modelle mit den durch spezifische Investitionen bedingten Opportunismusproblemen umgehen, mit anderen Worten, welche Möglichkeiten zum Schutz vor opportunistischem Verhalten (der privaten Vertragspartner und des Regulierers) in den einzelnen Modellen gegeben sind. Bei der Untersuchung wurde in privatwirtschaftliche und öffentlich-rechtliche Instrumente zur Absicherung unterschieden, da die diesbezüglichen Opportunismusprobleme zwischen den Modellen erheblich differieren. Hinzuweisen ist darauf, daß keines der vier Liberalisierungsmodelle allein die Existenz von privatwirtschaftlichen Koordinierungsstrukturen vorsieht, sondern vielmehr auf eine Kombination privater und öffentlich-rechtlicher Institutionen setzt.

Dabei zeigte sich, daß sowohl das Alleinabnehmermodell als auch das Poolmodell kaum Freiräume zur Bildung von privatwirtschaftlichen Institutionen zur Absicherung spezifischer Investitionen bieten: Die ausnahmslose und intensive Regulierung jeglicher Transaktionen auf dem Großhandelsmarkt erlaubt den Einsatz rein privatwirtschaftlicher Instrumente weder zur Ausschöpfung vertikaler Komplementaritäten zwischen den Stufen der Erzeugung und des Transports noch zur Ausschöpfung der ebenfalls vertikalen Komplementaritäten zwischen dem Stromangebot als Ganzes und der Stromnachfrage. Durch diesen Umstand bedingt, können auch die spezifische Investitionen in Erzeugungs- und Transportanlagen in nur sehr geringem Maß durch privatwirtschaftliche Verträge (oder durch Unternehmensintegration) abgesichert werden, sondern bedürfen in weitem Umfang der Absicherung durch die Regulierung.

Anders ist die Situation sowohl im Modell spezifischer Durchleitungsrechte als auch im Common-Carrier-Modell: In diesen beiden Modellen können privatwirtschaftliche Instrumente eine wichtige Rolle bei der Ausschöpfung der vertikalen Komplementaritäten und damit auch bei der Absicherung der spezifischen Investitionen übernehmen. Dabei steigt die Effizienz dieser Art der Absicherung generell mit steigender Güte des Netzausbaustands, mit steigender Marktgröße und schließlich mit steigender Stabilität des institutionellen Umfelds. Angesichts der größeren Zahl der zugelassenen Kunden im Common-Carrier-Modell und der Gültigkeit der Nichtdiskriminierungsregel für die Stufe des Stromtransports kann festgehalten werden, daß die mit der Ausschöpfung der vertikalen Komplementaritäten und der Absicherung der spezifischen Investitionen zu assoziierenden durchschnittlichen Transaktionskosten im Common-Carrier-Modell unter denen des Modells spezifischer Durchleitungsrechte liegen.

Schließlich wurde in diesem Abschnitt herausgearbeitet, daß die Opportunitätsspielräume des Regulierers und die damit verbundenen, öffentlich-rechtlich bedingten Transaktionskosten negativ mit der Güte des Netzausbaustands und der Marktgröße korreliert sind. Darüber hinaus sind sie c.p. positiv mit der Zahl der Regulie-

rungsbereiche und mit dem Ausmaß korreliert, in dem vertikal integrierte Unternehmen die Stromwirtschaft prägen. Die mit den öffentlich-rechtlichen Absicherungsmechanismen verbundenen Transaktionskosten liegen somit im Alleinabnehmermodell und im Modell spezifischer Durchleitungsrechte c.p. höher als im Poolmodell und im Common-Carrier-Modell, wenn die Marktgröße hoch ist und der Netzausbaustand gut ist.

In *Abschnitt III.C* wurde darauf eingegangen, welches Potential zur Bildung optimaler Preisstrukturen den jeweiligen Modellen innewohnt, und ob modellimmanente Vor- und Nachteile bei der Annäherung an optimale Preisstrukturen identifiziert werden können. Bei der Untersuchung konnten einige Tendenzaussagen zum Potential und zur praktischen Implementierung näherungsweise optimaler Preisstrukturen gemacht werden, wobei sich diesbezüglich eine grobe Einteilung der vier Liberalisierungsmodelle in zwei Gruppen herauskristallisierte:

Während in der ersten Gruppe, die das Alleinabnehmermodell und das Modell spezifischer Durchleitungsrechte umfaßte, die Bildung optimaler Preisstrukturen in überaus starkem Maße von diskretionären Eingriffen des Regulierers abhängt und diese Entscheidungen mit erheblichen Informationsproblemen verbunden sind, konnte in der zweiten Gruppe ein grundsätzlich größeres Potential für die Bildung effizienter Preisstrukturen identifiziert werden.

Sowohl im Poolmodell als auch im Common-Carrier-Modell ist es vorstellbar, daß via häufig wiederholte und kurzfristig organisierte Auktionen dezentral vorhandene private Informationen über den Wert von Transportdienstleistungen effizient nutzbar gemacht werden. Dabei existiert diesbezüglich kein Unterschied zwischen Poolmodell und dem Common-Carrier-Modell: Werden im Rahmen des Common-Carrier-Modells kurzfristig organisierte Auktionen um Durchleitungsrechte veranstaltet, so sind derartige Auktionen vermutlich durchaus in der Lage, ähnlich effiziente regionale Einspeisungs- und Entnahmeentscheidungen zu induzieren, wie dies im Poolmodell zentral organisiert wird. Der potentielle Vorteil beider letztgenannten Modelle gegenüber dem Alleinabnehmermodell und dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte kann um so eher ausgeschöpft werden, je besser das Netz ausgebaut ist und je größer der Markt ist, mit anderen Worten, je entwickelter das jeweilige Stromsystem ist und je höher der Agglomerationsgrad der Gesamtregion ist, über die sich das System erstreckt.

In *Abschnitt III.D* wurde die Rolle des Ausgleichshandels als Bindeglied zwischen Stromtransport und Stromhandel analysiert. Dabei mußte angesichts der wirtschaftlichen Bedeutung des Ausgleichshandels danach gefragt werden, wie in den einzelnen Modellen der Markt für Ausgleichsstrom konkret ausgestaltet wird, wie mit den mit diesem Markt zu assoziierenden Marktmachtproblemen umgegangen wird und wie schließlich der Zusammenhang zwischen den Institutionen für die Organisation der Transportdienstleistungen und für den Ausgleichsmarkt gestaltet

sind. Als Ergebnis der Untersuchung in diesem Abschnitt ist insbesondere festzuhalten, daß zwischen der Organisation des Ausgleichshandels und der Problematik effizienter räumlicher und zeitlicher Preisstrukturen wichtige Zusammenhänge bestehen. Von Bedeutung ist die detaillierte Analyse insbesondere für den Fall des Modells spezifischer Durchleitungsrechte und des Common-Carrier-Modells. Hier zeigte sich, daß die Effizienzgewinne aus einer Ausdifferenzierung der Transportpreise nur in dem Maß ausgeschöpft werden können, in dem das jeweilige Liberalisierungsmodell ergänzend privatwirtschaftliche Spielräume für die institutionelle (auch zeitliche) Ausdifferenzierung des Terminmarkts vorsieht.

Zwischen den institutionellen Ausgestaltungen der Netznutzung sowie des Ausgleichshandels und dessen Schnittstellen mit dem Terminhandel bestehen somit wichtige Komplementaritäten, die bei der konkreten Implementierung eines der Liberalisierungsmodelle betrachtet werden müssen. Eine institutionelle Separation des Ausgleichshandels vom Terminhandel, wie es sowohl das Common-Carrier-Modell als auch — in schwächerem Ausmaß — das Modell spezifischer Durchleitungsrechte vorsieht, kann dabei wegen der damit implizierten eindeutigen Schnittstellendefinition die Transparenz erhöhen, somit die Regulierung erleichtern und hierdurch deren Effizienz erhöhen.<sup>202</sup> Dem steht gegenüber, daß die Separation mit Kosten verbunden ist, die allerdings bei hoher Marktgröße und gutem Netzausbaustand an Bedeutung verlieren.

Schließlich wurden in *Abschnitt III.E* die Möglichkeiten und Effizienzpotentiale von Strombörsen in den einzelnen Modellen ausgelotet. Diese vertiefende Analyse der Aufgaben und Instrumente des Terminhandels ist notwendige Ergänzung der in den vorherigen Abschnitten durchgeführten Untersuchung des Ausgleichshandels und dessen Schnittstellen zur Netznutzung. Letztliches Ziel dieses Abschnitts war die Beantwortung der Frage, welche Rolle unterschiedliche Institutionen des Stromhandels in den vier Liberalisierungsmodellen spielen können und welches Potential für institutionellen Wettbewerb den jeweiligen Modellen innewohnt.

Betont werden muß, daß in jedem der vier Modelle der Terminmarkt — und nicht der Ausgleichsmarkt — das zentrale Medium ist, über den Wettbewerb organisiert werden muß. Der Terminmarkt kann potentiell in wettbewerblicher Weise wichtige Funktionen im Rahmen der Preisfindungs-, Risikoallokations- und Risikomindefunktionsfunktionen erfüllen. Das diesbezügliche Potential im Bereich der einzelnen Funktionen des Terminhandels variiert allerdings zwischen den Modellen erheblich, was auf die unterschiedlichen privatwirtschaftlichen Freiräume in den jeweiligen Modellen zurückgeführt werden kann.

<sup>202</sup> Diese Option der Separation des Terminhandels vom Ausgleichshandel als unter Umständen die Effizienz der Regulierung erhöhende Maßnahme steht in den beiden anderen Modellen nicht zur Verfügung.

Bei der eingehenden Untersuchung alternativer Institutionen des Stromhandels konnte zwar herausgearbeitet werden, daß Organisierter Stromhandel gegenüber Nichtorganisiertem Handel ein Potential für die Senkung der anfallenden Koordinierungs- und Motivationskosten aufweist. Grundsätzlich können Strombörsen Effizienzvorteile bei der Erfüllung von Preisfindungs-, Risikoallokations- und Risikominderungsfunktionen aufweisen. Zurückzuführen sind diese potentiellen Vorteile insbesondere auf den, an Nichtorganisierten Strommärkten gemessenen, höheren Standardisierungsgrad der gehandelten Stromprodukte und die hierdurch erreichte erhöhte Liquidität der Teilmärkte. Darüber hinaus trägt der höhere Organisationsgrad des Handels unter Umständen zu einer weiteren Senkung insbesondere der Koordinierungskosten bei. Schließlich kann für den Fall der Terminkontraktbörse die Trennung der bilateral geschlossenen Verträge, die Einschlußpflicht und die tägliche Neubewertung der Kontrakte potentiell zu einer Senkung der Motivationskosten beitragen.<sup>203</sup>

Allerdings stehen diesen Effizienzvorteilen von Börsen auch Nachteile gegenüber. Insbesondere die mit der Standardisierung und Organisation der Termintransaktionen verbundenen Kosten können im konkreten Fall dergestalt sein, daß sie die Vorteile mehr als aufwiegen können. Hierzu trägt bei, daß erstens die hohen fixen Koordinierungskosten der Standardisierung nicht für alle Transaktionen gerechtfertigt sind und daß zweitens die Liquidität nur für einzelne Teilmärkte erhöht wird und somit nicht a priori klar ist, wie die Effizienzauswirkungen auf andere Teilmärkten ausfallen. Damit muß a priori auch als offen gelten, ob durch die Schaffung von Börsen tatsächlich die totalen Koordinierungskosten gesenkt werden können. Zur Beantwortung dieser Fragen müssen die konkreten Ausgangsbedingungen (Marktgröße, Netzausbaustand und institutionelles Umfeld) im betreffenden Stromsystem herangezogen werden. Darüber hinaus muß auch festgehalten werden, daß die Erfüllung der Aufgaben im Bereich der Risikoallokation und Risikominderung unter Umständen mit höheren Transaktionskosten verbunden ist, als dies im Fall des Nichtorganisierten Terminhandels der Fall ist.

Schließlich kann zwar auch die öffentliche Regulierung der Strombörsen potentiell in der Lage sein, die Transaktionskosten zu senken. Allerdings ist auch hierzu ein ambivalentes Urteil zu treffen: Insbesondere wenn diese dazu beiträgt, daß einer Strombörse der Status eines geschützten Monopols zukommt, kann sie den Wettbewerb zwischen alternativen Institutionen des Stromterminhandels in ineffizienter

<sup>203</sup> Im Fall der Organisierten Terminverträge, die derzeit bei den existierenden Strombörsen von quantitativ höherer Bedeutung sind, stellt die Börse im Prinzip vergleichbare Garantieinstrumente zur Verfügung, so daß auch hier gegenüber Nichtorganisiertem Terminhandel unter Umständen die im Rahmen der Risikominderungsfunktion anfallenden Motivationskosten gesenkt werden können.

Weise einschränken. Dem Wettbewerb als Entdeckungsverfahren für effiziente institutionelle Arrangements wird unter diesen Umständen kaum Raum gelassen. Dies ist auch deswegen ein problematischer Umstand, da die Regulierung aufgrund der überaus komplexen Koordinierungsprobleme und der deswegen in der Regel komplexen Börsenregeln unter Informationsproblemen leidet, die eine wirksame Regulierung der Börsenregeln und der über sie abgewickelten Transaktionen erheblich erschwert.

Wenn, wie sich zeigte, keine a priori Überlegenheit der einen oder der anderen Institutionen des Stromhandels gegeben ist, muß danach gefragt werden, wonach sich die relativen Vorteile im konkreten Fall richten. Aus den in diesem Abschnitt angestellten Überlegungen ergibt sich zunächst einmal die Schlußfolgerung, daß das Konzept der optimalen Unternehmensgröße auch auf die Institution „Strombörse“ übertragen werden kann. Es zeigte sich, daß die Koordinierung des Terminhandels zumindest in Grenzen Größenvorteile aufweist, mit anderen Worten grundsätzlich davon auszugehen ist, daß im Bereich der horizontalen Koordinierung Komplementaritäten existieren, die ein natürliches Monopol im Terminhandel begründen könnten.

Ausgehend von dieser Erkenntnis wird zumindest eine tendenzielle Einschätzung der komparativen Vorteile der alternativen Stromhandelsinstitutionen ermöglicht:

Der erste Fall wird dadurch beschrieben, daß die Marktgröße hoch ist und der Netzausbaustand gut. In diesem Fall kann davon ausgegangen werden, daß die Größenvorteile im Bereich des Stromhandels ausgeschöpft werden können. Dabei ist durchaus davon auszugehen, daß auch mehrere Börsen untereinander und mit Nichtorganisierten Terminverträgen in Konkurrenz stehen. Die Existenz mehrerer Börsen ist insbesondere dann zu erwarten, wenn die Kontrolle durch den „Markt für Institutionen“ effizienter ist als die hierarchische Kontrolle innerhalb einer großen Börseninstitution. Insofern scheint ein Analogieschluß zur Diskussion der „Grenzen einer Firma“ zulässig zu sein. Bei hoher Marktgröße und gutem Netzausbaustand kann auf den institutionellen Wettbewerb als „Regulierer“ gesetzt werden und die Rolle der öffentlichen Regulierung im Bereich des Stromhandels auf ein Minimum zurückgeführt werden. Dementsprechend ist c.p. auch das Regulierungsrisiko gering und die Abhängigkeit der Effizienz vom institutionellen Umfeld generell gering. Die Etablierung eines Common-Carrier-Modells (oder gegebenenfalls eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte) wäre unter diesen Gesichtspunkten die adäquate Wahl eines Regulierungsmodells.

Der zweite Fall wird beschrieben durch das Vorliegen einer relativ kleineren Marktgröße (etwa bedingt durch eine restriktive Zulassung zugelassener Kunden im Rahmen eines Modells spezifischer Durchleitungsrechte oder einer Insellage des Stromsystems) und/oder eines schlechteren Netzausbaustands. Unter diesen Bedingungen kann der Fall eintreten, daß die kostenminimale Börsengröße nur dann er-



reicht wird, wenn im Stromsystem nur eine Börse existiert. Dann hängt die Effizienz der Börse entscheidend davon ab, ob diese Börse zum einen unterhalb der optimalen theoretischen Börsengröße operiert und zum anderen ob sie durch die Aufwendung von versunkenen Kosten vor Wettbewerb durch potentielle Börsen geschützt ist. Im ersten Fall kann ein Problem der Tragfähigkeit des natürlichen Monopols dann entstehen, wenn die Börse größer ist als die theoretische optimale Börsengröße dies erfordern würde. Dann kann zumindest hypothetisch der Fall eintreten, daß eine neue, etwas kleinere Börse in den „Markt der Handelsinstitutionen“ eintritt und mit seinen geringeren durchschnittlichen Kosten (pro Transaktion) die eingesessene Börse preislich unterbietet. Die eingesessene Börse wäre in dieser Situation finanziell nicht überlebensfähig, selbst wenn ihre Kostenfunktion bei der relevanten Ausbringungsmenge (Anzahl und Struktur der Transaktionen) Subadditivitäten aufweisen würde. Im zweiten Fall tritt unter Umständen ein gänzlich anderes Problem auf: In diesem Fall scheint es möglich, daß die Börse vor dem Markteintritt anderer Börsen selbst dann geschützt ist, wenn sie ineffizient operiert oder ihre Produkte ineffizient bepreist. Kommt man also zur Frage, ob diese Börse etwa im Rahmen eines Poolmodells durch die Regulierung geschützt werden sollte, muß der Beantwortung eine detaillierte Analyse des relevanten Stromsystems vorausgehen, bevor, wenn überhaupt, eine begründete Regulierungsempfehlung abgegeben werden kann. Generell ist zu folgern, daß in diesem Fall die Relevanz des Regulierungsrisikos höher ist als im vorgenannten Fall und die Abhängigkeit der Effizienz vom institutionellen Umfeld eher höher liegt. Die Frage, ob ein Common-Carrier-Modell, ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte oder aber ein Poolmodell die adäquate Wahl eines Regulierungsmodells bilden würde, ist in Abhängigkeit von den konkreten Details hinsichtlich Marktgröße, Netzausbaustand und institutionellem Umfeld zu entscheiden.

Der dritte Fall wird durch eine noch kleinere Marktgröße und/oder einen noch schlechteren Netzausbaustand beschrieben. In diesem Fall kommt man in den Bereich, in dem bilateral ausgehandelte und evtl. öffentlich regulierte, aber ansonsten Nichtorganisierte Stromterminverträge die effizienteste Art der Handelsinstitutionen zu sein scheinen. Hier schließt sich der Kreis zu den diskutierten Liberalisierungsmodellen: Im Extremfall der kleinen Märkte ist das Alleinabnehmermodell unter diesen Gesichtspunkten offensichtlich das Regulierungsmodell der Wahl, da in diesem Modell grundsätzlich alle Lieferverträge mit dem Alleinabnehmer abgeschlossen werden und dieses Monopson auf der Großhandelsebene bei kleinen Märkten ein natürliches Monopson darstellt. Öffentliche Regulierung des Alleinabnehmers soll in diesem Modell dann der Disziplinierung des Marktverhaltens des Alleinabnehmers dienen und insbesondere Allokationsineffizienzen begrenzen.

## B. Schlußfolgerungen

Welche Schlußfolgerungen können aus den in den Kapiteln II und III gewonnenen Erkenntnissen gezogen werden? Trägt man die dort entwickelten einzelnen „Bausteine“ einer komparativen Evaluierung der Liberalisierungsmodelle zusammen und betrachtet sie in ihrer Gesamtheit, ergibt sich eine Antwort auf die eingangs dieses Kapitels gestellte Frage nach der Existenz eines optimalen Modells zur Liberalisierung und Re-Regulierung:

Ein unabhängig von den spezifischen Charakteristika des zu regulierenden Stromsystems optimales Regulierungs- oder Liberalisierungsmodell existiert nicht. „Einfache“ Antworten auf die komplexen Koordinierungserfordernisse kann eine regulierungsökonomische Analyse nicht bereitstellen, wenn sie den Anspruch hat, die Anreizprobleme sowohl auf Seiten der privaten Agenten als auch auf Seiten des Regulierers zu berücksichtigen. Eine Vernachlässigung dieser Anreizprobleme ist aber angesichts der technisch-ökonomischen Besonderheiten der Stromwirtschaft keine tragfähige Alternative zum in dieser Arbeit gewählten Ansatz.

Trotz der Erkenntnis, daß einfache Antworten nicht gegeben werden können, erlaubt die Analyse einige zentrale Aussagen über die komparativen Vorteile der einzelnen Liberalisierungsmodelle und auf die zweite eingangs dieses Kapitels gestellte Frage, namentlich die nach den Umständen, unter denen eins der Modelle den jeweils anderen Modellen tendenziell überlegen ist.

Es zeigt sich, daß die relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Modellen von bestimmten Charakteristika des zu regulierenden Stromsystems abhängt. Von besonderer Bedeutung sind der Netzausbaustand und die Marktgröße (auf die Bedeutung des institutionellen Umfelds wird im Anschluß eingegangen):

Bezüglich der mit dem Ziel der *Absicherung spezifischer Investitionen* zu assoziierten Transaktionskosten zeigt sich, daß deren durchschnittliche Höhe generell mit zunehmender Marktgröße und besserem Netzausbaustand sinkt. Darüber hinaus kann festgehalten werden, daß die durchschnittlichen Transaktionskosten privatwirtschaftlicher Absicherungsmaßnahmen im Common-Carrier-Modell c.p. unter denen des Modells spezifischer Durchleitungsrechte liegen, da im Common-Carrier-Modell die Zahl der zugelassenen Kunden und damit die Marktgröße höher liegt als im Modell spezifischer Durchleitungsrechte. Diese potentielle Senkung der Transaktionskosten privatwirtschaftlicher Absicherungsmaßnahmen bei zunehmender Marktgröße und besserem Netzausbaustand ist im Alleinabnehmermodell und im Poolmodell von weitaus geringerer Relevanz, da in diesen beiden Modellen kaum Freiräume für derartige Absicherungen bestehen. Allerdings gilt auch für die durch die Regulierung bedingten durchschnittlichen Transaktionskosten, daß diese negativ mit der Marktgröße und mit der Güte des Netzausbaustand korreliert sind. Tendenziell sinken also auch bei diesen beiden Modellen die durchschnittlichen Transaktionskosten der Absicherung. Allerdings gilt es für den Fall dieser beiden Modelle zu

Übersicht 7 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich Marktgröße und Netzausbaustand: Transaktionskosten der Absicherung spezifischer Investitionen

	Alleinabnehmermodell	Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Poolmodell	Common-Carrier-Modell
geringe Marktgröße, schlechter Netzausbaustand	+	0	0	-
mittlere Marktgröße, mittlerer Netzausbaustand	-	0	+	-
hohe Marktgröße, guter Netzausbaustand	-	0	0	+
+ : geringe Transaktionskosten    0 : mittlere Transaktionskosten    - : hohe Transaktionskosten				

beachten, daß die Höhe der durchschnittlichen Transaktionskosten zur Absicherung spezifischer Investitionen c.p. positiv mit der Zahl der Regulierungsbereiche korreliert ist, sie also unter Umständen über denen etwa des Common-Carrier-Modells liegen. Dies ist insbesondere dann zu erwarten, wenn die vertikalen Komplementaritäten zwischen Erzeugung und Transport dergestalt sind, daß sie auch durch den Einsatz von speziellen Institutionen zwischen vertikal desintegrierten Unternehmen effizient ausgeschöpft werden können.<sup>204</sup> Und dies ist wiederum dann tendenziell zu erwarten, wenn die Kosten der Gründung (und evtl. der Regulierung) dieser Institutionen auf eine Vielzahl von Transaktionen verteilt werden können, also die Kosten einer diesbezüglichen vertikalen Desintegration nicht „zu hoch sind“.

Ergo scheint die Etablierung eines Common-Carrier-Modell bei hinreichend hoher Marktgröße und hinreichender Güte des Netzausbaustands komparative Vorteile gegenüber der Etablierung eines der drei anderen Modelle zu besitzen, sofern nur auf die partielle Effizienz bei der Absicherung spezifischer Investitionen abgestellt wird. Bei mittlerer Marktgröße und mittlerer Güte des Netzausbaustands wird tendenziell die Etablierung eines Poolmodells effizienter und bei noch kleinerer Marktgröße und schlechterem Netzausbaustand das Alleinabnehmermodell. Das Modell spezifischer Durchleitungsrechte liegt hinsichtlich seiner diesbezüglichen totalen Transaktionskostencharakteristika in Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung, insbesondere der Definition des Kreises zugelassener Kunden, im vom Common-Carrier-Modell und dem Alleinabnehmermodell aufgespannten Intervall.<sup>205</sup>

<sup>204</sup> Dies sind dann die oben eingeführten impliziten oder expliziten Netzeigentümer- und /oder Netznutzerclubs.

<sup>205</sup> Das Modell spezifischer Durchleitungsrechte entpuppt sich hier (und auch bei der Analyse der anderen Kriterien) als Regulierungsmodell, welches wohl am ehesten als „Übergangsmodell“ vom Status quo ante zu einem Common-Carrier-Modell interpretiert werden muß. Bei den folgenden Betrachtungen wird es daher nicht ausführlich erläutert und erst in Kumkar (1999) bei der

Übersicht 8 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich Marktgröße und Netzausbaustand: Potential zur Bildung optimaler Preisstrukturen

	Alleinabnehmermodell	Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Poolmodell	Common-Carrier-Modell
geringe Marktgröße, schlechter Netzausbaustand	+	+	-	-
mittlere Marktgröße, mittlerer Netzausbaustand	0	0	0	0
hohe Marktgröße, guter Netzausbaustand	-	-	+	+
+ : geringe Transaktionskosten    0 : mittlere Transaktionskosten    - : hohe Transaktionskosten				

Zusammenfassend führen die diesbezüglichen relativen Vorteile der Modelle zur in Übersicht 7 wiedergegebenen, stark vereinfachten, Bewertung.<sup>206</sup>

Ein etwas anderes Ergebnis ergibt sich bei der Betrachtung der Effizienz der Modelle hinsichtlich der Bildung optimaler Preisstrukturen räumlicher und zeitlicher Art. Unter diesem Gesichtspunkt können keine wesentlichen Unterschiede zwischen dem Common-Carrier-Modell und dem Poolmodell identifiziert werden. Die Trennlinie zwischen den Modellen verläuft hier zwischen diesen beiden Modellen und dem Alleinabnehmermodell (und dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte). Sowohl das Common-Carrier-Modell als auch das Poolmodell besitzen grundsätzlich ein höheres Potential zur Bildung effizienter Preisstrukturen als die beiden anderen Modelle. Allerdings ist die Ausschöpfung dieses Potentials selbst mit Transaktionskosten verbunden. Deren Relevanz nimmt freilich mit zunehmender Marktgröße und besserem Netzausbaustand ab.

Ergo scheint die Etablierung eines Common-Carrier-Modell oder aber eines Poolmodell bei hinreichend hoher Marktgröße und hinreichender Güte des Netzausbaustands komparative Vorteile gegenüber der Etablierung eines der beiden anderen Modelle zu besitzen, sofern auf die partielle Effizienz bei der Bildung optimaler Preisstrukturen abgestellt wird. Bei kleinerer Marktgröße und geringerer Güte des Netzausbaustands wird tendenziell die Etablierung eines Alleinabnehmermodells oder aber eines Modell spezifischer Durchleitungsrechte effizienter. Zusam-

Diskussion konkreter Reformoptionen für die deutsche Stromwirtschaft wieder ausführlicher in die Untersuchung einbezogen.

<sup>206</sup> Ein „+“ in Übersicht 7 bezeichnet *relativ* geringe Transaktionskosten beziehungsweise spiegelbildlich eine hohe Effizienz. Ein „+“ bezeichnet nicht die absolute Höhe der Transaktionskosten, sondern vielmehr die relative Höhe im Vergleich zur Situation in den anderen Modellen. Eine „0“ bezeichnet den Umstand, daß zwischen den betreffenden Modellen ohne weitere Informationen keine Effizienzrangfolge aufgestellt werden kann, wobei die Effizienz schwach über einem „-“ und schwach unter einem „+“ liegt.

Übersicht 9 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich Marktgröße und Netzausbaustand: Transaktionskosten der Regulierung des Ausgleichshandels und Effizienz einer evtl. durchgeführten Separation

	Alleinabnehmermodell	Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Poolmodell	Common-Carrier-Modell
geringe Marktgröße, schlechter Netzausbaustand	+	-	+	-
mittlere Marktgröße, mittlerer Netzausbaustand	0	0	0	0
hohe Marktgröße, guter Netzausbaustand	-	0	-	+
+ : geringe Transaktionskosten    0 : mittlere Transaktionskosten    - : hohe Transaktionskosten				

menfassend führen die diesbezüglichen relativen Vorteile der Modelle zur in Übersicht 8 wiedergegebenen Bewertung.

Ein wiederum anderes Ergebnis ergibt sich bei der Betrachtung der Effizienz der Modelle hinsichtlich der *Rolle und Bedeutung des Ausgleichshandels*. Unter diesem Gesichtspunkt können wesentliche Unterschiede zwischen dem Common-Carrier-Modell (und etwas abgeschwächer dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte) auf der einen Seite und dem Poolmodell und dem Alleinabnehmermodell auf der anderen Seite identifiziert werden. Die Trennlinie zwischen den Modellen verläuft hier zwischen diesen beiden Modellen und dem Alleinabnehmermodell (und dem Modell spezifischer Durchleitungsrechte). Die im Common-Carrier-Modell (und etwas abgeschwächer im Modell spezifischer Durchleitungsrechte) durchgeführte Separation des Ausgleichshandels vom Terminhandel erleichtert die Regulierung der Transportunternehmen und kann daher ein Mittel zur Effizienzerhöhung sein. Die Separation ist allerdings selbst mit Kosten verbunden, deren Relevanz jedoch wiederum mit zunehmender Marktgröße und besserem Netzausbaustand abnimmt.

Ergo scheint die Etablierung eines Common-Carrier-Modell oder aber eines Modell spezifischer Durchleitungsrechte bei hinreichend hoher Marktgröße und hinreichender Güte des Netzausbaustands komparative Vorteile gegenüber der Etablierung eines der beiden anderen Modelle zu besitzen, sofern auf die partielle Effizienz bei der Regulierung der Transportunternehmen abgestellt wird. Bei sinkender Marktgröße und abnehmender Güte des Netzausbaustands wird tendenziell die Etablierung eines Poolmodells oder aber eines Alleinabnehmermodells effizienter. Zusammenfassend führen die diesbezüglichen relativen Vorteile der Modelle zur in Übersicht 9 wiedergegebenen Bewertung.

Ein nochmals anderes Ergebnis ergibt sich schließlich bei der Betrachtung der Effizienz der Modelle hinsichtlich der Rolle von *Institutionen des Organisierten Stromhandels*. Unter diesem Gesichtspunkt liegt eine erste Trennlinie zwischen den Modellen zwischen dem Common-Carrier-Modell auf der einen Seite und allen an-

deren Modellen auf der anderen Seite: Die Etablierung eines Common-Carrier-Modell besitzt bei hinreichend hoher Marktgröße und hinreichender Güte des Netzausbaustands komparative Vorteile gegenüber der Etablierung eines der drei anderen Modelle, sofern auf die partielle Effizienz bei der Koordinierung via Terminverträge abgestellt wird. In diesem Fall ist davon auszugehen, daß institutioneller Wettbewerb zwischen verschiedenen Formen des Terminhandels in der Lage ist, effiziente Marktergebnisse zu zeitigen. Die kostenminimale Börsengröße ist, gemessen an der Marktgröße, eher klein, so daß Strombörsen untereinander und gegenüber Nichtorganisierten Stromterminverträgen in einem Konkurrenzverhältnis stehen. In diesem Fall kann darauf vertraut werden, daß zum einen die direkten Transaktionspreise für die Börsenteilnahme nicht überhöht sind und zum anderen die Börsen Anreize unterliegen, optimale Produktstandardisierungen zu entwickeln. Der Wettbewerb als Entdeckungsverfahren nicht nur für Preise, sondern auch für Produkte kann in diesem Fall seine Aufgabe erfüllen. Indizien aus den (vergleichsweise kleinen)<sup>207</sup> skandinavischen Märkten zeigen, daß die Bedingungen „hinreichend hoher Marktgröße“ und „hinreichender Güte des Netzausbaustands“ in der Realität nicht erst in der Größenordnung größerer nationaler Stromsysteme erfüllt sind, sondern durchaus schon bei kleineren (Teil-)Systemen.

Bei kleinerer Marktgröße und geringerer Güte des Netzausbaustands wird tendenziell die Etablierung eines der drei anderen Modelle effizienter, da unter diesen Bedingungen die kostenminimale Börsengröße das Vorliegen eines natürlichen Monopols im Organisierten Stromhandel begründen könnte. Falls angenommen werden muß, daß das Monopol nicht stabil ist, sollte unter Umständen die Etablierung eines Poolmodells erwogen werden, wenn Wettbewerb zwischen Handelsinstitutionen entweder ohnehin nicht zu erwarten ist oder aber eher kontraproduktive Effizienzwirkungen zeitigen würde. In dem Fall, in dem keine Aussage über die Stabilität eines eventuellen natürlichen Monopols getroffen werden kann, können keine Aussagen über die Vorteilhaftigkeit eines der vier Modelle getroffen werden.

<sup>207</sup> Die Jahresbruttoerzeugung in Norwegen und Schweden betrug in 1997 insgesamt rund 257 TWh bei einer Summe der nationalen Jahreshöchstlasten von 37,6 GW (Kumkar 1998d: Tabelle 1). Zum Vergleich. Die Jahresbruttoerzeugung in Deutschland betrug 550 TWh (1996, Tabelle 1 in Kumkar 1998b) bei einer Jahreshöchstlast von 72 GW (Schaubild 8 dort)

Übersicht 10 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich Marktgröße und Netzausbaustand: Spielräume zur Bildung konkurrierender Institutionen des Stromhandels

		Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Poolmodell	Common-Carrier-Modell
geringe Marktgröße, schlechter Netzausbaustand	+	0	-	-
mittlere Marktgröße, mittlerer Netzausbaustand	0	0	0	0
hohe Marktgröße, guter Netzausbaustand	-	0	-	+
+ : geringe Transaktionskosten    0 : mittlere Transaktionskosten    - : hohe Transaktionskosten				

Eine Aussage ist allerdings schließlich bei noch weiter sinkender Marktgröße und schlechterem Netzausbaustand möglich. In diesem Fall verbleibt tendenziell nurmehr das Alleinabnehmermodell als effiziente Antwort der Regulierung auf die vorgegebenen Umstände. Wettbewerb zwischen Handelsinstitutionen ist hier fast vollständig unterbunden, die Etablierung Organisierter Strommärkte kaum sinnvoll.<sup>208</sup> Zusammenfassend führen die diesbezüglichen relativen Vorteile der Modelle zur in Übersicht 10 wiedergegebenen Bewertung.

Es verbleibt die Aufgabe der Ableitung von Schlußfolgerungen bezüglich der Rolle des institutionellen Umfelds, nachdem bei den vorstehenden Ausführungen der Schwerpunkt auf die komparativen Vorteile der Modelle bezüglich der Marktgröße und des Netzausbaustands gelegt wurde. Zu fragen ist danach, ob hier in ähnlicher Weise eine Effizienzrangfolge der vier Modelle in Abhängigkeit von der Stabilität des institutionellen Umfelds aufgestellt werden kann.

Der Ansatzpunkt für die Aufstellung einer derartigen Rangfolge ist die auf der Untersuchung in Kumkar (1998c: Abschnitt II.B) basierende und in diesem Papier in Abschnitt III.B konkretisierte Überlegung, daß die regulierungsbedingten Motivationstransaktionskosten positiv mit der Zahl der Regulierungsbereiche und mit der Bedeutung vertikal integrierter Stromunternehmen korreliert sind. Umgekehrt gilt somit, daß eine Begrenzung der diskretionären Spielräume des Regulierers durch die Reduktion der Regulierungsbereiche und generell durch die Wahl eines Regulierungsmodells, das die Abnahme der Bedeutung vertikal integrierter Unternehmen zum Ziel hat, c.p. die Transaktionskosten senken kann. Dies kann insbesondere dann eine effiziente Maßnahme sein, wenn der Regulierer ansonsten durch das institutionelle Umfeld kaum kontrolliert, das heißt selbst wirkungsvoll reguliert wird. Konkret gilt, daß im Common-Carrier-Modell die modellimmanente Begren-

<sup>208</sup> Vorstellbar sind allein Nichtorganisierte finanzielle Sicherungsverträge zwischen Erzeugern und (größeren) Endkunden.

Übersicht 11 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle hinsichtlich der Stabilität des institutionellen Umfelds

	Alleinabnehmermodell	Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Poolmodell	Common-Carrier-Modell
geringe Stabilität des institutionellen Umfelds	-	0	0	+
hohe Stabilität des institutionellen Umfelds	0	0	0	0
+ : geringe Transaktionskosten    0 : mittlere Transaktionskosten    - : hohe Transaktionskosten				

zung des Regulierungsbereichs auf die Transportstufe die diskretionären Spielräume des Regulierers begrenzt und diese Maßnahme unter Umständen die Opportunismusgefahren auf Seiten des Regulierers zu begrenzen vermag. Dies trifft in etwas geringerer Weise auf das Poolmodell zu, bei dem zumindest der Stromeinzelhandel aus der Regulierung entlassen wird. In schwächerer Form trifft es auch auf das Modell spezifischer Durchleitungsrechte zu, bei dem im Prinzip alle Aktivitäten mit dem Ziel der Belieferung zugelassener Kunden liberalisiert werden.

Basierend auf diesen Überlegungen kann eine Rangfolge der Modelle hinsichtlich der Effizienz der Modelle bei unterschiedlicher Ausgestaltung des institutionellen Umfelds aufgestellt werden. In Übersicht 11 ist wiedergegeben, daß die Modelle bei stabilem Umfeld keine wesentlichen Unterschiede aufweisen<sup>209</sup> und das Common-Carrier-Modell und das Poolmodell bei stärker instabilem Umfeld tendenziell gegenüber dem Alleinabnehmermodell Vorteile aufweisen. Die Position des Modells spezifischer Durchleitungsrechte ist wiederum in starkem Maße von der konkreten Ausgestaltung abhängig.

Eine zusammenfassende Darstellung der komparativen Vorteile der einzelnen Liberalisierungsmodelle findet sich in Übersicht 12. Ihr ist zu entnehmen, daß im Bereich der mittleren Marktgröße und/oder des mittleren Netzausbaustands eine eindeutige Antwort auf dieser Abstraktionsebene nicht gegeben werden kann. Zur Beantwortung der Frage, ob ein Alleinabnehmermodell, ein Modell spezifischer Durchleitungsrechte, ein Poolmodell oder aber ein Common-Carrier-Modell eta-

<sup>209</sup> Der (fiktive) Extremfall eines stabilen Umfelds wird dadurch gebildet, daß die Kontrolle des Regulierers durch das institutionelle Umfeld perfekt funktioniert. Wenn dies der Fall ist, dann verfolgt er keine eigenen Ziele, beziehungsweise diese sind mit den allgemeinen Zielen etwa des Gesetzgebers identisch. Mit anderen Worten: Er ist der wohlmeinende Diktator der traditionellen Regulierungsökonomik, dessen Opportunismusspielräume nicht durch die Vorgabe eines Regulierungsmodells eingeschränkt werden müssen. Ergo sind diesbezüglich alle Regulierungsmodelle gleich effizient.



bliert werden sollte, ist in diesem Fall die konkrete Situation hinsichtlich der Charakteristiken des nationalen Stromsystems detaillierter zu analysieren.

Eine der zu entscheidenden Fragen kann dann beispielsweise dahingehend lauten, inwieweit die gegenüber einem Common-Carrier-Modell bestehenden Vorteile des Poolmodells im Bereich der Absicherung spezifischer Investitionen im konkreten Fall durch die höheren regulierungsbedingten Transaktionskosten des Poolmodells bei einem instabilen institutionellen Umfeld konterkariert werden.

Aber: Zumindest für den Fall sehr großer Märkte/sehr guten Netzausbaustands sowie für den Fall sehr kleiner Märkte/sehr schlechten Netzausbaustands können recht eindeutige Ergebnisse abgeleitet werden: Im ersten Fall liegt aus Effizienzsicht die Etablierung eines Common-Carrier-Modells nahe, im zweiten Fall die Einrichtung eines Alleinabnehmermodells. In jedem Fall gilt, daß bei hoher Instabilität des institutionellen Umfelds die Etablierung eines Common-Carrier-Modells oder aber eines Poolmodells angezeigt ist, wenn die sonstigen Charakteristika des Stromsystems dies erlauben.

Die Frage, welche Schlußfolgerungen für die konkrete deutsche Situation zu ziehen sind, wie also die zukünftige Regulierung der Stromwirtschaft inhaltlich und institutionell auszugestalten ist, wird in Kumkar (1999) diskutiert. Basierend auf dem vorliegenden Papier werden dort zunächst die wesentlichen Charakteristika der deutschen Stromwirtschaft dargestellt. Die als Ergebnis des vorliegenden Papiers identifizierten Vor- und Nachteile der alternativen Liberalisierungsmodelle werden daran anschließend soweit möglich auf ihre empirische Relevanz bewertet und hinsichtlich ihrer Konsequenzen für die Wahl des optimalen Liberalisierungsmodells analysiert. In diesem Papier wird auch auf die Bestimmungen der deutschen Energierechtsnovelle eingegangen und die bislang unternommenen Schritte in Richtung einer Marktöffnung einer kritischen Überprüfung unterzogen.

Übersicht 12 — Komparative Evaluierung der Liberalisierungsmodelle: Zusammenfassung

Kriterium <sup>a</sup>		Alleinabnehmermodell	Modell spezifischer Durchleitungsrechte	Poolmodell	Common-Carrier-Modell
geringe Marktgröße, schlechter Netzausbaustand	I	+	0	0	-
	II	+	+	-	-
	III	+	-	+	-
	IV	+	0	+	-
mittlere Marktgröße, mittlerer Netzausbaustand	I	-	+	+	-
	II	0	0	0	0
	III	0	0	0	0
	IV	0	0	0	0
hohe Marktgröße, guter Netzausbaustand	I	-	0	0	+
	II	-	-	+	+
	III	-	0	-	+
	IV	-	0	-	+
geringe Stabilität des institutionellen Umfelds	-	0	0	+	
hohe Stabilität des institutionellen Umfelds	0	0	0	0	
<p>                     + : geringe Transaktionskosten    0 : mittlere Transaktionskosten    - : hohe Transaktionskosten                 </p>					
<p> <sup>a</sup> I: Absicherung spezifischer Investitionen — II: Bildung optimaler Preisstrukturen — III: Ausgleichshandel, Effizienz einer evtl. durchgeführten Separation — IV: konkurrierende Institutionen des Stromhandels.                 </p>					

## Literaturverzeichnis

- Basedow, J. (1997). Dienstleistungsmonopole und Netzzugang in der europäischen Wirtschaftsverfassung. In *Jahrbuch für neue politische Ökonomie* 16. Tübingen.
- Baur, J.F. (1997). Europarechtliche Vereinbarkeit eines Alleinabnehmersystems für Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf der Endverteilerstufe. Gutachten erstattet im Auftrag des VKU. Mimeo. 15. April. Köln.
- BGBI. ( *Bundesgesetzblatt, Teil I*) (1998). Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. (23): 730–736.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft) (1994). Amtliche Begründung des Gesetzes zur Neuregelung des Energierechts. Entwurf. 28. Januar. Bonn.
- Brunekreeft, G. (1997). *Coordination and Competition in the Electricity Pool of England and Wales*. Baden-Baden.
- Bundesregierung (1997). Gesetzesentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Bundestagsdrucksache 13/7274 (23.03.1997). Bonn.
- Bündnis 90/Die Grünen (1996). 10-Punkte-Programm für den Einstieg ins Solarzeitalter (Beschlussantrag von Abgeordneten und der Bundestagsfraktion). Bundestagsdrucksache 13/4481. Bonn.
- Burger, K.-M. (1998). Neue Instrumente des Risikomanagements für die Energiewirtschaft. In L. Aumüller (Hrsg.), *Energiehandel und Energiemärkte*. München.
- Chao, H.-P., und S.C. Peck (1996). A Market Mechanism for Electric Power Transmission. *Journal of Regulatory Economics* 10 (1): 25–59.
- Cornell, B. (1997). Cash Settlement when the Underlying Securities are Thinly Traded: A Case Study. *The Journal of Futures Markets* 17 (8): 855–871.
- Cross, E.D. (1996). *Electric Utility Regulation in the European Union: A Country by Country Guide*. Chichester.
- Elton, E.J., und M.J. Gruber (1987). *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis*. 3. Auflage. New York.
- 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).
- Filippini, M., und J. Wild (1998). Ein Pool-Modell für die schweizerische Stromwirtschaft. Working Paper 9701. Universität Zürich.
- Gilbert, R.J., und E.P. Kahn (Hrsg.) (1996). *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge, Mass.
- Goss, B.A. (1972). *The Theory of Futures Trading*. London.

- Herrmann, R. (1997). *Ein gemeinsamer Markt für Elektrizität*. Frankfurt am Main.
- Hogan, W.W. (1992). Contract Networks for Electric Power Transmission. *Journal of Regulatory Economics* 4 (3): 211–242.
- Jones, F.J. (1982). The Economics of Futures and Options Contracts Based on Cash Settlement. *The Journal of Futures Markets* 2 (1): 63–82.
- Joskow, P.L. (1995). Restructuring to Promote Competition in Electricity: In General and Regarding The PoolCo vs. Bilateral Contracts Debate. Discussion Draft presented for American Economic Association Meetings, January 6, 1996. San Francisco.
- Joskow, P.L. (1996). Introducing Competition into Regulated Network Industries: from Hierarchies to Markets in Electricity. *Industrial and Corporate Change* 5 (2): 341–382.
- Joskow, P.L. (1998). Electricity Sectors in Transition. *The Energy Journal* 19 (2): 25–52.
- Joskow, P.L., und D.R. Jones (1983). The Simple Economics of Industrial Cogeneration. *The*
- Klopfer, T. (1997). *Koordination in Elektrizitätsversorgungssystemen insbesondere durch organisierte Großhandelsmärkte für Strom*. Idstein.
- Klopfer, T., und W. Schulz (1993). *Märkte für Strom: Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland*. München.
- 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.
- Kumar, P., und D.J. Seppi (1992). Futures Manipulation with „Cash Settlement“. *The Journal of Finance* 47 (4): 1485–1502.
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93–112.
- Kumkar, L. (1996a). Wettbewerb im Stromsektor der USA: I. Re-Regulierung der Großhandelsebene. Kieler Arbeitspapiere 738. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1996b). Wettbewerb im Stromsektor der USA: II. Re-Regulierung der Einzelhandelsebene im Bundesstaat Kalifornien. Kieler Arbeitspapiere 739. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1996c). Zur Politik der U.S.-Federal Energy Regulatory Commission bei der Etablierung eines Common-Carrier-Modells in der Stromübertragung. Kieler Arbeitspapiere 771. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1996d). Wege zum Wettbewerb in der Stromversorgung — Das Beispiel Kalifornien. *Die Weltwirtschaft* (2): 219–235.
- Kumkar, L. (1996e). Die Stromversorger in den Startlöchern zum Strom-Binnenmarkt: eine Bestandsaufnahme der nationalen Marktstrukturen. Kieler Arbeitspapiere 780. 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. (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). Zur zukünftigen Regulierungspolitik für die deutsche Stromwirtschaft. Kieler Arbeitspapiere 929. 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.
- Kyle, A.S. (1984). A Theory of Futures Market Manipulations. In R.W. Anderson (ed.), *Industrial Organization of Futures Markets*. Lexington.
- Lien, D. (1989). Cash Settlement Provisions on Futures Contracts. *The Journal of Futures Markets* 9 (3): 263–270.
- Machlup, F., und M. Taber (1960). Bilateral Monopoly, Successive Monopoly, and Vertical Integration. *Economica* 27 (106): 101–119.
- Mandil, C., et al. (1994). La Réforme de l'Organisation Electrique et Gazière Française (Rapport Mandil). *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente* 37 (1): 191–239.
- McAfee, R.P., und J. McMillan (1987). Auctions and Bidding. *The Journal of Economic Literature* 25 (2): 699–738.
- Midttun, A. (Hrsg.) (1997). *European Electricity Systems in Transition: A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*. Oxford.
- Monopolkommission (1994). Mehr Wettbewerb auf allen Märkten. Zehntes Hauptgutachten 1992/1993. Baden-Baden.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1991). Report on Pool Price Inquiry. Dezember. O.O.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1993). Pool Price Statement. Juli. O.O.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1994a). Report on Trading Outside the Pool. Juli. O.O.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1994b). Consultation on Pool Reform. O.O.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1995). Generators' Pool Price Undertaking 1994/95. Juni. O.O.

- Offer (Office of Electricity Regulation) (1998b). Review of Electricity Trading Arrangements — Background Paper 1: Electricity Trading Arrangements in England and Wales. Februar. O.O.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1998c). Review of Electricity Trading Arrangements — Background Paper 2: Electricity Trading Arrangements in Other Countries. Februar. O.O.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1998d). Review of Electricity Trading Arrangements — Working Paper on Trading Inside and Outside the Pool. März. O.O.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1998e). Review of Electricity Trading Arrangements: Third Party Papers. April. O.O.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1998f). Report on Pool Price Increases in Winter 1997/98. Juni. O.O.
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1998g). Review of Electricity Trading Arrangements: Proposals. Juli. O.O.
- Paul, A.B. (1985). The Role of Cash Settlement in Futures Contract Specification. In A.E. Peck (ed.), *Futures Markets: Regulatory Issues*. AEI Studies 435. Washington, D.C.
- Peck, A.E. (1985). The Economic Role of Traditional Commodity Futures Markets. In A.E. Peck, *Futures Markets: Their Economic Role*. American Enterprise Institute Studies in Government Regulation 434. Washington, D.C.
- 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.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (Hrsg.) (1993/94). *Zeit zum Handeln — Antriebskräfte stärken. Jahresgutachten 1993/94*. Stuttgart.
- Schmelzer, D. (1993). Der Terminmarkt für Strom in England und Wales. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 17 (3): 211–222.
- Siegel, D.R., und D.F. Siegel (1990). *Futures Markets*. Chicago.
- Simon, H.A. (1978). Rationality as Process and as Product of Thought. *American Economic Review* 68: 1–16.
- Stoft, S. (1998). Congestion Pricing with Fewer Prices than Zones. *The Electricity Journal* 11 (4): 23–31.
- Williamson, O.E. (1991). Comparative Economic Organization: Vergleichende ökonomische Organisationstheorie: Die Analyse diskreter Strukturalternativen. In D. Ordelheide (Hrsg.), *Betriebswirtschaftslehre und ökonomische Theorie*. Stuttgart.
- Williamson, O.E. (1996). *The Mechanisms of Governance*. New York.
- Yajima, M. (1997). *Deregulatory Reforms of the Electricity Supply*. London.