

Kumkar, Lars

**Working Paper — Digitized Version**

Privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in vertikal strukturierten Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik

Kiel Working Paper, No. 873

**Provided in Cooperation with:**

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

*Suggested Citation:* Kumkar, Lars (1998) : Privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in vertikal strukturierten Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik, Kiel Working Paper, No. 873, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/46885>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

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

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

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

**Terms of use:**

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

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

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

# Kieler Arbeitspapiere

# Kiel Working Papers

Kieler Arbeitspapier Nr. 873

**Privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in  
vertikal strukturierten Industrien:  
Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der  
neuen Institutionenökonomik**

von

Lars Kumkar\*

Juli 1998



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

ISSN 0342 - 0787

Institut für Weltwirtschaft  
Düsternbrooker Weg 120, D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 873

**Privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in  
vertikal strukturierten Industrien:  
Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der  
neuen Institutionenökonomik**

von

Lars Kumkar\*

Juli 1998

848139

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

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

## Abstract — Inhalt

This paper deals with the efficiency characteristics of alternative governance structures in the electricity sector. The analysis begins with the description of some technical aspects of the electricity supply industry. The goal is to identify the main co-ordination tasks within, and between the different production stages. The paper goes on to present the analytical framework for the following analysis, which is based on the New Institutional Economics. The central part of the paper deals with the institutional implications of the technical characteristics, particularly regarding the private incentives to establish efficient governance structures in the electricity sector. Furthermore, the welfare implications of the resulting governance structures are analysed. The paper concludes with a summary of the main results.

In diesem Papier werden privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in der Stromwirtschaft auf ihre Effizienzeigenschaften untersucht. Zu diesem Zweck werden zunächst die technischen Besonderheiten der Stromwirtschaft analysiert und hierbei insbesondere die vertikalen und horizontalen Koordinierungserfordernisse herausgearbeitet. Anschließend wird der analytische Rahmen einer institutionenökonomischen Untersuchung vertikal strukturierter Sektoren beschrieben. Im Hauptteil des Papiers werden die industrieökonomischen Konsequenzen der technischen Besonderheiten abgeleitet und auf ihre wohlfahrtstheoretischen Implikationen hin analysiert. Das Papier schließt mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse insbesondere hinsichtlich möglicher Marktmachtprobleme auf einzelnen vertikalen Stufen der Stromwirtschaft.

*JEL Classification: H4, L4, L5, Q4*

Lars Kumkar  
Institut für Weltwirtschaft  
an der Universität Kiel  
Düsternbrooker Weg 120  
D-24147 Kiel  
Tel.: 0431/8814-216  
Fax: 0431/8814-500  
Email: Lars.Kumkar@ifw.uni-kiel.de

## Gliederung

<b>I. Problemstellung und Gang der Untersuchung .....</b>	<b>1</b>
<b>II. Technische Besonderheiten der Stromwirtschaft und das empirische Bild in Deutschland</b>	<b>3</b>
A. Stromerzeugung .....	6
1. Grundlagen und derzeitige Charakteristik in Deutschland .....	7
2. Kostencharakteristika .....	11
3. Fazit .....	26
B. Stromtransport: Übertragung und Verteilung .....	26
1. Grundlagen und derzeitige Charakteristik in Deutschland .....	27
2. Kostencharakteristiken .....	29
3. Fazit .....	37
C. Koordinierungserfordernisse im Stromsektor .....	37
1. Der Systembetrieb: Kraftwerkseinsatzplanung .....	39
2. Die Systemplanung: Zubau von Anlagen .....	53
3. Fazit .....	57
<b>III. Analytischer Rahmen einer institutionenökonomischen Untersuchung der Stromwirtschaft .....</b>	<b>58</b>
A. Einleitung: Erkenntnisziele und Begriffe der Institutionenökonomik .....	59
B. Primärer Fokus der Institutionenökonomik: Transaktionen und Transaktionskosten .....	62
C. Erkenntnisziele und ökonomische Relevanz von Koordinierungsstrukturen .....	65
D. Ökonomische Relevanz unvollständiger Verträge und opportunistischen Verhaltens .....	67
E. Berücksichtigung des institutionellen Umfelds .....	72
F. Beziehungsspezifische Investitionen und Hauptformen von Koordinierungsstrukturen .....	74
<b>IV. Industrieökonomische Analyse rein privatwirtschaftlicher Koordinierung .....</b>	<b>77</b>
A. Grundlagen der vertikalen Integration und anderer Formen nichtreinmarktlicher Koordinierung in der Stromwirtschaft .....	78
1. Reinmarktliche Koordinierung: Komparative Nachteile bei hohen beziehungs-spezifischen Investitionen und hoher Unsicherheit .....	79
2. Hybride Koordinierung: Komparative Nachteile bei hohen Kosten selbstdurchsetzender Verträge .....	85
3. Hierarchische Koordinierung: Komparative Nachteile bei der Setzung hoher Effizienz-anreize .....	95
4. Fazit .....	101
B. Wohlfahrtstheoretische Eigenschaften nichtreinmarktlicher Koordinierungsstrukturen .....	102
1. Ausnutzung von technischen Größenvorteilen als Anreiz zur nichtreinmarktlichen Ko-ordination .....	103

2. Das Problem des doppelten Gewinnaufschlags als Anreiz zur nichtreinmarktlicher Koordination .....	104
3. Vertikaler Ausschluß und deren Effekte als Anreiz zur nichtreinmarktlicher Koordination .....	110
4. Wohlfahrtseffekte horizontaler nichtreinmarktlicher Koordinierung .....	123
<b>V. Fazit .....</b>	<b>129</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>131</b>

# I. Problemstellung und Gang der Untersuchung

Die Stromversorgung in Deutschland und in den meisten anderen Staaten der Europäischen Union ist bis heute nicht wettbewerblich organisiert. Traditionell wurde dies mit den technischen Besonderheiten des Stromsektors begründet, die eine Stromerzeugung und einen -transport durch staatlich geschützte und regulierte Gebietsmonopole erfordern würden. Dennoch ist die gegenwärtige Stromversorgung in Deutschland und der Europäischen Union nach wie vor durch mangelnde Ausschöpfung von Effizienzpotentialen gekennzeichnet. Die vorsichtigen Ansätze auf politischer Ebene, die existierenden Gebietsmonopole in Deutschland aufzulockern, stoßen auf heftigen Widerstand der Versorgungsunternehmen.

Ziel dieser Arbeit ist, einige Anhaltspunkte für eine effiziente Wettbewerbspolitik im Bereich der deutschen Stromwirtschaft zu identifizieren. Im Rahmen der Arbeit werden zunächst die technischen Besonderheiten der Stromwirtschaft und die darauf aufbauende traditionelle „Besonderheitenlehre“ analysiert (Kapitel II). Dabei wird insbesondere untersucht, ob sich aus der in den technischen Besonderheiten begründeten vertikalen Produktionsstruktur besondere Koordinierungserfordernisse ableiten lassen, die eine spezifische, von der Wettbewerbspolitik gegenüber anderen Sektoren abweichende, staatliche Regulierung erfordern könnte.<sup>1</sup>

Die neue Institutionenökonomik, deren Erkenntnisziele und Aussagen überblicksweise dargestellt werden, ist besonders geeignet, diese komplexen Koordinierungsprobleme und deren institutionelle Lösungsformen einer ökonomischen Analyse zugänglich zu machen, da sie methodisch darauf ausgerichtet ist, langfristig angelegte und notwendigerweise unvollständige Vertragskonstruktionen zu analysieren. Derartige Vertragskonstruktionen kennzeichnen die Realität der Stromwirtschaft; sie sind Reflex der komplexen Koordinierungsprobleme.

Mit Hilfe institutionenökonomischer Methoden wird sodann untersucht, ob aus gesamtwirtschaftlicher Sicht der traditionelle, monopolistische Ordnungsrahmen für diesen Sektor adäquat ist, oder ob es Hinweise dafür gibt, daß die gesamte Stromwirtschaft oder zumindest Teilbereiche der vertikalen Produktionsstruktur aus der staatlichen Regulierung herausgenommen und

---

<sup>1</sup> Zu beachten ist, daß auch eine reine Laissez-faire-Politik eine von anderen Sektoren abweichende Regulierungspolitik wäre.

hinsichtlich der Wettbewerbspolitik anderen Sektoren gleichgestellt werden sollten (Kapitel C).

Eine industrieökonomische Analyse, die auf privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen und deren Effizienzeigenschaften begrenzt ist, erlaubt jedoch für sich genommen keine abschließende Beurteilung des tatsächlichen Regulierungsbedarfs. Hierzu bedarf es einer regulierungsökonomischen Analyse, deren Grundlagen in Kumkar (1998b) dargelegt werden. In diesem Papier werden die für die Stromwirtschaft wesentlichen institutionenökonomischen Implikationen für die Wettbewerbs- und Regulierungspolitik herausgearbeitet und danach gefragt, welche Methoden und Instrumente der Regulierung gewählt werden sollten, wenn etwa im Netzbereich eine Regulierung angezeigt ist. Dies schließt die Frage ein, wie gegebenenfalls die Regulierung auszugestaltet ist, wenn es sich bei den zu regulierenden Unternehmen um vertikal integrierte Unternehmen handelt.

## II. Technische Besonderheiten der Stromwirtschaft und das empirische Bild in Deutschland

Um Strom in einer verwendbaren Form liefern zu können, bedarf es im allgemeinen zweier technischer, vertikal angeordneter Prozesse oder Stufen:

- Stromerzeugung;
- Stromtransport.

Die Stufe des Transports kann in zwei Teilstufen unterschieden werden:

- Stromübertragung durch Höchst- (380 und 220 kV) und Hochspannungsleitungen (110 kV);
- Stromverteilung in Mittel- und Niederspannungsnetzen (20/10 kV und 0,4 kV).

Zentrale Aufgabe dieses Kapitels ist die Identifikation möglicher Koordinierungserfordernisse innerhalb und zwischen diesen Produktionsstufen, die eine anderen Sektoren vergleichbare Wettbewerbspolitik grundsätzlich in Frage stellen und eine besondere staatliche Regulierung begründen könnten. Zunächst werden die Produktionsstufen gegeneinander abgegrenzt, separat detailliert behandelt sowie deren spezifische technischen Charakteristika herausgearbeitet und insbesondere auf mögliche Größenvorteile untersucht.<sup>2</sup> Hierauf aufbauend werden im letzten Abschnitt die aus den technischen

---

<sup>2</sup> In der Literatur findet sich häufig die Unterscheidung in Erzeugung, Übertragung, Verteilung und zusätzlich Endverkauf (zum Beispiel Midtun 1997; Kumkar 1995: 445). Diese Unterscheidung reflektiert die regulierungsbedingte Unterscheidung einzelner Stufen, beziehungsweise hier genauer: Unternehmenssparten der Stromwirtschaft beispielsweise im englischen oder kalifornischen Stromsektor. Da es im vorliegenden Kapitel zunächst um die technischen, nicht die regulierungsbedingten Aspekte der Stromwirtschaft geht, ist die im Text verwandte Kategorisierung zweckmäßig. Der Endverkauf ist keine technisch eigenständige vertikale Dimension von Dienstleistungen innerhalb des Stromsektors: Auch ein reines Erzeugungsunternehmen muß seinen Strom absetzen. Zu diesem Zweck muß es Verkaufsaktivitäten entfalten. Ob dies den Verkauf an Endabnehmer einschließt, ist eine von den konkreten Umständen, insbesondere auch des Regulierungsregimes abhängende Frage.

Charakteristika resultierenden Koordinierungserfordernisse innerhalb und zwischen diesen Stufen herausgearbeitet.

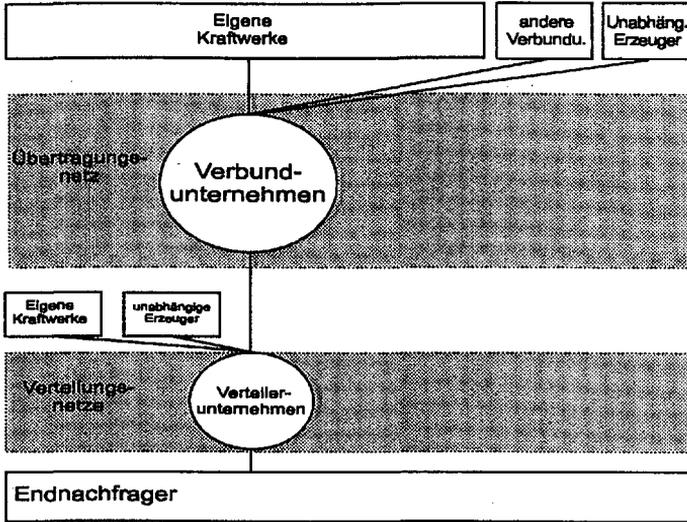
Als *Stromerzeugung* wird die Umwandlung anderer Energieformen in Elektrizität bezeichnet. Die Stromerzeugung findet derzeit zum großen Teil in Kraftwerken statt, deren Erzeugungskapazität relativ zu den individuellen Stromverbrauchsmengen einzelner Stromverbraucher groß ist. Daher können in dieser Stufe Größenvorteile vermutet werden. Die Stromerzeugung findet Deutschland zum überwiegenden Teil in den Kraftwerken der großen Verbundunternehmen<sup>3</sup> statt, unabhängige Erzeugungsunternehmen, etwa industrielle Eigenerzeugungsanlagen,<sup>4</sup> spielen bislang nur eine absolut untergeordnete Rolle (vgl. Schaubild 1 als stilisiertes technisches Modell der deutschen Stromwirtschaft, in dem die technischen Beziehungen zwischen den Stufen und den dort agierenden Unternehmen durch Linien repräsentiert sind).

---

<sup>3</sup> Dies sind RWE Energie AG, PreußenElektra AG, VEAG AG, Bayernwerk AG, VEW ENERGIE AG, Energieversorgung Baden-Württemberg AG (1998 durch den Zusammenschluß der EVS AG und der Badenwerk AG entstanden), Bewag AG und HEW AG.

<sup>4</sup> Industrielle Eigenerzeugungsanlagen sind dadurch definiert, daß diese primär der Erzeugung von Strom dienen, die der Eigentümer selbst verbraucht. Allerdings speisen derartige Anlagen (relativ geringe Teile) des in ihnen erzeugten Stroms auch in die Netze von Verbund- und Verteilerunternehmen ein und werden daher in Schaubild 1 berücksichtigt. Sie sind im Status quo ante die einzigen Unternehmen der Kategorie „unabhängige Stromerzeugung“. Vgl. zu detaillierten Angaben über die in Deutschland aktiven Stromunternehmen den Überblick bei Kumkar und Neu (1997: Kapitel B.IV) und Fn. 13 zur Abgrenzung der Unternehmen der öffentlichen Stromversorgung (zu der die Verbundunternehmen gehören) von unabhängigen Erzeugern.

Schaubild 1 — Das stilisierte technische Modell der deutschen Stromwirtschaft



Sowohl die Stromübertragungs- als auch die -verteilungsanlagen als Teile des *Netzbereichs* verbinden physikalisch Stromeinspeiser und -entnehmer und dienen damit dem Stromtransport des in den Kraftwerken erzeugten Stroms zu den Verbrauchern. Der Stromtransport in den Höchst- und Hochspannungsnetzen dient der *Übertragung* von Strom von den Kraftwerken hin zu den Übergabepunkten an die Verteilungsnetze. Gleichzeitig dienen die Übertragungsanlagen dem Zusammenschluß verschiedener Kraftwerke und Nachfrager. Durch den letzteren Aspekt werden zum einen c.p. die Volatilität der Nachfrage gesenkt und zum zweiten unterschiedliche Erzeugungstechnologien mit unterschiedlichen kurzfristigen Erzeugungskosten zusammengeschaltet. Die Zusammenschaltung von mehreren Nachfragern mit mehreren Kraftwerken kann somit potentiell die Gesamtkosten senken. Daher können auch bei Übertragungsnetzen Größenvorteile vermutet werden, die sich zum einen bei dem Stromtransport im engen Sinne und zum anderen aus der Koordinierung der Erzeugung ergeben.

In den *Verteilungsnetzen* wird der Strom auf niedrigere Spannungen umgespannt und zu den Nachfragern weitergeliefert. Diese Netze haben zwar

eine geringere Koordinierungsbedeutung als die Stromübertragungsnetze, da die Stromflüsse meist unidirektional sind (von den Übertragungsnetzen zu den Verbrauchern) und nur relativ wenige Kraftwerke in die Netze einspeisen. Aber auch bei der Stufe der Verteilung können Größenvorteile vermutet werden.

Einen ersten Eindruck von der wirtschaftlichen Bedeutung der vertikalen Stufen der Stromwirtschaft gibt ein Blick auf die Bruttowertschöpfung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland: 1995 betrug der Anteil der Elektrizitätswirtschaft an der gesamten Bruttowertschöpfung im produzierenden Gewerbe 5,5 vH.<sup>5</sup> Die Erzeugung macht dabei den größten Teil der gesamten Kosten der Stromversorgung aus. Nach Berechnungen von Schmitt (1989) verteilen sich die Gesamtkosten der Stromversorgung in Deutschland (alte Länder) im Jahr 1987 zu rund 56 vH auf Erzeugung, zu 12,6 vH auf Transport sowie zu 24,2 vH auf Verteilung.<sup>6</sup>

## A. Stromerzeugung

Die zentrale Frage dieses Abschnitts lautet, ob unter technischen Charakteristika der Stromerzeugung anlagenspezifische Größenvorteile identifiziert werden können, die auf der Erzeugungsstufe das Vorliegen natürlicher Monopole<sup>7</sup> bedingen. Zur Klärung dieser Frage werden zunächst die techni-

<sup>5</sup> Die Elektrizitätswirtschaft nimmt im Bereich der Energiewirtschaft — gemessen an der Bruttowertschöpfung — die Spitzenstellung ein: Die sonstigen Teilspektoren der Energiewirtschaft (Gas- sowie Fernwärmeversorgung) machen nur knapp 1,4 vH der Bruttowertschöpfung des produzierenden Gewerbes aus (alte Bundesländer, Berechnungen nach Statistisches Bundesamt, Zeitreihenservice). Die Bedeutung der Stromwirtschaft schlägt sich auch in der Zahl von insgesamt rund 267 Tsd. Beschäftigten in den Unternehmen nieder, die statistisch zu den Unternehmen der Stromwirtschaft gezählt werden. Dies sind — je nach statistischer Abgrenzung — 2,2 bis 2,7 vH der Beschäftigten beziehungsweise Erwerbstätigen des produzierenden Gewerbes (1995, gesamtes Bundesgebiet, Quelle: Statistisches Bundesamt, *Fachserie 4, Reihe 6.1.; Statistisches Jahrbuch 1997 für die Bundesrepublik Deutschland*).

<sup>6</sup> Hinzu kommen 3,3 vH für Netzverluste und 3,8 vH für die Konzessionsabgaben (Schmitt 1989). Die Erzeugungskosten beispielsweise die Kosten der Steinkohlensubvention ein. „Verteilung“ umfaßt in der statistischen Definition auch die Kosten des Verkaufs, also Messungen der Stromlieferungen an Endkunden, Berechnungen, Rechnungsstellungen etc.

<sup>7</sup> Ein natürliches Monopol ist (produktionstechnisch) dadurch definiert, daß die Produktionskosten der Bereitstellung eines Güterbündels durch ein Unternehmen niedri-

schen Charakteristika einzelner Kraftwerksarten dargestellt und unterschieden und im Anschluß die resultierenden anlagenspezifischen Kostenverläufe skizziert.

## 1. Grundlagen und derzeitige Charakteristik in Deutschland

In den in der Realität existierenden Stromsystemen<sup>8</sup> werden in der Regel unterschiedliche Arten von Anlagen zur Stromerzeugung eingesetzt. Diese Kraftwerke können nach der Form der eingesetzten Primärenergieträger und nach der eingesetzten Erzeugungstechnologie unterschieden werden.

Als *Primärenergieträger* kommen fossile Energieträger, Kernbrennstoffe sowie regenerative Energien in Betracht. Bei den fossilen Energieträgern sind Steinkohle, Braunkohle, Torf,<sup>9</sup> Erdgas und Erdöl (leichtes und schweres Heizöl) zu unterscheiden. Zu den regenerativen Energien werden Was-

---

ger liegen als im Fall, daß dieses Güterbündel von mehreren Unternehmen produziert wird. Formal ist diese Bedingung der Subadditivität der Produktionskosten ( $C$ ) erfüllt, wenn  $C(y_1) + C(y_2) + \dots + C(y_k) \geq C(y)$  für alle technisch möglichen Aufteilungen von  $y$  in  $y_1 + y_2 + \dots + y_k$  gilt (Sharkey 1982). Im Einproduktfall sind  $y_1, y_2, \dots, y_k$  Teilmengen einer einzigen Güterart, im Mehrproduktfall sind  $y_1, y_2, \dots, y_k$  Güterbündel, die sich aus mehreren Güterarten zusammensetzen können. Empirisch kann die Frage des Vorliegens von Subadditivität untersucht werden, in dem für den Einproduktfall die anlagenspezifischen Skalenerträge oder der Verlauf der langfristigen Durchschnittskosten ermittelt werden. Dabei gilt formal, daß global bis zur relevanten Ausbringungsmenge steigende Skalenerträge hinreichende (allerdings nicht notwendige) Bedingung für das Vorliegen sinkender Durchschnittskosten bis zu dieser Ausbringungsmenge sind. Diese sinkenden Durchschnittskosten sind wiederum hinreichende (nicht notwendige) Bedingung für das Vorliegen von Subadditivität bei der relevanten Ausbringungsmenge. Für den Mehrproduktfall können hinreichende formale Bedingungen für das Vorliegen von Subadditivität nicht allein in Anforderungen an anlagen- beziehungsweise produktspezifische Skalenerträge oder den Verlauf der Durchschnittskosten formuliert werden, sondern müssen Komplementaritäten bei der Produktion der einzelnen Güterarten berücksichtigen. Vgl. ausführlicher Sharkey (1982) sowie Baumol et al. (1988).

<sup>8</sup> Zumeist sind in der Stromerzeugung mehrere Anlagen via Transportleitungen (Stromnetze) gekoppelt. Die Gesamtheit einzelner gekoppelter Anlagen in Erzeugung und Transport sei als ein *Stromsystem* definiert.

<sup>9</sup> Torf ist in Europa nur für den Fall Irlands ein wichtiger Energieträger bei der Stromerzeugung.

serkraft, Windenergie, Biomasse, Geothermik (Erdwärme) sowie Sonnenenergie gezählt.

In Deutschland stellt sich das derzeitige Bild der bei der Stromerzeugung verwandten Energieträger wie folgt dar (Tabelle 1): Dominierende Primärenergieträger, sowohl was die Stromerzeugungskapazitäten als auch die tatsächliche Stromerzeugung angeht, sind Steinkohle, Kernenergie und die Braunkohle mit jeweils 27,4 bis 18,3 vH der Kapazitäten und 27,7 bis 26,2 vH der gesamten Erzeugung (1996, gesamtes Bundesgebiet).<sup>10</sup> Andere Energieträger sind mit weitaus geringeren Anteilen an der Erzeugung beteiligt: Erdgas mit 8,3 vH und Wasserkraft mit 3,9 vH der Erzeugung, der Rest verteilt sich auf sonstige Brennstoffe und weitere regenerative Energien.<sup>11</sup>

Als *Erzeugungstechnologien* sind vor allem Dampfturbinenkraftwerke, Gasturbinenanlagen, Windenergie sowie Wasserkraft, Geothermik und Photovoltaik zu unterscheiden (Tabelle 2). Neben den vorgenannten, „reinen“, Erzeugungstechnologien sind von zunehmender Bedeutung insbesondere Gas- und Dampf(GuD)-Kraftwerke, die eine Kombination von Wärme- und Verbrennungskraftwerkstechnik bilden. Unter den Erzeugungstechnologien ist darüber hinaus die Kraft-Wärme-Koppelung (KWK) zu erwähnen, bei der Strom als Kuppelprodukt gewonnen wird.<sup>12</sup>

---

<sup>10</sup> Die Unterschiede zwischen den Anteilen der Primärenergien an den Kapazitäten und der Erzeugung (insbesondere bei Erdgas) sind teilweise auf Unterschiede in den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung zurückzuführen (vgl. Abschnitt B.I.2).

<sup>11</sup> Unter den regenerativen Energien (in der verwendeten amtlichen Statistik nur zusammengefaßt unter „Sonstiges“ ausgewiesen) ist insbesondere die Windenergie zu nennen. In 1997 hat die installierte Kapazität in Deutschland gut 2 GW ausgemacht (FAZ, In Amerika wird Windkraft wirtschaftlich attraktiv, 4. Mai 1998).

<sup>12</sup> Strom als Kuppelprodukt ist kein einzigartiges Phänomen der KWK-Technologie. Auch im Fall der Wasserkraftausnutzung werden oftmals zwei Güter erzeugt: Hochwasserschutz beziehungsweise Gewährleistung der Schiffbarmachung von laufenden Gewässern war oftmals der primäre Grund zum Bau von Dämmen, die gewonnene Elektrizität nurmehr ein Kuppelprodukt.

Tabelle 1 — Stromerzeugungskapazitäten sowie Aufkommen und Verwendung von Strom in Deutschland  
1973–1996

	1973	1980	1987	1990		1991	1993	1995	1996		Jahresdurchschnittliche Veränderungsrate in vH			
	Westdeutschland					Deutschland					Westdeutschland			Deutschl.
	Gigawatt			vH	Gigawatt			vH	73/80	80/87	87/90	91/96		
<b>Kapazitäten nach Energieträgern:</b>														
Steinkohle einschließl.	29,1	28,6	34,0	33,5	32,3	34,2	34,0	33,6	33,3	27,4	-0,2	2,4	-0,4	0,5
Mischfeuerung	2,4	9,1	19,9	23,6	22,8	23,7	23,9	24,0	24,1	19,9	21,0	11,8	5,8	0,3
Kernenergie	11,2	14,0	13,5	12,3	11,9	29,5	25,5	24,0	22,2	18,3	3,2	-0,5	-3,1	-5,5
Braunkohle	6,0	13,6	15,7	16,5	15,9	18,0	18,3	20,5	21,5	17,5	12,4	2,1	1,7	3,4
Erogas	8,0	14,7	10,1	9,7	9,4	10,4	9,8	9,8	9,2	7,6	9,1	-5,2	-1,3	-2,5
Heizöl	4,8	6,5	6,7	6,9	6,7	8,7	8,8	8,9	9,0	7,4	4,4	0,4	1,0	0,7
Wasserkraft	0,5	0,8	1,0	1,2	1,2	1,3	1,3	1,7	2,2	1,8	6,9	3,2	6,3	11,3
Sonstiges	62,0	87,3	101,0	103,7	100,0	125,8	121,6	122,6	121,3	100,0	5,0	2,1	0,9	-0,7
<b>Kapazitäten nach Stromerzeugern:</b>														
Öffentliche Kraftwerke	48,3	71,2	86,7	89,3	86,1	107,7	104,9	106,3	107,1	86,7	5,7	2,8	1,0	-0,1
Industrielle Eigenanlagen	12,8	14,7	12,9	13,0	12,5	16,8	15,3	14,8	12,6	12,1	1,9	-1,9	0,2	-5,6
Bundesbahn	0,9	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,6	1,2	6,5	0,0	0,0	4,1
	Terawattstunden			vH	Terawattstunden			vH	73/80	80/87	87/90	91/96		
Inlandserzeugung insgesamt (brutto)	299,0	368,8	418,3	449,5	100,0	539,4	534,9	525,7	550,3	100,0	3,0	1,8	2,4	0,4
davon aus:														
Steinkohle	101,6	112,5	135,8	140,5	29,6	149,8	147,1	146,2	152,7	27,7	1,5	2,7	1,1	0,4
Kernenergie	11,8	43,7	130,5	147,2	31,0	147,4	153,3	154,1	161,6	29,4	20,6	16,9	4,1	1,9
Braunkohle	77,5	93,5	77,8	82,6	17,4	158,4	142,6	147,5	144,3	26,2	2,7	-2,6	2,0	-1,8
Erogas	35,6	61,0	28,7	35,9	7,6	36,2	41,1	32,8	45,6	8,3	8,0	-10,2	7,7	4,7
Heizöl	42,8	25,7	12,4	9,8	2,1	13,6	7,8	8,9	6,9	1,3	-7,0	-9,9	-7,5	-12,6
Wasserkraft	15,5	18,7	20,6	18,4	3,9	18,5	21,5	24,2	21,7	3,9	2,7	1,4	-3,7	3,3
Sonstiges	14,2	13,1	12,1	15,1	3,2	15,5	18,0	15,4	17,6	3,2	-1,1	-1,1	7,7	2,6
Inlandsverbrauch (brutto) durch:														
Öffentliche Kraftwerke	218,3	298,3	355,0	385,1	85,7	459,1	461,4	452,7	485,6	88,2	4,6	2,5	2,7	1,1
Industrielle Eigenanlagen	75,6	64,1	57,0	58,8	13,1	74,2	66,8	66,7	57,7	10,5	-2,3	-1,7	1,0	-4,9
Bundesbahn	5,1	6,4	6,3	5,6	1,2	6,1	6,6	6,3	7,0	1,3	3,3	-0,2	-3,9	2,7
Einfuhr	18,0	19,2	22,2	25,4	5,4	30,4	33,6	39,7	37,4	6,8	0,9	2,1	4,6	4,2
Stromaufkommen insgesamt	317,0	388,0	440,5	474,9	100,0	569,8	559,3	574,6	587,7	100,0	2,9	1,8	2,5	0,6
Inlandsverbrauch nach Sektoren	273,6	336,9	380,5	398,2	100,0	472,9	462,1	472,6	479,7	100,0	3,0	1,8	1,5	0,3
davon:														
Industrie	158,4	175,4	186,7	199,4	50,1	232,1	218,2	226,1	222,4	46,4	1,5	0,9	2,2	-0,8
Haushalte	60,1	85,5	100,7	99,6	25,0	122,2	126,1	127,2	134,2	28,0	5,2	2,4	-0,4	1,9
Handel u. Gewerbe	25,1	34,2	43,8	47,9	12,0	56,8	56,7	57,9	60,6	12,6	4,5	3,6	3,0	1,3
Öffentl. Einrichtungen	15,0	24,1	30,6	32,8	8,2	37,2	37,4	37,2	38,2	8,0	7,0	3,5	2,3	0,5
Verkehr	8,9	10,6	11,0	11,3	2,8	15,3	15,0	16,2	16,5	3,4	2,5	0,5	0,9	1,6
Landwirtschaft	6,1	7,1	7,7	7,2	1,8	9,3	8,7	8,0	7,8	1,6	2,2	1,2	-2,2	-3,5
Eigenverbrauch und Verluste <sup>b)</sup>	35,7	37,6	41,6	50,3	10,6	65,9	64,5	67,2	65,4	11,1	0,7	1,5	6,5	-0,2
Ausfuhr	7,7	13,5	18,4	26,4	5,6	31,0	32,8	34,9	42,7	7,3	8,4	4,5	12,8	6,6
Verwendung insgesamt	317,0	388,0	440,5	474,9	100,0	569,8	559,3	574,6	587,7	100,0	2,9	1,8	2,5	0,6

<sup>a)</sup>Bis 1990 frühere Bundesgebiete, ab 1991 Deutschland einschließlich der neuen Länder. — <sup>b)</sup>Einschließlich Pumpstromverbrauch.

Quelle: BMWi (a, versch. Jgg.), eigene Berechnungen.

Tabelle 2 — Erzeugungstechnologien

Erzeugungstechnologien	Charakteristik der Technologie
Dampfturbinenkraftwerke	Dampfturbinenkraftwerke (Wärme- und Kondensationskraftwerke) wandeln zur Erzeugung von Elektrizität chemisch gebundene Energie zunächst in Wärme (Dampf) um, erzeugen mit diesem Dampf mechanische Energie, die wiederum über Dampfturbinen in elektrische Energie umgewandelt wird; zu dieser Kategorie gehören neben den konventionellen Wärme- und Kondensationskraftwerken die Kernkraftwerke
Gasturbinenanlagen und andere Verbrennungskraftwerke	Gasturbinenanlagen und andere Verbrennungskraftwerke verwandeln ohne den „Umweg“ der Dampferzeugung chemisch gebundene Energie in Wärme und diese via Turbinengeneratoren zur Erzeugung elektrischer Energie; hierzu gehören auch Gas- und Dieselmotorkraftwerke
Windenergie sowie Wasserkraft	Windenergie sowie Wasserkraft (Laufwasser- und Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke), die mechanische Primärenergie beziehungsweise die potentielle Energie von Wasser in elektrische Energie umwandeln;
Geothermiekraftwerke	Geothermikanlagen wandeln Primärenergie in Form von Wärme über Dampfturbinen in elektrische Energie um
Photovoltaikkraftwerke	Photovoltaikanlagen wandeln Sonnenenergie via chemische Prozesse direkt in Elektrizität um
Gas- und Dampf(GuD)-Kraftwerke	Gas- und Dampf(GuD)-Kraftwerke bilden eine Kombination von Dampfturbinen- und Gasturbinentechnologie; In diesen Kraftwerken wird der Gasturbine eine Dampfturbine nach- oder parallelgeschaltet.
Kraft-Wärme-Koppelungs(KWK)kraftwerke	Kraft-Wärme-Koppelungskraftwerke dienen der Erzeugung von Strom als Kuppelprodukt. Grundsätzlich können hierzu sowohl die Dampfturbinen- als auch die Gasturbinentechnologie Einsatz finden.

Derzeit noch absolut dominierende Erzeugungstechnologie in Deutschland ist das (Dampfturbinen-)Wärme- und Kondensationskraftwerk (Tabelle 3): Im Bereich der öffentlichen Stromversorgung tragen sie 85 vH zur Gesamterzeugungskapazität bei, im Bereich der industriellen Eigenerzeugung sogar zu 88 vH.<sup>13</sup> Die zunehmende Bedeutung der GuD-Kraftwerke hat sich in den statistischen Werten der öffentlichen Versorgung noch nicht niedergeschlagen, wenn-

<sup>13</sup> Zum Kreis der „öffentlichen Energieversorgungsunternehmen“ zählen nach deutschem Recht alle Unternehmen und Betriebe „ohne Rücksicht auf Rechtsformen und Eigentumsverhältnisse, die andere mit elektrischer Energie oder Gas versorgen“ (§ 2 EnWG a.F.). Ein Stromerzeuger, der Strom für den Eigenbedarf erzeugt und eventuell überschüssigen Strom an ein Unternehmen der öffentlichen Stromversorgung verkauft, gehört nicht zur öffentlichen Stromversorgung. Der Begriff der öffentlichen Elektrizitätsversorgung kennzeichnet also keineswegs die Eigentumsverhältnisse oder rechtliche Form der beteiligten Unternehmen, die größtenteils privatwirtschaftlich organisiert sind. Gleichwohl kann die Verwendung des Begriffs als Indiz dafür gelten, daß die Unternehmen der Stromversorgung traditionell starken öffentlich-rechtlichen und hoheitlichen Einflüssen ausgesetzt waren oder noch sind.

gleich die Zahl der Gasturbinen in den letzten Jahren leicht zugenommen hat.<sup>14</sup>

## 2. Kostencharakteristika

Für die folgende Diskussion der Kostencharakteristika der Stromerzeugung ist es notwendig, das Gut „Strom“ exakt zu definieren. Zur ökonomischen Beschreibung und Definition des Gutes Strom muß zu der physikalischen Dimension (beispielsweise Kilowattstunden) immer der Zeitpunkt der Lieferung und der Ort angegeben werden. Von zentraler Bedeutung hierfür ist vor allem der Umstand, daß das Gut Strom nur in sehr engen Grenzen speicherbar ist. Hinzu kommt, daß Strom positive und signifikante Transportkosten aufweist. Die Kosten der Bereitstellung und der Nutzen einer Kilowattstunde Strom differieren sowohl in der Zeit als auch im Raum erheblich. Zunächst wird jedoch von dem Ort der Lieferung abstrahiert: Die Transportkosten des Gutes Strom werden im folgenden zunächst gleich null gesetzt; sie werden ausführlich im nächsten Abschnitt behandelt.

Ferner wird zunächst vollständig von der Existenz von Transaktionskosten abgesehen und allein auf die technisch bedingten Produktionskosten abgestellt. Derartige Transaktionskosten, wie zum Beispiel Such-, Vertragschluß- oder Kontrollkosten, stellen zwar den Kern der ökonomischen Koordinierungsprobleme in der Stromwirtschaft dar. Die anfängliche Konzentration auf die Kategorie der Produktionskosten ist unter der Fragestellung

---

<sup>14</sup> Dieser bislang geringe Zuwachs bei den GuD-Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung ist ein Unterschied zum Vereinigten Königreich (vgl. Kumkar 1994: 108), aber auch ein Unterschied zu der Situation bei den industriellen Eigenanlagen: Der Anteil der Gasturbinen ist dort gegenüber 1990 um 123 vH auf einen Anteil von 9,1 vH gestiegen, während die Gesamtleistung aller Antriebsmaschinen der Industrie im gleichen Zeitraum um 10 vH gesunken ist (gesamtes Bundesgebiet). Der Zubau eines GuD-Kraftwerkes schlägt sich statistisch in einer Zunahme sowohl der Dampf- als auch Gasturbinen nieder. Unter den gegenwärtigen Bedingungen müßte sich dann der Anteil der Gasturbinen erhöhen. Ein Indiz für die wachsende Bedeutung der Gaskraftwerke findet sich allerdings bei der Betrachtung der Ausnutzungsdauern bei den Kraftwerken (Tabelle 2 in Abschnitt B.III), bei denen die Ausnutzungsdauer von gasbefeuerten Kraftwerken in den neuen Bundesländern weitaus höher liegt als in den alten Bundesländern. Dies dürfte auf den Zubau neuer GuD-Kraftwerke zurückzuführen sein, die auch in der Grundlast (und nicht nur zu Spitzenlastzwecken, wie beim Fall der reinen Gasturbinenkraftwerken) eingesetzt werden.

Tabelle 3 — Generatoren nach Maschinenarten in Deutschland 1996

	Kapazität	
	in MW 1996	in vH 1996
<b>Öffentliche Versorgung</b>		
Dampfturbinen	92 274	85,2
Gasturbinen	7 031	6,5
Dieselmaschinen*	160	0,1
Gasmaschinen*	4	0,0
Wasserturbinen	8 887	8,2
Insgesamt	108 356	
<b>Industrielle Eigenanlagen</b>		
Dampfturbinen	12 795	88,2
Gasturbinen	1 319	9,1
Dieselmaschinen	142	1,0
Gasmaschinen	74	0,5
Wasserturbinen	180	1,2
Insgesamt	14 510	

\*Ohne Maschinen in Blockheizkraftwerken.

Quelle: VDEW VDEW-Statistik, Teil 1, Leistung und Arbeit (1995; 1996), VIK Statistik der Energiewirtschaft (1997a).

des vorliegenden Kapitels dadurch gerechtfertigt, daß durch dieses Vorgehen die Koordinierungserfordernisse „in Reinform“, das heißt unter vollständiger Abstraktion der institutionellen Ausgestaltung von Koordinierungsinstrumenten, identifiziert werden können.<sup>15</sup> Die Analyse der Koordinierungsprobleme infolge von Transaktionskosten erfolgt ab Kapitel C.

Schließlich ist einschränkend zu vermerken, daß im folgenden keine vollständigen Kostenfunktionen, sondern allenfalls Fragmente beziehungsweise einzelne Punkte dieser Funktionen diskutiert werden können. Dies liegt darin begründet, daß empirisch geschätzte ökonomische (anlagen- und/oder systemspezifische) Produktionskostenfunktionen in der Literatur nicht vorliegen und auch aus den öffentlich verfügbaren Statistiken nicht zu ermitteln sind. Statt dessen werden hier zum einen empirische Durchschnittswerte für einzelne Aggregate von Kraftwerksarten betrachtet und zum anderen technische Untersuchungen referiert, denen einige anlagenspezifische Kostencharakteristika entnommen werden können. Eine ähnliches Vorgehen wird in Abschnitt II.B für die Untersuchung der Netzbereiche gewählt.

<sup>15</sup> Wenn im folgenden empirische Kostencharakteristika skizziert werden, ist die Annahme der fehlenden Transaktionskosten eine durchaus fragwürdige Annahme, dient aber in der ersten Analysestufe der Herausarbeitung von Schlußfolgerungen zu „first-best“-Lösungen im Bereich der Stromwirtschaft und zur Identifikation der wesentlichen Koordinierungserfordernisse in Abschnitt II.C.

### a) Variable Kosten der Stromerzeugung<sup>16</sup>

Die variablen Kosten werden bei Wärme- und Verbrennungskraftwerken von den Brennstoffkosten dominiert.<sup>17</sup> Diese ergeben sich rechnerisch als Produkt aus den Brennstoffpreisen und den Wirkungsgraden der Kraftwerke.

Die *Brennstoffpreise* als erste Bestimmungsgröße unterlagen in den letzten Jahrzehnten erheblichen Schwankungen (Schaubild 2), liegen aber seit den späten achtziger Jahren (bis auf die Steinkohle) recht stabil in einem Intervall von umgerechnet einem bis zwei Pfennig pro Kilowattstunde Primärenergie.<sup>18</sup> Die erheblichen relativen Erhöhungen der Ölpreise und der davon abhängenden Preise für Erdgas<sup>19</sup> im Gefolge der beiden Ölpreiskrisen

---

<sup>16</sup> Im folgenden werden insbesondere Kosten der in Deutschland bisher quantitativ vorherrschenden konventionellen Kraftwerksarten in den Mittelpunkt der Betrachtung gestellt und von den anderen, quantitativ weniger bedeutsamen Primärenergien weitgehend abstrahiert. Bei einigen Erzeugungstechnologien fallen variable Kosten nur in vernachlässigbarer Größenordnung an. Hierbei ist vor allem an Kraftwerke zu denken, die regenerative Energieträger wie Wasserkraft, Windenergie, Geothermik und Photovoltaik einsetzen. Sie werden daher in diesem Abschnitt nicht betrachtet. Ferner gilt, daß bei KWK-Anlagen eindeutige variable Kosten der Stromerzeugung nur nach weiteren Annahmen über die im Einzelfall anzuwendenden Zurechnungsverfahren für Gemeinkosten berechnet werden können. Diese Berechnungsprobleme werden an dieser Stelle der vorliegenden Arbeit nicht weiter problematisiert.

<sup>17</sup> Zwar können grundsätzlich unterschieden werden (i) die Brennstoff- und/oder Betriebsmittelkosten, (ii) die Kosten für Reparatur und Wartung (soweit sie arbeitsabhängig sind) und (iii) sonstige Kosten. Auf die beiden letzten Kostenkategorien wird im folgenden wegen ihrer untergeordneten Bedeutung (sowie fehlender empirischer Daten) nicht eingegangen. Bei der Kostenrechnung der KWU für das Beispiel eines 600-MW-Steinkohlenkraftwerks werden für die variablen Instandhaltungsausgaben 0,- DM/a (a: annum) angesetzt, für Hilfs- und Betriebsstoffe 3,3 Mill. DM/a. Die sonstigen Kosten betragen 13,1 Mill. DM/a. Dies ist gemessen an den Brennstoffkosten in Höhe von 126 Mill. DM/a wenig (Basisjahr 1989, Quelle: Wehowsky et al. (1994: Anhang F2), eigene Berechnungen).

<sup>18</sup> Um Mißverständnissen vorzubeugen: Die Werte in Schaubild 2 geben nicht die durchschnittlichen Brennstoffkosten pro Kilowattstunde Strom wieder. Diese ergeben sich erst durch Multiplikation der in Schaubild 2 wiedergegebenen Brennstoffpreise mit den Wirkungsgraden.

<sup>19</sup> In Schaubild 2 werden für Erdgas und Erdöl nur die Importpreise wiedergegeben. Generell weisen die Preise für inländisches Erdöl und inländisches Erdgas (deren mengenmäßige Bedeutung eher gering ist) einen Verlauf auf, der den Importpreisen entspricht.

sind mittlerweile Geschichte. Die verfügbaren Preise für Braunkohle weisen eine beachtliche Konstanz auf.<sup>20</sup>

Auffallend sind die angesichts des Anteils an der gesamten Stromerzeugung bislang bedeutsamen Preise für heimische Steinkohle, die sich seit geraumer Zeit vollständig von den Entwicklungen am Weltmarkt abgekoppelt haben. War die heimische Steinkohle in den sechziger Jahren — gemessen am Weltmarktpreis für Steinkohle — durchaus noch wettbewerbsfähig, hat sich das Bild seit den siebziger Jahren drastisch geändert: Der Preis für Ruhrkohle übersteigt den entsprechenden Preis für Importkohle mittlerweile um 293 vH, liegt also beim fast Vierfachen des Weltmarktpreises.<sup>21</sup> Die heimische Steinkohle stellt unter den betrachteten Energieträgern somit den Ausreißer dar und markiert mit 3,58 Pf. den absoluten Spitzenplatz.

Die *Wirkungsgrade* sind neben den Brennstoffpreisen die zweite Bestimmungsgröße der Brennstoffkosten einzelner Anlagen. Wirkungsgrade sind Kennziffern für die energetische Effizienz von Kraftwerken und variieren stark mit der tatsächlichen Einsatzweise der einzelnen Anlage.<sup>22</sup>

Die durchschnittlichen empirischen Wirkungsgrade — die statistisch bedingt nur nach eingesetzten Energieträgern, nicht nach Umwandlungstechnologie unterschieden werden können — liegen im Intervall von knapp 35 vH

<sup>20</sup> Die angeführten Werte für die Braunkohle haben eher indikativen Charakter, da Marktpreise für diesen Energieträger kaum vorliegen und allein Werte für Braunkohlenstaub verfügbar sind, deren Bedeutung quantitativ von nachgeordnetem Stellenwert ist.

<sup>21</sup> Diese Preisdifferenz reflektiert zum Teil die sich verschlechternden Förderbedingungen, sie ist aber vermutlich auch ein Reflex der Subventionierung der deutschen Steinkohlenförderung, die die Effizianzanreize im Bergbau verringert haben dürfte. Die Ruhrkohle, beziehungsweise die Verfügungsrechte über die Vorkommen, bildete dabei ursprünglich einen wesentlichen Impuls für die Gründung der Europäischen Gemeinschaften. Die „Vergemeinschaftung“ der europäischen Kohlevorkommen im Rahmen der EGKS sollte den ungehinderten und kostengünstigen Zugang der anderen europäischen Staaten auch zu den Ruhrgebietsvorkommen sichern. Bereits gegen Ende der fünfziger Jahre hatten sich allerdings die Voraussetzungen entscheidend geändert: Ein internationaler Markt für Kohle und Erdöl baute sich auf, die Bedeutung der europäischen Kohlevorkommen nahm spiegelbildlich ab (vgl. Kumkar und Neu 1997: Kapitel B.1). Dies schlägt sich in den Zahlen der Kohleausfuhr nieder: Betrug diese in 1960 noch insgesamt 30,4 Mill. t, sank dieser Wert bis 1996 auf 1,9 Mill. t. Die Importe stiegen im gleichen Zeitraum von 8,6 auf 22,3 Mill. t. (VIK *Statistik der Energiewirtschaft 1996/97*: Tafel 27; Tafel 31).

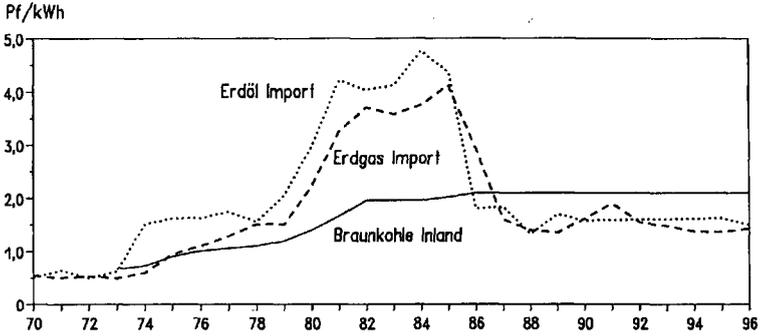
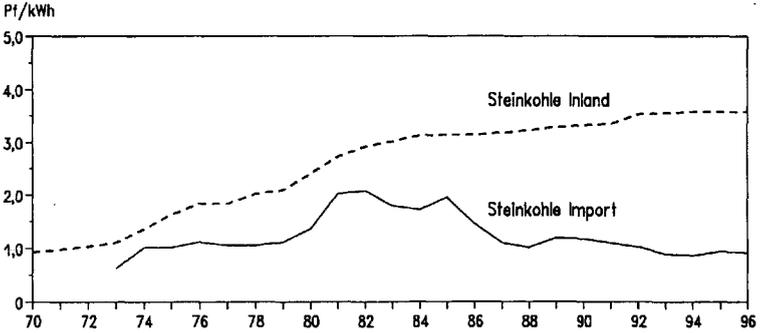
<sup>22</sup> Auf den Umstand der mit der Einsatzweise stark schwankenden Wirkungsgrade der Anlagen wird weiter unten unter dem Stichwort der „kurzfristig pfadabhängigen Erzeugungskosten“ eingegangen.

für Kernkraftwerke beziehungsweise gut 36 vH für Braunkohlenkraftwerke bis zu knapp 44 vH für erdgasbefeuerte Kraftwerke (Tabelle 4).<sup>23</sup> Bemerkenswert sind die in der Vergangenheit erzielten empirischen Effizienzverbesserungen (nicht in Tabelle 3 dokumentiert): Gegenüber dem Stand 1950 haben sich die Wirkungsgrade der in Deutschland dominierenden Dampfkraftwerke in etwa verdoppelt (Fahl et al. 1995: Abb. 12).

---

<sup>23</sup> Die durchschnittlichen technischen Wirkungsgrade liegen im Durchschnitt der existierenden Kraftwerke des deutschen Stromsystems mit 30 bis 45 vH etwas niedriger als die tatsächlichen empirisch ermittelten Werte in Tabelle 4, da ältere Anlagen mit geringeren Wirkungsgraden unterproportional zur tatsächlichen Stromerzeugung eingesetzt werden.

Schaubild 2 — Preise der zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe 1970–1996



Quelle: Schiffer (1997), VIK Statistik der Energiewirtschaft (1997a; 1998).

Tabelle 4 — Durchschnittliche empirische elektrische Wirkungsgrade des bestehenden Kraftwerksparks in Deutschland 1970, 1980, 1990 und 1995 (vH)

Technik	Alte Bundesländer				Deutschland	
	1970	1980	1990	1995	1995	1996
Kernenergie	35,5	36,6	38,1	38,7	38,7	34,9
Braunkohle	33,2	34,6	36,1	38,0	36,4	36,4
Steinkohle	36,0	38,5	39,8	39,9	39,9	39,9
Erdgas	38,9	41,7	41,0	41,6	41,7	43,8

Quelle: VIK Statistik der Energiewirtschaft (1997a), eigene Berechnungen.

Gegenüber dem bestehenden Kraftwerkspark wiederum liegen die aus technischen Datenblättern berechneten Wirkungsgrade neuer Anlagen generell um einige Prozentpunkte höher (eine Ausnahme bildet allein die Kernenergie, Tabelle 5). Bei den einzelnen Umwandlungstechnologien ergibt sich folgendes Bild:

- Für traditionelle Dampfkraftwerke werden Wirkungsgrade von 40 bis 41 vH gegenüber derzeitigen Durchschnittswerten von 36 bis 40 vH genannt. Die typischen Anlagengrößen bei größeren Anlagen liegen im Intervall 200 bis 800 MW.<sup>24</sup>
- Moderne (Erdgas-)Gas- und Dampfkraftwerke (wie sie bereits in großem Umfang im Vereinigten Königreich und in Holland eingesetzt werden) erreichen einen Wirkungsgrad von gut 55 vH. Ihre typische Anlagengröße liegt im Intervall 180 bis 700 MW.
- Unter Berücksichtigung der Wärmeauskopplung können Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen (KWK) auf Dampftechnologiebasis Gesamtwirkungsgrade von bis zu 91 vH erreichen, der elektrische Wirkungsgrad kann bei diesen KWK-Anlagen Größenordnungen von über 40 vH ausmachen.<sup>25,26</sup>

<sup>24</sup> Die Angaben über das jeweilige Intervall der Anlagengrößen sind den von der KWU bereitgestellten Datenblättern in Wehowsky et al. (1994) entlehnt.

<sup>25</sup> Vgl. zu ausführlichen repräsentativen Daten von KWKs auch Wehowsky et al. (1994 insbesondere Tabellen 3–9 und 3–10).

<sup>26</sup> Trotz dieser hohen energetischen Wirkungsgrade sind KWK-Anlagen nicht per definitionem wirtschaftlich: Hiergegen spricht die Tatsache, daß für die Ausrüstung einer Kraftwerks mit Wärmeauskopplung zusätzliche Kapitalkosten und unter Umständen auch höhere variable Kosten anfallen. Dies erhöht die Kosten auf der Inputseite gegenüber ungekoppelter Stromerzeugung. Auch können bedingt durch die typischerweise andersartige Fahrweise der Kraftwerke relativ geringere Stromerlöse anfallen, also auch auf

Tabelle 5 — Energetische Wirkungsgrade hypothetischer neuer Kraftwerke 1994 (vH)

Technik	Elektrischer Wirkungsgrad <sup>a</sup>	Gesamtwirkungsgrad <sup>b</sup>
Kernenergie	34,0	
Braunkohle Staubfeuerung (800 MW)	40,1	
Steinkohle (600 MW)	43,0	
Erdgas (GuD 675,9 MW)	55,1	
Gasturbine (145,7 MW)	33,2	
Dampftrubinen-HKW (Erdgas, Heizöl, Kohle, Biomasse 20–600 MW)	20–38	55–91
GuD-HKW (Erdgas, Heizöl, Kohlen 20–500 MW)	35–42	60–90
Gasturbinen-HKW (Erdgas, Heizöl 1–150 MW)	15–33	70–85
BHKW (Erdgas, Heizöl, Klär-, Deponie-, Biogas 0,05–10 MW)	25–43	80–98

<sup>a</sup> Verhältnis der Menge verwendbarer elektrischer Energie zu der bei der Umwandlung eingesetzten Menge an Energie. — <sup>b</sup> Verhältnis der Menge insgesamt verwendbarer Energie (Strom, Wärme) zu der bei der Umwandlung eingesetzten Menge an Energie.

Quelle: Wehowsky et al. (1994), eigene Zusammenstellung.

- Reine und ungekoppelte Gasturbinenkraftwerke (Anlagengrößenintervall 100 bis 200 WM) und andere reine Verbrennungskraftwerke haben gegenüber den Dampf- oder GuD-Kraftwerken zwar erheblich geringere durchschnittliche Wirkungsgrade (bei neuen Anlagen rund 33 vH), weisen dafür aber den Vorteil extrem niedriger Kapitalkosten (vgl. unten) und schnellere Anfahrzeiten auf.
- Blockheizkraftwerke (Motorkraftwerke) als spezielle Verbrennungskraftwerke kombinieren ähnlich den bereits erwähnten Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen auf Dampftechnikbasis beziehungsweise GuD-Basis die Vorteile von Verbrennungskraftwerken mit höheren Gesamtwirkungsgraden, da „Abfall“energie zu Heizzwecken verwandt wird. Ihr Gesamtwirkungsgrad kann bis zu 98 vH reichen, die Größe derartiger Anlagen ist meist klein und reicht nach unten bis zu wenigen kW.

Weitere Verbesserungen der durchschnittlichen Wirkungsgrade werden zwar erwartet (vgl. Tabelle 6). Die erwarteten Steigerungen sind jedoch moderat und den Differenzen zwischen bestehenden Anlagen und derzeit verfügbaren Konzepten vergleichbar (Tabelle 4 und Tabelle 5). Wesentliche Technologieschübe innerhalb der vorgegebenen Kraftwerkstechnologien sind — basierend auf diesen Werten — nicht zu erwarten.

---

der Outputseite c.p. negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks erwartet werden. Vgl. zur Wirtschaftlichkeit von industriellen Eigenerzeugungs-KWK-Anlagen Joskow und Jones (1983).

Bislang wurden allein durchschnittliche Wirkungsgrade betrachtet. Generell gilt jedoch für alle Erzeugungstechnologien auf Dampf- und/oder Gasbasis, daß die Wirkungsgrade und damit die variablen Kosten der Stromerzeugung zum einen (i) direkt von der Auslastung beziehungsweise dem Auslastungsfaktor<sup>27</sup> zu jedem Zeitpunkt abhängen und zum anderen (ii) einen kurzfristig pfadabhängigen Charakter aufweisen. Diese Pfadabhängigkeit bildet im Zusammenhang mit der extrem begrenzten Speicherbarkeit elektrischer Energie eine wesentliche Grundlage der in Abschnitt B.III ausführlich analysierten Koordinierungserfordernisse. Zwar sind die sogenannten *Inkrementalkosten* als wichtigstes Kostenelement allein von der jeweiligen Auslastung der Kraftwerke abhängig und somit als „echte“ Grenzkosten zu interpretieren. Zusätzlich fallen jedoch — nach Kraftwerkstypen unterschiedlich hohe — weitere Kosten an, die in der sehr kurzen Frist als fixe Kosten betrachtet werden müssen.<sup>28</sup> Bei diesen Kostenbestandteilen handelt es sich um die sogenannten *An- und Abfahrkosten* und die *Leerlaufkosten*. Erstere fallen bei jedem Anfahren eines Kraftwerksblocks an.<sup>29</sup> Leerlaufkosten sind die Kosten, die anfallen, um ein bereits angefahrenes Kraftwerk zur Erzeugung bereit zu halten.<sup>30</sup>

---

27 Der Auslastungs- oder Ausnutzungsfaktor ist eine dimensionslose Kenngröße für die durchschnittliche Auslastung eines Kraftwerks und als Quotient aus tatsächlicher Erzeugung und maximaler Erzeugung definiert.

28 Die oben angegebenen empirischen oder technischen Wirkungsgrade der Kraftwerke sind daher nicht so zu interpretieren, als ob sie bei gleicher Fahrweise der Kraftwerke gültig wären. Vielmehr gehen in diese Durchschnittswerte die empirischen oder technisch vorgegebenen unterschiedlichen Fahrweisen der Kraftwerke ein.

29 Bei einem konventionellen Wärmekraftwerk sind dies die Kosten zum Heizen der Kessel, bevor mit diesem Kraftwerk tatsächlich Strom ans Netz abgegeben werden kann.

30 Bei einem konventionellen Wärmekraftwerk sind dies beispielsweise Kosten, die anfallen, um einen Kessel warm zu halten. Vgl. zu den resultierenden Formen der Kostenfunktionen zum Beispiel Wood und Wollenberg (1996: 11, 24–25) und Haubrich (1996: 79).

Tabelle 6 — Prognose der energetischen Wirkungsgrade ausgewählter zukünftig verfügbarer Kraftwerke

Technik	vH
Braunkohle (800 MW)	41,4
Steinkohle (600 MW)	45,5
Erdgas (GuD 777,5 MW)	57,5

Quelle: Wehowsky et al. (1994).

Damit zeigt sich ein differenziertes Bild der Grenzkosten der Erzeugung in einem Kraftwerksblock: Als Grenzkosten der Stromerzeugung können je nach betrachtetem Zeithorizont (i) nur die Inkrementalkosten, (ii) die Kombination aus Inkremental- und Leerlaufkosten oder (iii) die Kombination aus Inkremental-, Leerlauf- sowie An- und Abfahrkosten aufgefaßt werden

Aufgrund dieser Bestimmungsfaktoren der variablen Kosten gilt, daß die Wirkungsgrade der Erzeugung arbeits- und pfadabhängig sind. Es liegen somit anlagenspezifische kurzfristige Komplementaritäten<sup>31</sup> vor: Die Stückkosten der Erzeugung in Periode 2 hängen nicht nur von der Erzeugung in Periode 2, sondern auch von der Erzeugungsmenge in Periode 1 (und von der Erzeugungsmenge in Periode 3) ab.<sup>32</sup>

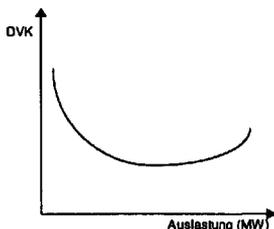
Die variablen anlagenspezifischen Stückkosten weisen hierdurch bedingt bei Wärme- und Verbrennungskraftwerken c.p. einen mit der durchschnittlichen Auslastung generell U-förmigen (Schaubild 3 a), mit der Varianz der Auslastung c.p. einen über weite Bereiche steigenden Verlauf auf (Schaubild 3 b).

<sup>31</sup> Komplementärerträge werden für Kostenfunktionen im Zweiproduktfall definiert durch die Bedingung, daß  $C(y_1) + C(y_2) \geq C(y_1 + y_2)$ , wobei  $y_1$  und  $y_2$  zwei disjunkte Produktionsvektoren sind.  $y_1$  und  $y_2$  sind im oben betrachteten Fall beispielsweise die Produktionsmengen in Periode 1 und 2. Das Vorliegen von Komplementärerträgen kann in Verbindung mit weiteren Charakteristika der Mehrproduktkostenfunktion (insbesondere mit anlagen- beziehungsweise produktspezifischen Skalenerträgen) Hinweise auf Subadditivität der Kostenfunktion geben (vgl. Fn. 7 und die dort zitierte Literatur).

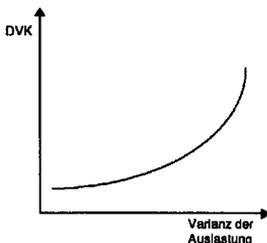
<sup>32</sup> Erinnert sei daran, daß das Gut Strom in Periode 2 von dem Gut Strom in Periode 1 oder 3 wegen der mangelnden Speicherfähigkeit auch von der Nachfrageseite her unterschieden werden muß.

Schaubild 3 — Typischer Verlauf der durchschnittlichen variablen Erzeugungskosten bei Wärme- und Verbrennungskraftwerken

(a) In Abhängigkeit von der durchschnittlichen Auslastung bei gegebener Varianz der Auslastung



(b) In Abhängigkeit von der Varianz der Auslastung bei gegebener durchschnittlicher Auslastung



### b) Fixkosten der Stromerzeugung

Die Fixkosten der Stromerzeugung werden bei den in Deutschland bisher quantitativ vorherrschenden Erzeugungsanlagen dominiert von den Investitions- beziehungsweise Kapitalkosten.<sup>33</sup> Die Investitionskosten reichen bei neu zu errichtenden Kraftwerken von 460 DM/kW für erdgasbefeuerte Gasturbinenkraftwerke bis zu 3 200 DM/kW für Kernkraftwerke und

<sup>33</sup> Generell können zwar (i) Kapitalkosten, (ii) Personalkosten (soweit sie leistungs-, nicht arbeitsabhängig sind) sowie (iii) Sonstiges (einschließlich Versicherungskosten) unterschieden werden. Auf die beiden letzteren Kostenkomponenten wird im folgenden allerdings nicht eingegangen, da ihre Bedeutung eher gering ist. Auch liegen detaillierte empirische und technische Angaben nicht vor: Bei der KWU-Kostenrechnung (vgl. Wehowsky et al. 1994: Anhang F2) für das Beispiel eines 600-MW-Steinkohlekraftwerks (Basisjahr 1989) werden für die fixen Instandhaltungs- und Wartungskosten 22,9 Mill. DM/a angesetzt, für Personalkosten 17,6 Mill. DM/a, für Versicherungen 2,4 Mill. DM/a, für Steuern 27,8 Mill. DM/a. Dies ist gemessen an den Investitionskosten (1 152 Mill. DM) wenig: Wenn die Amortisationsdauer 20 Jahre und die Verzinsung 8 vH betragen soll, betragen die rechnerischen Kapitalkosten 117 Millionen DM/a. Unter dem Aspekt der Versicherungskosten ist als Ausnahme von obiger Regel, daß die sonstigen fixen Kosten eher gering sind, die Kernkraft zu nennen. Allerdings ist zu beachten, daß die Haftpflichtversicherungssumme bei Reaktorunglücken auf 500 Mill. DM beschränkt ist (Atomgesetz § 13 Abs. 3 Satz 2). Für Schäden über 500 Mill. DM bis zum Doppelten ist der Betreiber eines AKWs von der Haftung freigestellt. Erst bei Schadenssummen über 1 Milliarde muß er wieder haften (Michaelis 1986 Bd. 2: 1039.)

Tabelle 7 — Investitionskosten neu zu errichtender Kraftwerke in Deutschland 1994

Technik	DM/kW
Kernenergie (DWR <sup>a</sup> )	3 200 (1991)
Braunkohle (800 MW)	2 380
Steinkohle (600 MW)	1 920
Erdgas (GuD, 675,9 MW)	1 005
Gasturbine (145,7 MW)	460
Wasserkraft (>10 MW)	6 000–7 300 (1991)
Windkraft (300 kW)	2450 <sup>b</sup> (1989)
Dampfturbinen-HKW (20–500 MW <sub>a</sub> ) <sup>c</sup>	2 000–5 000
GuD-HKW (20–400 MW <sub>a</sub> ) <sup>c</sup>	1 600–2 500
Gasturbinen-HKW (1–100 MW <sub>a</sub> ) <sup>c</sup>	1 700–2 500

<sup>a</sup> DWR: Druckwasserreaktor. — <sup>b</sup> Nur Anlagen- und Fundamentkosten, ohne Netzanschluss- und sonstige Kosten. —  
<sup>c</sup> Nur Stromerzeugungskapazität, das heißt ausschließlich der Wärmeerzeugungskapazität.

Quelle: Diekmann (1995), Fahl et al. (1994), Wehowsky et al. (1994).

6 000 – 7 300 DM/kW für Wasserkraftwerke (Tabelle 7).<sup>34</sup> Im mittleren Bereich liegen GuD-Gaskraft-<sup>35</sup> und (Dampf-)Kohlekraftwerke.

Die prognostizierten Werte für einzelne Anlagen in Tabelle 8 unterscheiden sich nur geringfügig von den bislang betrachteten Werten in Tabelle 7. Nennenswerte Technologieschübe können basierend auf diesen Zahlen offensichtlich auch bei den Fixkosten — wie bei den variablen Kosten — nicht erwartet werden.<sup>36</sup>

<sup>34</sup> Vgl. zu Angaben zu Investitionskosten einzelner Kraftwerksarten auch Hillebrand (1997: 14) und Hensing et al. (1997: Tabelle 7).

<sup>35</sup> Die vergleichsweise geringen Investitionskosten der erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerke sind zum Teil auf die (relativ zu Kohlekraftwerken) geringen Umweltschutzaufwendungen (keine Rauchgasentschwefelung und -entstickung notwendig) und die Tatsache der fehlenden Brennstoffaufbereitung zurückzuführen (in größeren deutschen Kohlekraftwerken machen die Umweltschutzaufwendungen bis zu einem Drittel der gesamten Anlagekosten aus, vgl. Hansen (1998: 71)). Diese Kostenvorteile der Erdgasanlagen werden sich vermutlich in der nächsten Zeit bei steigenden Umweltschutzaufgaben c.p. sogar noch erhöhen. Aus Sicht der OECD gilt daher: „Gas therefore not only enjoys advantages now but also provides a degree of insurance against the possibility of tighter future environmental control requirements“ (OECD 1993: 144). Auf die hierdurch angezeigte geringere wirtschaftliche Abhängigkeit von politisch vorgegebenen Änderungen an den Rahmenbedingungen wird unter dem Aspekt der Beziehungsspezifität und dem sogenannten Regulierungsrisiko weiter unten eingegangen. Gegenüber Steinkohlen- oder Braunkohlenkraftwerken weisen GuD-Kraftwerke darüber hinaus geringere kostenminimale Betriebsgrößen auf (vgl. OECD 1993: 143).

<sup>36</sup> Vgl. zu Angaben zu zukünftigen Entwicklungen auch Fahl et al. (1995). Es sei einschränkend angemerkt, daß die zitierten Prognosen mit Vorsicht interpretiert werden

Empirisch zeigt sich ein Trade-off zwischen Kapital- und Brennstoffkosten, der von zentraler Bedeutung für das Ausmaß der Koordinierungserfordernisse in der Stromerzeugung sein könnte. Das Gasturbinenkraftwerk als Beispiel einer Kraftwerkstechnologie mit geringen Kapitalkosten (Tabelle 7 beziehungsweise Tabelle 8) weist mit 33 vH den geringsten Wirkungsgrad aller betrachteten Kraftwerksarten auf (Tabelle 5). Unter den gegebenen Brennstoffpreisen (Schaubild 2) weist diese Kraftwerksart die höchsten variablen Erzeugungskosten auf. Das Wasserkraftwerk als zweites Beispiel weist als Kraftwerkstechnologie mit den höchsten Investitionskosten nur vernachlässigbare variable Kosten auf. Die Werte für herkömmliche Dampfkraftwerke liegen in der Mitte dieses durch Gasturbinen- und Wasserkraftwerken vorgegebenen Intervalls.<sup>37</sup>

---

müssen: Immerhin konnten auch die Chancen der GuD-Kraftwerke noch vor wenigen Jahren nicht den technisch gestützten Prognosen entnommen werden. So werden die sogenannten Mikroturbinen, denen von einigen Beobachtern (vgl. Crews 1997) unter geänderten Regulierungsbedingungen große Marktchancen eingeräumt wurde, in den hier verwandten vergleichenden deutschen Untersuchungen nur am Rande behandelt. Sie weisen offenbar weitaus geringere Kapitalkosten als herkömmliche Gas- oder Dampfturbinenkraftwerke auf.

<sup>37</sup> Eine prominente und bereits oben angedeutete Ausnahme vom generellen Trade-off ist die Verwendung heimischer Steinkohle in Dampfturbinenkraftwerken. Vergleicht man diese Art der Stromerzeugung beispielsweise mit der Erzeugung in Gas- und Dampfkraftwerken auf Erdgasbasis, zeigt sich, daß letztere sowohl höhere Wirkungsgrade als auch geringere Investitionskosten aufweisen. Das allein belegt noch nicht notwendig die Ineffizienzen der Verstromung heimischer Steinkohle. Berücksichtigt man allerdings zusätzlich den Umstand, daß die Primärenergiepreise für Erdgas in 1996 mit 1,42 Pf./kWh weit unter den heimischen Steinkohlenpreisen von 3,58 Pf./kWh lagen, ergibt sich ein recht eindeutiges Indiz für die mangelnde Effizienz der Stromerzeugung aus heimischer Steinkohle in 1996: Sowohl die durchschnittlichen variablen als auch die fixen Kosten der Stromerzeugung liegen höher als bei GuD-Anlagen auf Erdgasbasis. Dieses Bild einer Dominanz (in Sinne geringerer Kosten unter allen relevanten Umständen) der GuD-Anlagen über Steinkohle-Dampfkraftwerke ändert sich jedoch, sobald der Weltmarktpreis für Steinkohle von 0,91 Pf./kWh für einen Vergleich zugrundegelegt wird. Die komparative Wirtschaftlichkeit von Erdgas-GuD-Anlagen und Steinkohle-Dampfturbinenkraftwerken unterliegt in diesem Fall wieder dem generellen Trade-off zwischen variablen und fixen Kosten der einzelnen Anlagen im Stromsystem Deutschlands. GuD-Anlagen weisen zwar höhere Wirkungsgrade auf. Gleichzeitig können allerdings die Brennstoffkosten aufgrund der höheren Brennstoffpreise als wichtiges Element der variablen Kosten über denen der Steinkohlenverstromung liegen. Auf die regional-, struktur- und sozialpolitischen Ursachen des bisherigen Ausnahmestatus der heimischen

Tabelle 8 — Prognose der Investitionskosten ausgewählter zukünftig verfügbarer Kraftwerkskonzepte in Deutschland

Technik	DM/kW
Braunkohle (800 MW)	2 900
Steinkohle (600 MW)	2 420
Erdgas (GuD, 777,5 MW)	1 075

Quelle: Wehowsky et al. (1994).

Als weiteres zentrales Charakteristikum der Stromerzeugung kann nach der vorstehenden Betrachtung eine extrem hohe Kapitalintensität identifiziert werden. Bei einem 600-MW-Steinkohlenkraftwerk derzeitiger Technologie beträgt beispielsweise die Kapitalausstattung mit 5,24 Mill. DM pro Beschäftigten gut das zwanzigfache des durchschnittlichen Wertes für das produzierende Gewerbe (240 Tsd. DM).<sup>38:39</sup>

Generell kann zwar davon ausgegangen werden, daß die hohen Fixkosten über ein nicht unerhebliches Intervall (bei gegebener Anlagengröße) zu mit der Auslastung sinkenden totalen Durchschnittskosten der Erzeugung führen. Dies impliziert allerdings nicht, daß die Stromerzeugung generell anlagenspezifische Skalenerträge aufweist: Selbst die größeren typischen Dampfturbinen- und GuD-Kraftwerken sind mit 800 MW Kapazität angesichts der Gesamtkapazität im Stromsystem Deutschlands von gut 120 GW ein Indiz dafür, daß die anlagenspezifischen Skalenerträge technisch gesehen keine wesentliche Rolle spielen, da in Deutschland ein gut ausgebautes Transportnetz vorhanden ist.<sup>40</sup> Aus diesem Grund kann festgehalten werden, daß — basierend auf den anlagenspezifischen Kostencharakteristika — im Bereich der Stromerzeugung keine Hinweise für das Vorliegen eines natürlichen Monopols vorliegen.

---

Steinkohlenverstromung soll an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden. Vgl. hierzu beispielsweise Neu (1995).

<sup>38</sup> Der Wert für Kapitalintensität der Erzeugung errechnet sich aus den Personalstärke des Beispielkraftwerks aus Tabelle 5 und Tabelle 7 von 220 Beschäftigten und der Investitionskosten von 1,15 Mrd. DM (Angaben der KWU in Wehowsky et al. 1994: Anhang F2), der Wert für die durchschnittliche Kapitalausstattung im produzierenden Gewerbe wurde anhand der Daten des Statistischen Bundesamts berechnet (CD-ROM Isy 1997).

<sup>39</sup> Einzig der Sektor der Wasserversorgung weist nach den Zahlen des Statistischen Bundesamtes eine höhere Kapitalausstattung pro Arbeitsplatz aus.

<sup>40</sup> Es existieren darüber hinaus Indizien dafür, daß die typischen Anlagengrößen generell weiter sinken werden (Hansen 1998: 77 ff.).

An die letzte Aussage knüpft sich eine Einschränkung, die für die Diskussion in den nächsten Kapiteln von erheblicher Bedeutung sein wird: In Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen und wirtschaftlichen Anreizen, denen die Akteure der Stromwirtschaft unterliegen, bestehen unter Umständen für den Besitzer eines einzelnen „unabhängigen“ Kraftwerks keine oder nur schlechte Nutzungsmöglichkeiten für die Transportanlagen — etwa weil sie in fremdem Besitz sind und der Besitzer der Transportanlagen die Nutzung verweigert oder hohe Netznutzungspreise fordert. Wenn das so ist, muß die unabhängige Erzeugungsanlagengröße auf eine kleine relevante Nachfragemenge zugeschnitten werden; hier werden die Skalenerträge — anders als oben formuliert — wieder relevant. Der Grenzfall ist der der Inselversorgung. Vor allem in solchen Fällen der kleinen relevanten Nachfrage gewinnt eine zusätzliche Eigenschaft der Stromerzeugung an Bedeutung: Die Erzeugungsanlagen weisen in diesem Fall eine vergleichsweise hohe Beziehungsspezifität<sup>41</sup> auf. Ein Kraftwerk wird in diesem Fall (und generell bei kleinen Stromsystemen) für eine recht exakt spezifizierte Nachfragedeckung gebaut; entweder als Eigenversorgungsanlage oder als Bestandteil eines kleinen Stromsystems. Fällt diese via Eigenverbrauch oder beispielsweise via Versorgungsmonopol gesicherte Nachfrage weg, wird der Wert des Kraftwerks erheblich negativ verändert.<sup>42</sup> Erst wenn andere Absatzmöglichkeiten eröffnet werden, beispielsweise durch die Etablierung von Durchleitungsrechten oder durch den Bau neuer Sticheleitungen zu anderen Abnehmern, wird diese Beziehungsspezifität gemildert.

Generell zeigt sich als erstes vorläufiges Ergebnis der Überlegungen zu anlagenspezifischen Skalenerträgen und dem jeweiligen Grad der Beziehungsspezifität, daß diese immer dann wirtschaftlich relevant werden können, wenn entweder kein gut ausgebautes Transportnetz vorhanden ist (Insel oder Entwicklungsland) oder die Akteure der Stromerzeugung die vorhandenen Netze nicht oder nur schlecht nutzen können.

---

<sup>41</sup> Ein Vermögensgegenstand weist eine hohe Beziehungsspezifität auf, wenn dessen Wert in der durch die betreffende wirtschaftliche Beziehung vorgegebene Nutzung höher ist als in der nächstbesten alternativen Verwendung. Die wirtschaftliche Bedeutung der Beziehungsspezifität einer Investition wird ausführlich in Kapitel IV diskutiert.

<sup>42</sup> Baut beispielsweise ein Industrieunternehmen ein eigenes Kraftwerk an seinem eigentlichen Produktionsstandort auf und legt dann die Industrieproduktion still, besitzt das Kraftwerk in der Regel nur noch vernachlässigbaren Wert.

### 3. Fazit

Betrachtet man die variablen und fixen Kosten der Stromerzeugung zusammen — und abstrahiert von der letztgenannten Problematik — zeigt sich folgendes technisches Bild der anlagenspezifischen Kostenverläufe in Deutschland:

- Anlagenspezifische Skalenerträge sind aus rein technischer Sicht angesichts der Gesamtgröße des deutschen Stromsystems von keinerlei Bedeutung. Die *langfristigen* Durchschnittskosten sinken mit steigenden Anlagengrößen nicht. Insofern kann im Bereich der Stromerzeugung kein natürliches Monopol identifiziert werden.
- Die *kurzfristigen* anlagenspezifischen Kosten weisen in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Auslastung c.p. einen U-förmigen Verlauf auf, da erhebliche Fixkosten bei den Anlagen vorliegen und die Grenzkosten der Stromerzeugung ab einem bestimmten Punkt einen steigenden Verlauf aufweisen.
- Die *kurzfristigen* anlagenspezifischen Kosten weisen in Abhängigkeit von der Varianz der Auslastung c.p. einen steigenden Verlauf auf, da die variablen Kosten eine kurzfristige Pfadabhängigkeit aufweisen: Maßnahmen zur Erhöhung der Konstanz der Auslastung führen zu sinkenden durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung.

## B. Stromtransport: Übertragung und Verteilung

In den bisherigen Erörterungen wurde davon abstrahiert, daß Strom von den Orten der Erzeugung unter Aufwendung von Kosten zu den Orten der Nachfrage transportiert werden muß. Allerdings deuteten bereits die Ausführungen zur Stromerzeugung auf den Einsatz mehrerer Erzeugungstechnologien in einem größeren Stromsystem hin. In der Realität muß der in den verschiedenen Anlagen erzeugte Strom von den räumlich verteilten Kraftwerken zu den ebenfalls räumlich verteilten Nachfragern transportiert werden.

In diesem Abschnitt wird zunächst die Frage untersucht, welche Rolle der Stromtransport innerhalb des Stromsektors spielt und ob er allein als herkömmlicher Transportvorgang charakterisiert werden kann oder eine darüber hinaus gehende Funktion im Stromsektor erfüllt. Im Anschluß soll anhand der Betrachtung der Kostencharakteristiken des Stromtransports untersucht

werden, ob in dieser Produktionsstufe Größenvorteile vorliegen, die das Vorliegen eines natürlichen Monopols in komplexen Transportnetzen oder zumindest in Teilbereichen dieser Netze begründen könnten. Zum Ende wird eine kurze Ausblick auf die zukünftige Bedeutung der Transportnetze gegeben.

## 1. Grundlagen und derzeitige Charakteristik in Deutschland

Der Stromtransport dient zwei wirtschaftlichen Zielen:

- Stromtransportnetze dienen dem Transport von Strom von entfernten (rohstoffnahen, kostengünstigen) Erzeugungsorten hin zu anderen Transportnetzen und in Verteilungsnetzen zu den Stromverbrauchern.
- Stromtransportnetze erlauben die Ausnutzung von Größenvorteilen und Komplementärerträgen sowohl in der Erzeugungstechnologie als auch in der Reservevorhaltung. Mit anderen Worten: Sie dienen als Verbundnetze der Ausschöpfung von Komplementaritäten zwischen einzelnen Kraftwerken sowohl in kurz- als auch langfristiger Sicht und sorgen in diesem Sinne für die horizontale Koordinierung der Stromerzeugung. Darüber hinaus liegen vertikale Komplementaritäten zwischen Netz und Kraftwerken vor, wiederum sowohl im Betrieb als auch in der Frage der Investitionen.

Das erste Ziel — Transport im engen Wortsinne — besitzt wirtschaftliche Relevanz auch in dem Fall, daß anlagenspezifische Skalenerträge und Koordinationsvorteile in der Erzeugung nicht vorliegen würden. Insbesondere die Verfolgung des zweiten Ziels — vereinfacht formuliert, Ausschöpfung von Koordinierungsvorteilen in der Erzeugung — erfordert jedoch zusätzlich die Koordinierung verschiedener Einheiten im Gesamtsystem (vgl. Abschnitt II.C).

In diesem Abschnitt wird der Schwerpunkt der Untersuchung zunächst auf die Funktion des Stromtransports im engen, produktspezifischen Sinne gelegt und auf den Status quo in Deutschland eingegangen. In Deutschland werden die Übertragung und die Verteilung grundsätzlich in einem Vier-Ebenen-System durchgeführt (Tabelle 9). Bei diesen Ebenen handelt es sich um (Haubrich 1996: 94, vgl. auch Haubrich et al. 1994: 11 ff.)

- die Höchstspannungsebene, die durch eine Netzspannung größer als 150 kV definiert wird und in Deutschland mit 380 kV und 220 kV betrieben wird,
- die Hochspannungsebene, die durch eine Netzspannung größer als 60 kV und kleiner oder gleich 150 kV definiert wird und in Deutschland mit 110 kV betrieben wird,
- die Mittelspannungsebene, die durch eine Netzspannung größer als 1 kV und kleiner oder gleich 60 kV definiert wird und in Deutschland mit 20 kV und etwa gleichgewichtig 10 kV betrieben wird und
- die Niederspannungsebene, die durch die Netzspannung kleiner oder gleich 1 kV definiert wird und in Deutschland mit 0,4 kV (380 V) betrieben wird.

Das 380-kV- und 220-kV-Netz übernimmt als Anschlußnetz beide oben erwähnten Aufgaben: (i) die Einspeisungen größerer Kraftwerke (ab etwa 300 MW Leistung) aufzunehmen und den Transport an untergeordnete Netze zu bewältigen sowie (ii) den Verbundbetrieb durch Koppelung mit anderen Höchstspannungsnetzen zu erlauben. Neben diesen Übertragungsaufgaben werden über diese Anlagen auch einige sehr große Verbraucher beliefert und damit Verteilungsaufgaben übernommen.<sup>43</sup> Die Netzanlagen befinden sich überwiegend im Besitz der bislang neun — ab 1998 acht — deutschen Verbundunternehmen.<sup>44</sup>

Die 110-kV-Anlagen des Hochspannungsnetzes übernehmen den Transport von den Höchstspannungsnetzen zu den Mittelspannungsnetzen und nehmen darüber hinaus Einspeisungen kleinerer Kraftwerke auf (üblicherweise < 150 MW). Aufgrund des Umstandes, daß in das Hochspannungsnetz nur kleinere Kraftwerke einspeisen, werden diese Anlagen in Deutschland nicht mehr zum Übertragungsnetz gezählt. Aus dem Hochspannungsnetz werden Großverbraucher mit einem Leistungsbedarf von üblicherweise zwischen 10 und 100 MW beliefert. Sie befinden sich überwiegend im Besitz der neun Verbundunternehmen und der 53 Unternehmen der „Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungsunternehmen“.

---

<sup>43</sup> Nach Angaben von Klopfer et al. (1996: 13) sind in Deutschland immerhin rund 20 bis 40 Großverbraucher an das Höchstspannungsnetz angeschlossen.

<sup>44</sup> Die Zahl der Verbundunternehmen reduzierte sich in 1998 durch den Zusammenschluß der Energie-Versorgung Schwaben AG und der Badenwerk AG zur Energieversorgung Baden-Württemberg AG.

Tabelle 9 — Stromnetze in Deutschland 1996

	Genutzte Stromkreis- länge (Nennspannung)	Installierte Stromkreis- länge (Bemessungs- spannung)	Strecken- (Trassen)länge
380-kV-Freileitung	18 111 km	24 468 km	12 233 km
220-kV-Freileitung	22 490 km	20 840 km	9758 km
110-kV-Freileitung	70 122 km	67 395 km	33 616 km
110-kV-Kabel	4 674 km		
Mittelspannung <sup>a</sup>	480 765 km		
Niederspannung <sup>a</sup>	956 753 km		
Freileitung insgesamt	501 772 km		
Kabel <sup>b</sup> insgesamt	1 051 236 km		

<sup>a</sup>Freileitung und Kabel. — <sup>b</sup>Gesamtlänge ohne Kabel im Höchstspannungsnetz.

Quelle: VDEW VDEW-Statistik. Teil 1, Leistung und Arbeit (1996).

Die Mittelspannungsnetze mit 10 kV und 20 kV sind (fast) reine Verteilernetze, aus denen Verbraucher (industrielle Sondervertragskunden) direkt versorgt sowie die rund 100 Ortsnetzstationen beliefert werden. In den Ortsnetzstationen wird der Strom auf 380 V umgespannt und dann via Niederspannungsnetz an die Gewerbe- und Haushaltskunden weiterverteilt. Einspeisungen in das Mittelspannungsnetz erfolgen in der Regel nur aus Kraftwerken mit Leistung < 30 MW, in die Niederspannungsebene nur mit sehr kleinen Kraftwerken (< 1 MW). Durch die Niederspannungsnetze werden Tarif- und Gewerbeabnehmer versorgt. Es sind in der Regel reine Verteilungsnetze. Diese Anlagen befinden sich im Eigentum von Verbund- und Regionalunternehmen sowie den rund 900 kommunalen Unternehmen.

Insgesamt werden 20 vH der gesamten Stromendnachfrage aus den Hoch- und Höchstspannungsanlagen, die restlichen 80 vH aus den Mittel- und Niederspannungsnetzen beliefert.

## 2. Kostencharakteristiken

In den nächsten beiden Unterabschnitten werden einige empirische Kostencharakteristiken der Stromübertragung und -verteilung skizziert. Dieser Skizze vorangestellt ist eine Vorbemerkung, die für die Interpretation der empirischen Daten notwendig ist.

Die Größenvorteile in der Stromübertragung fallen teilweise als lang- und kurzfristige Komplementärerträge an und nicht als anlagenspezifische Skalenerträge: Anlagenspezifische Skalenerträge liegen insofern vor, als bei-

spielsweise die Kosten einzelner Leitungen bei steigenden Stromtransportmengen sinken. Komplementärerträge liegen insofern vor, als Stromübertragungsdienstleistungen regelmäßig nicht als homogene Produkte zu betrachten sind, auch wenn eine gleiche Strommenge über die gleiche Leitung transportiert wird: Es kommt auf die Richtung des einzelnen Transports (der einzelnen Durchleitung) an, ob die Gesamtkosten bei Ausweitung des „Stromtransportvolumens“ steigen oder sinken. Nehmen wir beispielsweise an, 1 000 MW würden von A nach B transportiert. Die Verluste mögen  $5 \text{ vH} = 50 \text{ MW}$  betragen. Wenn jetzt zusätzlich zum ersten Transport ein zweiter Transport in Höhe von 1 000 MW von B nach A über die gleiche Leitung durchgeführt wird, sinken die tatsächlich netto transportierten Strommengen (Netto-Transportvolumen) auf Null, tatsächlich wird in diesem Fall überhaupt kein Strom mehr transportiert. Die Verlustkosten des Stromtransportes sinken damit ebenfalls auf Null. Technisch beliefert der Einspeiser am Ort A den Verbraucher an Ort A und entsprechend der Einspeiser am Ort B den Nachfrager an Ort B. Technisch sind also die beiden „Transporte“ zwei vollkommen unterschiedliche Vorgänge.<sup>45</sup> Es ist zwar technisch durchaus möglich, Stromtransporten exklusiv bestimmte Netzkapazitäten zuzuweisen. „Ventile“ und Schalter sind ähnlich den Bedingungen in der Telekommunikation denkbar und werden zum Teil auch eingesetzt (vgl. etwa Crews 1997: 38). Wesentliches Charakteristikum in der gegenwärtigen

---

<sup>45</sup> Bezüglich der Grenzverlustkosten einer bestimmten Durchleitung (definiert als transportierte, das heißt zeitgleich eingespeiste und entnommene) Strommenge von Punkt A nach Punkt B zum Zeitpunkt  $t$ ) gilt regelmäßig, daß sie negativ sein können, wenn die tatsächlichen Netto-Transportvolumina abnehmen. Diese Zusammenhänge werden bei der ausführlichen Diskussion der durch einzelne Durchleitungen bedingten Grenzverluste und damit auch bei der Diskussion sachgerechter Netznutzungspreise (Durchleitungspreise) in Kumkar (1998b: Abschnitt II.C) berücksichtigt. Diese technische Besonderheit ist ein wesentlicher Unterschied zu anderen Netzen etwa im Bereich der Gaswirtschaft, aber auch und vor allem bei der Telekommunikation (vgl. auch Hogan 1993a: 251): In der Telekommunikation geht es in der Tat darum, eine bestimmte Nachricht (in Form von spezifischen Elektronen) von A nach B zu transportieren. Strom hingegen ist an jedem bestimmten Ort zu jedem bestimmten Zeitpunkt ein homogenes Gut (anonyme Elektronen werden in das Netz eingespeist; welches spezifische Elektron eine Nachfrager entnimmt, weiß er nicht und ist auch für die von ihm gewünschte Arbeit des Elektrons beispielsweise in einer Lampe vollständig irrelevant). Wenn eine technische Analogie zu Stromsystemen gesucht wird, bietet sich allenfalls ein Wasserversorgungssystem an: Nimmt man dort einen See als Netz mit mehreren Zuflüssen und mehrere Abflüssen an, ist man bei einem sehr ähnlichen Bild der technischen Vorgänge. Vgl. auch folgende Fn.

Stromindustrie ist jedoch, daß es in aller Regel weitaus wirtschaftlicher ist, derartige Schalter und Ventile nicht einzusetzen,<sup>46</sup> sondern gerade die Vorteile eines Stromverbundes in Form von Komplementär- und Skalenerträgen durch Parallelschaltung vieler Abnehmer und Einspeiser auszunutzen.

### a) *Variable Kosten des Stromtransports*

Die variablen Kosten des Stromtransportes werden im wesentlichen durch die stromflußabhängigen Netzverluste gebildet, die bei jedem Netto-Stromtransport auftreten.<sup>47</sup> Deren Höhe ist mit der Höhe der Stromflüsse (Netto-Transportvolumen) positiv (approximativ in quadratischer Form), mit der Spannungshöhe hingegen negativ korreliert. Die erste Charakteristik der Verlustfunktion bedingt, daß die kurzfristigen Grenzkosten der Stromüber-

---

<sup>46</sup> Hierfür verantwortlich ist die Geltung der Kirchhoffschen Gesetze. Diese sind formal wie folgt definiert:

Definitionen: Ein Knoten ist eine Verbindung von mindestens drei Zuführungsleitungen, ein Zweig ist eine Zusammenschaltung von Bauelementen zwischen zwei Knoten, eine Masche ist eine geschlossene Kette von Zweigen und Knoten.

Dann lauten die Kirchhoffschen Gesetze für den etwas einfacheren Gleichstromfall (vgl. Stöcker 1994):

- *Erstes Kirchhoffsches Gesetz* (Knotenregel): Die Summe aller Ströme an einem Knoten ist null (dabei werden abfließende Ströme positiv und zufließende Ströme negativ gezählt).

- *Zweites Kirchhoffsches Gesetz* (Maschenregel): Die Summe aller Spannungen in einer Masche ist Null (Spannungen in Umlaufrichtung gehen mit positivem Vorzeichen, Spannungen gegen die Umlaufrichtung mit negativem Vorzeichen ein).

Hieraus folgen für die Reihenschaltung von Widerständen (hierzu gehören auch nutzbringende Stromverbraucher): Der Gesamtwiderstand einer Reihenschaltung von Widerständen ist gleich der Summe der Einzelwiderstände. Für die Parallelschaltung von Widerständen gilt: Das Reziproke des Gesamtwiderstands einer Parallelschaltung von Widerständen ist gleich der Summe der reziproken Widerstände.

Und hieraus folgt: *Stromflüsse verteilen sich in vermaschten Netzen grundsätzlich nach dem Prinzip, daß die Netzverluste automatisch minimiert werden* (als Konsequenz ergibt sich allerdings auch der Umstand, daß die resultierenden „automatisch gesteuerten“ Stromflüsse einzelne Anlagen überbeanspruchen können).

<sup>47</sup> Darüber hinaus existieren lastflußunabhängige Netzverluste (vgl. Haubrich 1996: 73, der allerdings von last- und lastunabhängigen Verlusten spricht und diesbezüglich die systemischen Aspekte vernachlässigt); lastflußunabhängigen Verluste sind zu den fixen Kosten des Stromtransportes zu zählen und werden daher hier nicht berücksichtigt.

tragung (und -verteilung) einen steigenden Verlauf aufweisen, die zweite, daß Transporte über weite Entfernungen kostengünstiger im Höchstspannungsnetz anstatt über nachgeordnete Netze durchgeführt werden können.

Nach Modellrechnungen des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen ergibt sich für die Höhe der Netzverluste auf den verschiedenen Spannungsebenen in Deutschland (Tabelle 10) folgendes Bild: Die durchschnittlichen Gesamtverluste betragen bei Abnahme aus dem Höchst- und Hochspannungsnetz 1 vH der nutzbaren Gesamtabgabe, bei Abnahme aus dem Mittelspannungsnetz steigen die Gesamtverluste auf gut 2 vH und bei Entnahmen aus dem Niederspannungsnetz betragen die Verluste schließlich gut 5 vH. Diese Durchschnittswerte spiegeln die obige Aussage wider, daß die Verluste c.p. mit höheren Transportspannungsebenen sinken und infolgedessen in den Niederspannungsnetzen am höchsten sind.<sup>48</sup>

Die empirisch beobachtbaren Gesamtnetzverluste in Westdeutschland beliefen sich in 1995 auf rund 4,7 vH und haben sich in den letzten fünf Jahren nicht mehr nennenswert geändert, nachdem sie in den vorherigen Jahrzehnten fast kontinuierlich gesunken waren (Schaubild 4): Anfang der siebziger Jahre betragen sie noch knapp 7 vH.

---

<sup>48</sup> Allerdings ist zu beachten, daß ein großer Teile der gesamten Netzverluste nicht auf Netzverluste im engeren Sinne, sondern bei der Umspannung auf niedrigere Spannungen anfällt. Dies könnte als ein wirtschaftlicher Vorteil dezentraler, verbrauchsnahe und kleinerer Kraftwerkseinheiten interpretiert werden.

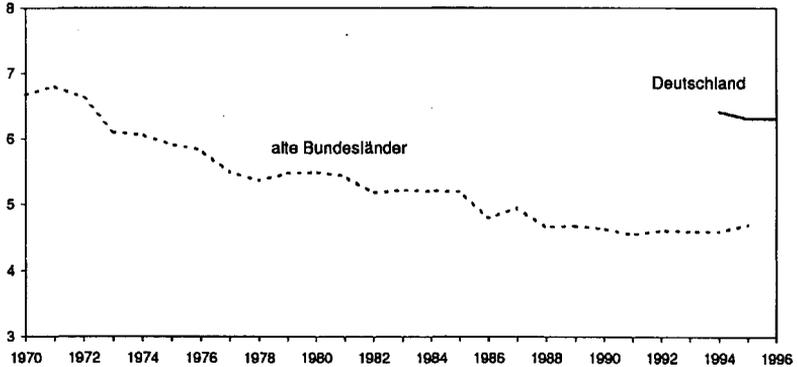
Tabelle 10 — Durchschnittliche Energieverluste in Netzen und Transformatoren in den alten Bundesländern 1989 (vH)

	Spezifische Verluste	Bei Abnahme aus, beziehungsweise hinter dieser Ebene (kumulierte Verluste)
Höchst- und Hochspannungsnetz	1	1
Transformation Höchst- und Hochspannung auf Mittelspannung	0,4	1,4
Mittelspannungsnetz	0,7	2,1
Transformation Mittelspannung auf Niederspannung	1,7	3,8
Niederspannungsnetz	1,3	5,1

Quelle: Haubrich et al. (1994).

Schaubild 4 — Entwicklung der durchschnittlichen Netzverluste in Deutschland 1970–1996

vH



Quelle: VDEW VDEW-Statistik, Teil 1, Leistung und Arbeit (1992; 1995; 1996), VDEW Strommarkt Deutschland: Die öffentliche Elektrizitätsversorgung (1995).

In den neuen Bundesländern lagen die Verluste aufgrund des vergleichsweise schlechten Netzausbaustandes mit 9 vH erheblich höher. In den letzten Jahren haben sich aber auch dort die Verluste verringert, was sich in den sinkenden Werten für Gesamtdeutschland (verfügbar seit 1994) zeigt.

### **b) Fixkosten des Stromtransports**

Die Fixkosten des Stromtransports werden im wesentlichen durch die Höhe der Investitions- beziehungsweise Kapitalkosten bestimmt.<sup>49</sup> In Tabelle 11 sind vom Institut für Energiewirtschaft an der RWTH Aachen berechnete typische Werte für die gesamten jährlichen fixen Kosten der verschiedenen Netzebenen in Deutschland bei den gegebenen Transportentfernungen wiedergegeben.<sup>50</sup> Hiernach betragen die jährlichen fixen Kosten des Stromtransports 1989 je nach Spannungsebene der Entnahme zwischen 52 DM und 329 DM, wenn der Strom von den Kraftwerken in die Höchst- und Hochspannungsebene eingespeist wird.

Die fixen Kosten des Stromtransportes können mit den fixen Kosten der Stromerzeugung verglichen werden: Für das bereits in Tabelle 6 (Abschnitt II.A.0) genannte 600-MW-Steinkohlenkraftwerk derzeitiger Technologie ergeben sich als fixe Erzeugungskosten 179 DM per annum und kW.<sup>51</sup> Diese fixen Kosten sind also ungefähr ebenso hoch wie die Fixkosten des Stromtransports, wenn der Strom aus der Mittelspannungsebene entnommen wird. Die fixen Transportkosten liegen jedoch weit über den fixen Erzeugungskosten, wenn der betreffende Kunde seinen Strom aus dem Verteilungsnetz bezieht.

---

<sup>49</sup> Zwar können grundsätzlich die Komponenten (i) Kapitalkosten und (ii) fixe Kosten für Betrieb, Instandhaltung und Versicherung unterschieden werden. Allerdings wird die Höhe der letzteren Kostenbestandteile üblicherweise als in vH der Errichtungskosten kalkuliert und ist vor allem bei Übertragungsnetzanlagen eher niedrig (Beispiel Höchstspannungsfreileitung jährlich 1–2 vH der Errichtungskosten, Haubrich et al. 1994: A5).

<sup>50</sup> Als Errichtungskosten (ohne Wegerechtskosten) werden für Deutschland beispielsweise für 245-kV-Bemessungsspannung und 1 040 MW thermischer Grenzleistung 700 000–900 000 DM/km und für 420 kV 1–1,2 Mill. DM/km angegeben (Haubrich et al. 1994: A4–A5). Für die Vereinigten Staaten ergeben sich nach Angaben der Energy Information Administration (EIA) Errichtungskosten von 840 000 \$/Meile bei einer 230-kV-Leitung mit einer Normalkapazität von 1 060 MW (Fuldner 1996: xvii), sie liegen damit in einer vergleichbaren Größenordnung.

<sup>51</sup> Unterstellt sind 4 vH als verlangte Verzinsung (dies entspricht der Annahme bei den Grundzahlen für Tabelle 11) und eine Nutzungsdauer von 35 Jahren. Als durchschnittliche Kapitalkosten für ein Kraftwerk ergeben sich 107,- DM/a × kW. Personal-, Versicherungskosten und sonstige Kosten betragen rund 72,-DM/a × kW. Die Werte sind nur als exemplarisch zu interpretieren. Insbesondere ist der interne Zins von 4 % als niedrig zu betrachten. Angesichts der ähnlichen Lebensdauer der Anlagen in Netz und Erzeugung reagieren allerdings die hier interessierenden Vergleichsaussagen wenig auf Variationen des Zinssatzes.

Tabelle 11 — Fixkosten des Stromtransports\* in den alten Bundesländern 1989 (DM/kWxa)

	Spezifische Kosten	Bei Abnahme aus, beziehungsweise hinter dieser Ebene (kumulierte Fixkosten)
Höchst- und Hochspannungsnetz	52	52
Transformation Höchst- und Hochspannung auf Mittelspannung	29	81
Mittelspannungsnetz	49	130
Transformation Mittelspannung auf Niederspannung	40	170
Niederspannungsnetz	159	329

\*Spezifische durchschnittliche jährliche Kosten bezogen auf die Jahreshöchstlast.

Quelle: Haubrich et al. (1994).

Bezüglich der zu erwartenden Entwicklungen im Bereich der Transportdienstleistungen stellen Haubrich et al. (1994: 4) die Prognose, daß weder bei den fixen, noch bei den variablen Kosten wesentliche Änderungen zu erwarten sind. Der in den letzten Jahre zu beobachtende Stillstand bei der Entwicklung der Netzverluste, der auf eine weitgehend ausgereifte Technologie schließen läßt, wird durch Haubrich et al. (1994) in die Zukunft fortgeschrieben; wesentliche Änderungen bei den Kapitalkosten werden insgesamt nicht erwartet.<sup>52</sup>

Ähnlich wie auf der Stufe der Erzeugung gilt es angesichts der hohen Kapitalkosten zunächst festzuhalten, daß es sich bei der Stufe des Stromtransports um eine extrem kapitalintensive Produktion handelt, die sie in starkem Maße von den meisten anderen Industriesektoren abhebt. Von der Stufe der Erzeugung unterscheidet sich die Transportstufe aber dadurch, daß

<sup>52</sup> Es kann allerdings erwartet werden, daß die tendenziell zunehmende wirtschaftliche Bedeutung der Netzdienstleistungen in der Zukunft zu weiteren Innovationen im Bereich der Netze (und vermutlich der Speichertechnologien) führen wird (ähnlich Fahl et al. 1995: 5). Diese sind aber bisher noch nicht abzuschätzen und in den derzeit zur Verfügung stehenden Daten nicht abzulesen. Bisher unabsehbar sind die Entwicklungen auf dem Gebiet der Stromspeicherung, die zumindest teilweise konkurrierend beziehungsweise substitutiv zu den Stromtransportdienstleistungen eingesetzt werden könnte. Angesichts der eher vorsichtigen Beurteilung der weiteren Entwicklungen in diesem Bereich (vgl. Haubrich et al. 1994: 99–119) wird auf die Speichertechnologie an dieser Stelle nicht weiter eingegangen, obwohl einige Autoren (zum Beispiel Crews 1997) explizit die bisherigen rechtlichen Gebietsmonopole dafür verantwortlich machen, daß neue Möglichkeiten etwa der Mikroturbinentechnologie oder der Stromleittechnik bisher nicht ausgenutzt werden und sich aus diesen (teilweise) neuen Technologien erhebliches Wettbewerbspotential ergeben könnte.

hier signifikante anlagenspezifische Skalenerträge vorzuliegen scheinen, die insbesondere aus den mit der Spannungshöhe sinkenden Netzverlusten herühren.<sup>53</sup> Diese Skalenerträge scheinen angesichts der über längere Zeiträume weltweit immer noch steigenden Betriebsspannungen bei den Höchstspannungsnetzen noch nicht ausgeschöpft zu sein.

Im übrigen gelten die obigen Aussagen (Abschnitt II.A.2.b) über die Beziehungsspezifität der Erzeugungsanlagen in ähnlichem Maße für die Stromnetze: In Abhängigkeit von den rechtlichen und wirtschaftlichen Umständen kann eine Transportanlage einen hohen Grad an Beziehungsspezifität aufweisen: Beispielsweise hat eine Stickleitung von einem bestimmten Abnehmer zu einem bestimmten Kraftwerk exakt eine Verwendungsart, wenn sie erst einmal verlegt ist.

In vermaschten Netzen — und dies sind praktisch alle Übertragungsnetze — hat allerdings die Aussetzung von Einspeisungen eines Kraftwerks nicht notwendig die vollständige Wertlosigkeit einzelner Anlagen oder ganzer Netze zum Ergebnis, da technisch gesehen über zahlreiche Leitungen, die keine Stickleitungen sind, alternativ auch „andere“ Strommengen, die von anderen Kraftwerken eingespeist werden, geleitet werden können. In diesem Fall besteht allerdings ein ganz anderes, wesentliches, wirtschaftliches Problem: Das Problem der Externalitäten, die in derartigen Netzen auftreten können. Da „Ventile“ und Schalter in den Netzen aus guten Gründen nicht oder kaum eingesetzt werden, folgen die tatsächlichen Lastflüsse den technischen Gesetzen und nicht Anweisungen der Eigentümer einzelner Anlagen. Eine Durchleitung von Punkt A zu Punkt B kann also über Anlagen fremder Eigentümer laufen, selbst wenn sowohl der Einspeisungspunkt A als auch der Entnahmepunkt B direkt über Leitungen eines einzelnen Netzunternehmens physikalisch verbunden sind. Dieses Problem stellt eine wesentliche Ursache der wirtschaftlichen Koordinierungserfordernisse im Stromsektor dar. Hierauf wird weiter unten zurückzukommen sein.

An dieser Stelle kann festgehalten werden, daß entscheidend für den Grad der Beziehungsspezifität zum einen der aktuelle Stand des Netzausbaus im gesamten Stromsystem ist und zum anderen die wirtschaftlichen Bedingungen, unter denen die Transportanlagen mehrere Eigentümer gemeinsam genutzt und miteinander gekoppelt werden können. Verweigert beispielsweise der Eigentümer eines Übertragungsnetzes Durchleitungen durch sein Netz,

---

<sup>53</sup> Auch kann die Verlegung mehrerer Leitungen auf einer Trasse kostengünstiger als die getrennte Verlegung sein.

kann die Beziehungsspezifität der Anlagen eines nachgeordneten Verteilungsnetzes ebenso wie die der dort einspeisenden Kraftwerke hoch sein. Dies ist dann das Analogon zu einem kleinen Inselnetz.

### **3. Fazit**

Die Frage, ob es sich bei den Transportnetzen als Ganzes um natürliche Monopole handelt, kann an dieser Stelle nicht abschließend beurteilt werden. Die Beantwortung dieser Frage kann erst auf Basis einer Berücksichtigung institutioneller Formen der Koordinierung zwischen verschiedenen Akteuren in der Stromwirtschaft in Kapitel C erfolgen. Die technischen Charakteristika lassen allerdings den Schluß zu, daß die anlagenspezifischen Größenvorteile einzelnen Leitungen einen natürlichen Monopolstatus verleihen können. Die Komplementaritäten im Bereich des Baus und des Betriebs von mehreren Transportanlagen lassen ferner den — vorsichtigen — Schluß zu, daß zumindest in Teilbereichen eines Systemnetzes Elemente eines natürlichen Monopols vorliegen können.

An dieser Stelle sei noch einmal darauf hingewiesen, daß die Bedeutung der Netzanlagen im Zeitablauf noch zunehmen dürfte (vgl. ähnlich Fahl et al. 1995: 5). Das umweltpolitisch kaum umstrittene Ziel einer emissionsarmen Energieversorgung kann zu einem verstärkten Einsatz des leitungsgebundenen Energieträgers Strom führen. Dieser Trend hin zu einer zunehmenden Relevanz der Stromnetze, der aus dem steigenden Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch resultieren würde, wird verstärkt durch technische Eigenheiten der auf regenerativen Energien basierenden Stromerzeugung: Windenergie sowie die Photovoltaik sind Beispiele für Erzeugungstechnologien, deren Erzeugungskapazität in der Zeit erheblichen stochastischen Schwankungen unterliegt. Dies verstärkt angesichts ihrer Integrationsfunktion in einem Stromsystem die wirtschaftliche Bedeutung von Stromnetzen.

## **C. Koordinierungserfordernisse im Stromsektor**

In diesem Abschnitt sollen die grundsätzlichen Koordinierungserfordernisse, das heißt die in jedem Stromsystem zu lösenden Koordinierungsprobleme identifiziert werden. Am Ende dieses Abschnitts wird die für diese Arbeit zentrale Frage behandelt, ob unter den technischen Bedingungen der

Stromwirtschaft die Koordinierung der einzelnen Produktionsprozesse allein einem „normalen“ Markt überlassen werden kann oder Hinweise darauf existieren, daß aus technischen Gründen die Verwendung komplexerer Tauschformen angezeigt ist, die zumindest potentiell eine Quelle für Markt-machtprobleme im Stromsektor darstellen könnten.<sup>54</sup>

Im Rahmen der Koordinierungsprobleme des Stromsektors sind zwei Systemerfordernisse zu unterscheiden. Sie bilden den Rahmen für die Bewältigung der Teilerfordernisse auf den einzelnen Stufen Erzeugung, Übertragung und Verteilung.<sup>55</sup>

- Der Systembetrieb umfaßt die Kraftwerkseinsatzplanung für mehrere Kraftwerke und die Abstimmung dieser Kraftwerkseinsatzplanungen mit den verfügbaren Transportkapazitäten. Der Systembetrieb weist primär eine horizontale Dimension auf (also vor allem Koordinierung der Erzeugung zur Kostenminimierung), aber auch eine vertikale Dimension (also vor allem Koordinierung der Erzeugung und des Transports unter Berücksichtigung der technischen Bedingungen). Wesentliche Teile dieses Systembetriebs werden von sogenannten Systembetreibern organisiert.<sup>56</sup>
- Die langfristige Systemplanung umfaßt die Koordinierung des Baus neuer, beziehungsweise Stilllegung vorhandener Anlagen in Erzeugung und

---

<sup>54</sup> Vorerst soll weiterhin vom Vorliegen positiver Transaktionskosten abstrahiert werden.

<sup>55</sup> In der Literatur werden die Systemerfordernisse häufig als Verbundaufgaben bezeichnet.

<sup>56</sup> Ein Systembetreiber ist eine Institution, die an zentraler Stelle die aktuellen Vorgänge in einem bestimmten Netz (beziehungsweise Netzbereich) überwacht und auf die Vereinbarkeit mit den Nutzungsprotokollen (-vereinbarungen) überprüft. Er ist regelmäßig für die technische Koordinierung zuständig, nicht notwendig aber für die (i.e.S.) ökonomische Koordinierung, das heißt die Koordinierung mit einem Kostenminimierungsziel. Zu den (Kern-)Aufgaben des Systembetreibers gehören in der Regel (i) Sicherheitsüberwachung, (ii) Frequenzkontrolle, (iii), Spannungskontrolle, (iv) Gebietskontrolle (Überwachung der Austauschbeziehungen mit anderen Gebieten) (vgl. Riddington 1997: 2). Dieser Systembetreiber als Organisation kann zum Beispiel in vertikal integrierten Unternehmen identisch mit dem Eigentümer eines oder mehrerer Kraftwerke oder anderen Anlagen des Stromsystems sein und auch eigentumsrechtlich identisch mit dem Besitzer der Netzanlagen sein. Er kann als sogenannter unabhängiger Netzbetreiber (Independent system operator, ISO) auch vollständig eigentumsrechtlich separiert von der Stromerzeugung sein. Ein ISO kann zusätzlich sogar eigentumsrechtlich vom Besitz der Netzanlagen separiert sein (beispielsweise in Kalifornien).

Netzen; auch diese Maßnahmen müssen sowohl horizontal auf den Stufen Erzeugung und Transport als auch vertikal zwischen den Stufen koordiniert werden.

## 1. Der Systembetrieb: Kraftwerkseinsatzplanung

Der Kraftwerksmix in einem Stromsystem wird durch verschiedene Anlagentypen gebildet, die sich vor allem durch ihr Verhältnis von fixen zu variablen Kosten unterscheiden. Um diese Anlagen wirtschaftlich einsetzen zu können, wird deren Einsatz in der Realität mehr oder weniger formalisiert im Rahmen der zentralen oder dezentralen Kraftwerkseinsatzplanung koordiniert. Da es sich hierbei um Koordinierung zwischen Einheiten derselben Stufe handelt, wird diese Art der Koordinierung in der vorliegenden Arbeit primär als horizontale Koordinierung charakterisiert.

Diese horizontale Kraftwerkseinsatzplanung und deren unterschiedlichen zeitlichen Planungshorizonte sind zentraler Gegenstand des folgenden Unterabschnitts. Aspekte der vertikalen Koordinierung zwischen der Erzeugung und den Netzen werden im wesentlichen anhand der sich ergebenden Probleme einer rein horizontalen Koordinierung analysiert. Auf einige Einzelaspekte der Reservebereitstellung, den Netzverlustkoordinierung und der Meß- und Abrechnungserfordernisse wird anschließend eingegangen.<sup>57</sup>

### a) *Grundsätzliche Aufgaben und Methoden der Kraftwerkseinsatzplanung*

Die einzelnen Kraftwerke weisen in der Zeit anlagenspezifische Komplementärerträge (kurzfristige Pfadabhängigkeiten) auf. Zusätzlich weist der Betrieb mehrerer Kraftwerke wegen der unterschiedlichen Grenzerzeugungskosten zu jedem Zeitpunkt potentielle Koordinierungserträge auf, das heißt, die Koordinierung des Einsatzes von mehreren Kraftwerken kann zu jedem Zeitpunkt gegenüber einem unkoordinierten Einsatz zu einer Senkung

---

<sup>57</sup> Auf die Koordinierung der Blindleistungsbereitstellung soll hier nicht eingegangen werden. Vgl. hierzu Berg et al. (1983) und Kahn und Baldick (1994). (Blindleistung ist in Wechselstromsystemen als der Teil der Leistung definiert, der keinen Wirkleistungsbeitrag liefert und der von induktiven Verbrauchern (beispielsweise Motoren) aufgenommen wird).

der Gesamtkosten der Stromerzeugung beitragen.<sup>58</sup> Diese beiden Effekte zusammengenommen eröffnen eine Potential zur Optimierung (i.S. von Kostensenkung bei gegebener Gesamtproduktionsmengen mehrerer Perioden) des Einsatzes mehrerer Kraftwerke über mehrere Perioden.

Bei der Kraftwerkseinsatzplanung geht es also um die Lösung insbesondere *kurz- bis mittelfristiger* Kostenminimierungsaufgaben (auf die anderen Planungshorizonte wird im Anschluß eingegangen). Dazu werden üblicherweise die verfügbaren Erzeugungsanlagen in aufsteigender Reihenfolge ihrer jeweils relevanten Grenzkosten in die sogenannte „merit order“ gebracht.<sup>59</sup> Diese „merit order“ wird im bisherigen deutschen System im Regelfall durch Kraftwerke eines einzelnen horizontal integrierten Unternehmens gebildet. Grundsätzlich spricht aber wenig dagegen, daß auch „fremde“ Kraftwerke in der vom Systembetreiber oder anderen Institutionen zusammengestellten „merit order“ direkt berücksichtigt werden. Tatsächlich wird beispielsweise in England und Wales die „merit order“ durch Preisgebote von Kraftwerken unterschiedlicher Eigentümer gebildet.<sup>60</sup> Die „merit order“ kann in beiden Fällen — unternehmensinterne oder -externe Kraftwerkseinsatzplanung — als kurzfristige System-Kostenfunktion der Stromerzeugung interpretiert werden, falls die tatsächlichen Grenzkosten aller Kraftwerke berücksichtigt werden.<sup>61</sup> Die Berücksichtigung der „merit order“ bei der Stromerzeugung

---

<sup>58</sup> Diese Koordinierungserträge könnten insofern auch als systemspezifische kurzfristige Größenvorteile bezeichnet werden, als der gemeinsame Betrieb mehrerer verschiedener Anlagen zu jedem Zeitpunkt die variablen Erzeugungskosten verringern kann.

<sup>59</sup> Je nach Planungshorizont werden bei dieser Kraftwerkseinsatzplanung als Grenzkosten die Inkremental-, Leerlauf- sowie An- und Abfahrkosten berücksichtigt. Vgl. zu einer umfassenden Darstellung der im folgenden behandelten Aspekte des Systembetriebs die exzellente (technische) Darstellung bei Wood und Wollenberg (1996), kürzer Haubrich (1996). Strenggenommen setzen die folgenden Ausführungen die Existenz positiver Transaktionskosten voraus, da diese (und nicht technische Gründe allein) beispielsweise die Einteilung in diskrete Planungsperioden begründen. Es sei aber vereinfachend die Annahme getroffen, daß die Periodeneinteilung zum Beispiel technischen Bedingungen folgt und nicht auf das Vorliegen von Transaktionskosten zurück geführt werden kann.

<sup>60</sup> Der englisch/walisische Systembetreiber Pool/NGC bildet die „merit order“ ausschließlich mit „fremden“ Kraftwerken, da er über keinerlei eigene Kraftwerke verfügt. Der Pool ist diejenige Organisation, die die Spielregeln für die Kraftwerkseinsatzplanung (in Abstimmung mit dem Regulierer) festlegt. Die National Grid Company (NGC) ist mit der technischen Abwicklung beauftragt.

<sup>61</sup> Ein Problem der „merit-order“-Bestimmung bei einer horizontal desintegrierten Stromerzeugung kann die Ermittlung der tatsächlichen Grenzerzeugungskosten der ein-

ist notwendige Bedingung für die „first-best“-Produktionseffizienz bei der Stromerzeugung. Unter bestimmten Annahmen kann diese (mehr oder weniger weit spezifizierte) System-Kostenfunktion als Angebotsfunktion interpretiert werden, der die System-Nachfragefunktion gegenübergestellt werden kann.

Eine voll spezifizierte System-Nachfragefunktion wird allerdings in der Realität nicht verwandt. Statt dessen wird vom Systembetreiber oder anderen Institutionen regelmäßig eine weitgehend preisunabhängige Nachfrageprognose erstellt (vgl. hierzu Linke 1985; Mareske und Tillwicks 1985). Als unabhängige Variablen werden vor allem Uhrzeit, Wochentag, Jahreszeit und Wetter berücksichtigt.<sup>62</sup> In der sich ergebenden prognostizierten sogenannten Lastganglinie werden verschiedene Nachfragehöhen im Zeitablauf wiedergegeben. Die Last und damit die notwendige Stromerzeugung schwankt empirisch sowohl tageszeitlich und wochentäglich als auch saisonal erheblich.<sup>63</sup>

Die ökonomisch-technisch bedingte Tatsache der geringen Speicherbarkeit von Strom bedingt, daß die zur Verfügung stehenden Kraftwerke im Zeitablauf mit wechselndem Ausmaß ausgelastet werden. Im Prinzip verlangt die kurzfristige Kostenminimierung den kontinuierlichen Ausgleich der Grenzkosten der Belieferung an jedem einzelnen Entnahmepunkt. Diese Grenzkosten der Belieferung differieren aufgrund der Netzverluste räumlich. Spiegelbildlich ergibt sich in räumlicher Hinsicht ein System differenzierter

---

zelen Kraftwerke sein. Dies stellt Anforderungen an die Marktform und an den Auktionsmechanismus, der zu den erhofften Grenzkostengeboten beitragen soll. Hierauf wird in den Kapiteln C, D und E ausführlich eingegangen.

<sup>62</sup> Diese Annahme der kurzfristigen Preisunabhängigkeit der Nachfrage muß keine preisunelastische Nachfrage widerspiegeln. Filippini (1995) zeigt empirisch, daß die Nachfrage generell preisreagibel ist. Angesichts der dominierenden Tarifformen, die keine kurzfristigen unvorhersehbaren Preisschwankungen kennen, ist die Vernachlässigung der Preise bei der Nachfrageprognose ohne nennenswerte Auswirkungen auf die Prognosegüte.

<sup>63</sup> Wobei der größere Teil der Schwankungen gut prognostizierbar ist. Mit anderen Worten weist der Nachfrageverlauf zwei Elemente auf: einen deterministischen und einen stochastischen. Ersteres Element bedingt, daß zu Zeiten geringerer Nachfrage zwar nicht alle Kraftwerke (und Netzanlagen) ausgenutzt werden, die „restlichen“ Kapazitäten aber nicht wirklich „Überkapazitäten darstellen müssen. Als Über- beziehungsweise Reservekapazitäten (im engen Sinne) können hingegen diejenigen Anlagen bezeichnet werden, die über die für die Belieferung prognostizierbarer Lastspitzen vorgesehenen Anlagen hinaus vorgehalten werden.

Grenzerzeugungskosten.<sup>64</sup> In Gebieten mit relativ starker Nachfrage sind die optimalen Grenzerzeugungskosten höher als in Gebieten, in denen ein „Überschuß“ an Einspeisungen besteht.<sup>65</sup>

Die Kraftwerkseinsatzplanung erfolgt für unterschiedliche Zeithorizonte. In der Praxis sind drei Planungshorizonte relevant: die *mittelfristige Kraftwerkseinsatzplanung*, die *kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung* (auch als *Blockeinsatzplanung* bezeichnet) sowie schließlich die *sehr kurzfristige Kraftwerkseinsatzsteuerung*.

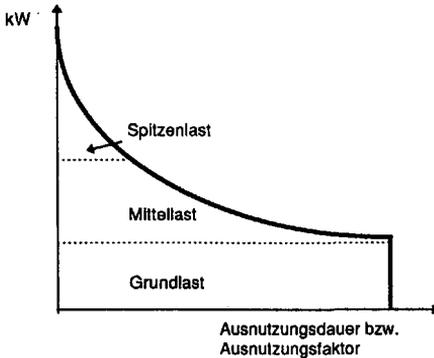
- Die mittelfristige Planung dient insbesondere dazu, anfallende Wartungsarbeiten an Anlagen untereinander abzustimmen und auf Zeiten zu legen, in denen die Nachfrage vergleichsweise gering ist (Revisionsplanoptimierung). Die mittelfristige Planung betrifft einen Zeitraum von bis zu einem Jahr.
- Die kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung erfolgt auf Tagesbasis. Jeweils für eine 24-Stunden-Periode werden Kostenminimierungsalgorithmen verwandt, um die Gesamtkosten der Stromerzeugung (mit oder ohne Berücksichtigung der Netzkosten) eines Kraftwerksparks zu minimieren. Dies gilt vor allem bei integrierten Unternehmen, die den Einsatz ihrer eigenen Kraftwerke derart planen; dies gilt aber beispielsweise auch für das englisch/walisische System, in dem der Systembetreiber Pool/NGC den Einsatz aller Kraftwerke für die jeweils nächste 24-Stunden-Periode plant und nicht etwa isoliert für jede Stunde bezie-

---

<sup>64</sup> Das auf ähnlichen Überlegungen basierende Konzept der räumlich differenzierten Preise (nodal prices) als Reflex der optimalen Grenzerzeugungskostenstruktur wird in Abschnitt C.III ausführlicher analysiert.

<sup>65</sup> Dabei sind die Grenzerzeugungskosten in Abhängigkeit des Planungszeitraums zu definieren (Inkrementalkosten sowie unter Umständen Leerlauf-, An- und Abfahrkosten). Als weitere Informationen gehen in die Optimierungsverfahren — zumindest theoretisch — die Grenznetzverluste und die Opportunitätsgrenzkosten etwaiger Netzengpässe im Gesamtsystem ein (Schweppe et al. 1988; Wood und Wollenberg 1996: 35–36, Kapitel 13). In der Praxis gilt, daß bereits die Grenzerzeugungskosten der einzelnen Anlagen in der „merit order“ nur zum Teil berücksichtigt werden, da die systemdynamischen Aspekte in dieser Planungsstufe (etwa hinsichtlich der Leistungsänderungsgeschwindigkeit der Anlage, Mindest- und Maximalleistung, verbotene Leistungsbänder, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten; vgl. Linke 1985) zum großen Teil unberücksichtigt bleiben. In der Praxis wird die Kraftwerkseinsatzplanung durch mehrstufige Verfahren mit heuristischen Elementen durchgeführt und daher die „merit order“ nur als eine unter mehreren Inputs der Optimierung verwandt.

Schaubild 5 — Stilisierte Lastdauerkurve eines Stromsystems und die Lastkategorien



hungsweise Halbstunde des nächsten Tages eine Kostenminimierung versucht. Im Hintergrund dieses Versuchs einer Ex-ante-Gesamtoptimierung liegt die kurzfristige Pfadabhängigkeit der Stromerzeugungskosten.

- Die sehr kurzfristige Kraftwerkseinsatzsteuerung hat eine sehr kurzfristige Anpassung der Einspeisungs- und Entnahmevorgänge zum Inhalt. Die Notwendigkeit der momentanen Anpassung in Echtzeit resultiert vor allem aus unvorhergesehenen beziehungsweise (bei der Planung) unberücksichtigten Netzengpässen sowie den Abweichungen der tatsächlichen Einspeisungs- und Entnahmevorgänge von den Werten, die sich als Ergebnis der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung ergeben haben. Als Gründe für die Differenzen können zum einen stochastische Nachfrageschwankungen sowie technische Probleme (Ausfälle) bei Erzeugung- und Netzanlagen genannt werden. Im Prinzip sollte sich auch die sehr kurzfristige Kraftwerkseinsatzsteuerung an den Grenzkosten der einzelnen Anlagen (einschließlich der Netzverluste) und damit an einer Form der „merit order“ orientieren und die vorherigen Stufen der Kraftwerkseinsatzplanung ergänzen.<sup>66</sup>

<sup>66</sup> Im Prinzip würde ein „optimales“, mehrstufiges Lösungsverfahren eine rekursive Optimierung beinhalten: Die Ergebnisse der letzten Planungsstufe würden als Input in die vorletzte Planungsstufe eingehen, usw. In der Realität bedingen aber beispielsweise Informationskosten eine noch stärkere Anwendung von „Faustregeln“ als bei der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung.

Die Kraftwerkseinsatzplanung führt in Verbindung mit der Existenz verschiedener Kraftwerkstechnologien und ihren unterschiedlichen Kostencharakteristiken empirisch — wie zu erwarten<sup>67</sup> — zu unterschiedlichen durchschnittlichen Auslastungsfaktoren beziehungsweise Auslastungsdauern<sup>68</sup> der einzelnen Kraftwerke. Nach der sogenannten Lastdauerkurve (Schaubild 5), bei der die Last geordnet nach der Höhe ihrer Werte graphisch dargestellt wird, werden die Nachfragehöhen (basierend auf den damit zu assoziierenden Auslastungsdauern) grob eingeteilt in die Kategorien Grund-, Mittel- und Spitzenlast:<sup>69</sup>

Als Grundleistungskraftwerke werden diejenigen Kraftwerke bezeichnet, die geringe variable Kosten (und eventuell geringe technische Flexibilität) aufweisen. Sie werden im Prinzip auf Dauer zugeschaltet, wenn von technischen Restriktionen (Netzengpässe, Wartungen, Ausfälle) abgesehen werden kann. Die durchschnittliche Ausnutzungsdauer liegt bei 6 000 bis über 7 000 h/a, der jahresdurchschnittliche Ausnutzungsfaktor somit bei rund 68 bis 80 vH. Im Bereich der deutschen öffentlichen Stromversorgung decken derartige Kraftwerke rund 50 vH der Jahreshöchstlast (maximale Nachfrage eines Stromsystems in MW) und 60 bis 70 vH des Elektrizitätsverbrauchs. Zu dieser Kraftwerkskategorie zählen in Deutschland vor allem Kernkraftwerke, Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen, Laufwasserkraftwerke und

---

<sup>67</sup> Aus diesen Formulierungen sollte nicht geschlossen werden, daß der Autor die These vertritt, im bisherigen deutschen Strommarkt würde tatsächlich Effizienz im Sinne der Kostenminimierung erreicht. Es ist allerdings davon auszugehen, daß auch die bisherigen Gebietsmonopolisten Wirtschaftlichkeitsüberlegungen obiger Art nicht völlig außer acht lassen konnten.

<sup>68</sup> Die Ausnutzungsdauer von Erzeugungsanlagen (in Std.) ist allgemein als Quotient aus der erzeugten Strommenge und der maximal erzeugbaren Strommenge während einer festgelegten Zeitspanne definiert. Sie unterscheidet sich von der oben bereits eingeführten Kennziffer „Ausnutzungsfaktor“ durch die Zeitdimension (das heißt beispielsweise durch Multiplikation mit 8 760 Stunden) und wird sowohl in Schaubild 5 als auch in Tabelle 12 wegen der größeren Gebräuchlichkeit in der energiewirtschaftlichen Literatur verwandt.

<sup>69</sup> Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf ein System, in dem verschiedene Energieträger eingesetzt werden, also der relevante Kraftwerkspark diversifiziert ist. Für Systeme, die wesentlich auf einem Energieträger (und einer Umwandlungstechnologie) basieren (beispielsweise Norwegen), ist die im Text vorgenommene Unterscheidung in verschiedene Lastbereiche und die Zuordnung einzelner Kraftwerksarten zu diesen Lastbereichen nicht direkt übertragbar. Die empirischen Angaben wurden zusammengestellt nach Haubrich (1996), Schmitt (1989) und Hillebrand (1997).

Tabelle 12 — Durchschnittliche Ausnutzungsdauer der Kraftwerke der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland 1995 (Stunden)

	1995			1996
	alte Bundesländer	neue Bundesländer	insgesamt	insgesamt
Laufwasser	6 131	3 812	6 123	5 473
Kernenergie	6 430	—	6 430	6 703
Braunkohle	7 329	4 786	6 039	6 476
Steinkohle	4 633	3 577	4 609	4 717
einschließlich Mischfeuerung				
Heizöl	273	622	308	266
Erdgas	1358	2 270	1 472	1 724
Insgesamt	4 449	3 800	4 348	4 521

Quelle: BMWi (a, 1996).

Braunkohlenkraftwerke (Tabelle 12, vergleichbare Werte für Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen liegen nicht vor).

In der Mittellast finden traditionell Öl- und Steinkohlenkraftwerke Anwendung, die technisch für häufigen Lastwechsel geeignet sind. Die Ausnutzungsdauer liegt bei 3 000 bis 5 000 h/a (Ausnutzungsfaktor 34 bis 57 vH), ihre Anteil an der Erzeugung beträgt rund 20 bis 30 vH.

Zu den Spitzenleistungskraftwerken zählen vor allem Gasturbinenkraftwerke mit ihren extrem niedrigen Fixkosten und Pumpspeicherkraftwerke. Ihre Ausnutzungsdauer liegt teilweise deutlich unter 1 000 h/a (entsprechend einem Ausnutzungsfaktor von unter 11 vH), ihr Anteil an der Gesamterzeugung in Deutschland beträgt unter 10 vH.

Die diskutierten grundsätzlichen Erwägungen zur Kostenminimierung lassen sich anhand des Beispiels einer Lastganglinie für einen kalten Wintertag illustrieren (Schaubild 6). Erkennbar ist der dauerhafte Einsatz der Braunkohlen- und Kernkraftwerke in der Grundlast. Steinkohlenkraftwerke werden in weitaus geringerem Ausmaße auf Dauer zugeschaltet; sie werden überwiegend zur Bedienung der Mittellast eingesetzt. Als Spitzenlastkraftwerke wurden vor allem Gasturbinenkraftwerke auf Erdgasbasis eingesetzt. In Schaubild 7 ist zur Illustration die Gesamtkraftwerksleistung mit der Gesamtkraftwerksleistung an einem Sommertag mit geringer Stromnachfrage gegenübergestellt. Erkennbar ist, daß die absoluten Variationen (die Spanne) der Stromnachfrage im Sommer und im Winter ähnlich sind, die Sommernachfrage im Schnitt aber rund 10–15 MW niedriger liegt, der Variationskoeffizient also erheblich größer ist.

Die Schwankungen der Nachfrage an einem Tag über ein Intervall von 23 GW bei einem Minimalwert von 28,6 GW sind für sich betrachtet noch

nichts bemerkenswertes.<sup>70</sup> Bemerkenswert ist allerdings der Umstand, daß diese Schwankungen bei einem Gut auftreten, welches nur in sehr engen Grenzen speicherbar ist. Das hierauf basierende Argument der offenkundigen und wirtschaftlich relevanten Koordinierungserfordernisse kann auch nicht durch den Hinweis auf andere (Dienstleistungs-)Sektoren entkräftet werden, bei denen ähnliche Bedingungen herrschen würden. Denn: Weder ist die Kapitalintensität in den meisten derartigen Sektoren derart hoch, noch ist diese extreme Form der Nicht-Speicherbarkeit gegeben.<sup>71</sup>

Damit wird deutlich, daß die erheblichen Schwankungen der Nachfrage auf der *Angebotsseite* signifikante Koordinierungserfordernisse bedingen. Aber auch auf der *Nachfrageseite* liegen unter Umständen erhebliche Effizienzpotentiale, die mit dem sogenannten — nicht notwendig zentral durchzuführenden — Lastmanagement, das heißt einer expliziten oder impliziten Koordinierung mit und auf der Nachfrageseite verbunden sind.<sup>72</sup> Führt die-

---

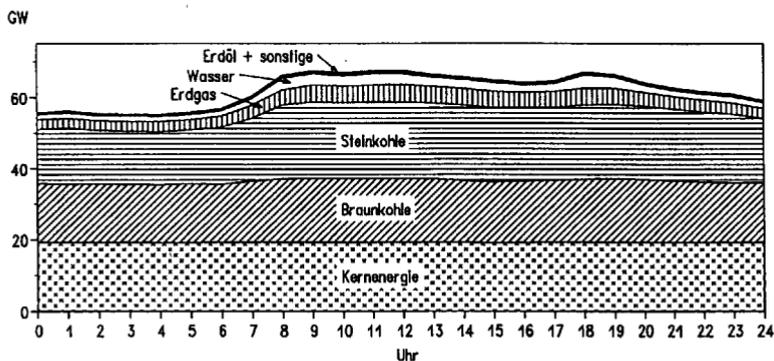
<sup>70</sup> Die Nachfrage nach anderen Gütern beziehungsweise Dienstleistungen dürfte im Tagesablauf ähnlich oder noch stärker schwanken (Beispiel Frisörleistungen oder Frühstücksbrotchen).

<sup>71</sup> Um ein anschauliches Beispiel für letztgenannte These zu nennen: Ein Frisör (oder ein Hotel- oder Supermarktmitarbeiter) erledigt in „Schwachlastperioden“ beispielsweise die Buchführung, reinigt sein Lokal oder verwendet seine Produktionskapazitäten für andere Zwecke. Ein Kraftwerk kann nur für eine Aufgabe eingesetzt werden, der Stromerzeugung. Wenn diese Aufgabe nicht gefordert wird, liegt die Kapazität brach. Um im Frisörbeispiel zu bleiben: Das Kraftwerk ist mit der Schere des Frisörs und dem in der Schere inkorporierten Kapital, nicht mit dem insgesamt im Frisörgeschäft gebundenen Kapital zu vergleichen.

<sup>72</sup> Lastmanagement beinhaltet begrifflich alle Maßnahmen beispielsweise (i) eines monopolistischen Versorgungsunternehmens oder von (ii) einer Vielzahl von Erzeugern und Verbrauchern zur Beeinflussung der Höhe und/oder der zeitlichen Struktur des Elektrizitätsverbrauchs. Im ersten Fall spricht man von zentralem, im zweiten Fall von dezentralem Lastmanagement. Traditionelle Instrumente des Lastmanagements sind beispielsweise zeitvariable Strompreise oder der Abschluß unterbrechbarer Stromlieferverträge. Lastmanagement tritt in der Realität mitunter als Bestandteil des sogenannten Integrated resource planning (IRP) auf. IRP umfaßt typischerweise eine zentrale Koordinierung aller (oder realistischer: einiger) angebots- und nachfrageseitiger Optionen zur Deckung der Nutzenergienachfrage. Das aus den Vereinigten Staaten kommende IRP wird durch die Notwendigkeit der Korrektur unterstellten Marktversagens bei der Energiegewinnung und -verwendung begründet. IRP soll vor allem dem Ziel des Umweltschutzes dienen und hat vor allem innerhalb der Vereinigten Staaten zu einer erheblichen Zunahme der staatlichen Einflußnahme bei den Investitionen in der Stromerzeugung geführt.

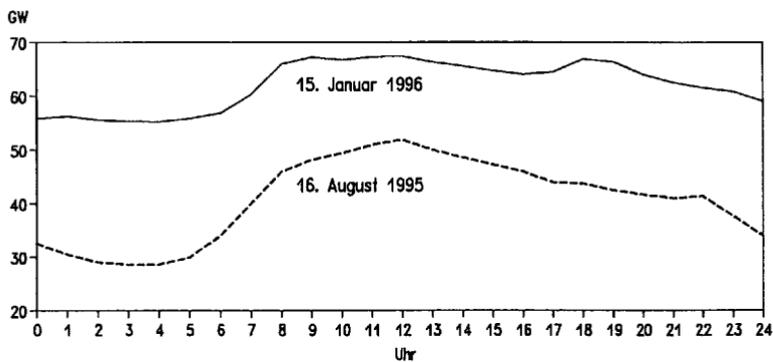
ses Lastmanagement zu einer Verstetigung der Lastverläufe, könnten zum einen die (kurzfristigen) Anfahrkosten für Kraftwerke insgesamt gesenkt werden. Zum anderen könnten Kraftwerke mit geringeren Flexibilitätseigenschaften eingesetzt werden, die im Regelfall geringere variable Kosten der Erzeugung aufweisen. Beides zusammengenommen kann die kurzfristigen gesamt- und einzelwirtschaftlichen Kosten des Stromverbrauchs — dem Gegenstand der Kraftwerkseinsatzplanung — senken.

Schaubild 6 — Kraftwerksleistung in den alten Bundesländern am 15.01.1996



Quelle: BMWi (a, 1995).

Schaubild 7 — Kraftwerksleistung in den alten Bundesländern am 16. August 1995 und am 15. Januar 1996



Quelle: BMWi (a, 1995).

**b) Einige Teilaspekte der Kraftwerkseinsatzplanung: Reservebereitstellung, Netzverluste sowie Meß- und Erfassungserfordernisse**

Einige Teilaspekte der Kraftwerkseinsatzplanung werden je nach konkreter organisatorischer Ausgestaltung des Stromsektors als eigenständige Dienstleistung des Netzbetreibers oder einer anderen Institution angeboten. Einige dieser Teilaspekte der Kraftwerkseinsatzplanung werden im folgenden gesondert betrachtet, auch wenn diese Betrachtung etwas aus dem Rahmen der Untersuchung in diesem Kapitel fällt, das zum überwiegenden Teil von Transaktionskosten und organisatorischen Besonderheiten absieht. Die Diskussion an dieser Stelle ist insofern eine Vorarbeit zu der später durchzuführenden Analyse stilisierter und empirischer Koordinierungsstrukturen in der Stromwirtschaft, bei der das Vorliegen positiver Transaktionskosten explizite Berücksichtigung findet.

*Reservebereitstellung:* Die aktuelle Erzeugung von Strom muß wie bereits erwähnt wurde grundsätzlich jederzeit der Nachfrage (unter der Berücksichtigung von Leitungsverlusten) entsprechen. Dies betrifft zunächst den Aspekt des Systembetriebs bei gegebenem Anlagenpark. Bei einem temporären Ungleichgewicht sinken (oder steigen) zunächst Frequenz und Spannung im Gesamtsystem. Das Ungleichgewicht kann durch Vorgänge auf der Nachfrageseite oder aber auf der Angebotsseite (Ausfälle) bedingt sein. Wenn zusätzliche Umstände hinzutreten, bricht nach solchen Störungen unter Umständen das Gesamt- oder einzelne Teilsysteme zusammen. Dieser Umstand wurde angesichts der jüngsten „Blackouts“ im Südwesten der Vereinigten Staaten, die Nachfrager in 15 Bundesstaaten zeitgleich betrafen, wiederholt deutlich.<sup>73</sup> Von Bedeutung ist dabei, daß sich lokale Instabilitä-

---

<sup>73</sup> *International Herald Tribune*, Officials Scramble to Divine why Blackout Struck 15 States, 4. Juli 1996. Ein bekannter historischer „Blackout“ fand 1965 im Nordosten der Vereinigten Staaten statt. Hier führte ein Leitungsschaden auf kanadischer Seite in der Nähe der Niagarafälle dazu, daß eine „Welle“ von rund 1 200 MW Strom in den Staat New York floß. Diese schwappte z.T. über andere Leitungen wieder zurück auf kanadisches Gebiet, der Rest ergoß sich wie eine Flutwelle über die Transportleitungen im Gebiet von Rochester. Diese Leitungen waren damit überlastet und wurden nach 3,5 Sekunden unterbrochen (analog den Sicherungen im Haushalt, die einen Stromkreis unterbrechen, wenn Gefahr für die Leitungen oder angeschlossene Geräte besteht). Die dadurch noch verstärkte Welle in Richtung Kanada führte wiederum dazu, daß die Leitungen im Norden von New York State überlastet wurden. Sie wurden folgerichtig nach 4,81 Sekunden unterbrochen. Diese Abfolge von Abschaltungen ging dann als Dominoef-

ten via Netzleitungen auf alle angeschlossenen Einspeiser und Entnehmer auswirken können.<sup>74</sup>

Ein potentielles Ungleichgewicht muß durch Anpassungen auf der Angebots- oder Nachfrageseite ausgeglichen werden. Da Strom derzeit wirtschaftlich nicht in größeren Mengen speicherbar ist, muß der Umfang der vorgehaltenen Erzeugungs- und Netzkapazität an den maximal nachgefragten Strommengen und deren regionaler Verteilung ausgerichtet werden (Damit stellt die Reservevorhaltung auch einen Aspekt der Systemplanung dar, auf den weiter unten eingegangen wird). Hinsichtlich des Systembetriebs ist zu wiederholen, daß der Zeitfaktor der Stromnachfrage eine weitaus wichtigere Rolle als in den meisten anderen Wirtschaftssektoren spielt. Zu berücksichtigen ist, daß viele der angeschlossenen Geräte auf der Verbraucherseite auf eine konstante Qualität der Stromlieferungen angewiesen ist. Selbst der oft als Vergleichssektor herangezogene Telekommunikationssektor weist eine solche Zeitspezifität nicht auf. Zwar wird (bislang) auch dort die Nachfrage ebenfalls nicht über Echtzeitpreise rationiert. Im Telekommunikationssektor kann aber eine Rationierung der Nachfrager über Warteschlangen erfolgen.<sup>75</sup> Eine derartige „automatische“, zwar nicht als individuelle Rationie-

---

rekt weiter. Letztendlich resultierte eine Situation, in der in der einen Region die Kraftwerke an den technischen Grenzen gefahren wurden, um die Versorgung zu erhalten; in anderen Regionen existierte ein derartiger Stromüberfluß, daß Maschinen als Stromverbraucher abgeschaltet wurden, da die erhöhte Stromfrequenz eine Gefahr für die Sicherheit der Maschinen darstellte. Innerhalb von 14 Minuten waren 30 Millionen Menschen in den Vereinigten Staaten und in Kanada ohne Strom.

<sup>74</sup> Am deutlichsten zeigt sich dies an der Frage der Frequenzhaltung: Die Frequenz ist in allen Anlagen eines Netzes identisch. Ein Ausfall einzelner Kraftwerke in Teilnetzen (beziehungsweise analog: ein plötzlicher Nachfrageanstieg) führt dazu, daß alle angeschlossenen Motoren in ihrer Drehzahl abfallen. Dies gilt sowohl für Einspeiser (Generatoren) als auch für Entnehmer (Antriebsmaschinen). Aus diesem Grund ist das tatsächliche Ausmaß der Erhöhung der Sicherheit durch den Zusammenschluß isolierter Netze ohne weitere Informationen unbestimmt: Auf der einen Seite steigt c.p. die Sicherheit durch die erhöhten Reservekapazitäten in Erzeugung und unter Umständen im Netz: Die Schwankungen sinken. Auf der anderen Seite können sich Systemzusammenbrüche auf benachbarte Regionen ausdehnen, die bei isolierten Netzen von den Vorgängen unberührt blieben. Letzteres Problem wird in der Regel durch den Einbau von „Sollbruchstellen“ im Netz begrenzt.

<sup>75</sup> Im herkömmlichen (Sprach-)Telekommunikationsbereich ist die Anwendung von Echtzeitpreisen bisher nicht in der Diskussion, allerdings eine stärkere, auch zeitliche, Differenzierung der Tarife eine generelle Tendenz. Bei den Internetkommunikationsdiensten, bei denen das Prinzip der Warteschlangenrationierung für die Nutzer teilweise

zung (self rationing) zu bezeichnende, gleichwohl als nicht unbedingt „zu ineffizient“ zu bezeichnende Rationierung der Nachfrage als Reaktion auf stochastische Schwankungen kann im Elektrizitätssektor nur unter vergleichsweise hohen Kosten angewandt werden.<sup>76</sup>

Aus diesem Umstand schließen einige Autoren, daß die Organisation von Reservedienstleistungen technisch bedingt eine eigenständige Dienstleistung ist. Grundsätzlich ist jedoch davon auszugehen, daß der Einsatz von Reservekapazitäten im Bereich der Stromerzeugung zu den „normalen“ Erfordernissen im Bereich der Kraftwerkseinsatzplanung einschließlich der sehr kurzfristigen Kraftwerkseinsatzsteuerung gehört. Allerdings besteht ein Unterschied zu den in Abschnitt II.C.1.a behandelten Erfordernissen: Während dort im wesentlichen auf deterministische Nachfrageschwankungen abgestellt wurde, müssen bei der Planung der Reservedienstleistung explizit die stochastischen Schwankungen berücksichtigt werden. Es müssen Entscheidungen beispielsweise darüber getroffen werden, ob als aktuell vorgesehene Reserveanlagen bei der Stromerzeugung die (i) bereits im Rahmen der normalen Kraftwerkseinsatzplanung angefahrenen Kraftwerke, (ii) die gesondert als Reserve gefahrene Kraftwerke oder (iii) spezielle schnellstartfähige Kraftwerke eingesetzt werden sollen.

*Netzverluste:* Die Notwendigkeit des Netzverlustausgleichs ist darauf zurückzuführen, daß die Summen der individuellen Einspeisungs- und Entnahmemengen in einem Stromsystem grundsätzlich nicht identisch sein können, da durch die Netzverluste weitere „Entnahmen“ entstehen. Diese Netzverluste sind — wie in Abschnitt II.B deutlich wurde — interdependent in

---

schmerzhaft spürbar ist, wurden von seiten der Wirtschaftswissenschaft Alternativen zu den bisherigen Nutzungspreisstrukturen vorgeschlagen, um eine stärker effizienzorientierte Allokation der knappen Netzressourcen zu erreichen (vgl. zum Beispiel MacKie-Mason und Varian 1994).

<sup>76</sup> Die relative Effizienz von Warteschlangenverfahren als Rationierungsmechanismus hängt von der Dauer der Warteschlangen und den (Transaktions-)Kosten alternativer Rationierungsmechanismen ab. Praktisch wird das Warteschlangenverfahren im Stromsektor dadurch angenähert, daß ganze Netzbereiche abgeschaltet werden (vgl. die jüngsten Netzzusammenbrüche in den Vereinigten Staaten). Angaben über die Situation in Deutschland liegen dem Autor nicht vor. Für England und Wales können Angaben einem jüngsten Bericht der dortigen Regulierungsbehörde OFFER (Offer 1997) entnommen werden. Danach wurde die Versorgung jedes Endkunden im Berichtsjahr 1996/1997 durchschnittlich für 155 Minuten unterbrochen, wobei von diesen 155 Minuten 31 geplant waren. Damit wurde jeder Kunde im Durchschnitt 2 Stunden im Jahr ungeplant und unvorhersehbar vom Netz getrennt.

dem Sinne, daß das Ausmaß der Netzverluste, die bei einer Durchleitung entstehen, abhängig von allen Lastflüssen im Netz ist und nicht etwa nach einer Formel  $y \text{ kWh} \times x \text{ km}$  zu berechnen ist. Damit stellen sich zwei Erfordernisse im Bereich des Systembetriebs: Zum einen muß dafür gesorgt werden, daß die Summe der Einspeisungen hinreichend zur Deckung der Endnachfrage und der Netzverluste ist (Netzverlustausgleich). Zum anderen sollte versucht werden, die Gesamtverluste unter Berücksichtigung der Erzeugungskosten zu minimieren (Netzverlustoptimierung).

Beide Erfordernisse werden im (transaktionskostenfreien) Idealfall bei der oben skizzierten voll integrierten Kraftwerkseinsatzplanung automatisch berücksichtigt. Bei einer getrennten Bereitstellung der Dienstleistung Netzverlustausgleich könnten zur Bewältigung der ersten Aufgabe anstelle der voll integrierten Planung eine Berechnung der (zu erwartenden) Gesamtverluste durchgeführt werden und diese dann durch eine gezielte mittel- bis kurzfristige Planung und Steuerung von speziell hierfür vorgesehene Kraftwerken gedeckt werden. Zu denken ist hierbei an ein partielles Optimierungsverfahren, welches die Kostenminimierung bei der Bereitstellung dieser Strommengen zum Ziel hat. Die Bewältigung der zweiten Aufgabenstellung ist etwas komplizierter und könnte sich beispielsweise in räumlich differenzierten Abgaben der Netznutzer an den Koordinator (bspw. den Systembetreiber) ausdrücken, deren Höhe sich an den durch die einzelnen Einspeisungs- und Entnahmevorgänge verursachten Grenzverlusten im gesamten Stromsystem orientiert.<sup>77</sup>

---

<sup>77</sup> Ein derartiges Vorgehen würde versuchen, die theoretisch im Rahmen einer voll integrierten Kraftwerkseinsatzplanung erzielten Lastflüsse via Bildung einer optimalen Preisstruktur (in Zeit und Raum) zu erreichen (vgl. Wood und Wollenberg 1996: Kapitel 13 und zu den Implikationen für die Ermittlung optimaler Transportpreise Kumkar 1998b: Abschnitt II.C).

Die Größenordnung der Gewinne aus einer solchen Optimierung sollte allerdings unter Status quo ante-Bedingungen nicht überschätzt werden. In Edwin (1985) sind Berechnungen für ein Modellsystem mit 19 GW Engpaßleistung, 30 Kraftwerksblöcken und Netzverlusten von 0,9 vH dokumentiert (zur Einordnung der Größenordnung: PreussenElektra: 13,2 GW und RWE: 23,3 GW, jeweils 1994, Quelle VDEW *VDEW-Statistik. Teil II, Betriebsmittel*). Nach diesen Berechnungen führt die Berücksichtigung der Netzverluste bei der sehr kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung zu einer Kostensenkung in Erzeugung und Übertragung im Höchstspannungsnetz um 0,016 vH. Die Berücksichtigung der Netzverluste auch bei der Blockeinsatzplanung (kurzfristige Einsatzplanung mit Blockeinsatzentplanung) erhöht die Gesamtkostensenkungen auf 0,048 vH. Gemessen an den in Edwin (1985: 749) ebenfalls dokumentierten Werten für Einsparf-

*Meß- und Erfassungserfordernisse:* Meß- und Erfassungserfordernisse fallen in jedem realen Stromsystem an, schon um die notwendigen Inputs für die Kraftwerkseinsatzplanungen (unter Umständen in Echtzeit) zur Verfügung stellen zu können. Das Ausmaß der Messungserfordernisse und damit die Kosten dieser Messungen steigen mit dem Ausmaß, in dem unterschiedliche wirtschaftliche Akteure in den einzelnen Netzbereichen aktiv sind, das heißt mit dem Ausmaß der unternehmerischen Desintegration. Im Grenzfall des voll integrierten Unternehmens mag es ausreichen, an einigen Stellen des Netzes Spannung und Frequenz in Echtzeit zu ermitteln und ansonsten die Lastflüsse an den Verbindungsleitungen zu anderen Netzen zu berechnen. Wenn als anderes Extrem viele unabhängige Einspeiser und Entnehmer am Netz aktiv sind, muß im Prinzip jeder Einspeisungs- und Entnahmepunkt mit (Echtzeit-)Meßgeräten ausgestattet sein. Nur dann können zum einen die physikalischen Vorgänge untereinander koordiniert werden und zum anderen die kommerzielle Abrechnung erledigt werden. Diese Meßgeräte beziehungsweise -systeme müssen in einem System ein Mindestmaß an Kompatibilität aufweisen, so daß ein Bild der Lastflüsse zumindest ex post ermittelt werden kann.

## 2. Die Systemplanung: Zubau von Anlagen

Angesichts der hohen Kapitalbindungsdauer der Anlagen können signifikante Koordinierungserfordernisse auch in der langen Frist vermutet werden. Zunächst soll auf Investitionen in die Stromerzeugung und anschließend auf die damit zu koordinierenden Investitionen in Netzanlagen eingegangen werden.

---

fekte, die aus einer verbesserten Standortwahl für neue Erzeugungskapazität resultieren könnten, scheinen die möglichen Einsparungen des verbesserten Einsatzes bestehender Kraftwerke gering: Eine Senkung der durchschnittlichen Transportentfernung von 100 km auf 70 km senkt die Kosten um immerhin 0,65 vH. Die entscheidende diesbezügliche Frage bei wettbewerblich orientierten Reformen ist allerdings die Frage, ob — und unter welchen Bedingungen — diese Berechnungen auf den Fall der desintegrierten Stromwirtschaft übertragbar sind.

Die langfristige Optimierung des Systemkraftwerksparks kann unter vereinfachenden Annahmen<sup>78</sup> wie folgt durchgeführt werden: Zunächst werden die totalen Durchschnittskosten der einzelnen neuen Kraftwerksarten in Abhängigkeit der Benutzungsdauer berechnet. Dies ergibt durch Aggregation eine Variante der „merit order“, das heißt in diesem Fall eine langfristige Angebotsfunktion, die eine optimale Zusammensetzung des Kraftwerksparks für die einzelnen Nachfragemengenkategorien Grund-, Mittel- und Spitzenlast beinhaltet. Auf der Nachfrageseite werden Lastganglinien für den relevanten Planungszeitraum ermittelt. Diese Lastganglinien werden zu Lastdauerkurven aggregiert (vgl. oben Schaubild 5), aus denen die für die drei Lastbereiche geltenden notwendigen Kapazitätswolumina abgeleitet werden können.

Kostenminimierung wird dann unter den oben skizzierten Trade-offs zum Ergebnis haben, daß unterschiedliche Kraftwerksarten vorgehalten werden, die im Grenzfall nur wenige Stunden im Jahr tatsächlich eingesetzt werden. Dies wird bei einem Blick auf die 12-Monats-Lastganglinie für 1996 in Schaubild 5 deutlich, in dem die monatlichen Höchstnachfragemengen für Gesamtdeutschland wiedergegeben werden. Das (Januar-)Maximum in 1996 lag mit 71 GW um 11,7 GW über dem Maximumwert im Juli 1996. Zwar sind die absoluten Schwankungen der Monatsmaxima geringer als die oben betrachteten täglichen Schwankungen (Schaubild 7). Aber auch sie sind erheblich und sind angesichts der hohen Kapitalintensität selbst bei Spitzenlastkraftwerken mit vergleichsweise hohen fixen Kosten verbunden.<sup>79</sup> Dies weist auf horizontale Koordinierungserfordernisse in langer Frist hin.<sup>80</sup> Beispielsweise müssen Mechanismen zur Finanzierung der Spitzenlast- und Re-

---

<sup>78</sup> Unsicherheitsaspekte werden vereinfachend vernachlässigt, ferner wird auf der Nachfrageseite die Annahme nur dreier diskreter Lastbereichswerte (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) getroffen und von Netzverlusten abstrahiert.

<sup>79</sup> Gedämpft werden diese wirtschaftlichen Auswirkungen des Stillstands durch Maßnahmen im Rahmen der mittelfristigen Kraftwerkseinsatzplanung, also beispielsweise durch Durchführung der notwendigen regelmäßigen Wartungsarbeiten in Schwachlastperioden.

<sup>80</sup> Dabei sollten allerdings die stochastischen Schwankungen nicht überschätzt werden. Technische Untersuchungen zeigen, daß zum heutigen Zeitpunkt Verbesserungen der Prognosegüte nur wenig zur Senkung der notwendigen Reservekapazitäten beitragen können. Bereits geringe Maßnahmen auf der Nachfrageseite besitzen nach diesen Untersuchungen ein erheblich größeres Potential zur Senkung der Kosten von Reservekapazitäten. (Siemes und Reukauf 1997).

servekraftwerke gefunden werden: Unter den derzeitigen wenig zeitvariablen Endpreis- und Tarifstrukturen in Deutschlands Stromwirtschaft sind sie keinesfalls allein aus den Stückerlösen der in ihnen erzeugten Strommengen zu finanzieren.

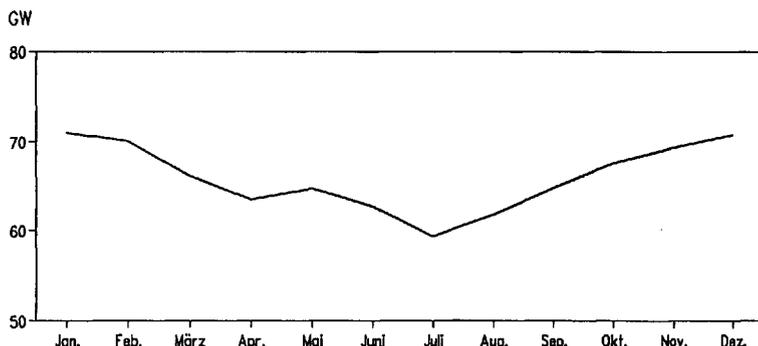
Die Investitionen in Netzanlagen müssen zum Zwecke der Gesamtoptimierung insbesondere zwei Aspekte berücksichtigen:

Zum einen sollte der Ausbau der Netze und der Kraftwerke derart stattfinden, daß die generellen Komplementaritäten zwischen Erzeugung und Netz hinreichend berücksichtigt werden. Dies impliziert insbesondere, daß die durch einen besseren Ausbau der Netze bedingten Senkungen von Netzverlusten mit den Kosten des Netzausbaus verglichen werden müssen. Das heißt aber auch, daß die Kosten des Netzausbaus zur Anbindung kostengünstiger Erzeugungsstandorte mit den hierdurch systemweit ermöglichten Kostensenkungen bei der Stromerzeugung zu vergleichen sind. Dies weist auf die vertikalen Koordinierungserfordernisse zwischen Netzen und Erzeugung in langer Frist auf der aggregierten „Makroebene“, das heißt ohne Berücksichtigung der jeweiligen Struktur der Investitionen innerhalb von Netzbereich und Erzeugungsbereich, hin.

Zum anderen sollte der Ausbau sowohl der Netze als auch der Kraftwerke berücksichtigen, daß die Lastflüsse und hierdurch die Gesamtnetzverluste in komplexen Systemen von allen individuellen Einspeisungen und Entnahmen abhängen. Der Bau oder die Stilllegung eines neuen Kraftwerks ohne gleichzeitige Berücksichtigung gezielten eventuellen Netzausbaubedarfs ist potentiell gesamtwirtschaftlich ineffizient, da der Betrieb des Kraftwerks zu Lastflußänderungen beitragen wird, hierdurch die Gesamtnetzverluste zunehmen könnten oder im Einzelfall sogar zu drastischen Instabilitäten im Gesamtsystem führen.<sup>81</sup> Auch die physikalische Anbindung einer einzelnen neuen Leitung kann wegen der hierdurch bedingten Lastflußänderungen aufgrund der hierdurch bedingten potentiellen Externalitäten ineffizient sein und muß im Prinzip mit allen anderen Investitionen in Netz und Erzeugung koordiniert werden. Dieser Punkt weist sowohl auf horizontale Koordinierungserfordernisse innerhalb des Netzbereichs als auch auf vertikale Koordinierungserfordernisse zwischen Netzbereich und Erzeugung in langer Frist hin und zielt vor allem auf die disaggregierte „Mikroebene“, das heißt auch auf die Struktur der Investitionen innerhalb der Stufen Netz und Erzeugung.

---

<sup>81</sup> Vgl. die in Fn. 77 wiedergegebenen Schätzungen für Kostensenkungspotentiale bei der Standortwahl für neue Kraftwerke.

Schaubild 8 — Saisonaler Verlauf der Stromnachfrage<sup>a</sup> in Deutschland 1996

<sup>a</sup> Monatsmaximum.

Quelle: BMWi (a, 1995).

Es liegt auf der Hand, daß diese Koordinierungsvorteile dann ungenutzt blieben, wenn kleinere Stromunternehmen ihren Kraftwerkspark allein auf „ihre“ Kunden und deren Lastverläufe (wie in den sehr frühen Inselformen) bemessen würden. Zur Ausnutzung der Größenvorteile auch in langer Frist ist die Bildung von Koordinierungsinstrumenten beziehungsweise -institutionen erforderlich. Im traditionellen Monopolmodell sind dies vor allem eine zunehmende Unternehmensintegration, die Instrumente der Gemeinschaftskraftwerke oder der Abschluß von Lieferverträgen auf der Großhandelsebene.<sup>82</sup> Diese oder ähnliche eigentumsrechtlichen und vertraglichen Instrumente scheinen derzeit Voraussetzung dafür, daß zum einen die Kraftwerkseinsatzplanung für mehrere Kraftwerke optimiert werden kann (Abschnitt II.C.1), und zum anderen die Systemplanung an Effizienzkriterien ausgerichtet werden kann.<sup>83</sup> Ähnlich der kurzfristigen Kostenminimierung

<sup>82</sup> Zwischen den europäischen Unternehmen auf der Verbundebene existieren daneben Instrumente für den kurzfristigen Handel mit Strom (Vgl. UCPT 1995: 55 f.). Für kleinere Stromunternehmen (und für Verbraucher) bestehen bisher keine direkte Partizipationsmöglichkeiten an dieser Frühform einer europäischen multilateralen Stromhandelsinstitution.

<sup>83</sup> Es sei ferner erwähnt, daß Ersparnisse auf der Erzeugungsanlagenebene auch aus einer verbesserten Standortwahl für neue Kraftwerke resultieren können. Der Zusam-

im Rahmen des Systembetriebs sind die Probleme der Systemplanung im Prinzip unabhängig von der Frage zu lösen, ob die gesamte Nachfrage in einem Gebiet aus Kraftwerken eines einzelnen Unternehmens oder aus Kraftwerken mehrerer Eigentümer versorgt werden soll, wenngleich die Koordinierungsmechanismen in letzterem Fall gänzlich anders strukturiert sein müssen.

### 3. Fazit

Die technischen Charakteristiken der Stromwirtschaft lassen auf horizontale und vertikale Koordinierungserfordernisse schließen, deren Komplexität bedingt, daß „einfache“ und spontane Marktlösungen im Fall vertikal und horizontal stark desintegrierten Stromsystemen zur Lösung der wirtschaftlichen Probleme der Stromwirtschaft nicht hinreichend scheinen. Dies impliziert allerdings nicht, daß auf das Vorliegen eines natürlichen Monopols für den gesamten Stromsektor geschlossen werden kann. Zwar kann eine denkbare Lösung in der Bildung eigentumsrechtlich integrierter Unternehmen bestehen, die die Koordinierungsprobleme als internes Problem behandeln. Eine andere Lösung der Koordinierungsprobleme kann aber auch in der Markt koordinierung in Verbindung mit besonderen vertraglichen Koordinierungsformen privatwirtschaftlicher Art bestehen. In beiden Fällen ist darüber hinaus öffentliche Regulierung angezeigt, wenn die privatwirtschaftlichen Formen der Koordinierung für sich genommen mit gesamtwirtschaftlichen Ineffizienzen verbunden sind. Zwischen diesen institutionellen Formen der Koordinierung kann jedoch die in diesem Kapitel durchgeführte Analyse nicht diskriminieren, da sie allein auf der Untersuchung technischer Charakteristika basiert.

---

menschluß von Netzen dient unter Umständen auch dem Transport von Strom über größere Entfernungen (vgl. Abschnitt II.B). Der Transport über größere Entfernungen durch „fremde“ Netze bedarf der unternehmerischen Abstimmung und damit der Koodinierung.

### III. Analytischer Rahmen einer institutionenökonomischen Untersuchung der Stromwirtschaft

Die traditionelle Markt- und Regulierungsstruktur im Strommarkt ist durch einen hohen Grad der vertikalen und horizontalen Integration und eine weitreichende sektorspezifische Regulierung gekennzeichnet. Zentrale Fragestellung dieses und des folgenden Kapitels ist, ob diese Markt- und Regulierungsstruktur für den Stromsektor adäquat ist, oder ob ein Deregulierungspotential besteht, indem zumindest Teilbereiche der vertikalen Produktionsstruktur aus der staatlichen Regulierung herausgenommen werden und hinsichtlich der Wettbewerbspolitik anderen Sektoren gleichgestellt werden.

Die Behandlung dieser Fragestellung wird in mehreren Schritten angegangen: In Kapitel III werden zunächst die Erkenntnisziele der Institutionenökonomik dargelegt und die wesentlichen Begriffe definiert. In Kapitel IV wird nach den wesentlichen industrieökonomischen<sup>84</sup> Implikationen der stromwirtschaftlichen Besonderheiten gefragt. Ziel der Untersuchung ist die vorläufige Identifikation der Bereiche, in denen effizienz erhöhende Regulierungsmaßnahmen ansetzen können und im Umkehrschluß derjenigen Bereiche, in denen eine vollständige Deregulierung angezeigt sein könnte.

Danach werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengetragen und bewertet. Dabei soll die Frage diskutiert werden, welche Schlußfolgerungen aus den hier zum überwiegenden Teil theoretisch abgeleiteten Ergebnisse einer industrieökonomischen Untersuchung rein privatwirtschaftlicher Koordinierungsstrukturen gezogen werden können und in welchen Bereichen die Untersuchung durch eine regulierungsökonomische Analyse ergänzt werden muß.

---

<sup>84</sup> Als *Industrieökonomik* wird in Anlehnung an Laffont (1994: 507) diejenige Teildisziplin der Mikroökonomik bezeichnet, die die wirtschaftliche Tätigkeit auf der Ebene eines Unternehmens oder mehrerer Unternehmen in einer Industrie sowie deren Auswirkungen auf andere Akteure analysiert, wenn das Paradigma der vollkommenen Konkurrenz inadäquat erscheint. *Regulierungsökonomik* ist diejenige Disziplin, die die Auswirkungen von Handlungen der öffentlichen Hand auf die privatwirtschaftlichen Tätigkeiten in einer Industrie analysiert.

## A. Einleitung: Erkenntnisziele und Begriffe der Institutionenökonomik

Gegenstand der folgenden Abschnitte ist primär die Einführung der wesentlichen Begriffe der Institutionenökonomik und die inhaltliche Begründung des Arguments, daß die Analyse von Transaktionskosten alternativer Koordinierungsstrukturen ein zentrales Element bei der sachgerechten Untersuchung vertikal strukturierter Sektoren wie dem Stromsektor sein muß.

Auf Ronald Coase (1960) geht die Erkenntnis zurück, daß in einer transaktionskostenlosen Welt grundsätzlich alle potentiellen Handelsgewinne realisiert würden, wenn die üblichen neoklassischen Annahmen über das Verhalten der Wirtschaftssubjekte erfüllt sind. Externalitäten würden dem Coase-Theorem folgend vollständig über private Verhandlungen internalisiert, wenn die Verhandlungskosten selbst, aber auch die Durchsetzungskosten für geschlossene Verträge vernachlässigbar wären. Die aus der herkömmlichen Industrieökonomik bekannten „Markturnvollkommenheiten“ können unter der Annahme fehlender Transaktionskosten keine schädlichen Effizienzwirkungen haben.<sup>85</sup>

Die ökonomisch interessante Implikation ergibt sich allerdings aus der Umkehrung des Coase-Theorems: Positive Verhandlungs- und Durchsetzungskosten können einer vollständigen Internalisierung aller Externalitäten entgegen stehen. Unter diesen Umständen treten Institutionen in das Blickfeld. Institutionen steuern das soziale Handeln der Individuen und sind auf ein bestimmtes Ziel abgestellt: der Internalisierung von externen Effekten. Eine Institution wird hierbei definiert als ein Arrangement zwischen wirtschaftlichen Einheiten, das als System von Normen und derer Garantieinstrumente die Methoden der Kooperation und/oder des Wettbewerbs zwischen diesen Einheiten regelt. (Davis und North 1971; Richter 1990: 572).

Alternative Institutionen zur Lösung wirtschaftlicher Probleme sind mit unterschiedlichen Transaktionskosten verbunden, so daß das zentrale ökonomische Problem aus der Sicht der (neuen) Institutionenökonomik<sup>86</sup> in der

---

<sup>85</sup> Unter dem Begriff der „herkömmlichen Industrieökonomik“ sind in der vorliegenden Arbeit Ansätze zu verstehen, die zwar z.T. strategisches Verhalten modellieren und Unsicherheitsaspekte berücksichtigen, aber das Problem unvollständiger Verträge ignorieren und schon aus diesem Grund nicht in der Lage sein dürften, Grundlagen einer Institutionenanalyse bereitzustellen.

<sup>86</sup> Der „Neuen Institutionenökonomik“ werden in der vorliegenden Arbeit auch Ansätze zugerechnet, die sich in ihrer Modellierung nicht explizit auf Transaktionskostenar-

Wahl optimaler Institutionen für bestimmte wirtschaftliche Aktivitäten besteht. Die Vor- und Nachteile der alternativen Lösungsmöglichkeiten für dieses Problem definieren das primäre Erkenntnisziel der Institutionenökonomik.<sup>87</sup>

Sowohl die (Kartellrechts-)Praxis als auch die Wirtschaftstheorie folgten der von den Vertretern der Institutionenökonomik vorgeschlagenen Richtung zunächst nur zögerlich.<sup>88</sup> Seit den siebziger Jahren wird aber zumindest in

gumente stützen, allerdings einer transaktionskostenorientierten Interpretation zugänglich sind und auch als „kontrakttheoretische Modelle“ im weiten Sinne bezeichnet werden. Gestützt wird die hier verwandte Begriffsbestimmung durch Richters Definition (zum Beispiel Richter 1990), die u.a. Ansätze umfaßt, die sich nicht explizit als transaktionskostenorientierte Modellierung präsentieren. In Anlehnung an Richter werden zur Neuen Institutionenökonomik Ansätze der Verfügungsrechtstheorie, der Transaktionskostentheorie, der Theorie unvollständiger Verträge und der neue institutionalistische Ansatz der Wirtschaftsgeschichte gezählt (vgl. auch Richter und Furubotn 1996: 35–6; Williamson 1990: 61). Für Überblicke über die Institutionenökonomik vgl. Richter und Furubotn (1996) sowie Rutherford (1994). Letzterer bietet auch einen Vergleich der „neuen“ mit der „alten“ Institutionenökonomik in der Tradition von Veblen (1914), Mitchell (1910), Commons (1925) und Ayres (1962). Beide Schulen unterscheiden sich hinsichtlich der methodischen Fundierung und der inhaltlichen Fragestellungen erheblich. Kürzere selektive Überblicke finden sich ferner in Joskow (1985a; 1991), Richter (1990) und Perry (1989). In der vorliegenden Arbeit wird unter dem Terminus „Institutionenökonomik“ auf Ansätze zurückgegriffen, die ausschließlich der neueren Institutionenökonomik zuzuordnen sind. Auf das Adjektiv „neu“ wird daher im folgenden verzichtet.

<sup>87</sup> Sehr ähnlich den Vertretern der Institutionenökonomik argumentierte 1969 Arrow (immerhin eine Pionier der friktionslosen neoklassischen Theorie des allgemeinen Marktgleichgewichts), wenn er konstatiert, daß die Existenz vertikal integrierter Unternehmen darauf hinweist, daß die Kosten des Betriebs wettbewerblicher Märkte von null verschieden sind (Arrow 1969: 49). Nach Arrow gilt daher, daß Marktversagen ein spezieller Fall des Vorliegens von null verschiedener Transaktionskosten ist (Arrow 1969: 48).

<sup>88</sup> In der Kartellrechts- und Regulierungspraxis schien zumindest bis vor wenigen Jahren noch die Structure-Conduct-Performance(SCP)-Schule dominierend zu sein, die — sehr überspitzt formuliert — grundsätzlich bei allen Abweichungen vom Ideal der vollkommenen Konkurrenz als Koordinierungsstruktur Regulierungsbedarf vermutete. So schlägt zum Beispiel Shepherd (1988: 15 f.) vor, grundsätzlich allen Unternehmen, die über einen Marktanteil von mindestens 30 vH verfügen, zahlreiche Handlungen zu untersagen, da in jedem Fall räuberisches Preisverhalten zu vermuten wäre (vgl. auch Shepherd 1990). Eine wichtige Ausnahme von diesem Mainstream wird durch die Vertreter der Chicagoer Law-and-Economics-Schule gebildet (für einen kritischen Überblick vgl. Trebing 1976). Einen Beleg der These, daß in den Vereinigten Staaten der Mainstre-

der Literatur die Frage der möglichen Internalisierung externer Effekte zunehmend verbunden mit der Frage nach den Grenzen marktlicher und unternehmensinterner Koordinierung. Hier sind insbesondere die fast zeitgleich erschienenen Arbeiten von Klein et al. (1978) sowie von Williamson (1979) zu nennen. Beide Arbeiten erweitern Coases (1937) Ansatz, der zunächst die Grenzen der Firma ableitet, um die Frage nach den „Grenzen des Marktes“.

Die Institutionenökonomik entwickelte sukzessive ein Instrumentarium zur detaillierten Analyse industrieökonomischer Probleme, etwa der positiven und normativen Aspekte vertikaler Integration und vertikaler vertraglicher Beziehungen. Als wichtige Arbeiten sind hier vor allem Grossman und Hart (1986) sowie Holmstrom und Tirole (1991) zu nennen.<sup>89</sup>

In jüngster Zeit wird der institutionenökonomische Ansatz von einigen Wirtschaftswissenschaftlern auch auf regulierungsökonomische Fragestellungen im Stromsektor angewandt. Die wichtigsten Arbeiten, denen in Kumkar (1998b) gefolgt wird, stammen von Joskow (vor allem Joskow 1991; 1996).

Die Untersuchung konzentriert sich zunächst auf Aspekte der vertikalen Koordinierung des Stromsektors, insbesondere auf Anreize zur vertikalen Integration und zum Abschluß langfristiger vertikaler Lieferverträge.<sup>90</sup> Diese anfängliche Konzentration hat folgenden Grund: Alle bereits durchgeführten oder in der Literatur vorgeschlagenen Re- oder Deregulierungen der Stromwirtschaft sehen teilweise drastische Beschränkungen der vertikalen Betätigungsfreiheit einzelner Unternehmen vor, die dem eigentlichen Liberalisierungsziel der Reformen entgegenzustehen scheinen. Unter den Stichworten Entbündlung, funktionelle oder eigentumsrechtliche Entflechtung und Informationsbrandmauern wird massiv in die Verfügungsrechte<sup>91</sup> der Eigen-

---

am in einem Paradigmenwechsel begriffen sein könnte, liefern die Statements von Vertretern der akademischen und der praktischen Anti-trust-Politik bei einem von der FTC (Federal Trade Commission) veranstalteten Hearing (FTC 1995; 1996).

<sup>89</sup> Bislang weist die Institutionenökonomik allerdings einen recht heterogenen Katalog der methodischen Ansätze auf (kritisch zum bislang erreichten vgl. Richter 1996: 3).

<sup>90</sup> Die horizontalen Koordinierungserfordernisse werden in Abschnitt IV.B.4 in die Analyse einbezogen.

<sup>91</sup> Verfügungsrechte werden definiert als Rechte an der Kontrolle über Ressourcen im Sinne von Gütern und Diensten (Richter 1990: 572). Diese Rechte können die Form eines Rechts auf Nutzung einer Sache oder auf Erbringung einer Leistung durch andere annehmen. In der Tradition des Property-rights-Ansatzes können zwei Typen von Verfü-

tümer von Stromunternehmen eingegriffen.<sup>92</sup> Diese Eingriffe sind kritisch danach zu hinterfragen, mit welchen Transaktionskosten und mithin Effizienzverlusten sie verbunden sein könnten.<sup>93</sup>

## B. Primärer Fokus der Institutionenökonomik: Transaktionen und Transaktionskosten

Zentraler Untersuchungsgegenstand der Institutionenökonomik sind Transaktionen und Beziehungen zwischen Wirtschaftssubjekten. Diese Fokussierung weist auf zwei methodische Charakteristika institutionenökonomischer Analysen: (1) Zum einen wird als handelnde und letztlich steuernde Einheit primär das Individuum, nicht ein abstraktes Kollektiv gesetzt. (2) Zum anderen werden die Beziehungen zwischen Individuen betrachtet, nicht autonome Handlungen einzelner Wirtschaftssubjekte.

Zunächst sei die erste Charakteristik betrachtet: Im Gegensatz zum Beispiel der älteren Institutionenökonomik, aber auch zum Standardansatz der Soziologie (vgl. hierzu Powell 1996) und anderen Disziplinen erhebt die

---

gungsrechten unterschieden werden: (i) im Sinne des Eigentums an festen und beweglichen *Sachen*; hier sind vier Einzelrechte zu unterscheiden: Nutzung einer Sache, Einbehaltung der Erträge einer Sache, Veränderung der Form und Substanz einer Sache, Überlassung einer Sache ganz oder teilweise zu einvernehmlichen Konditionen an andere. (ii) Verfügungsrechte an anderen *marktfähigen* Dingen: Geldbetragsforderungen, Firmennamen, Arbeitsleistungen von Individuen usw. (Richter 1990: 675, vgl. auch Richter 1996: 10). Neben diesen vom traditionellen Verfügungsrechtsansatz betrachteten Kategorien privatwirtschaftlicher Verfügungsrechte werden nach Moe (1990: 227) die sogenannten politischen Verfügungsrechte definiert als Verfügungsrechte von Inhabern oder Teilhabern des staatlichen Gewaltmonopols, ökonomische Verfügungsrechte einseitig und ohne Gegenleistung, zu verändern.

<sup>92</sup> Dies ist auch der Fall, wenn einer der in der Literatur vorgelegten Reformvorschläge für die deutsche Stromwirtschaft implementiert würde (beispielsweise der Deregulierungskommission, der Monopolkommission oder des Sachverständigenrates; auf diese Vorschläge wird in Kapitel F eingegangen). Auch aus diesem Grund bildet die Diskussion im vorliegenden Kapitel die theoretische Grundlage der weiter unten angestellten wettbewerbspolitischen Diskussion einzelner Reformen und -vorschläge sowie der Ausarbeitung eines eigenen Vorschlags für eine sachgerechte Ausgestaltung der Wettbewerbspolitik im Bereich der deutschen Stromwirtschaft.

<sup>93</sup> Dies ist jedoch in der vorliegenden Arbeit nicht zu leisten (vgl. hierzu Kumkar 1998b).

Institutionenökonomik den Anspruch, das Entstehen von Institutionen aus dem Eigeninteresse von Individuen zu erklären. Diesbezüglich folgt die Institutionenökonomik also dem neoklassischen Ansatz des methodologischen Individualismus (vgl. hierzu Rutherford 1994: 27): Exogene Parameter der Analyse sind nur das Individuum und seine Präferenzen sowie die Natur beziehungsweise Technik, nicht aber abstrakte Verhaltensfunktionen oder gar Präferenzen von gegebenen Organisationen.<sup>94</sup>

Schließlich sei die zweite methodische Charakteristik betrachtet und hierfür einige Begriffe definiert: Eine *Transaktion* wird nach Williamson (1993a: 12) definiert durch den Transfer eines Gutes oder einer Leistung über eine technisch separierbare Schnittstelle. Konkrete Transaktionen können hinsichtlich ihrer wesentlichen Charakteristika, auf die im weiteren Verlauf eingegangen wird, unterschieden werden (Tabelle 13).

*Transaktionskosten* werden als Kosten der Gründung und Nutzung einer Institution definiert und entsprechen der Differenz zwischen den Gesamtkosten der Bereitstellung eines Gutes und den Produktionskosten im „first-best“-Fall.<sup>95</sup> Transaktionskosten können in Ergänzung dieser Definition in zeitlicher Dimension in Ex-ante-<sup>96</sup> und Ex-post-Kosten unterschieden werden (Tabelle 14).<sup>97</sup>

---

<sup>94</sup> Allerdings gehen je nach Fragestellung exogene Institutionen in Gestalt der institutionellen Umwelt in die Analyse ein und werden nicht endogen erklärt. Dies ist eine Frage der Zweckmäßigkeit. Bei der regulierungsökonomischen Analyse der vorliegenden Arbeit wird beispielsweise das Bürgerliche Gesetzbuch als grundlegendes Regelwerk für wirtschaftliches Handeln nicht untersucht. Vgl. zu den Grenzen eines derartigen Vorgehens aus methodologischer Sicht Rutherford (1994: Kapitel 4 und 5).

<sup>95</sup> Bei dieser Definition von Transaktionskosten wird deutlich, daß sie als Residuum definiert sind. Der „first-best“-Fall ist hierbei derart definiert, daß keinerlei Vertragsprobleme bestehen und somit die Motivationskosten gleich null sind. Nach Arrow (1969: 48) werden Transaktionskosten anschaulich auch als Betriebskosten eines Wirtschaftssystems bezeichnet. Vgl. auch Richter (1990: 573 ff.).

<sup>96</sup> Auf die erste Kategorie geht insbesondere die frühe Arbeit von Stigler (1961) ein. Nelson (1970) ergänzte den Stiglerschen Ansatz um die Berücksichtigung von Informationen über Produktqualitäten. Die Vertragsschlußkosten können noch in Verhandlungs-, Tausch- und Absicherungskosten (für Sicherungsregeln beziehungsweise Verpflichtungen) unterschieden werden.

<sup>97</sup> Der Schwerpunkt der jüngeren institutionenökonomischen Arbeiten liegt bei der Analyse der Ex-post-Kosten alternativer Koordinierungskosten. Hiervon abweichend müssen in der vorliegenden Arbeit auch die Ex-ante-Kosten alternativer Koordinierungsstrukturen explizit problematisiert werden, da etwa für die Koordinierung des Stromtransports, aber auch für den Stromhandel unter Umständen komplexe und multila-

Eine inhaltliche und im folgenden ausführlich genutzte Unterscheidung der Transaktionskosten lehnt sich an eine von Milgrom und Roberts (1992: 3) formulierte Definition von Transaktionskosten als Summe von Koordinierungskosten (i.e.S.) und Motivationskosten an (Tabelle 15). Letztere umfassen vor allem Kosten, die aufgrund unvollkommener Information und unvollkommener Bindung der Parteien anfallen, die erste Kategorie der Koordinierungskosten umfaßt diejenigen Transaktionskosten, die vor allem als „technische“ Kosten der Informationsbeschaffung sowie der -übermittlung und -weiterverarbeitung anfallen.<sup>98</sup>

Die Individuen wählen die konkrete Institution, über die eine Transaktion abgewickelt wird, unter Berücksichtigung der Charakteristika der Transaktionen, da diese entscheidend für die Höhe der unterschiedlichen Transaktionskostenarten sind. Dies führt zur ersten oben genannten methodischen Charakteristik der Institutionenökonomie: In das Zentrum der Analyse rücken vor allem die Beziehungen zwischen Wirtschaftssubjekten, nicht autonome Handlungen einzelner Wirtschaftssubjekte, wie es im Fall des klassischen Monopolmodells beispielsweise durch die Annahme einer gegebenen Preis-Absatzfunktion verdeutlicht wird.

---

terale Vertragskonstruktionen in Betracht kommen, die relativ hohe Gründungskosten verursachen.

<sup>98</sup> Transaktionskosten können analog den Produktionskosten als fixe oder variable Kosten anfallen. Im Fall des organisierten Marktes (einer Börse) wären fixe Kosten insbesondere die Ex-ante-Kosten der Marktgründung sowie die Ex-post-Kosten der Markterhaltung, variable Kosten wären die Ex-post-Kosten der Marktbenutzung.

Tabelle 13 — Hauptcharakteristika von Transaktionen

Spezifität der Investitionen
Unsicherheit, unter denen die Wirtschaftssubjekte operieren
Häufigkeit (Wiederholungen der Transaktionen)
Komplexität

Tabelle 14 — Transaktionskosten nach dem Zeitpunkt ihres Anfallens

Gründungskosten (Ex-ante-Kosten):	- Suchkosten
	- Inspektionskosten
	- Vertragsschlußkosten
Nutzungskosten (Ex-post-Kosten):	- Erfüllungskosten
	- Kontrollkosten
	- Durchsetzungskosten

Tabelle 15 — Transaktionskosten nach ihrer inhaltlichen Ursache

Koordinierungskosten:	- technische Kosten der Informationsbeschaffung
	- technische Kosten der Informationsübermittlung
	- technische Kosten der Informationsweiterverarbeitung
Motivationskosten:	- Kosten der unvollkommenen Information und Bindung der Vertragsparteien

### C. Erkenntnisziele und ökonomische Relevanz von Koordinierungsstrukturen

Warum werden bestimmte ökonomische Aktivitäten eher in der einen Art und nicht in der anderen Art organisiert? Warum werden manche Austauschbeziehungen über Märkte abgewickelt, andere aber unternehmensintern, das heißt in hierarchischer Form. Worin liegt die wirtschaftliche Grundlage und Bedeutung unvollständiger Verträge, deren Existenz konstitu-

ierendes Merkmal hybrider Formen sind, also Mischformen zwischen Markt und Hierarchie?<sup>99</sup>

Diese Fragen definieren das primär positive industrieökonomische *Erkenntnisziel* der Institutionenökonomik. Ausgangspunkt institutionenökonomischer Untersuchungen ist die Annahme, daß alle *Koordinierungsstrukturen*, das heißt die Kombination von Institutionen und den beteiligten Individuen, im Prinzip aus einem gemeinsamen Grund gebildet werden: Die Koordinierung der Allokation knapper Ressourcen soll zu möglichst geringen Gesamtkosten der Bereitstellung von Gütern führen.

Diese Fragestellung — wozu sind Institutionen da, und nach welchen Gesichtspunkten werden sie gebildet? — wurde zwar im Rahmen der Neoklassik kaum problematisiert,<sup>100</sup> sie ist jedoch innerhalb der Ökonomik nicht neu; namentlich die (ältere) Verfügungsrechtstheorie untersuchte eine ähnliche Fragestellung. Von Vertretern dieser Schule (etwa Alchian oder Demsetz) wurde durchaus berücksichtigt, daß die technologischen Besonderheiten einiger Industrien einen „reinen“ Marktaustausch verhindern und anstelle dessen beispielsweise langfristige Verträge erfordern können. Transaktionskosten entstehen bei der älteren Verfügungsrechtstheorie allerdings nur durch die Definition von Verfügungsrechten (auch via Verträge), also als Ex-ante-Kosten, nicht bei deren Durchsetzung. Fragen der Vertragserfüllung brauchten (und konnten) aufgrund der Annahme der kostenlosen Durchsetzung der vertraglichen Vereinbarungen (beispielsweise durch die Gerichte) regelmäßig nicht problematisiert zu werden.<sup>101</sup>

---

<sup>99</sup> Die Unterscheidung zwischen klassischen (reinmarktlichen) auf der einen Seite und relationalen beziehungsweise unvollständigen Verträgen auf der anderen Seite geht insbesondere auf Macneil (zum Beispiel 1974; 1978) zurück. Vgl. auch Goldberg (1976a).

<sup>100</sup> „... , standard neoclassical theory treats the firms as a black box. The firm is taken as given; no attention is paid to how it came into existence, the nature of its internal organization, or whether anything would change if two firms merged and called themselves a single firm“ (Hart 1988a: 120).

<sup>101</sup> Hier schließt sich die Institutionenökonomik dem eingangs erwähnten Ansatz des Artikels von Coase aus dem Jahre 1960 an, der unter einer etwas anderen Fragestellung ähnliche Probleme bei der Internalisierung externer Effekte untersuchte. Nach Richter (1990: 588) kann die neue Institutionenökonomik insoweit als Ergänzung beziehungsweise Fortführung der älteren Property-rights-Ansätze verstanden werden

## D. Ökonomische Relevanz unvollständiger Verträge und opportunistischen Verhaltens

Der wirtschaftliche Aspekt der mit Kosten verbundenen Vertragserfüllung, das heißt der Ex-post-Überwachung und Durchsetzung der geschlossenen Verträge, hängt eng mit der Frage der Bedeutung unvollständiger und unvollkommener Verträge und der damit zusammenhängenden Problematik des Opportunismus zusammen. Diese drei Begriffe müssen zunächst definiert werden:

Als *unvollständige* (hier synonym: relationale) *Verträge* werden Verträge definiert, die nur die allgemeinen Bedingungen und Ziele einer Beziehung festschreiben und hierfür Mechanismen zur Entscheidungsfindung und Konfliktlösung spezifizieren; ein unvollständiger Vertrag hat somit den Charakter einer „Verfassung“ für wirtschaftliche Transaktionen (Macneil 1974; Goldberg 1976b: 428). Ein *vollständiger* Vertrag (hier synonym: klassischer Vertrag) beschreibt hingegen ex ante für jede mögliche zukünftige Ausprägung der im Vertrag berücksichtigten Umweltparameter vollständig die vorzunehmenden Handlungen und Zahlungen der Vertragspartner.

Das Konzept des vollständigen Vertrags ist vom Konzept des vollkommenen Vertrag abzugrenzen. In einem *vollkommenen* Vertrag werden *alle* wahren, wirtschaftlich relevanten Umweltparameter berücksichtigt und die von den Vertragspartnern vorzunehmenden Handlungen auf jede der möglichen zukünftigen Ausprägungen dieser Parameter konditioniert.<sup>102</sup> Es gilt in dieser Arbeit definitorisch: Jeder vollkommener Vertrag ist ein vollständiger Vertrag, jeder unvollständige Vertrag ist ein unvollkommener Vertrag. Aber nicht jeder vollständige Vertrag ist ein vollkommener Vertrag. Im Gegensatz zum vollkommenen Vertrag werden in einem *unvollkommenen* Vertrag nicht alle wahren wirtschaftlich relevanten Parameter berücksichtigt. Typisches Beispiel eines unvollkommenen Vertrages ist ein langfristiger Festpreisliefervertrag (etwa für erzeugten Strom), der keine nachträgliche Anpassung des Preises erlaubt, auch wenn die Umweltbedingungen stark von den prognostizierten abweichen und im Extremfall der eine Vertragspartner ruiniert wird (selbst wenn dies im Interesse keiner Vertragspartei wäre), einfach aus

---

<sup>102</sup> Die hier als vollkommen bezeichneten Verträge weisen einen Bezug zu den von Hart als umfassend (comprehensive) bezeichneten und analysierten Verträgen auf (zum Beispiel Hart 1988a: 121 f.; 1995: 21), werden von ihm allerdings nicht trennscharf definiert.

dem Grund, weil im Vertrag keine Preisanpassungsklauseln aufgenommen wurde.

Unter *Opportunismus* ist der Umstand zu verstehen, daß Wirtschaftssubjekte Unsicherheiten und das Vorliegen unvollkommener Informationen zu ihrem Vorteil auszubeuten suchen und sich an vereinbarte Regeln oder implizite Regeln nur dann halten, wenn dies in Ihrem eigenen Interesse liegt (Williamson 1993a: 6). Diese Definition schließt direkt erkennbare Handlungen ein, sie bezieht sich aber auch und insbesondere auf die unvollständige oder verzerrte Weitergabe von Informationen einschließlich vorsätzlicher Versuche, zu verzerren, zu verbergen, zu verschleiern und irrezuführen.

Grundsätzlich kann Opportunismus als Ex-ante- und als Ex-post-Opportunismus auftreten. Ein Beispiel für den ersten Fall wäre die Situation der adversen Selektion, in der ein Vertragspartner vor Vertragsabschluß falsche Angaben beispielsweise über die Qualität eines Produktes macht.<sup>103</sup> Der Schwerpunkt im vorliegenden Abschnitt wird jedoch auf den zweiten Fall des Ex-post-Opportunismus gelegt. Der Grund für diese Schwerpunktsetzung liegt darin, daß die Besonderheiten der Stromwirtschaft — und hierbei vor allem die sehr hohe Kapitalbindungsdauer der Investitionen in Kraftwerke und Netze — in besonderem Maße dafür sorgen, daß nach Tätigen der Investitionen durchgängig Nachverhandlungen der anfänglich festgelegten Konditionen zu erwarten sind. Es ist nicht davon auszugehen, daß die Investitionen für die gesamte Lebensdauer beispielsweise des Kraftwerks vollständig über einen einzigen einfachen und unveränderbaren Vertrag gesichert werden können. Insofern ist in solchen Situationen das Vorliegen zukünftigen Nachverhandlungs- beziehungsweise Auslegungsbedarfs schon bei Abschluß des ursprünglichen Vertrags abzusehen und zu berücksichtigen.

---

<sup>103</sup> Die Standardmodellierung des Problems der adversen Selektion stellt auf Ex-ante-Asymmetrien der Informationsstände ab. Das klassische Beispiel ist das von Akerlof (1970) analysierte, in dem der Käufer eines Gebrauchtwagens als Prinzipal nicht die Eigenschaften der vom Verkäufer als Agent angebotenen Ware beobachten kann. Wegen des Problems der adversen Selektion werden überproportional viele qualitativ geringwertige Gebrauchtwagen ('lemons') angeboten. Im Grenzfall scheitert ein durch derartige Asymmetrien gekennzeichnete Markt. Das Scheitern kann bekanntermaßen durch Garantien o.ä. verhindert werden, worauf im weiteren Verlauf aus institutionenökonomischer Sicht ausführlich eingegangen wird. Vgl. zur Bedeutung der Modells der adversen Selektion im Rahmen der Institutionenökonomik Richter (1996: 13) und Kreps (1996).

Die wirtschaftliche Problematik unvollständiger Verträge ergibt sich unter der Annahme opportunistischen Verhaltens dadurch, daß sie im Konfliktfall regelmäßig durch Dritte (beispielsweise Gerichte) nicht oder nur unter sehr hohen Kosten durchgesetzt werden können; ohne den Charakter der Selbstdurchsetzung sind sie somit nicht funktionsfähig.<sup>104</sup>

Die Tatsache, daß solche im Widerspruch zur neoklassischen Lehrbuchwelt stehenden Verträge in der Realität abgeschlossen werden, kann auf mehrere Problemkategorien zurückgeführt werden, die zum einen den Ex-ante-Informationsstand (zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses) betreffen:

- Nicht alle relevanten, in Zukunft möglicherweise auftretenden Umstände können vollständig beschrieben werden;<sup>105</sup>
- die Vertragsparteien können keine gemeinsame Sicht der relevanten, in Zukunft möglicherweise auftretenden Umstände definieren;
- die Vertragsparteien können sich nicht auf einen gemeinsamen und vollständigen Satz der von ihnen zu leistenden Reaktionen auf das Eintreten der unsicheren Umstände einigen, selbst wenn die Menge dieser möglichen Umstände vollständig definiert werden kann;
- bei den Beziehungspartnern können Unsicherheiten über die Eigenschaften der anderen Beziehungsseite bestehen.

Zum anderen können die Ursachen aber auch in Ex-post-Unsicherheiten nach Vertragsabschluß liegen:

---

<sup>104</sup> Diese Gefahr der Nichtdurchsetzungsfähigkeit ist „Vertragsversagen“ im Sinne Richter und Furubotns (1996). Richter und Furubotn weisen darauf hin, daß „Marktversagen“ als Spezialfall von Vertragsversagen aufgefaßt werden kann. Eine verwandte Richtung ging Spulber in seinem „Regulation and Markets“ (1989), in dem er das hier betrachtete Markt- und Vertragsversagen konsequent unter der Kategorie „Internalities“ analysiert und hierbei die vertraglichen und wettbewerbspolitischen Probleme der Lösungen untersucht. Internalitäten sind begrifflich von Externalitäten zu unterscheiden: Erstere sind in dem Sinne definiert, daß die vertragliche Beziehung nicht alle Abweichungen von der „first-best“-Lösung verhindert. Zweitere sind dadurch definiert, daß die nichtvertraglichen Beziehungen zu Dritten nicht derart strukturiert sind, daß eine „first-best“-Lösung erreicht wird. „Eine Internalität bezieht sich auf ein Güterbündel, welches zwischen Transaktionsparteien ausgetauscht wird und das nicht in den Bedingungen für den Austausch berücksichtigt wird“ (Spulber 1989: 69).

<sup>105</sup> Bei dieser Formulierung wird deutlich, daß die Institutionenökonomik vom Vorliegen Knightischer Ungewißheit (Knight 1922) ausgeht, Unsicherheit also nicht nur als wahrscheinlichkeitstheoretisches Problem auffaßt.

- Die Vertragsparteien können sich nicht auf eine gemeinsame Beurteilung der sich ex post tatsächlich einstellenden Umstände einigen;
- die Parteien können sich nicht auf eine gemeinsame Beurteilung der tatsächlich geleisteten Reaktionen auf die sich einstellenden Umstände einigen;
- Dritte, die zur Vertragserfüllung hinzugezogen werden (beispielsweise Gerichte), können zu abweichenden Beurteilungen der sich tatsächlich einstellenden Umstände und/oder der tatsächlich geleisteten Reaktionen kommen.

Damit wird deutlich, daß die Institutionenökonomik schwerpunktmäßig wirtschaftliche Situationen untersucht, die unter der Rubrik unvollständiger Information einzuordnen sind. Unter diesen Situationen ist zum einen der Fall eingeschlossen, daß beide Vertragsparteien symmetrische, aber eben unvollständige Informationsstände besitzen; zum anderen gehören zum Forschungsprogramm auch Fragen nach den Konsequenzen asymmetrischer Informationen. Zu deren bekanntesten Modellierungen gehört der bereits erwähnte Fall der adversen Selektion, aber auch der des moralischen Wagnisses (*moral hazard*).<sup>106</sup> Die beiden Ansätze formalisieren einzelne Aspekte der Such- und Überwachungskosten von Transaktionen.<sup>107</sup>

Die zugrundeliegenden Annahmen zur Begründung unvollkommener und unvollständiger Verträge variieren erheblich innerhalb der zur Institutionenökonomik zählenden Arbeiten. Drei diesbezügliche Gruppen können unterschieden werden: Zur ersten Gruppe können die eher neoklassisch geprägten Ansätze gezählt werden, die zum Beispiel von Alchian (1950),

---

<sup>106</sup> Die Standardmodellierung des Problems des moralischen Wagnisses stellt auf Ex-post-Asymmetrien der Informationsstände ab. Ein Arbeitgeber kann beispielsweise die Handlungen seiner Angestellten weder direkt beobachten, noch aus den Ergebnissen der Handlungen auf die tatsächlichen Handlungen schließen. Das klassische Beispiel für eine Modellierung des moralischen Wagnisses findet sich in Rothschild und Stiglitz (1976), in dem die Auswirkungen der Ex-post-Unsicherheit auf Versicherungsmärkte analysiert werden. Die Kritik einiger Vertreter der Institutionenökonomik an solchen Modellierungen richtet sich vor allem an die Modellierung der Unsicherheiten beziehungsweise des Informationsproblems als reine Asymmetrie (vgl. Richter 1996: 12–133).

<sup>107</sup> Sie werden in der vorliegenden Arbeit zu den Ansätzen der Institutionenökonomik gezählt, obwohl beide genannten Principal-Agent-Modelle in ihren Standardmodellierungen keine unvollständigen Verträge problematisieren. Die dort analysierten Vertragstypen sind statt dessen der Kategorie vollständiger und unvollkommener Verträge zuzuordnen.

Stigler (1961) Alchian und Demsetz (1972) und Nelson (1970) vorgelegt wurden und die heute vor allem von Autoren wie Posner (zum Beispiel 1993) als Vertreter eines Teils<sup>108</sup> der Law-and-Economics-Richtung fortgeführt werden: Sie gehen vom Vorliegen positiver Informationskosten aus, die als „normale“ Kostenarten in der Analyse berücksichtigt werden. Die Kosten der Informationsbeschaffung und -verarbeitung werden im Rahmen eines traditionellen neoklassischen Optimierungskalküls berücksichtigt, was im Gleichgewicht den Ausgleich von Grenzinformationskosten und den (Netto-)Grenzerträgen der Informationsbeschaffung und -verarbeitung impliziert. Insofern leiten diese Modell den in den einzelnen Perioden geltenden Informationsstand der Wirtschaftssubjekte endogen ab.

Zur zweiten Gruppe können Ansätze gezählt werden, die Informationsdefizite als Grundlage vollständiger, unvollkommener Verträge im Rahmen spieltheoretischer Modelle berücksichtigen. Sie nehmen allerdings die Informationsdefizite direkt in den Annahmenkatalog auf und können daher ihre Ursachen nicht problematisieren. Hierzu gehören unter anderem zahlreiche Modellierungen der bereits erwähnten Probleme des moralischen Wagnisses und der adversen Selektion.<sup>109</sup>

Die dritte Gruppe wird gebildet durch die vertragstheoretischen Modelle, die der von Williamson vorgegebenen transaktionskostenökonomischen Linie folgend implizit oder explizit<sup>110</sup> die Rationalitätsannahme der Neoklassik modifizieren: Anstelle der Annahme der vollkommenen Rationalität (von

---

108 Auch die Law-and-Economics-Schule stellt hinsichtlich der Modellierung von Unsicherheitsaspekten keine homogene Gruppe dar. Vgl. die im *Journal of Institutional and Theoretical Economics* wiedergegebene heftige Kontroverse (Coase 1993; Posner 1993; Williamson 1993c; vgl. auch Möschel 1993 und Scott 1993).

109 Kennzeichen der Principal-Agent-Modelle als in der Literatur dominierende Vertreter dieser Gruppe ist die Beschränkung auf die Konzeption des klassischen Vertrags, der allen Eventualitäten bei ausgewählten Parametern Rechnung trägt. Unsicherheit wird zumindest bei einer Vielzahl von Principal-Agent-Modellen allein über einen „blinden Fleck“ des Prinzipals bei ansonsten vollständiger Information modelliert. Die Koordinierungsstrukturen der Principal-Agent-Modelle können daher zwar als vollständige, nicht jedoch als vollkommene Verträge bezeichnet werden. Dies ist im übrigen auch ein Kennzeichen der weiter unten diskutierten (theoretischen) Konzeption der Preisgrenzenregulierung, die die Flexibilität des Regulators zumindest in der Theorie massiv einschränkt.

110 In der vorliegenden Arbeit wird nicht auf die in der Literatur als Österreichische Schule bezeichnete Richtung eingegangen, die Institutionen und damit auch Unsicherheitsaspekte vor allem aus einer evolutionstheoretischen Perspektive analysiert und sich auf Arbeiten von Hayek und anderen stützt. Vgl. hierzu Streit und Wegner (1989).

einigen Autoren (vgl. Crozier 1996) als „Hyperrationalität“ disqualifiziert tritt die Annahme der begrenzten Rationalität.<sup>111</sup> Nach Herbert Simon (1957: xxiv; 1962; kurzer Überblick in 1987) beabsichtigen Individuen unter der Annahme der begrenzter Rationalität zwar, rational zu handeln, dies gelingt aber nur in begrenztem Maße, da die einzelnen Individuen kognitiv im Hinblick auf Wissensumfang, Weitblick, Fähigkeiten und Zeit begrenzt sind.<sup>112</sup> Diese Modelle des unvollständigen Vertrags leiten den in den jeweiligen Perioden geltenden Informationsstand der einzelnen Wirtschaftssubjekts endogen ab.

## E. Berücksichtigung des institutionellen Umfelds

Die sich bildenden Koordinierungsstrukturen sind eingebettet in das institutionelle Umfeld der handelnden Wirtschaftssubjekte. Dieses *institutionelle Umfeld* ist definiert als Menge der grundlegenden politischen, sozialen und rechtlichen Regeln, die die Basis für Produktion, Handel und Verteilung bilden. Beispiele sind Regeln für Wahlen, für die grundsätzliche Definition von Eigentumsrechten und für das Recht auf Vertragsschließung. Die Gestaltung des institutionellen Umfelds wirkt über die Mobilisierung oder Demobilisierung des Eigeninteresses der Individuen auf die Transaktionskosten und damit auf die komparativen Vorteile der Koordinierungsstrukturen (vgl. Williamson 1993b: 113; Richter 1990: 579). Die institutionelle Umwelt definiert somit die Regeln eines Spieles zwischen einzelnen wirtschaftlichen Akteuren. Dieses Spiel hat namentlich bei Abschluß langfristiger Verträge

---

<sup>111</sup> Vgl. zur Bedeutung der Annahme begrenzter Rationalität auch Milgrom und Roberts (1992: 128). Die Annahme begrenzter Rationalität ist aus Sicht der neuen Institutionenökonomik vor allem eine sachgerechte Möglichkeit, Handeln nach Regeln und nicht nur nach jeweils fallweiser Maximierung (wie die herkömmliche Neoklassik) zu erklären (vgl. Rutherford 1994: 69; Williamson 1996). Eine kritische Diskussion begrenzter Rationalität à la Simon als notwendige Annahme zur Erklärung unvollständiger Verträge und als Grundlage der Modellierungsprobleme bei formalen Ansätzen zur Abbildung unvollständiger Verträge findet sich bei Hart (1990). Die Arbeiten von Grossman, Hart und anderen werden hier zur dritten Gruppe gezählt, auch wenn sie die Annahme der begrenzten Rationalität nicht explizit, sondern nur implizit in ihren Modellen berücksichtigen.

<sup>112</sup> Selten (1990) betont, daß begrenzte Rationalität nicht nur auf kognitive, sondern auch auf motivationale Restriktionen zurückgeführt werden kann.

die Definition weiterer Regeln und damit die Definition von Koordinierungsstrukturen zum Inhalt.<sup>113</sup>

Im anfänglichen Forschungsprogramm der Institutionenökonomik wurde das institutionelle Umfeld eher am Rande behandelt.<sup>114</sup> Primär wurden die sich vor diesem Hintergrund bildenden Koordinierungsstrukturen analysiert und die institutionelle Umwelt als exogene Variable berücksichtigt.<sup>115</sup> Dieser Zweig der Institutionenökonomik kann als Alternative zur herkömmlichen Industrieökonomik interpretiert werden,<sup>116</sup> und ist die Grundlage der Analyse in Kapitel IV.

Seit den wegweisenden Artikeln von Victor Goldberg (1976b) und Oliver Williamson (1976) wurde allerdings die Institutionenökonomik auch auf Fragestellungen angewandt, die das oben skizzierte Forschungsprogramm überschreiten und insbesondere regulierungsökonomische Zusammenhänge zum Inhalt haben (vgl. Crocker und Masten 1996; Joskow 1991; 1996; Spiller 1996). Damit wird die Menge der zu betrachtenden Fälle ausgedehnt auf Koordinierungsstrukturen, bei dem die öffentliche Hand als Handlungsträger gezielt und nicht nur über das allgemeine Recht involviert ist.

---

113 Die Berücksichtigung des institutionellen Umfelds in der Institutionenökonomik geht insbesondere auf die Arbeiten von Davis und North (zum Beispiel 1971) zurück. Die beiden Autoren verwenden statt des Williamsonschen Begriffs der „governance structure“ (Koordinierungsstruktur) den Begriff des „institutionellen Arrangements“ zur Bezeichnung des (im Kontext des vorliegenden Abschnittes) selben Gegenstandes. Anstelle des Begriffs des institutionellen Umfelds wird in der Literatur mit ähnlicher Bedeutung auch der Begriff des „institutional endowment“ verwandt (beispielsweise Levy und Spiller 1994: 221).

114 „Anfänglich“ bezieht sich hier auf eine anfängliche Konzentration der Institutionenökonomik auf privatwirtschaftliche Transaktionen. Die Neue Institutionenökonomik hat im Laufe ihrer Entwicklung ihr Untersuchungsfeld auf regulierungsökonomische (vgl. etwa Goldberg 1976b; Williamson 1976) und politische Fragen erweitert. Hierauf wird in Kumkar (1998b) eingegangen.

115 Dieses Forschungsprogramm beschrieb also strenggenommen nicht das Programm einer „Theorie der Institutionen“, sondern eher eine „Theorie der privatwirtschaftlichen Institutionen“.

116 Der sich ändernde Lehrbuchkanon der herkömmlichen Industrieökonomik wird durch die Klassiker von Scherer (1980) und Tirole (1988) repräsentiert. Eine Ausnahme von der Hauptausrichtung der Industrieökonomik bildet die Monographie von Spulber (Spulber 1989), die zwar schwerpunktmäßig auf regulierungsökonomische Themen abstellt, aber vor allem als Arbeit über vertragstheoretische Aspekte der Industrieökonomik informativ ist.

## F. Beziehungsspezifische Investitionen und Hauptformen von Koordinierungsstrukturen

Zwei Begriffskategorien der Institutionenökonomik müssen noch eingeführt werden, da sie von zentraler Bedeutung bei der institutionenökonomischen Untersuchung in diesem Kapitel sind: Zum einen beziehungspezifische Investitionen und deren Hauptformen und zum anderen Koordinierungsstrukturen und deren Hauptformen.

Eine *beziehungspezifische Investition* ist eine Investition in einen Vermögensgegenstand, dessen Wert in der betreffenden Nutzung, das heißt bei Fortführung der Beziehung, höher als in der nächstbesten alternativen Verwendung ist. Beziehungsspezifische Investitionen sind in der Institutionenökonomik die zentrale Ursache für wirtschaftliche Abhängigkeiten, wie an späterer Stelle dargelegt wird. Der Extremfall der wirtschaftlichen Abhängigkeiten wird durch den Fall des bilateralen Monopols gebildet.

Vier Hauptformen von beziehungspezifischen Investitionen werden in der Literatur unterschieden (Crocker und Masten 1996: 8; Joskow 1995: 38; Williamson 1983; 1985: 52 ff.):

- Physische Vermögensspezifität: Hierunter ist der Umstand zu verstehen, daß Investitionen in physische Vermögensgegenstände getätigt wurden, die hinsichtlich ihrer physischen Charakteristika speziell auf einen bestimmten Kunden ausgerichtet sind. Ein Beispiel aus der Stromwirtschaft könnte ein unabhängiges Kraftwerk sein, dessen Erzeugung nur an den Gebietsversorger verkauft werden kann und dessen Auslegung genau auf die Bedürfnisse des Gebietsversorgers ausgerichtet wurde.
- Standortspezifität: Diese wird dadurch definiert, daß die Investition standortgebunden ist. Dies ist vor allem dann von Bedeutung, wenn das für die Beziehung relevante Gut vergleichsweise hohe Transportkosten aufweist. Das eben genannte Beispiel des Kraftwerks kann auch unter dem Aspekt der Standortspezifität betrachtet werden, wenn die mangelnden Durchleitungsrechte oder die fehlenden Möglichkeiten des Leitungsbaus als prohibitiv hohe Transportkosten für das Outputprodukt Strom interpretiert werden.<sup>117</sup>

---

<sup>117</sup> Das Kraftwerk mag aber auf der Inputseite auch in seiner Eigenschaft als Abnehmer von Primärenergien lokationale oder räumliche Spezifität aufweisen: Braunkohle weist zum Beispiel vergleichsweise hohe Transportkosten auf. Die Investition in ein

- Humankapitalspezifität: Sie wird dadurch definiert, daß in Vorbereitung und/oder Durchführung einer speziellen Austauschbeziehung spezifische Fähigkeiten entwickelt und Kenntnisse angeeignet werden, die in anderen Verwendungen einen geringeren Wert haben. Im Stromsektor könnte dies das spezifische Humankapital der Verkaufsabteilung eines Gebietsmonopolisten sein, dessen bisherige Marketingaktivitäten als Monopol-,versorger“ im Einzelfall nur wenig mit denen eines Unternehmens im Wettbewerb gemein haben muß.<sup>118</sup>
- Kundenspezifität (Gewidmete Vermögensgegenstände): Diese sind dadurch gekennzeichnet, daß bei einem Wegfall des spezifischen Kunden signifikante Überkapazitäten vorliegen würden, auch wenn der Vermögensgegenstand nicht grundsätzlich physisch spezifisch ist. Das Beispiel des unabhängigen Kraftwerks ist auch hier illustrativ: Es mag sein, daß es hinsichtlich seiner Art nicht speziell auf die Bedürfnisse des Gebietsversorgers ausgelegt wird; dessen ungeachtet könnte bei Wegfall des Gebietsversorgers als bisheriger alleiniger Abnehmer die Gefahr bestehen, daß die an alternative Abnehmer abzusetzende Menge zu gering ist, um die Kapazitäten auszulasten. Allerdings dürfte der Fall des Gebietsmonopolisten empirisch relevanter sein, wie in der vorliegenden Arbeit in Kapitel IV deutlich wird.

Diese Formen der Vermögensspezifität mögen, wie das Beispiel des unabhängigen Kraftwerks deutlich macht, in einigen Fällen simultan zutreffend sein.

In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Formen der horizontalen und vertikalen Koordinierung in der Stromwirtschaft untersucht. Für diese komparative Institutionenanalyse ist die Definition von Klassen beziehungsweise Hauptformen der *Koordinierungsstrukturen* zweckmäßig. Grundsätz-

---

Braunkohlenkraftwerk weist insofern standortbezogene Spezifität auf, als der Kraftwerksstandort regelmäßig nahe an Abbaugebieten für Kohle liegen wird. Der Wegfall der Belieferung aus der nahen Kohleförderung würde den Wert der Kraftwerksinvestition wegen höherer Transport- und Lagerkosten erheblich senken.

<sup>118</sup> Vgl. etwa zu den heutigen und zukünftigen Last-Management-Aktivitäten der deutschen Elektrizitätsunternehmen Kumkar (1997: 43 f.; 1998a: 35 f., 38 f.). Ein anderes Beispiel wäre die Verkaufsabteilung eines unabhängigen Kraftwerks, die bisher allein auf den Verkauf an einen Monopsonisten eingestellt war und deren spezifische Kenntnisse bei Wegfall dieses Kunden obsolet werden könnten.

lich können der institutionenökonomischen Literatur folgend drei Hauptformen unterschieden werden:

- Unter einem *reinen Markt* ist als Idealfall die Koordinierungsstruktur zu verstehen, in der autonome und im Prinzip anonyme Akteure Austauschbeziehungen abwickeln und keine bilateralen Abhängigkeiten existieren, das heißt auch keine direkte Reaktionsverbundenheit besteht: Jede Transaktionspartei kann den Transaktionspartner ohne signifikante Kosten wechseln, sobald die *ex ante* vereinbarten Transaktion abgewickelt sind. Unter reinmarktlichen Transaktionen werden in der vorliegenden Arbeit somit Austauschhandlungen verstanden, deren Regeln in einem vollständigen und vollkommenen privatwirtschaftlichen Vertrag fixiert werden. Reinmarktliche Transaktionen können als Spotmarkttransaktionen, als Termingeschäft oder als langfristige Verträge im Sinne fortgesetzter und wiederholter Austauschvorgänge auftreten. In jedem Fall sind die Qualität, die Menge, der Preis und sonstige relevante Konditionen des Austauschvorgangs *ex ante* eindeutig und vollständig definiert.
- Eine *Hierarchie* dagegen ist durch eine einheitliche Eigentümerschaft bei einer Transaktion gekennzeichnet, das heißt, die betreffende Transaktion wird innerhalb eines Unternehmens abgewickelt; Käufer und Verkäufer sind identisch, obwohl eine technisch separable Schnittstelle besteht. Beispiel ist ein vertikal integriertes Unternehmen, das seine Vorprodukte selbst herstellt und nicht von anderen Unternehmen kauft.
- *Hybride Formen* stellen Mischformen zwischen reinem Markt und Hierarchie dar: Zwar ist eine solche Struktur durch grundsätzlich gegebene Autonomie der Transaktionspartner gekennzeichnet. Gleichzeitig enthalten die die hybride Koordinierungsstruktur konstituierenden langfristigen Verträge auch Sicherungsklauseln, die die Verträge von reinen Marktverträgen unterscheiden (Williamson 1996). Damit sind Abhängigkeiten zwischen den Akteuren nicht nur exogen bestimmt, sondern auch endogen durch die konkrete Koordinierungsstruktur.

## **IV. Industrieökonomische Analyse rein privatwirtschaftlicher Koordinierung**

Ziel dieses Abschnitts ist die Identifikation der Bereiche der Stromwirtschaft, in denen effizienzerhöhende Regulierungsmaßnahmen ansetzen können und der Bereiche, in denen eine vollständige Deregulierung angezeigt sein könnte, mithin die Überprüfung der technischen Besonderheiten dahingehend, inwieweit sie sich in ökonomischen Besonderheiten niederschlagen und die Beantwortung der Frage, ob diese ökonomischen Besonderheiten Anlaß für eine „besondere“ Behandlung durch die Wettbewerbspolitik sein könnten.

Zu diesem Zweck werden zunächst die privatwirtschaftlichen Effizienzargumente, die für vertikale Integration und andere nichtreinmarktliche Formen der vertikalen Koordinierung sprechen, untersucht (Abschnitt IV.A) und auf einem noch recht abstrakten Niveau danach gefragt, ob institutionenökonomische Gründe für die derzeit hoch integrierte Marktstruktur der Stromwirtschaft sprechen könnten.

In der Literatur und der aktuellen wirtschaftspolitischen Diskussion werden erhebliche Zweifel an den gesamtwirtschaftlichen Vorteilen der vorherrschenden nichtreinmarktlichen Koordinierungsstrukturen in der Stromwirtschaft geäußert, vor allem der hohe Grad an horizontaler und vertikaler Integration wird für bestehende Ineffizienzen der Stromwirtschaft verantwortlich gemacht. Oftmals wird die vertikale Zwangsentflechtung der bisher dominierten integrierten Unternehmen gefordert, wie sie in anderen Ländern bereits implementiert wurde.<sup>119</sup> In Abschnitt IV.B wird daher der Frage nachgegangen, mit welchen Wohlfahrtswirkungen hybride und hierarchische Koordinierungsstrukturen verbunden sind und ob es eindeutige Indizien für die Notwendigkeit einer vertikalen Entflechtung des Stromsektors gibt. Ferner

---

<sup>119</sup> Vertikale Entflechtungsmaßnahmen wurden bei zahlreichen bereits durchgeführten Reformen tatsächlich ergriffen. Als Beispiel sei das Ausschreibungsmodell einiger U.S.-Bundesstaaten genannt, bei dem den existierenden vertikal integrierten Unternehmen der Bau eigener Kraftwerke nur unter sehr stark eingegrenzten Bedingungen erlaubt wird (Kumkar 1996b). Als weiteres Beispiel sieht das englisch/walisische Poolmodell ein fast vollständiges Stomerzeugungsverbot für diejenigen Unternehmen vor, die das zentrale Transportnetz und den zentralen Stromhandel betreiben (Kumkar 1994). In beiden Fällen wird also seitens der Regulierung massiv in die vertikale Struktur des Stromsektors und die Betätigungsfreiheit der betreffenden Unternehmen eingegriffen.

wird am Ende des Abschnitts untersucht, ob — und wenn, auf welchen Stufen der Stromwirtschaft — das Potential für horizontale Marktmacht vorhanden sein könnte, die wiederum die Rechtfertigung einer Regulierung des Marktverhaltens oder der horizontalen Marktstruktur darstellen könnte.

### **A. Grundlagen der vertikalen Integration und anderer Formen nichtreinmarktlicher Koordinierung in der Stromwirtschaft**

Ziel der folgenden Ausführungen ist die Identifikation der wirtschaftlichen Transaktionscharakteristika, die für eine der beiden Formen nichtreinmarktlicher Koordinierung, das heißt für hybride Koordinierungsstrukturen oder aber für eine Hierarchie sprechen. Dabei wird derart vorgegangen, daß die wesentlichen komparativen Vor- und Nachteile der drei Hauptformen reiner Markt, Hierarchie und hybride Form diskutiert werden. Regulierungseingriffe in die Struktur oder in das Verhalten der Unternehmen sind vollständig ausgeschlossen.<sup>120</sup>

Die diesbezüglichen Hauptaussagen der Institutionenökonomik, die im folgenden erläutert und für ausgewählte Aspekte der Stromwirtschaft begründet werden, können bei aller Verschiedenheit der in der Literatur vorliegenden Arbeiten in drei Thesen zusammengefaßt werden:

1. Reinmarktliche Koordinierungsstrukturen finden um so eher Anwendung, um so geringer die beziehungspezifischen Investitionen sind.
2. Vertragliche, hybride Koordinierungsstrukturen werden angewendet, wenn die betreffende Beziehung mittlere spezifische Investitionen erfordert. Bei geplanten häufigen Wiederholungen von Transaktionen kommt der Abgabe glaubhafter Verpflichtungen eine entscheidende Rolle zu: Langfristige Verträge müssen in erheblichem Ausmaß den Charakter eines selbstdurchsetzenden Vertrags aufweisen, sollen sie gegenüber reinmarktlichen Koordinierungsstrukturen Vorteile besitzen.
3. Bei hohen beziehungskostenspezifischen Investitionen hängt es von mehreren Parametern ab, ob langfristige Verträge oder aber hierarchische Koordinierungsstrukturen zugrundegelegt werden. Der wesentliche

---

<sup>120</sup> Die Annahme des Laissez-faire schließt auch die Anwendung des allgemeinen Kartellrechts aus; sie erlaubt damit aber die Identifikation möglicher Ansatzpunkte für sinnvolle Eingriffe nach dem Kartellrecht.

Trade-off zwischen diesen beiden Koordinierungsstrukturen wird durch die höhere Anreizintensität langfristiger Verträge und durch die höhere Flexibilität einer hierarchischen Koordinierung repräsentiert.

### 1. Reinmarktliche Koordinierung: Komparative Nachteile bei hohen beziehungspezifischen Investitionen und hoher Unsicherheit

Nach obiger Definition sind die Transaktionskosten einer Koordinierungsstruktur um so höher, je mehr knappe Ressourcen die Entscheidungsträger zur Etablierung und Nutzung der Koordinierungsstruktur aufzuwenden haben und — damit zusammenhängend — je besser die Entscheidungsträger vor opportunistischem Verhalten der anderen Beteiligten geschützt werden müssen. Die Koordinierungsstruktur reiner Markt ist somit ökonomisch vorteilhaft bei beziehungspezifischen Investitionen von null und häufigen oder zumindest gelegentlichen Transaktionen, da unter diesen Bedingungen opportunistisches Verhalten ohne effizienzgefährdende Auswirkungen bleibt. Mit zunehmenden beziehungspezifischen Investitionen verlieren die mit dem reinen Markt verbundenen Freiheiten an Attraktivität, weil diese Freiheiten auch als Freiheiten für opportunistisches Verhalten genutzt werden können. Tendenzuell werden nichtreinmarktliche Koordinierungsstrukturen wirtschaftlicher.<sup>121</sup>

Insbesondere kurzfristige reine Marktbeziehungen sind gekennzeichnet durch den Umstand, daß den beteiligten Akteuren ein — gemessen an nichtreinmarktlichen Beziehungen — großer Flexibilitätsspielraum verbleibt. Vor und nach Abschluß einer Transaktion (beziehungsweise einer Gruppe von Transaktionen im Fall des klassischen langfristigen Vertrags) sind alle Beteiligten frei in der Entscheidung, die Beziehung fortzusetzen oder aber zu beenden. Sie sind nicht in einem Vertragsverhältnis eingeschlossen und können flexibel auf Ereignisse und neue Informationen reagieren.

Solange spezifische Investitionen nicht nötig sind, sind selbst positive fixe oder variable Transaktionskosten kein Hinderungsgrund für die Effizienz der

---

<sup>121</sup> Hybride und hierarchische Koordinierungsstrukturen werden zunächst vereinfachend zur Gruppe der *nichtreinmarktlichen Koordinierungsstrukturen* zusammengefaßt. Diese Aggregation wird in den folgenden Abschnitten aufgehoben und dient hier nur der einfacheren Darstellung der „Grenzen des reinen Marktes“.

reinmarktlichen Koordinierungsstruktur: Bei häufigeren Transaktionen ist das Aufwenden fixer Transaktionskosten (für die Marktgründung und -erhaltung) häufig wirtschaftlicher als das wiederholte Aufwenden variabler Transaktionskosten für individuelle, häufig wiederholte Vertragsverhandlungen.<sup>122</sup>

Die Wirtschaftlichkeit von reinen Markttransaktionen ändert sich drastisch, sobald von null verschiedene beziehungsspezifische Investitionen vorliegen: Die weiten Aktionsspielräume der Marktakteure bergen nunmehr Gefahren für die Effizienz von Austauschbeziehungen. Sie bieten Freiraum für ex-post-opportunistisches Verhalten zur Abschöpfung von bestreitbaren Quasirenten.<sup>123:124</sup> Die Höhe der Quasirenten ist dabei c.p. um so höher, je ausgeprägter die Beziehungsspezifität der Investitionen ist, oder mit anderen Worten, je größer die versunkenen Kosten sind. Die „Effizienzgefahr“ be-

---

<sup>122</sup> Allerdings ist im Fall der hohen fixen Gründungskosten zu beachten, daß diese unter Umständen spezifische Investitionen sind. Damit kann bei hohen Gründungskosten ein Opportunismusproblem entstehen und der Fall eintreten, daß die wünschenswerte Marktorganisation nicht geschaffen wird, weil Trittbrettfahrer keinen Beitrag zu den versunkenen Kosten der Marktgründung leisten. In diesem Fall hat man es unter Umständen wieder mit Vertragsversagen zu tun. Hierauf wird im nächsten Abschnitt ausführlicher eingegangen.

<sup>123</sup> Die *Quasirente* ist der Teil eines Einkommens, der einem Produktionsfaktor bei der Aktivität X über das Opportunitätseinkommen hinaus zukommt. Als Opportunitätseinkommen ist dabei das Einkommen in der nächstbesten Verwendung *nach* der Entscheidung für den Einsatz in der Aktivität X definiert. Der Begriff der Quasirente ist von dem Begriff der Rente zu unterscheiden: Eine Rente ist zwar ebenfalls als der Teil des Einkommens definiert, der einem Produktionsfaktor über den Opportunitätseinkommen hinaus zukommt. Als Opportunitätseinkommen ist allerdings in diesem Fall das Einkommen in der nächstbesten Entscheidung *vor* der Entscheidung für den Einsatz in der Aktivität X definiert. Die Differenz zwischen Quasirente und Rente bei der Aktivität X ist grundsätzlich nicht negativ und immer dann positiv, wenn die Aktivitätsaufnahme (beispielsweise ein Markteintritt) mit versunkenen Kosten verbunden ist. Damit wird deutlich, daß die auch in der herkömmlichen neoklassischen Industrieökonomik wichtige Kategorie der versunkenen Kosten (von besonderer Bedeutung vor allem im Rahmen der Theorie bestreitbarer Märkte, vgl. Baumol et al. 1988) im Zentrum der Institutionenökonomik steht, wenn auch die klassischen Vertreter der Transaktionskostenökonomik die Verwendung des Begriffs der versunkenen Kosten vermeiden (vgl. etwa Williamson 1993a: 13).

<sup>124</sup> Die Verwendung des Begriffs der bestreitbaren Quasirenten (appropriate quasi rents) geht auf Klein et al. (1978) zurück, während der Begriff des „hold-up“ als Beispiel eines opportunistischen Verhaltens auf Williamson (zum Beispiel Williamson 1979: 240) zurückzuführen ist.

steht hierbei nicht im Bereich der kurzfristigen Allokation, sondern in längerfristiger Sicht: Die Gefahr des ex-post-opportunistischen Verhaltens eines der Beteiligten hat in der Regel direkte Auswirkungen auf die Ex-ante-Situation und damit auf die Investitionsentscheidungen desjenigen Akteurs, der die spezifischen Investitionen tätigen müßte. Dies ist für den Fall der bilateralen Beziehung anhand eines Beispiels leicht zu verdeutlichen. Nehmen wir der Einfachheit halber an, bei der Produktion eines Vorprodukts durch Partei 1 kann zwischen zwei Möglichkeiten gewählt werden: Entweder eine Technologie A mit geringen (konstanten) variablen Kosten und hohen spezifischen Investitionen oder aber eine Technologie B mit hohen konstanten variablen Kosten und spezifischen Investitionen von null. Die totalen durchschnittlichen Kosten von Technologie A wären im relevanten Bereich niedriger als die von Technologie B. Aus reinen Produktionskostengründen sollte also die Technologie A Einsatz finden. Wenn aber Partei 1 berücksichtigt, daß sie nach Durchführung der Investition einem Monopson der Partei 2 gegenübersteht und infolgedessen befürchten muß, daß der Preis für das Vorprodukt unter die totalen Durchschnittskosten sinkt, so wird Partei 1 die spezifische Investition nicht tätigen. Die Aussicht, Opfer opportunistischen Verhaltens der anderen Partei zu werden, verhindert in diesem Fall die Wahl der grundsätzlich effizient erscheinenden Produktionsweise. Die Verwendung der Koordinierungsstruktur reiner Markt ist somit unter diesen Bedingungen mit sehr hohen Transaktionskosten verbunden.<sup>125</sup>

Der in diesem einfachen Beispiel eingeführte Fall des opportunistischen Verhaltens ist nichts anderes als die oben angeführte Gefahr der Abschöpfung von bestreitbaren Quasirenten, die in der institutionenökonomischen Literatur auch als Gefahr des „Raubüberfalls“ (hold up) firmiert. Das *Raubüberfallproblem* kann allgemeiner formuliert werden: Diejenige Vertragsseite, die beziehungspezifische Investitionen getätigt hat, läuft immer dann Gefahr, Opfer eines Raubüberfalls zu werden, wenn die andere Vertragsseite die Möglichkeit zur einseitigen Vertragsänderung besitzt, im Extremfall die Vertragssituation beenden kann, um in Nachverhandlungen oder gänzlich neuen Verhandlungen verbesserte Vertragskonditionen zu erlangen.<sup>126</sup>

---

<sup>125</sup> Unter der in der vorliegenden Arbeit verwendeten Definition von Transaktionskosten als Differenz zwischen Gesamtkosten und „first-best“-Produktionskosten kann in diesem Fall nicht von Produktionsineffizienz im strengen Sinn gesprochen werden.

<sup>126</sup> Die Standardmodellierungen des moralischen Wagnisses bilden das Problem der asymmetrischen, unvollständigen Information nach Vertragsschluß ab, der Begriff des ex-post-opportunistischen Verhalten hingegen kann selbst bei völlig symmetrischem In-

Entscheidend für die wirtschaftliche Relevanz der Investitionsspezifität ist somit der Umstand, daß sich in vielen Situationen ex post die Qualität der wirtschaftlichen Beziehungen gegenüber der Ex-ante-Situation signifikant geändert hat.<sup>127</sup> Unabhängig von der wettbewerblichen Situation vor Tätigen der Investition transformiert sich die Beziehung nach erfolgter Investition im Extremfall in ein bilaterales Monopol. Mit anderen Worten: Diejenige Partei, die die (höheren) spezifischen Investition getätigt hat, ist in die Beziehung „eingesperrt“ („lock-in“-Effekt).<sup>128</sup>

Das Beispiel des unabhängigen Kraftwerks, das bei der Diskussion des Begriffs der beziehungs-spezifischen Investitionen eingeführt wurde, kann in diesem Zusammenhang wie folgt angepaßt werden: Ein Investor plane im bisherigen System der deutschen Stromwirtschaft den Bau eines unabhängigen Kraftwerks. Die bisherigen Gebietsmonopolisten konkurrieren um die Ansiedlung des unabhängigen Kraftwerks, da sie günstige Bezugspreise für den in dem neuen Kraftwerk erzeugten Strom erwarten. Der potentielle Investor sieht sich also einer ex-ante-wettbewerblichen Nachfrage nach seinem Strom gegenüber. Sobald er sich jedoch für einen Standort entschieden hat und das Kraftwerk gebaut hat, hat sich die wettbewerbliche Situation entscheidend verändert, die Beziehung hat sich fundamental transformiert: Mangelnde Durchleitungsrechte durch das Netz des umliegenden Gebietsversorgers schaffen ein Monopson des Gebietsversorgers gegenüber dem unabhängigen Investor. Verhält sich der Gebietsversorger in diesem Szenario individuell rational, und das heißt in diesem Kontext opportunistisch, wird er dem unabhängigen Investor die gesamte Quasirente abschöpfen, die

---

formationsstand aller Beteiligten ein Problem sein und stellt insofern eine weiter gefaßte Kategorie vertragsrechtlicher Probleme dar. Vgl. hierzu und allgemein zu einer Untersuchung des „hold-up“-Problems Alchian und Woodward (1987; 1988: 67 f.).

<sup>127</sup> Williamson (1985: 61) hat für diesen Tatbestand den Begriff der „fundamentalen Transformation“ geprägt.

<sup>128</sup> Dieser „lock-in“-Effekt ist Gegenstand zahlreicher Arbeiten zu Nachverhandlungen bei unvollständigen Verträgen; zu den ersten zählen Grossman und Hart (1986) sowie Hart und Moore (1988). Beide Arbeiten unterstellen die Nichtüberprüfbarkeit von Umweltzuständen und/oder Handlungen und untersuchen insofern die Fälle der Unsicherheit, die in Abschnitt III.D als 5. und 6. Spiegelstrich genannt wurden. Dewatripont (1989) sowie Fudenberg und Tirole (1990) untersuchen Nachverhandlungen bei (per definitionem vollständigen, allerdings unvollkommenen) Principal-Agent-Verträgen, bei denen asymmetrische Informationen dominieren.

im Extremfall der Differenz zwischen Investitionskosten und Schrottwert entspricht.<sup>129</sup>

Offensichtlich wird diese Ex-post-Gefahr des Raubüberfalls Investitionen in suboptimaler Höhe oder Spezifität generieren, da die potentiellen Investoren die Gefahr ex ante realisieren. Im Extremfall wird ex post überhaupt kein Austausch stattfinden, da ex ante notwendige Investitionen nicht getätigt werden.

Unverkennbar böte es sich in solchen Fällen an, bindende Verträge zwischen Käufer und Verkäufer zu schließen, mit denen die Ex-post-Probleme gemildert werden und damit ex ante die Effizienz erhöht wird. Sollen die Verträge den hier betrachteten reinen Markttransaktionen zuzuordnen sein, müssen die Verträge vollständig sein in dem Sinne, daß sie für alle zukünftigen, im Vertrag berücksichtigten, Umweltsituationen exakte und verbindliche Handlungsanweisungen für alle Beteiligten vorsehen. Festpreis- und Festmengenverträge wären hierfür eine Beispiel. Entscheidend ist, daß diese Verträge, wie alle langfristigen Verträge, die Handlungsfreiheit der Parteien zumindest partiell einschränken, um dem opportunistischem Verhalten Grenzen zu setzen (Goldberg 1976b: 428).<sup>130</sup>

Diese Einschränkung der Handlungsfreiheit ist problemlos, solange keine signifikanten Unsicherheiten über zukünftige Umweltzustände vorliegen. Ist

---

<sup>129</sup> Das gewählte Beispiel läßt sich geringfügig abwandeln, in dem statt eines unabhängigen Anbieters ein Nachfrager von Strom betrachtet wird: Nehmen wir wie Alchian und Woodward (1988: 67) an, ein (energieintensives) Stahlwerk wählt einen neuen Standort direkt neben einem Elektrizitätswerk, um Strom billig beziehen zu können. Ein mögliches Ergebnis ist offensichtlich: „Once the steel mill incurs costs that become sunk the power company could raise power prices“. Auf empirische Belege der institutionenökonomischen Aussagen für den Fall der Energiewirtschaft geht Joskow in einer Reihe von Arbeiten ein (1985a; 1985b, 1987).

<sup>130</sup> Das obige Beispiel des unabhängigen Kraftwerks könnte angepaßt werden: Die Parteien würden eine langfristigen Vertrag schließen, dessen Laufzeit mit der Lebensdauer der spezifischen Anlagen übereinstimmt und der die Preise, die Qualität und den zeitlichen Ablauf der Stromlieferungen exakt definiert und rechtlich durchsetzbar ist. Dann kann der Käufer (das umliegende gebietsmonopolistische Unternehmen) definitionsgemäß nicht einseitig die Konditionen ändern. Dies ist dem potentiellen Besitzer des unabhängigen Kraftwerks ex ante bekannt. Er kann daher mit den fest vereinbarten Konditionen kalkulieren und die spezifische Investitionen tätigen, vorausgesetzt, er kann sich erstens mit dem Käufer über die Konditionen des abzuschließenden Vertrags einigen und zweitens können beide Seite davon ausgehen, daß der Vertrag unter allen Umständen durchgesetzt wird und nicht ex post von einer Seite angefochten wird.

die zukünftige Umwelt aber unsicher, laufen die Vertragspartner Gefahr, auf unerwartete Entwicklungen nicht flexibel (genug) reagieren zu können. An die Grenzen stoßen klassische vollständige Verträge immer dann, wenn die Unsicherheit in starkem Maße die Form der Knightschen Ungewißheit annimmt, weil es aus Transaktionskostengründen immer kostspieliger wird, den Vertrag möglichst vollkommen zu formulieren.<sup>131</sup> In diesem Fall kann nicht immer davon ausgegangen werden, daß vollständige Verträge hinreichende Flexibilität bieten, um „zu hohe“ Ineffizienzen begrenzen zu können.<sup>132</sup> Daraus folgt eine weitere Schlußfolgerung bezüglich der komparativen Vorteile reinmarktlicher Transaktionen: Reinmarktliche Transaktionen können auch bei Existenz spezifischer Investitionen wirtschaftliche Vorteile gegenüber nichtreinmarktlichen Transaktionen aufweisen, wenn langfristige und vollkommene Verträge geschlossen werden könnten. Letzteres setzt jedoch voraus, daß keine Unsicherheiten über die relevanten zukünftigen Umweltzustände vorliegen.<sup>133</sup>

Die Diskussion dieses Abschnitts kann wie folgt zusammengefaßt werden: In Fällen des Fehlens spezifischer Investitionen und wiederholten Transaktionen ist die Koordinierungsstruktur reiner Markt vorteilhaft. Für diesen Fall ist das Ausmaß der Unsicherheit irrelevant, und die Flexibilität der Koordinierungsstruktur reiner Markt das entscheidende Argument. Im Fall des Vorliegens spezifischer Investitionen ändert sich das Bild entscheidend. Bei diesen Fällen kann der reiner Markt vorteilhaft sein, muß es aber nicht: Bei vollständiger (und vollkommener) Sicherheit würden auch hier Vorteile für reinmarktliche Transaktionen bestehen, die in diesem Fall über langfristige und im Idealfall vollkommene Verträge abgewickelt werden. Bei unvoll-

---

<sup>131</sup> Vollständige langfristige Verträge sind aus Sicht der Institutionenökonomik ein theoretischer Grenzfall, da sie zum einen mit sehr hohen Kosten der Vertragsformulierung und zum anderen mit signifikanten Durchsetzungsproblemen verbunden sind. Vgl. nächsten Abschnitt.

<sup>132</sup> Im Beispiel des unabhängigen Kraftwerks könnten Nachfrageänderungen oder Primärenergiepreisänderungen unter Effizienzgesichtspunkten auch Änderungen der Mengen erfordern, die zwischen dem Gebietsversorger und dem unabhängigen Kraftwerksbetreiber ausgetauscht werden.

<sup>133</sup> Dies impliziert nicht grundsätzlich die Unwirtschaftlichkeit des Abschlusses vollständiger und unvollkommener Verträge. Im Gegenteil werden in einigen Fällen derartige Verträge geschlossen, auch wenn sie sich häufig hinsichtlich der kurzfristigen Effizienz eher als wenig attraktiv erweisen und somit scheinbar ineffizient sind (Goldberg 1980: 339).

ständigen Informationen und hoher Komplexität der wirtschaftlichen Umstände zeigt sich allerdings das entscheidende Problem reinmarktlicher Transaktionen. Die spezifischen Investitionen können nicht über vollkommene Verträge abgesichert werden, da diese aufgrund Knightscher Unge-  
wißheit nicht zu formulieren oder aber mit extrem hohen Gründungskosten für den Vertrag verbunden sind. Der reine Markt ist in diesem Fall keine wirtschaftliche Koordinierungsstruktur, da der regelmäßig vergebliche Versuch, den Vertrag möglichst vollständig und vollkommen zu formulieren, mit hohen Transaktionskosten verbunden ist.

## **2. Hybride Koordinierung: Komparative Nachteile bei hohen Kosten selbstdurchsetzender Verträge**

Nichtreinmarktliche Koordinierungsstrukturen, also hybride oder hierarchische Strukturen, sind nach den Ausführungen des letzten Abschnitts ökonomisch vorteilhaft, wenn beziehungsspezifische Investitionen in Verbindung mit unvollständiger Information vorliegen. Gegenstand dieses Abschnitts ist die Herausarbeitung der wirtschaftlichen Grenzen hybrider gegenüber hierarchischen Koordinierungsstrukturen. Die wirtschaftliche Wahl der Hauptform der nichtreinmarktlichen Koordinierungsstrukturen richtet sich vor allem nach dem Zusammenspiel zweier Transaktionskostenarten:

Zum einen danach, inwieweit die jeweilige Koordinierungsstruktur in der Lage ist, die spezifischen Investitionen vor dem „Raub“ durch andere Parteien zu schützen. Zum anderen danach, welche Flexibilität die jeweilige Koordinierungsstruktur bei der Anpassung an sich ändernde Umfeldbedingungen aufweist.

Von zentraler Bedeutung ist, daß privatwirtschaftliche Verträge regelmäßig nicht oder nur unter sehr hohen Kosten durch Dritte durchgesetzt werden können: Aus Sicht der Institutionenökonomik kann davon ausgegangen werden, daß Gerichte bei komplexen wirtschaftlichen Problemen schlicht überfordert sind beziehungsweise selbst Probleme des opportunistischen Verhaltens an den Tag legen.<sup>134</sup> Dies ist bei vor allem bei den — in der Realität

---

<sup>134</sup> Insbesondere auf Niskanen (1971) geht in der Literatur das Argument zurück, daß öffentlich-rechtliche Bürokratieagenten (auch Regulierungskommissionen) aufgrund von Informationsasymmetrien gegenüber ihren Prinzipalen (den Politikern) eigene Interessen verfolgen. Dieses Argument wird im Rahmen der Institutionenökonomik auf ande-

vorherrschenden — unvollständigen Verträgen im Rahmen hybrider Koordinierungsstrukturen bedeutsam, da sie aufgrund ihrer Konstellation besonderen Bedarf der Fortschreibung beziehungsweise Nachverhandlung aufweisen.<sup>135</sup> Daraus folgt, daß unvollständige Verträge in hohem Maße selbstdurchsetzend sein müssen, wenn sie gegenüber reinmarktlichen Transaktionen Vorteile aufweisen sollen.<sup>136</sup> Unvollständige Verträge werden durch die Ex-ante-Abgabe *glaubwürdiger Verpflichtungen* selbstdurchsetzend.

Verpflichtungen können im allgemeinen auf drei verschiedene Arten glaubhaft gemacht werden, wobei die ersten zwei Kategorien von besonderer Bedeutung für den Fall unvollständiger Verträge sind und die dritte Kategorie direkt auf die im nächsten Abschnitt behandelte Koordinierungsstruktur Hierarchie hinweist:<sup>137</sup>

- Überlassung von Geiseln oder Pfändern: Ein Pfand, beispielsweise eine Sicherheit, die bei einer unabhängigen Stelle hinterlegt wird und die im Fall des vertragswidrigen Verhaltens einer Vertragsseite von der anderen

---

re Situationen, und hier insbesondere auch auf Gerichte in ihrer Funktion als Instrumente zur Durchsetzung von Verträgen übertragen.

<sup>135</sup> Zu den grundlegenden Arbeiten, die die Anreizwirkungen unvollständiger Verträge untersuchen, zählen Aghion und Bolton (1988; 1992), Aghion et al. (1990), Bolton und Whinston (1990), Grossman und Hart (1986), Hart (1988a; 1988b; 1995), Hart und Moore (1988; 1990), Hart und Tirole (1990), Holmstrom und Tirole (1991), MacLeod und Malcomson (1989). Auf einige dieser Arbeiten wird unten eingegangen. Vgl. zu einem älteren Überblick Hart und Holmström (1987) und zu einem aktuellen nichtformalen Überblick auch Ewerhart und Schmitz (1996a).

<sup>136</sup> Unter selbstdurchsetzenden Verträgen sind Verträge zu verstehen, die ihre Bindungswirkung durch das Nutzenkalkül der Parteien erhalten. Pionierarbeiten zum Komplex der selbstdurchsetzenden Verträge wurden von Telser (1980) sowie Klein und Leffler (1981) vorgelegt; vgl. für einen Überblick auch Richter (1990: 584; 1996: 14; Richter und Furubotn (1996: 171 ff.) und Wiggins (1991). In der Literatur wird häufig der Begriff der Anreizverträge (incentive contract) anstelle des Begriffs der selbstdurchsetzenden Verträge verwendet. Dies gilt vor allem bei den spieltheoretischen Arbeiten zur Analyse möglicher Lösungen des Problems des moralischen Wagnisses, aber auch bei zahlreichen neueren regulierungsökonomischen Arbeiten (incentive regulation). Zur generellen Bedeutung der Anreizrestriktionen (incentive constraints) vgl. auch Milgrom und Roberts (1992: 129).

<sup>137</sup> Vgl. etwa Williamson (1993a: 20). Glaubhafte Strategien in Mehrperiodenproblemen wurden insbesondere in spieltheoretischen Ansätzen untersucht. Vgl. zu einem Überblick Fudenberg und Tirole (1991). Ein Beispiel ist das Zeitinkonsistenzproblem bei dauerhaften Gütern, das, basierend auf einer Arbeit von Coase (1972), intensiv untersucht wurde (vgl. unten Fn. 188).

Seite einbehalten werden kann, erhöht das Drohpotential. Dies kann beispielsweise eine Garantiesumme im Fall eines Stromlieferungsvertrags sein.<sup>138</sup>

- Die öffentliche Abgabe von Erklärungen: Sie kann grundsätzlich in gleicher Weise wie die Überlassung von Geiseln oder Pfändern wirken. Diese Verpflichtungen können über zweierlei Art wirken: Zum einen können sie die Beziehung via Reputationseffekte stabilisieren, das heißt kurzfristiges opportunistisches Verhalten verhindern. Zum anderen kann eine derartige Verpflichtung größeren Wert vor einem Gericht haben als eine allein schriftliche Abmachung in einem formalen Vertrag.
- Unternehmensintegration: In diesem Fall ergibt sich die verpflichtende Natur aus der Zusammenlegung der Eigentumsrechte: Ein wesentlicher Teil des Problems der Abschöpfung von bestreitbaren Quasirenten wird gegenstandslos. Die Integration zwischen einem Stromerzeuger, einem Transporteur und/oder einem Stromendverkäufer ist ein Beispiel.

Die beiden erstgenannten Arten von Verpflichtungen können auch unter einem anderen Aspekt interpretiert werden, nämlich unter dem Gesichtspunkt der hier als „korrespondierende spezifische Investition“ bezeichneten Handlung einer Vertragsseite.<sup>139</sup> Eine korrespondierende spezifische Investition dient allein der Sicherung wirtschaftlicher Transaktionen, das heißt der Senkung von Transaktionskosten. Damit hat sie eine gänzlich andere wirtschaftliche Bedeutung als eine normale spezifische Investition, welche die totalen Produktionskosten senkt. Ihre Vornahme kann als Mittel zur Herstellung von „Waffengleichheit“ interpretiert werden.

Zur Verdeutlichung des Zusammenhangs zwischen glaubhaften Verpflichtungen und korrespondierenden spezifischen Investitionen sei die Überlassung von Pfändern oder Geiseln betrachtet: Während die eine Seite aus Produktionskostengründen spezifische Investitionen in physisches Kapital tätigt,

---

<sup>138</sup> Die Eintreibung von Rückständen zumindest teilweise unter Rückgriff auf die Sicherheit kann in vielen Fällen sehr viel wirksamer sein als die Klage vor Gericht.

<sup>139</sup> Die Vornahme einer korrespondierenden spezifischen Investition in eine wirtschaftlichen Beziehung weist einen Bezug zu dem strategischen Verhalten auf, das in der Literatur unter dem Begriff der *Wie-du-mir-so-ich-dir-Strategie* (*tit-for-tat*) analysiert wird (Axelrod 1984; vgl. auch Fudenberg und Tirole 1991: Kapitel 5). Hiernach wird eine Regel im Rahmen wiederholter Spiele solange eingehalten, wie die andere Seite dies auch praktiziert. Weicht die andere Seite von der Regel ab, wird sofort mit Vergeltung reagiert.

tätigt die andere Seite eine Investition in ein Pfand. Die Zahlung einer Miet-sicherheit beispielsweise stellt als Pfand eine Investition dar, die in der Regel einen hohen Grad an Spezifität aufweist. Wenn das Vertragsverhältnis von seiten des Mieters verletzt wird, ist diese Forderung gegenüber dem Vermieter teilweise oder zur Gänze uneinbringlich.

Die Abgabe einer öffentlichen Erklärung kann ebenfalls als korrespondierende spezifische Investition (beispielsweise in „spezifisches Reputationskapital“) interpretiert werden: Wenn eine Vertragsseite sich öffentlich zu einer bestimmten Verhaltensweise verpflichtet und dieses Versprechen nicht einlöst, so kann und wird dies ihre Reputation vermindern. Dieses wiederum wird ihre Verhandlungsposition bei folgenden Vertragsanbahnungen schwächen. Im Grenzfall wird sie zum Beispiel als Lieferant von Vorprodukten nicht mehr zum Zuge kommen (vgl. beispielsweise Klein et al. 1978: 306; Joskow 1987: 169).<sup>140:141</sup> Im Stromsektor ist dieser Reputationseffekt unter den traditionellen Rahmenbedingungen von wesentlicher Bedeutung.<sup>142</sup>

Beide Formen der korrespondierenden spezifischen Investitionen sind für die investierende Seite mit Kosten verbunden: Die Überlassung von Pfändern verhindert zumindest die anderweitige Verwendung des als Pfand genutzten Gegenstands<sup>143</sup> und der Aufbau einer Reputation ist regelmäßig zumindest mit Informationskosten verbunden.

Beide eben betrachteten Möglichkeiten, einen Vertrag „abzusichern“, sehen als Sicherungsinstrumente vornehmlich diejenigen vor, die auf Sanktionen entweder der Vertragspartner selbst oder durch den mehr oder weniger anonymen „Markt“, das heißt zahlreiche aktuelle oder potentielle Vertragspartner setzen. Im Einzelfall können Gerichte im Rahmen der Selbstdurchsetzung bilateraler Verträge als Dritte vorgesehen sein.

<sup>140</sup> Vgl. für einen Überblick über formale Ansätze zur Modellierung von Reputationseffekten in der Vertragstheorie Milgrom und Roberts (1992: 259–268).

<sup>141</sup> Zu beachten ist, daß auch scheinbar vollständige Verträgen tatsächlich häufig unvollständig sind und außergerichtlich oder gerichtlich nachverhandelt werden. Ein Beispiel sind langfristige Festpreisverträge, die bei Änderungen wichtiger Rahmenbedingungen von einer Marktseite angefochten werden.

<sup>142</sup> In Kumkar (1986b) wird diskutiert, wie beispielsweise die formellen oder informellen Absprachen über gegenseitige Nutzungsrechte an Transportanlagen via Reputationseffekte stabilisiert werden.

<sup>143</sup> Die (Bank-)Kosten einer Bürgschaft als Beispiel für ein Pfand sind eine der seltenen direkt meßbaren Kostengrößen der institutionellen Absicherung von Vertragsverhältnissen.

Eine hiervon zu unterscheidende Vertragsart ist die der trilateralen Verträge: Diese Verträge sind dadurch definiert, daß zu den Vertragsparteien eine spezielle Institution tritt, die den unvollständigen Vertrag auslegt und im konkreten Fall Letztentscheidungsrechte besitzt.<sup>144</sup> Die spezielle Institution als Dritte spielt bei diesen Verträge gewissermaßen die Rolle eines speziellen Gerichts oder sogar in Personal-(oder Institutionen-)union die Rolle des Regelgebers und des Richters.<sup>145</sup> Sie ist Instrument zur Selbstbindung der Vertragspartner, also ein Instrument zur Selbstdurchsetzung der Verträge, deren Etablierung und Nutzung freilich mit Kosten verbunden ist. Aus industrieökonomischer Sicht wird die Bedeutung tri- beziehungsweise multilateraler Verträge im Fall derjenigen Koordinierungsstruktur besonders deutlich, die oft als „reiner und vollständiger Markt“ aufgefaßt wird: die Börse. Denn obwohl einzelne Transaktionen *innerhalb* dieses Markets als reinmarktmäßig aufgefaßt werden können, gilt dies für den Zutritt<sup>146</sup> zu diesen Märkten nicht. Er wird regelmäßig privat und/oder staatlich reglementiert — und das heißt in diesem Zusammenhang nichts anderes, als daß die *Schaffung* des Marktes Börse selbst als die Schließung eines recht komplexen unvollständigen Vertrags interpretiert werden kann, die der Senkung der Motivations-

---

144 Goldberg (1976b) spricht in diesem Fall von der Klasse „administrierter Verträge“.

145 Ein Beispiel hierfür sind einige staatliche Regulierungskommissionen in den Vereinigten Staaten (vgl. Kumkar 1996b: 6), die als (quasigesetzgeberische) Instanz zunächst Preissetzungen und Verhaltensweisen der regulierten Unternehmen festlegen und im Fall von Einsprüchen selber (als quasijudikative Instanz) über diese Einsprüche entscheiden. Ein anderes Beispiel für den Fall wiederkehrender Transaktionen nennt Lisa Bernstein (1992). Sie untersucht den New Yorker Diamantenhändlerclub, der unter anderem Schiedsverfahren für Konfliktfälle vorsieht, die vollständig auf eigens geschaffenen Regeln basieren und gegenüber öffentlichen Gerichten Vorteile hinsichtlich der Reputation der Händler und des Gesamtmarktes, der Geschwindigkeit und der Durchsetzbarkeit der Entscheidungen aufweisen.

146 In der vorliegenden Arbeit wird zwischen dem *Zutritt* zu einem Markt und dem *Zugang* zu bestimmten Dienstleistungen oder Produkten unterschieden. Eine Illustration mag die inhaltliche Bedeutung dieses Unterschiedes verdeutlichen: Der *Zugang* zu der Dienstleistung des Stromtransports kann unter Umständen Voraussetzung dafür sein, daß der *Marktzutritt* in die Stromerzeugung wirtschaftlich durchführbar ist. Wenn also im folgenden beispielsweise vom Zugang zu fremden Netzen gesprochen wird, so ist hierunter der Umstand zu verstehen, daß diese Netze von einem fremden Nutzern genutzt werden können und nicht, daß ein Wettbewerb zwischen aktuellen oder potentiellen Eigentümern von Transportanlagen möglich ist.

kosten unter Inkaufnahme höherer Koordinierungskosten dient.<sup>147</sup> Die totalen Transaktionskosten dieser Marktorganisationsformen unterscheiden sich von ihrer Struktur her von denen unorganisierter Märkte. Organisierte Märkte zeichnen sich regelmäßig durch ein niedrigeres Verhältnis von variablen zu fixen Transaktionskosten aus und sind somit c.p. wirtschaftlicher als unorganisierte Märkte, wenn die betreffenden Transaktionen häufig durchgeführt werden. Die Koordinierungsstruktur reiner Markt ist im Fall organisierter Märkte somit in eine hybride Koordinierungsstruktur trilateraler und unvollständiger Verträge eingebettet.<sup>148</sup>

Nach diesem Überblick über die wesentlichen Methoden zur Absicherung vertraglicher Beziehungen stellt sich die Frage, wo die wirtschaftlichen Grenzen der Koordination via unvollständiger Verträge liegen. Mit anderen Worten: Wodurch wird die Höhe der Transaktionskosten im Fall hybrider Koordinierungsstrukturen bestimmt?

Die Kosten der Vertragsformulierung und -überwachung, das heißt die Koordinierungskosten i.e.S., steigen mit dem Ausmaß der Komplexität der wirtschaftlichen Beziehung und dem Ausmaß der Unsicherheit. Dieser Umstand weist darauf hin, daß Versuche, einen Vertrag möglichst vollständig zu formulieren, unter den Bedingungen komplexer und unsicherer Situationen mit hohen Kosten verbunden sind. Ein für die Fragestellung der vorliegenden Arbeit wichtiges Beispiel sind die oben erwähnten Netzwerkeexternalitäten

---

<sup>147</sup> Mulherin et al. (1991) analysieren unter diesem Gesichtspunkt das Wesen existierender Börsen. Telser (1981) legt in einer Arbeit die Vorteile organisierter Terminkontraktmärkte gegenüber Terminmärkten dar.

<sup>148</sup> Im Fall der Gefahr des Trittbrettfahrerverhaltens ist zu erwarten, daß der Zutritt zu diesen (organisierten) Märkten privat (oder staatlich) reguliert wird, wenn die Ausschließungskosten nicht zu hoch sind. Diese Regulierung des Marktzutritts kann nicht nur aus Gründen möglichen Trittbrettfahrerverhaltens im normalen Verständnis notwendig werden. Unter „normalem Verständnis“ ist hier der Umstand zu verstehen, daß die (gesamtwirtschaftlich sinnvolle) Marktgründung durch Private dann unterbleiben könnte, wenn diese ihre Kosten für die spezifischen Investitionen der Marktgründung durch die Newcomer nicht (teilweise) erstattet bekommen (eine Variante der Raubüberfallproblematik). Über diesen Aspekt hinaus kann namentlich aus Gründen der Sicherstellung der Qualität der erbrachten Leistungen eine Kontrolle des Marktzutritts angezeigt sein. Dies ist für den Fall der Stromwirtschaft angesichts der Koordinierungserfordernisse zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung unmittelbar einsichtig. Zu Trittbrettfahrerproblemen als mögliche Begründung öffentlicher Regulierung anstelle beziehungsweise in Ergänzung rein privatwirtschaftlicher hybrider Koordination vgl. Kumkar 1998b: insbesondere Fn. 9.

im Bereich des Stromtransports. Nehmen wir in Anlehnung an das empirische Bild des deutschen Systems an, die Transportanlagen wären nicht voll horizontal integriert, aber physikalisch miteinander verbunden. Dann werden sich Lastflüsse regelmäßig über Netzbereiche mehrerer Eigentümer erstrecken (erinnert sei an die Geltung der Kirchhoffschen Gesetze). Für die Setzung von Anreizen zum wirtschaftlichen Betrieb und Ausbau des Systems ist dann die Bildung eines räumlich und zeitlich stark differenzierten Preissystems zwar von erheblicher Bedeutung, aber auch mit erheblichen Vertragsformulierungskosten und -überwachungskosten, das heißt hohe Koordinierungskosten verbunden.<sup>149</sup>

Wegen dieser hohen Koordinierungskosten gilt c.p.: Je größer die Komplexität und die Unsicherheit sind, desto unvollständiger werden die Verträge ausgestaltet. Allerdings ist auch dieser zunehmende Grad der Unvollständigkeit mit Kosten verbunden: Denn mit sinkenden Koordinierungskosten steigen die Motivationskosten. Einen wesentlichen Einfluß auf diese letztgenannten Kosten hat die sogenannte *Anreizintensität*. Das Ausmaß der Anreizintensität eines Vertrags hängt davon ab, ob eine Partei sich die Nettoerträge ihrer Anstrengungen und Entscheidungen aneignen kann. Eine hohe (stärkere) Anreizintensität ergibt sich, wenn die Partei (i) ein eindeutiges Recht auf vollständige Aneignung hat und (ii) die Nettoerträge leicht zu ermitteln sind. Die Beantwortung der Frage, ob Bedingung (i) erfüllt ist, ergibt sich aus den Regeln des Vertrags und/oder den Regeln des institutionellen Umfeldes (beispielsweise dem Eigentumsrecht). Ob Bedingung (ii) erfüllt ist, hängt in erheblichem Maße vom Grad der Unsicherheit und der Komplexität ab:

- Im Fall der reinen Markttransaktion unter vollständiger Sicherheit ist der Nettoertrag leicht aus den Marktpreisen und den ausgetauschten Mengen abzuleiten. Angesichts der klaren und vollständigen Zuordnung der Eigentumsrechte sind in diesem Fall (i) und (ii) offensichtlich erfüllt, die Anreizintensität also hoch.
- Im Fall eines unvollständigen Vertrags unter Unsicherheit hängt es von den Vertragskonditionen ab, ob die Anreizintensität hoch ist. Wenn der Vertrag zum Beispiel als Fixpreisvertrag ausgestaltet ist, und Nachverhandlungen nicht oder nur in Extremfällen zu erwarten sind, unter-

---

<sup>149</sup> Die hohen Überwachungskosten resultieren zum Beispiel aus den unter Umständen überaus komplexen Meß-, Erfassungs- und Abrechnungserfordernissen bei desintegriertem Betrieb der Transportanlagen.

liegt der Vorlieferant starken Anreizen zur Senkung seiner Kosten, die nahe an der Anreizintensität bei reinmarktlicher Koordinierung liegen. Wenn der Vertrag hingegen beispielsweise kostenbasierte, flexible Preise vorsieht, unterliegt der Lieferant eher schwachen Anreizen zur Kostensenkung.<sup>150</sup> In diesem Fall schlagen eigentlich wirtschaftliche Handlungen des Vorlieferanten (beispielsweise Anstrengungen zur günstigen Akquirierung) nicht (voll) auf seine Erträge durch. Bedingung (i) ist damit nicht erfüllt, auch wenn im Prinzip die Nettoerträge seiner Handlungen gut gemessen werden könnten, also Bedingung (ii) erfüllt ist.

Der Fall der kostenbasierten Preise als Beispiel für die Absicherung einer Vertragsbeziehung beinhaltet faktisch ein Poolen der Nettoerträge der Handlungen des Vorlieferanten und senkt hierdurch die Anreizintensität. Dies geht c.p. mit einer Effizienzsenkung aufgrund von Fehlanreizen für den Vorlieferanten einher.<sup>151</sup> Das Problem der Vertragsformulierung und -durchsetzung liegt darin, daß in komplexen und unsicheren wirtschaftlichen Situationen nicht klar zwischen Ergebnissen der Handlungen der Akteure und exogenen Faktoren getrennt werden kann: Preisanpassungsklauseln für Inputpreise des Lieferanten sollen Risiken dieses Partners begrenzen und somit zum Beispiel dessen Investitionsentscheidungen gegenüber Festpreisverträgen verbessern. Diese Anpassungsklauseln können aber nicht voll-

---

<sup>150</sup> Derartige Preisanpassungsklauseln können Voraussetzung dafür sein, daß überhaupt ein Vertrag zustandekommt. Als Beispiel sei angenommen, ein Kraftwerkseigentümer schließt mit einem Brennstofflieferanten einen Liefervertrag ab, der Preisanpassungen an sich ändernde Umfeldbedingungen vorsieht, beispielsweise für Weltmarktpreisänderungen, um dem Vorlieferanten einen Teil seines Risikos abzunehmen. Dies kann eine wirtschaftliche Allokation von Risiken und im Grenzfall sogar Vorbedingung für die Investition in spezifische Anlagen sein. Im Fall der Stromwirtschaft und ihrer beachtlichen Primärenergiepreisvolatilität (Schaubild 2) ist dies von einigem Interesse. Im hinsichtlich der technischen Besonderheiten ähnlichen Fall der Gaswirtschaft kann das Argument herangezogen werden, um die Existenz von Take-or-pay-Verträgen zu erklären, die vermutlich eine wichtige Rolle in der Frage der Risikoallokation bei vertikal desintegrierten Unternehmensstrukturen und hohen spezifischen Investitionen in Gewinnung und Transport spielen.

<sup>151</sup> Diese Motivationskosten sind allerdings — anders als die Koordinierungskosten — nicht unmittelbar beispielsweise in den Büchern der Unternehmen erkennbar. Im angeführten Fall der Ineffizienz aufgrund der Festpreisverträge würden sie sich teilweise in erhöhten Produktionskosten des Vorlieferanten niederschlagen und wären nicht als (erst institutionenökonomisch erklärbare) Transaktionskosten erkennbar.

kommen und vollständig nur auf exogene Faktoren konditioniert werden. Ergo werden auch einige vom Vorlieferanten beeinflussbaren Kostenarten in derartige Anpassungsklauseln einfließen. Hinzu kommt die Gefahr, daß zwischen den Vertragspartnern bestehende Informationsasymmetrien strategisch geschaffen werden.<sup>152</sup> Über diese unvollständige Trennung exogener und endogener Faktoren tritt das Phänomen des Poolens der Nettoerträge der Handlungen des Vorlieferanten auf. Dies zeigt, daß auch die Wahl zwischen Verträgen mit hoher und niedriger Anreizintensität einem Trade-off unterliegt. Festpreisverträge weisen zwar eine hohe Anreizintensität auf und senken hierdurch c.p. die Motivationskosten gegenüber Verträgen, die kostenbasierte Preise vorsehen. Auf der anderen Seite müssen die bei Unsicherheit immanenten Stabilitätsprobleme derartiger Verträge mit der Zuweisung zusätzlicher Beträge an den Vorlieferanten oder anderen Methoden der Selbstbindung des Käufers entlohnt werden. Hierdurch steigen die Motivationskosten.

Der Versuch, die Koordinierungskosten zu begrenzen, geht in der Regel mit steigenden Motivationskosten einher, somit zeigt sich ein Trade-off bei diesen beiden Transaktionskostenarten. Im Fall der oben eingeführten Problematik eines Vertrags zur Preisfestsetzung von Netznutzungen bei nicht voll integriertem Eigentum an den Transportanlagen könnte eine Maßnahme zur Senkung der Koordinierungskosten darin bestehen, ein nur wenig ausdifferenziertes und von den tatsächlichen Lastflußstrukturen weitgehend abstrahierendes, das heißt zunehmend unvollständiges und unvollkommenes Preissystem zwischen den Eigentümern der Anlagen vertraglich zu vereinbaren. Exakt dies scheint das bisherige Vorgehen im deutschen Stromsystem zu sein. Es ist allerdings zu erwarten, daß derartige unvollständige und unvollkommene Verträge die Motivationstransaktionskosten unter Umständen

---

<sup>152</sup> Im Ergebnis fließen dem Vorlieferanten Informationsrenten zu, die zu Lasten der Effizienz der Austauschbeziehungen gehen und unter Umständen sogar diejenigen überschreiten, die bei einem Festpreisvertrag auftreten. Informationsrenten entstehen bei Festpreisverträgen unter Unsicherheit und zu tätigen spezifischen Investitionen zwangsläufig, wenn keine Risikofreudigkeit des Investors vorliegt. Hierauf wird unten unter dem Stichpunkt der Preisgrenzenregulierung zurückgekommen. Auch die im nächsten Abschnitt untersuchte Koordinierungsstruktur Hierarchie kennt Probleme der strategischen Informationsverzerrung als Opportunismusproblem. Die Anreize zur Informationsverzerrung im Fall unvollständiger Verträge zwischen grundsätzlich autonomen Unternehmen unterscheiden sich allerdings von denen im Fall der vertikalen Integration (vgl. Williamson 1984; Hart 1990; 1995: 20, 71; Riordan 1990; Arrow 1975).

erheblich steigen lassen, vor allem, wenn zu den bisher wenigen Mitspielern neue hinzutreten und zu den Netznutzern auch Akteure gehören, die über keine eigenen Transportanlagen verfügen.<sup>153</sup> Dann können die Motivationsineffizienzen erheblich unvollkommener und unvollständiger Verträge zur Preisfestsetzung der Transportanlagen in einem Ausmaße steigen, daß die höheren Koordinierungskosten komplexerer Verträge in Kauf genommen werden müssen. Gerade im Fall der Netznutzungspreise scheint dann unter Umständen auch die Schaffung einer trilateralen Koordinierungsstruktur wirtschaftlich zu werden, um die potentiellen Netzwerkexternalitäten im Bereich des Stromtransports in stärkerem Maße internalisieren zu können. Die bei derartigen Koordinierungsstrukturen relativ hohen fixen Ex-ante-Kosten können bei hinreichend oft wiederholten Transaktionen sowohl durch geringere variable Koordinierungskosten als auch durch tendenziell geringere Motivationskosten aufgewogen werden.

Zusammenfassend können die Transaktionskosten hybrider Koordinierungsstrukturen vor allem aus dem Zusammenspiel zweier Faktoren erklärt werden: Steigende Komplexität der Austauschvorgänge und steigende Unsicherheit über die wirtschaftlichen Umfeldparameter erhöhen c.p. die Transaktionskosten der hybriden Koordinierungsstruktur infolge wegen der größeren Probleme bei den Gründungs- und Nutzungskosten der hybriden Koordinierungsstruktur, vor allem der Koordinierungskosten. Um das Ausmaß dieser Kosten zu begrenzen, müssen die Verträge in zunehmendem Maße unvollständig sein. Durch die hierdurch bedingten höheren Anforderungen an die Selbstdurchsetzungsmechanismen der Verträge steigen allerdings die (Motivations-)Transaktionskosten. Ergo steigen insgesamt die Transaktionskosten hybrider Koordinierungsstrukturen mit zunehmender Komplexität der wirtschaftlichen Beziehung und mit zunehmender Unsicherheit bezüglich des wirtschaftlichen Umfelds und der Überprüfbarkeit der Handlungen der Vertragspartner.

---

<sup>153</sup> Es kann argumentiert werden, daß die bisherige Vertragssituation in starkem Maße einmal durch Reputationseffekte und zum anderen durch gleiches Drohpotential der Akteure stabilisiert wurde, da beispielsweise auf der Übertragungsnetzebene nur wenige Akteure untereinander Transaktionen abwickelten. Zusätzlich kann vermutet werden, daß im bisherigen System der Effizienzdruck wegen der rechtlich abgesicherten Existenz der Gebietsmonopole nicht allzu hoch war und insofern Ineffizienzen der bisherigen vertraglichen Abmachungen in Kauf genommen werden konnten.

### **3. Hierarchische Koordinierung: Komparative Nachteile bei der Setzung hoher Effizianzanreize**

Ausgangspunkt bei der folgenden Untersuchung der Koordinierungsstruktur Hierarchie ist folgende Überlegung, die die Vorteile der Unternehmensintegration betrifft: Die Integration zweier ehemals eigenständiger Unternehmen konzentriert die residualen Verfügungsrechte<sup>154</sup> über Vermögensgegenstände in einer Hand. Dies kann sowohl die Koordinierungskosten als auch die Motivationskosten der Transaktionen senken:<sup>155</sup> Die Koordinierungskosten sinken, da kein teurer Vertrag zwischen grundsätzlich autonomen Unternehmen mehr geschrieben und überwacht werden muß. Ferner müssen die Nettoerträge der Handlungen der Agenten nicht mehr bestimmt werden.

---

<sup>154</sup> Residuale Verfügungsrechte sind Verfügungsrechte einer Person, die nicht explizit vertraglich oder gesetzlich einer anderen Person zugewiesen sind. Grundlage der Zuordnung dieser Rechte ist damit vor allem das allgemeine Eigentumsrecht. Von besonderem Interesse ist das Recht auf Aneignung der residualen Erträge aus einer Transaktion. Ein Beispiel ist ein langfristiger Festpreis- und Festmengen(Termin-)Vertrag, in dem die residualen Verfügungsrechte über die von den kontrahierten Mengen abweichenden Lieferungen dem Lieferanten als Eigentümer der Produktionsanlagen zugewiesen sind, während die Verfügungsrechte über die kontrahierten Mengen dem Käufer zugewiesen sind (vgl. Grossman und Hart 1986; Hart 1988b: 121–125). Die Allokation der residualen Verfügungsrechte hat gemäß der Institutionenökonomik Auswirkungen auf die Verhandlungsposition der beteiligten Akteure und damit auf die Verteilung der (ungewissen) Nettoerträge einer Transaktion nach Zuweisung der Verfügungsrechte via Eigentümerschaft oder Vertrag.

<sup>155</sup> Grossman und Hart (1986), an die sich die folgenden Ausführungen anlehnen, analysieren den Fall, in dem zwei Unternehmen ex ante beziehungspezifische Investitionen tätigen müssen, bevor ex post tatsächliche Nettoerträge erwirtschaftet werden können. Vollständige Verträge können annahmegemäß nicht abgeschlossen werden. Aus diesen Annahmen folgt in ihrem Modell, daß jedwede Art der Zuweisung der residualen Verfügungsrechte mit Investitionsineffizienzen verbunden ist, wobei das Ausmaß der Ineffizienzen in Abhängigkeit der technischen Bedingungen unter verschiedenen Eigentumsstrukturen unterschiedlich hoch ist (Die von ihnen abgeleiteten Investitionseffizienzen entsprechen in der Definition der vorliegenden Arbeit (Motivations-)Transaktionskosten). In ihrem Modell zeigen sie, daß vertikale Integration insbesondere immer dann wirtschaftlich überlegen ist, wenn die beziehungspezifischen Investitionen, die aus produktionstechnischen Gründen angezeigt sind, besonders hoch sind und asymmetrisch auf Käufer und Verkäufer verteilt sind. Grenzen der Koordinierungsstruktur Hierarchie zeigen sich dort, wo beide betreffenden Produktionsaktivitäten ein ähnliches Ausmaß an beziehungspezifischen Investitionen aufweisen.

Auch dies senkt die Koordinierungskosten.<sup>156</sup> Die bislang betrachteten Motivationskosten sinken c.p. ebenfalls, da opportunistisches Verhalten nicht mehr die negativen Auswirkungen haben kann, die es bei einer getrennten Eigentümerschaft der Vermögensgegenstände hat. Die diesbezügliche Relevanz von Unsicherheit und Komplexität nimmt also eindeutig ab. Bei hoher Unsicherheit, Komplexität und Investitionspezifität kann die hierarchische Koordinierung der einzig tragfähige Weg zur Lösung des Problems hoher Koordinierungskosten und Motivationskosten sein.<sup>157</sup> Dies gilt vor allem dann, wenn die spezifischen Investitionen von ihrer Höhe her asymmetrisch anfallen, das heißt beispielsweise nur der Vorlieferant beziehungspezifische Investitionen tätigen muß, nicht aber der Käufer des betreffenden Vorprodukts.<sup>158</sup>

Hinzu kommt, daß die Koordinierungsstruktur Hierarchie in Grenzen flexibler als hybride Koordinierung sein kann: Einem Angestellten kann (im Rahmen des Arbeitsrechts) eine andere Tätigkeit zugewiesen werden; einem grundsätzlich autonomen Vertragspartner, der über eigene spezifische Anlagen verfügt, können derartige Änderungen ohne Gefährdung der Beziehung kaum unilateral auferlegt werden.

Der Ausgangspunkt der Diskussion um die vertikale Integration der deutschen Stromwirtschaft — die potentiellen Vorteile hierarchischer Koordinie-

---

<sup>156</sup> Der Fall der Transportstufe ist auch hier illustrativ: Die Integration aller Eigentumsrechte an Transportanlagen eines Stromsystems in einer Hand senkt sowohl die Vertragsformulierungs- als auch große Teile der Überwachungskosten auf null (Diese Überwachungskosten sinken nicht in ihrer Gesamtheit auf null, da auch in integrierten Unternehmen Meß- und Erfassungserfordernisse im Rahmen der internen Kostenrechnung vorliegen).

<sup>157</sup> Die meisten in der Literatur vorliegenden institutionenökonomischen Arbeiten (etwa Klein et al. 1978; Grossman und Hart 1986) konzentrieren sich bei der Analyse von hybriden Koordinierungsstrukturen vs. Hierarchie auf die Ex-post-Probleme und hierbei auf die Motivationskosten der beiden Koordinierungsstrukturen. Dies ist für den Fall der Stromwirtschaft nicht hinreichend, da die (potentiell) große Anzahl an Mitspielern eine vergleichsweise hohe Bedeutung der Koordinierungskosten — und hierbei auch die Struktur dieser Kosten bezüglich fixen und variablen Kosten — zur Folge haben dürfte.

<sup>158</sup> In den Modellen von Hart und Moore (1990) beziehungsweise Hart (1995: Kapitel II) folgt ein abweichendes Ergebnis, das auch bei gleichem Ergebnis, das heißt symmetrisch verteilten beziehungspezifischen Investitionen Vorteile für vertikale Integration beinhaltet. Diese Modelle sind anhand der Fokussierung auf Humankapitalinvestitionen für die vorliegende Arbeit von geringerem Interesse.

— ist damit zwar beschrieben. Die in diesem Abschnitt zu beantwortende Frage lautet allerdings letztlich anders: Warum sind unter den bisher aufgezeigten Vorteilen hierarchischer Koordinierungsstrukturen in der Realität mehrere Unternehmen in einem Markt aktiv? Mit anderen Worten: Wenn Ungewißheitssituationen die Realität prägen, also sowohl reine Markt- als auch hybride Vertragskonstruktionen mit Nachteilen verbunden sind — wo liegen dann die Nachteile der Koordinierungsstruktur Hierarchie, die verhindern, daß sich die Unternehmen zu einem einzigen Monopol zusammenschließen? Unter welchen Bedingungen ist damit zu rechnen, daß ein voll vertikal und horizontal integriertes Stromunternehmen — etwa die französische Electricité de France als nationaler Monopolist — eine ineffiziente Antwort auf die dem Stromsektor innewohnenden Koordinierungserfordernisse ist?

Coase stellt in seinem 1937er Werk „The Nature of the Firm“ die mit der absoluten Unternehmensgröße sinkende Effizienz des Managements als die entscheidende Wachstumsgrenze dar. Dieser Ansatz mag intuitiv plausibel sein, kann allerdings allein wenig zur Klärung des Sachverhalts beitragen, solange die sinkende Managementeffizienz nicht in Relation zu den Ineffizienzen anderer Koordinierungsstrukturen gesetzt werden kann.

Einen etwas anderen Weg geht die Institutionenökonomik daher seit Williamson (1984). In dieser Arbeit wird die Idee entwickelt, daß die Effizienz der Manager aus Sicht des Eigentümers des Unternehmens betrachtet werden muß. Und in diesem Fall ergibt sich analog den anderen beiden Hauptformen der Koordinierungsstrukturen ein Opportunismusproblem: Die Zielfunktion des Managers muß nicht (und wird in der Regel auch nicht) identisch mit der Zielfunktion des Eigentümers sein. Bei einer vertikalen Integration zweier ehemals selbständiger Unternehmen wird einer der Eigentümer als Akteur entfallen. Seine Rolle im neuen Unternehmen wird zumindest partiell von Managern übernommen. Bei unvollständiger Information entstehen somit unternehmensintern vertragliche Probleme, die in der Art denen ähneln, die bereits bei der Diskussion reinmarktlicher und hybrider Koordinierungsstruktur eingeführt worden.

Die entscheidende Grenze für vertikale Integration, also für die Grenzen der Firma, ergibt sich aus Sicht der Institutionenökonomik aus den Kosten, die aus dieser Divergenz der Interessen von Eigner und Manager folgen.<sup>159</sup>

---

<sup>159</sup> Also wird keine exogen sinkende Effizienz des Managements — wie bei Coase (1937) — postuliert, sondern eine aufgrund sinkender Informationsqualität bei längeren

Einen wesentlichen Einfluß auf diese Kosten hat auch bei der hierarchischen Koordinierungsstruktur die Anreizintensität.

Im Fall der Hierarchie nimmt die Bedeutung der Anreize und Handlungen der Manager gegenüber denen der Eigentümer zu. Die Manager haben in vielen Fällen Arbeitsverträge mit ihrem Arbeitgeber geschlossen, die ihr Einkommen weitgehend von ihren Handlungen entkoppeln. Sie unterliegen also zumeist einer noch niedrigeren Anreizintensität als ein Vorlieferant im Fall der hybriden Koordinierungsstruktur, da die residualen Erträge ihrer Handlungen im wesentlichen ihren Arbeitgebern zukommen.<sup>160</sup> Dies gilt a fortiori, wenn die Nettoerträge nicht meßbar sind, da in diesem Fall jeder Versuch des Eigentümers, die Gehaltszahlungen zu flexibilisieren (um die Anreizintensität zu erhöhen) in seiner Wirksamkeit erheblich begrenzt oder zwecklos ist. Klassisches Beispiel ist die Teamarbeit, bei der die direkte Zurechenbarkeit per definitionem kaum gegeben ist. Oftmals ist der Grad der Erfüllung der beiden oben genannten Bedingungen für eine hohe Anreizintensität interdependent: Teamarbeit und damit geringe Erfüllung von (ii) (leichte Ermittlung der Nettoerträge) ist plausiblerweise eine Grundlage für eine Nichterfüllung von (i) (eindeutiges Anrecht auf vollständige Aneignung der Nettoerträge).

Vorgenannter Umstand bildet einen zentralen Bestimmungsfaktor der relativen Kosten der Koordinierungsstruktur Hierarchie: Schwache Anreizintensität führt zu relativ hohen (Motivations-)Transaktionskosten innerhalb des Unternehmens,<sup>161</sup> da die Agenten nur schwachen Anreizen zur Ko-

---

Hierarchien geringere Kontrollmöglichkeit durch den Eigentümer unterstellt. Längere Hierarchien entstehen c.p. bei Zunahme der Unternehmensgröße. Zum Verhältnis der in der Institutionenökonomik untersuchten Ineffizienzen hierarchischer Koordinierungsstrukturen und dem Leibensteinschen Konzept der X-Ineffizienz vgl. de Alessi (1983).

<sup>160</sup> Zwar existieren einige Möglichkeiten zur Linderung des Opportunismusproblems bei angestellten Managern, allerdings führen interne Anreizverträge zu eigenen Transaktionskosten: zum Beispiel könnten erfolgsabhängige Gehälter zu einer langfristig nicht sachgerechten Einsatzweise von Produktionsanlagen führen. Durch Anreizverträge zugewiesene Verfügungsrechte haben — anders als „normale“ Eigentumsrechte — einen begrenzten Zeithorizont. Solange diesem Anreiz zur kurzfristigen Ertragsmaximierung nicht beispielsweise durch die Effekte spezifischen Humankapitals Grenzen gesetzt werden, ist die Nettowirkung der Effizienzverträge nicht eindeutig. Vgl. Hart (1995: 65) und Williamson (1984: 742).

<sup>161</sup> *Erinnert sei daran, daß Transaktionskosten in der vorliegenden Arbeit als Differenz zwischen „first-best“-Produktionskosten und den Gesamtkosten definiert sind. Die*

stenminimierung unterliegen. Daraus folgt, daß vertikale Integration zwar die Anreize für opportunistisches Verhalten ändert, aber nicht beseitigt: Zwar ist bei Transaktionen innerhalb integrierter Unternehmen die Gefahr der Abschöpfung bestreitbarer Quasirenten durch andere Unternehmer gleich null, nicht jedoch die Gefahr des opportunistischen Verhaltens der eigenen Manager, die als Nutzenmaximierer durchaus Anreizen beispielsweise zur Senkung ihres eigenen Arbeitsleids unterliegen dürften.<sup>162</sup>

Der fundamentale Trade-off zwischen hybrider Koordinierung und vertikaler Integration besteht zusammengefaßt auf der einen Seite in den Effizienzgewinnen aus vertikaler Integration, die durch die Zuweisung residuärer Verfügungsrechte in einer Hand und den damit c.p. geringeren (Koordinierungs- und Motivations-)Transaktionskosten zur Etablierung und Absicherung wirtschaftlicher Austauschbeziehungen entstehen. Darüber hinaus weist eine hierarchische Koordinierung unter Umständen eine höhere Anpassungsfähigkeit an geänderte Umweltbedingungen auf.<sup>163</sup> Diese Transaktionskostensenkungen fallen daher um so stärker aus, je höher der Komplexitätsgrad der Transaktionen ist und je höher der Grad der Investitionsspezifität ist. Wenn also beispielsweise von einem Gebietsversorger erwogen wird, einen Teil des von ihm für den Weiterverkauf benötigten Stroms von einem unabhängigen Erzeuger zu beziehen und kein eigenes neues Kraftwerk zu bauen, so muß er berücksichtigen, daß ein Ankaufsvertrag unter Umständen mit hohen Absicherungskosten und geringer Flexibilität

---

oben erwähnten (Motivations-)Transaktionskosten werden sich in der Realität buchhalterisch vermutlich zu einem großen Teil in gegenüber dem „first-best“ höheren Produktionskosten niederschlagen.

<sup>162</sup> Grossman und Hart (1986: 716). Vgl. für einen verwandten Ansatz zur Modellierung der von ihnen so genannten organisatorischen Größennachteile (organizational diseconomies) im Rahmen eines Principal-Agent-Modells McAfee und McMillan (1995). Ihr Modell bildet die These ab, daß „längere“ Hierarchien c.p. höhere Anreizverzerrungen implizieren, da die (angestellten) Manager in integrierten Unternehmen ihre privaten Informationen zu ihrem Vorteil und zum Nachteil des Unternehmens verwenden können. Um so weiter entfernt die Informationen von den Entscheidungsträgern im Unternehmen vorliegen, um so größer ist der Opportunismusspielraum innerhalb des Unternehmens.

<sup>163</sup> Dies muß nicht notwendig so sein. Die Gründung trilateraler Koordinierungsstrukturen kann beispielsweise mit der Bildung unabhängiger Schiedsstellen einhergehen, die Flexibilität in das unvollständige Vertragssystem inkorporieren könnten. Dies gilt vor allem dann, wenn die betreffenden Transaktionen häufig wiederholt werden und damit die Fixkosten der Gründung der hybriden Struktur unter Umständen nicht stark ins Gewicht fallen.

verbunden sein kann (etwa „take-or-pay“-Klauseln, die das exogene Endnachfragerisiko weitgehend dem Gebietsversorger zuweisen und angesichts der hohen Beziehungsspezifität des unabhängigen Kraftwerks Voraussetzung für den Vertragsabschluß durch den unabhängigen Erzeuger sein können).

Auf der anderen Seite verursacht vertikale Integration c.p. Effizienzverluste, die sich aus den schwächeren Anreizen für die einzelnen Akteure ergeben. Diese schwächeren Anreize resultieren daraus, daß diese tendenziell bei integrierter Produktion nicht mehr die residualen Verfügungsrechte besitzen, sondern als angestellte Manager geringere wirtschaftliche Risiken tragen, im Erfolgsfall aber auch tendenziell geringere „Gewinne“ realisieren. Im eben genannten Beispiel des unabhängigen Kraftwerks muß der Gebietsversorger die Kosten erwägen, die ihm aus der c.p. geringeren Anreizintensität des eigenen Personals des hypothetischen neuen Kraftwerks gegenüber der Anreizintensität im unabhängigen Kraftwerksunternehmens entstehen können. Tendenziell ist in dem Beispiel der Vertrag mit einem unabhängigen Erzeuger um so eher als wirtschaftliche Lösung zu vermuten, je leichter der Vertrag formuliert und überwacht werden kann (beispielsweise für Grundlaststrom, weil diese Transaktionen wenig komplex sind) und je geringer die Kapitalbindungsdauer und -intensität in Verbindung mit einer geringen zu erwartenden Brennstoffpreisvolatilität ausfällt. Ein GuD-Kraftwerk ist unter diesen Gesichtspunkten weitaus eher als unabhängiges Kraftwerk zu bauen und via Vertrag mit einem Gebietsversorger zu kontrahieren als beispielsweise ein Braunkohlenkraftwerk, Steinkohlenkraftwerk oder gar ein Kernkraftwerk.<sup>164</sup>

Entscheidend für die Beantwortung der Frage, ob im konkreten Fall komparative Vorteile für die vertikale Integration als Alternative zur hybriden Koordinierungsstruktur bestehen, ist also, (i) welchen Stellenwert die Setzung hoher Anreize auf den einzelnen Stufen hat — hier hat Hierarchie Nachteile —,<sup>165</sup> (ii) welchen Stellenwert das Ausmaß der Flexibilität der

---

<sup>164</sup> Zwar können Braunkohlen- und Kernkraftwerke als typische Grundlastkraftwerke charakterisiert werden. Allerdings sind beide extrem kapitalintensiv und die Kapitalbindungsdauer ist erheblich höher als bei GuD-Kraftwerken. Ferner reagiert ihre relative Kosteneffizienz wegen der hohen Kapitalbindungsdauer relativ anfällig auf exogene Brennstoffpreisschwankungen oder politische Änderungen etwa von Umweltschutzbestimmungen. Hierauf sind die Verträge nur extrem schwer zu konditionieren.

<sup>165</sup> Ergänzend kann als Nachteil der Hierarchie noch der Umstand hinzukommen, daß opportunistisches Verhalten einer Vertragspartei in einer hybriden Koordinie-

jeweiligen Koordinierungsstruktur hat — hier hat Hierarchie Vorteile — und (iii) wie hoch das Ausmaß der Unsicherheit und Komplexität ist — auch hier hat Hierarchie Vorteile.

#### 4. Fazit

Als wesentliches Ergebnis dieses Abschnitts ergibt sich, daß hoch konzentrierte Märkte und vermeintlich effizienzgefährdende Verhaltensweisen im Strommarkt nicht a priori Anzeichen für den Willen der Unternehmen zur gesamtwirtschaftlich schädlichen Monopolisierung sind. Im Gegenteil sind die komplexen hybriden beziehungsweise hierarchischen Koordinierungsstrukturen als Antworten auf die zugrundeliegenden Koordinierungsprobleme technischer und vertragsökonomischer Natur interpretierbar. Zurückzuführen sind diese Koordinierungsprobleme auf das Zusammenspiel der unter Umständen hohen Beziehungsspezifität der Investitionen, der Komplexität der Austauschvorgänge, der hohen Kapitalbindungsdauer der Anlagen sowie der kurz- und langfristigen Unsicherheiten, unter denen die Akteure in der Stromwirtschaft agieren. Diese Faktoren setzen der reinmarktlichen Koordinierungsstruktur wirtschaftliche Grenzen. Regulierungseingriffe in die vertikale Struktur des Stromsektors, die zu einer eigentumsrechtlichen Entflechtung hoch integrierter Unternehmen führen würden, können unter dem bislang erreichten Erkenntnisstand der Arbeit mithin nicht begründet werden.

Bezüglich der Frage, wo die relativen Vor- und Nachteile innerhalb der Gruppe der nichtreinmarktlichen Koordinierungsstrukturen liegt, ist folgendes festzuhalten: Als wesentliche Grenzen hybrider Koordination ergaben sich insbesondere die steigenden Koordinierungs- und Motivationskosten bei steigender Komplexität der Austauschvorgänge und steigender Unsicherheit über die wirtschaftlichen Umfeldparameter. Darüber hinaus kann die hybride Koordinierungsstruktur gegenüber der Hierarchie aufgrund einer geringeren Flexibilität höhere Transaktionskosten aufweisen. Dies kann im Stromsektor beispielsweise angesichts von Variationen der wirtschaftlichen Umfeldpa-

---

rungsstruktur Grenzen unterliegt, die bei einer hierarchischen Transaktion fehlen: Gemeint ist der — wenn auch regelmäßig wegen der Investitionspezifität begrenzte — Exitdruck bei Verträgen, der als ultimatives Kontrollinstrument fungieren kann (Hart 1988a: 120).

parameter relevant werden, etwa bezüglich Weltmarktpreisentwicklungen für Brennstoffe oder geänderter Umweltschutzbestimmungen. Als wesentliche Grenze der Koordinierungsstruktur Hierarchie ergab sich insbesondere die durch geringere interne Anreizintensität bedingten relativ höheren Motivationskosten.

## **B. Wohlfahrtstheoretische Eigenschaften nichtreinmarktlicher Koordinierungsstrukturen**

Durch Unternehmensintegration oder hybride Koordinierungsstrukturen erlaubte Senkungen von Transaktionskosten führen potentiell zu einer Senkung des für die Bereitstellung des jeweiligen Gutes realen Ressourcenverzehr. Die in diesem Abschnitt zu behandelnde Frage lautet, ob diese einzelwirtschaftlichen Effizienzverbesserungen auch zu gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtserhöhungen führen, oder ob negative Wohlfahrtseffekte eine Regulierung der Stromunternehmen begründen könnten.

Zur Klärung dieses Sachverhalts werden im folgenden zunächst die wichtigsten in der Literatur vorgelegten Ansätze zur Ableitung der Wohlfahrtsaspekte nichtreinmarktlicher Koordinierungsstrukturen in vertikal strukturierten Industrien dargestellt und bewertet. Dabei wird zunächst der traditionelle Ansatz der Erklärung vertikaler Integration durch technische Größenvorteile und dann die Kategorie von Modellen behandelt, die das Problem des doppelten Gewinnaufschlags als Grundlage vertikaler Integration zugrundelegen, also auf Probleme der effizienten Preisfestsetzung von Gütern als Grundlage von Koordinierungsproblemen eingehen. Als weitere betrachtete Kategorie werden jüngere Modelle des vertikalen Ausschlusses behandelt. Diese Modelle untersuchen insbesondere die Frage, ob vertikale Integration allein auf Anreize zur Änderung horizontaler Marktstruktur zurückgeführt werden können.

Am Ende dieses Abschnitts werden in Ergänzung der bis dahin erzielten Ergebnisse horizontale Marktmachtpotentiale untersucht, das heißt, es wird gefragt, ob auf den einzelnen Stufen der Stromwirtschaft Indizien erkennbar sind, die eine Regulierung der horizontalen Marktstruktur oder des Verhaltens der auf dieser Stufe agierenden Unternehmen rechtfertigen könnten.

## 1. Ausnutzung von technischen Größenvorteilen als Anreiz zur nichtreinmarktlichen Koordination

Eine der prominentesten herkömmlichen industrieökonomischen Erklärungen für vertikale Integration basiert auf Kostenkomplementaritäten bei zwei hintereinander angeordneten Produktionsprozessen unter der Annahme exogener Preise auf den Input- und auf den Outputmärkten.<sup>166</sup> Weist die (Mehrprodukt-)Kostenfunktion zweier Produktionsprozesse im relevanten Bereich Subadditivitäten auf, so ist vertikale Integration der beiden Prozesse innerhalb eines Unternehmens zu erwarten, da die Summe der Gewinne beider Aktivitäten durch vertikale Integration aufgrund der hierdurch erlaubten Ausschöpfung der Größenvorteile zunimmt.

Ohne Berücksichtigung von Transaktionskosten wird die vertikale Integration in einem *Unternehmen* allerdings durch die Kostenkomplementaritäten nicht wirklich erklärt, sondern ist bereits in der (impliziten oder expliziten) Annahme inkorporiert, daß die Produktion in einem integrierten Unternehmen stattfinden muß, um die technisch bedingten Größenvorteile ausschöpfen zu können. Denn: Betrachtet werden grundsätzlich Größenvorteile auf der Anlagenebene (economies at plant level). Solange aber keine von null verschiedenen Transaktionskosten vorliegen, wäre das Eigentum nicht notwendig in der Hand eines Eigentümers zu konzentrieren. Mit anderen Worten: Größenvorteile auf der Anlagenebene implizieren nicht notwendig Größenvorteile auf Unternehmensebene (economies at firm level). Es ist durchaus vorstellbar, daß ein erster Akteur Eigentümer der Anlagen zur Produktion des Zwischenprodukts und ein zweiter Akteur Eigentümer der Anlagen zur Weiterverarbeitung auf dem gleichen Gelände ist. Die beiden würden einen Preis für das Zwischenprodukt aushandeln, bei dem sich beide gegenüber dem Fall der räumlich nichtintegrierten Produktion besserstellen.<sup>167</sup>

---

<sup>166</sup> Ein klassisches Beispiel hierfür ist die Stahlverarbeitung, bei der die Produktion des Rohstahls im eigenen Unternehmen Energie als Input für den nachgelagerten Prozeß spart, da das Wiedererhitzen erspart wird.

<sup>167</sup> Oben wurde auf einige technische Komplementaritäten bereits eingegangen und etwa im Beispiel der Kohleförderung und der Stromerzeugung auf die Koordinierungsprobleme hingewiesen, die eine unternehmerisch separate Produktion der beiden Güter verhindern können (Kapitel II, vgl. auch Fn. 164). Diese bezogen sich unter anderem auf das Vorliegen spezifischer Investitionen. Diese Investitionsspezifität ist (zumindest teilweise) technisch bedingt: Positive Transportkosten für den Energieträger Kohle bedingen eine (partielle) Marktseparation. Diese ist ursächlich für die Spezifität der Investitionen

Vertikale Integration kann allerdings —wie in Abschnitt IV.A gezeigt wurde — die wirtschaftliche Lösung des Koordinierungsproblems sein, wenn die spezifischen Investitionen hoch und asymmetrisch verteilt sind und ein signifikantes Ausmaß von Unsicherheit besteht und somit hybride Koordination wegen zu hoher Transaktionskosten nicht in Frage kommt.

Übertragen auf den Fall der Stromwirtschaft ist beispielsweise eine isolierte Produktion des Zwischenprodukts „erzeugter Strom“ ohne physikalische Anbindung an bestehende Transportanlagen<sup>168</sup> (mit der das Endprodukt „transportierter Strom für Endkunden“ erstellt werden kann) technisch regelmäßig unsinnig. Wenn der Produzent des Zwischenprodukts sich allerdings mit dem anderen Eigentümer nicht über die Konditionen der Nutzung der fremden Transportanlagen (oder über den Preis für das Zwischenprodukt „erzeugter Strom“, falls der Transporteur das Endprodukt selbst herstellen will) einigen kann, muß der Erzeuger eigene Transportanlagen errichten oder aber mit dem Transporteur fusionieren. In diesem Fall wäre die vertikale Integration die einzige Lösung. In jedem Fall erhöht die nichtreinmarktliche Koordination die Effizienz gegenüber reinmarktlicher Koordination, die aufgrund der Hauptcharakteristika der betreffenden Transaktionen mit zu hohen Transaktionskosten verbunden wäre.

Insgesamt sprechen die Wohlfahrtswirkungen nichtreinmarktlicher Koordinierungsstrukturen bei Vorliegen von technischen Kostenkomplementaritäten in der Regel für ein „Laissez-faire“ sowohl im Fall der vertikalen Integration als auch Fall der hybriden Koordination, da die hierdurch erlaubte Ausnutzung der Komplementärerträge auch im Interesse der Gesamtwohlfahrt liegt.

## 2. Das Problem des doppelten Gewinnaufschlags als Anreiz zur nichtreinmarktlicher Koordination

Das zweite prominente industrieökonomische Argument für vertikale Integration basiert auf den privatwirtschaftlichen Effizienzpotentialen, die bei

---

(vor allem Standortspezifität) in der Stromerzeugung, damit für das Ausmaß der Relevanz des Koordinierungserfordernis und damit auch für die Koordinationsprobleme.

<sup>168</sup> Diese technische Anbindung an Transportanlagen kann als extreme Form räumlicher Anbindung interpretiert werden. Ohne physikalischen (das heißt räumlichen) Anschluß an Transportmöglichkeiten zu Nachfragern ist der erzeugte Strom wertlos.

zwei hintereinander angeordneten desintegrierten Produktionsprozessen aus der isolierten Preissetzung der beiden Produkte (Zwischenprodukt und Endprodukt) herrühren.

Dieses Problem des (ineffizienten) doppelten Gewinnaufschlags bei desintegrierter Produktion (*Double-Marginalization*) kann anhand des Beispiels eines bilateralen Monopols verdeutlicht werden:<sup>169</sup> Im desintegrierten Fall verkauft ein monopolistischer Stromerzeuger seinen erzeugten Strom an einen monopolistischen Stromtransporteur. Dieser Stromtransporteur verkauft diesen von ihm transportierten (weiterverarbeiteten) Strom als Endprodukt an die Endkunden; auf beiden Stufen seien nur lineare Preise<sup>170</sup> zugelassen.

Im desintegrierten Fall berücksichtigt das nachgelagerte (Transport-)Unternehmen bei einer separaten Optimierung nicht die dadurch bedingten Gewinneinbußen auf die vorgelagerte Stufe, das vorgelagerte Unternehmen nicht die Gewinneinbußen auf der nachgelagerten Stufe. Beide Unternehmen schlagen als Monopolisten isoliert einen Gewinnaufschlag auf ihre jeweiligen Grenzkosten. Letztlich folgt aus diesen separierten Gewinnmaximierungsentscheidungen ein gegenüber dem integrierten Fall zu hoher Endproduktpreis; die abgesetzte Menge ist gegenüber dem Standardergebnis zu gering. Die Summe der Gewinne des Erzeugers und des Transporteurs liegen unter dem Gewinn im Fall des integrierten (Erzeugungs- und Transport-)Unternehmens.<sup>171</sup>

<sup>169</sup> Eine der ersten Modellierungen des Problems findet sich bei Spengler (1950). Vgl. auch Tirole (1988: 174 f.) und Carlton und Perloff (1990: 526 f.).

<sup>170</sup> Als lineare Preise werden einteilige und von der gehandelten Menge unabhängige Preise bezeichnet.

<sup>171</sup> Dies kann unter vereinfachenden Annahmen sehr leicht gezeigt werden: Die Endnachfrage sei linear und normiert, so daß  $D_T = 1 - p_T$ . Abstrahiert wird von den lastflußabhängigen Netzverlusten; es werden konstante Grenzerzeugungskosten ( $c_E$ ) des Erzeugers  $E$ , konstante Grenztransportkosten ( $c_T$ ) des Stromtransporteurs  $T$  unterstellt sowie der Fall der fixen Inputproportionen angenommen (das Zwischenprodukt Strom geht mit einer Einheit in die Produktion einer Einheit des Endproduktes transportierter Strom ein). Dann maximiert  $T$  im zweistufigen Spiel in der zweiten Stufe seinen Gewinn  $\Pi_T(p_T) = (p_T - p_E c_T) D(p_T)$  durch Wahl seines Preises  $p_T$ . Dann gilt im Gewinnoptimum  $p_T = (1 + p_E + c_T)/2$ , der Gewinn des Transporteurs ist  $\Pi_T = ((1 - p_E - c_E)/2)^2$ . Als seine Nachfragefunktion ergibt sich  $D_T = (1 - p_E - c_T)/2$ . Dieses ist zugleich die relevante Nachfragefunktion des vorgelagerten Erzeugers. Dieser maximiert  $\Pi_E(p_E) = (p_E - c_E) D_E(p_E)$  durch Wahl seines Preises  $p_E$ . Wegen  $D_E = D_T$  gilt  $\Pi_E(p_E) = (p_E - c_E)(1 - p_E - c_T)/2$ . Im Gleichgewicht gilt dann  $p_E = (1 - c_T + c_E)/2$  und  $D_E = (1 - c_T - c_E)/4$ . Der Gewinn des vorgelagerten Unternehmens ergibt sich als  $\Pi_E = (1 - c_E - c_T)^2/8$ . Daraus folgt ein Gewinn des nachgelagerten Unternehmens in Höhe von

Dieser potentiell höhere Gesamtgewinn im Fall der Unternehmensintegration zeigt somit einzelwirtschaftliche Anreize zur vertikalen Integration an. Die via vertikaler Integration erreichte Internalisierung der „vertikalen Externalitäten“ kann erkennbar die einzelwirtschaftliche Effizienz erhöhen. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht wird durch die Unternehmensintegration die Effizienz ebenfalls erhöht, wie anhand des im integrierten Gleichgewicht größeren Outputs und des geringeren Preises festzustellen ist: Sowohl die Produzentenrente als auch die Konsumentenrente steigen gegenüber dem Fall der desintegrierten Produktion.

Das Ergebnis des Modells des doppelten Gewinnaufschlags ist in dreifacher Hinsicht generalisierbar:

- Zum einen kann das Ergebnis auf den vertikalen Oligopolfall verallgemeinert werden. Auch in diesem Fall besteht bei einer separaten Gewinnmaximierung ein Effizienzpotential, das unter den gemachten Annahmen nur durch vertikale Integration ausgeschöpft werden kann.<sup>172</sup>
- Zum anderen kann es mit wenigen Modifikationen auf den Fall der variablen Inputproportionen in der nachgelagerten Produktionsstufe übertragen werden.<sup>173</sup> Auch hier gilt generell, daß die einzelwirtschaftliche

$\Pi_T = (1 - c_E - c_T)^2 / 16$ . Im Falle des integrierten Unternehmens, das simultan die Produktion in Stufe *E* und *T* kontrolliert, lautet die Gewinnfunktion  $\Pi_{E+T}(p_T) = (p_T - c_E - c_T)(1 - p_T)$ . Als Gleichgewichtspreis ergibt sich  $p_T = (1 + c_E + c_T) / 2$  und als Menge  $D_T = (1 - c_E - c_T) / 2$ . Der Gesamtgewinn ist  $\Pi_{E+T} = ((1 - c_E - c_T) / 2)^2$  und liegt somit höher als im Fall der desintegrierten Unternehmen, da

$$\Pi_{E+T} = \frac{(1 - c_E - c_T)^2}{4} = \frac{1}{16} (1 - c_E - c_T)^2 > \frac{1}{16} (1 - c_E - c_T)^2 = \frac{(1 - c_E - c_T)^2}{16} + \frac{(1 - c_E - c_T)^2}{8} = \Pi_E + \Pi_T.$$

<sup>172</sup> Vgl. die in Perry (1989: 199) und Gaudet und Van Long (1996) zitierte Literatur. Voraussetzung für obige Aussage, daß die vertikale Integration die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt auch im Fall variabler Inputproportionen erhöht, ist allerdings — wie im bilateralen Monopolfall — die Annahme, daß die Marktstruktur in horizontaler Hinsicht exogen ist; auf Auswirkungen von Änderungen der Marktstruktur wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

<sup>173</sup> Allerdings können unter bestimmten Umständen die positiven Effizienzeffekte der Entzerrung des Inputeinsatzverhältnisses durch andere (Marktmacht-)Effekte aufgewogen werden. Analysen des bilateralen Monopols unter variablen Inputproportionen in der nachgelagerten Produktionsstufe findet sich in Vernon und Graham (1971), Schmalensee (1973) und Warren-Boulton (1974). In diesen Arbeiten wird angenommen, daß alle anderen Inputs der nachgelagerten Produktionsstufe zu Grenzkostenpreisen gehandelt werden. Dann ist ein linearer Preis für das monopolistisch angebotene Zwischenprodukt offensichtlich mit einem gegenüber dem „first-best“ abweichenden und „zu hohen“ Relativpreis verbunden und damit auch mit einem verzerrten Inputeinsatzverhältnis auf der

Effizienzerhöhung mit einer gesamtwirtschaftlichen Effizienzerhöhung einhergeht.

- Schließlich kann es in horizontaler Hinsicht interpretiert werden: Bei komplementären Gütern senkt eine Preiserhöhung in einem Markt die Nachfrage in einem anderen Markt. Die Auswirkungen auf den Gewinn eines anderen Unternehmens bleiben bei nichtintegrierten Unternehmen unberücksichtigt. Insofern kann eine — in diesem Fall horizontale — Unternehmensintegration sowohl einzel- als auch gesamtwirtschaftlich positive Auswirkungen haben.<sup>174</sup>

Das Ergebnis der Modelle des doppelten Gewinnaufschlags hängt entscheidend von zwei Annahmen ab: Zum einen muß Marktmacht auf beiden, und nicht nur auf einer der beiden, Marktstufen angenommen werden. Dies scheint in vielen Sektoren eine wenig restriktive Annahme zu sein und kann im Stromsektor beispielsweise im Fall des vertikal desintegrierten Netzbereichs der Fall sein. Sowohl Übertragungs- als auch Verteilungsnetze weisen Größenvorteile auf, die den Betreibern aufgrund der mangelhaften Bestreitbarkeit ihrer Marktposition<sup>175</sup> Preissetzungsspielräume eröffnen. Nicht uningeschränkt plausibel scheint die Annahme jedoch zu sein, wenn die Transportstufe (als Aggregat) mit der Stufe der Stromerzeugung betrachtet wird: Wenn (i) Netznutzungsrechte für mehrere Erzeuger existieren, sei es

---

nachgelagerten Produktionsstufe: Beim einfachen Fall der linearhomogenen Produktionsfunktion ist direkt erkennbar, daß zu wenig des Zwischenprodukts 1 eingesetzt wird. Offensichtlich ist diese vertikale Externalität analog dem einfachen Modell des doppelten Gewinnaufschlags durch vertikale Integration zu internalisieren. Bekannteste analysierte Beispiele sind Werbe- oder Serviceaktivitäten auf der nachgelagerten Stufe (Mathewson und Winter 1983; Perry und Groff 1985).

<sup>174</sup> Im Fall der substitutiven Güter gilt, daß eine Preiserhöhung den Gewinn des anderen Unternehmens erhöht. In diesem Fall würden die einzelwirtschaftliche und die gesamtwirtschaftliche Effizienzeffekte gegenläufig sein — ein wenig überraschendes und aus der herkömmlichen Oligopolpreistheorie bekanntes Ergebnis. Vgl. grundlegend zu komplementären und substitutiven Gütern im Mehrproduktoligopolfall Bulow et al. (1985) und die jüngere Arbeit von DeGraba (1996b).

<sup>175</sup> Dieses Monopol muß nicht vollständig sein. Es ist durchaus vorstellbar, daß einzelne Leitungen (beispielsweise als Stickleitungen) im direkten Wettbewerb betrieben werden oder aber potentielle Konkurrenz in starkem Maß disziplinierend wirken kann. Die signifikanten horizontalen Größenvorteile in vermaschten und komplexen Netzen lassen allerdings die Vermutung plausibel erscheinen, daß in wesentlichen Teilen des Netzbereichs signifikante Größenvorteile in Verbindung mit einer nur geringen Bestreitbarkeit existieren.

durch freiwillige privatwirtschaftliche Vereinbarungen oder via öffentlicher Regulierung, und wenn (ii) diese Netznutzungsrechte zu einem intensivem aktuellen oder potentielltem Wettbewerb der Stromerzeuger führen, haben die Modelle des doppelten Gewinnaufschlags keinen Erklärungs- oder Prognosewert für vertikale Integrationen zwischen den Stufen Erzeugung und Transport. Die Existenz der in der Realität beobachtbaren vertikal integrierten Unternehmen in Stromsystemen, die sowohl Netznutzungsrechte als auch tatsächlichen Wettbewerb zwischen Erzeugern aufweisen (Kapitel D), muß also durch andere Integrationsmotive erklärt werden.

Zum anderen gilt aber für die Modelle des doppelten Gewinnaufschlags eine ähnliche Einschränkung wie im Fall der technischen Größenvorteile im vorhergehenden Abschnitt: Das Ergebnis hängt entscheidend von der Annahme der Unmöglichkeit des Abschlusses bindender Verträge zwischen dem vor- und nachgelagerten Unternehmen und hierbei insbesondere von der Beschränkung auf lineare Preise ab. Grundsätzlich könnten nämlich beispielsweise zweiteilige Preise als Äquivalent zur Unternehmensintegration das Problem des doppelten Gewinnaufschlags lösen und die vertikale Externalität internalisieren: Nehmen wir an, der vorgelagerte Produzent wäre in der Lage, dem nachgelagerten Unternehmen Take-it-or-leave-it-Angebote machen zu können. Der angebotene feste, mengenunabhängige, Preisbestandteil könnte die Verteilung der Renten festlegen; der variable Preisbestandteil könnte den Grenzkosten der vorgelagerten Produktionsstufe angeglichen werden. Es wäre somit zur Erreichung des Effizienzziels hinreichend, wenn der vorgelagerte Produzent zweiteilige Preise festlegt, etwa in Form von Franchiseverträgen. Er müßte seine Grenzkosten den nachgelagerten Produzenten als variables, marginales Preiselement und zusätzlich ein Fixpreiselement berechnen, dessen Höhe von der Nachfragemenge unabhängig, also für die laufenden Produktionsentscheidungen nachgelagerter Produzenten exogen ist, und dessen Höhe die Verteilung des Gesamtgewinns zwischen den Unternehmen festlegt.<sup>176</sup>

---

<sup>176</sup> Dies ist nicht die einzige zur Unternehmensintegration äquivalente Vertragsformulierung. Alternativ kann der vorgelagerte Produzent vertraglich einen Höchstpreis vorschreiben und somit  $p_E$  über eine Endpreisbindung nach oben begrenzen. Einen Ausnahmefall für die theoretischen Äquivalenz zwischen vertikaler Integration und letztgenannter Preisgestaltung stellt die dritte oben genannte Erweiterung des Modells des doppelten Gewinnaufschlags dar: Hier stellt zwar ein zweiteiliger Tarif, nicht jedoch die Endpreisbindung eine Lösung des Effizienzproblems dar. Die Endpreisbindung würde erst in Verbindung mit einer Inputbezugsbindung, das heißt einer Kopplungsvereinbarung

Ob derartige Verträge allerdings in der Realität zu formulieren und durchzusetzen sind, ist eine ganz andere Frage: Zum einen können Unsicherheitsaspekte dagegen sprechen, daß derartige vollständige Verträge geschlossen werden (Tirole 1988: 176). Zum anderen können juristische Gründe gegen den Abschluß solcher Verträge sprechen: Sowohl zweiteilige Tarife als auch Höchstpreisklauseln können in der Realität (als Indikator für bestehende Marktmacht) dem Verbot durch Regulierungs- oder Kartellrechtsvorschriften unterliegen. Im Einzelfall mag daher die (implizite) Annahme der prohibitiven Transaktionskosten, die zweiteilige Preise für Zwischenprodukte verhindern, erfüllt sein — und somit vertikale Integration die einzig verbleibende Möglichkeit zur Ausnutzung der Effizienzpotentiale sein.<sup>177</sup>

Zusammengenommen sollte allerdings das Modell des doppelten Gewinnaufschlags eher so interpretiert werden, daß vertikale Externalitäten Anreize für nichtreinmarktliche Koordinierung bilden. Für sich genommen kann das Modell nicht dazu herangezogen werden, zwischen den Vorteilen hybrider und hierarchischer Koordinierung zu diskriminieren.<sup>178</sup> Empfehlungen zur Regulierung der vertikalen Struktur oder zur Regulierung der Vertragsbedingungen im Fall der hybriden Koordinierung können allerdings in beiden Fällen aus dem Modell nicht abgeleitet werden: Die Wohlfahrtswirkungen der nichtreinmarktlichen Koordinierungsstrukturen sprechen auch in diesem Modelltypus recht eindeutig für ein „Laissez-faire“, da die Internalisierung der vertikalen Externalitäten im Interesse der Gesamtwohlfahrt liegt.

---

(tie) das Effizienzpotential ausschöpfen; eine derartige Inputbezugsbindung könnte beispielsweise über die vertragliche Vereinbarung umgesetzt werden, *alle* Inputs vom Monopolisten zu beziehen (Blair und Kaserman 1978). Dieser kann damit auf beide Inputpreise des nachgelagerten Unternehmens Einfluß und somit die Verzerrung des Faktoreinsatzverhältnisses beseitigen. Das verbleibende Problem des doppelten Gewinnaufschlags wird durch die Endpreisbindung vertraglich gelöst.

<sup>177</sup> Dies ist ein sehr anschauliches Beispiel für das Vorliegen eines Vertragsversagens, in der oben erwähnten Spulberschen Definition (Fn. 104) für das Vorliegen einer „Internalität“.

<sup>178</sup> Dies gilt auch für die in der Literatur vorliegenden Erweiterung des Modells auf andere Marktformen. Vgl. Schmalensee (1973), Warren-Boulton (1974), Westfield (1981) sowie Waterson (1982). Vgl. zu einem Überblick Perry (1989: 191 f.) oder Tirole (1988: 182).

### 3. Vertikaler Ausschluß und deren Effekte als Anreiz zur nichtreinmarktlicher Koordination

Von besonderer Bedeutung in der kartellrechtlichen Diskussion sind Modelle des sogenannten Marktausschlusses beziehungsweise des hier besonders interessierenden vertikalen Ausschlusses (*vertical foreclosure*), die anders als die bisher diskutierten Ansätze gesamtwirtschaftliche Ineffizienzen vertikaler Integrationen beschreiben. Diese Modelle haben als Grundlage zahlreicher Regulierungs- und Kartellrechtsentscheidungen vor allem in den Vereinigten Staaten eine lange Tradition. Sie stellen die Grundlage zweier Doktrinen dar, auf die in der vorliegenden Arbeit auch wegen ihrer Relevanz für die aktuelle Diskussion um Reformen der Stromwirtschaft mehrfach eingegangen wird: Die Doktrin des vertikalen Ausschlusses (*vertical foreclosure-doktrine*) sowie die Doktrin der wesentlichen Einrichtung (*essential-facility-doktrine*). Die erste Doktrin wurde in den Vereinigten Staaten vor allem zur Marktstrukturregulierung verwandt, also beispielsweise in Fusionsverfahren, um Fusionen zu beurteilen.<sup>179</sup> Die Doktrin der wesentlichen Einrichtung wurde hingegen häufig zur Marktverhaltensregulierung in *Anti-trust-Verfahren* angewandt, um Preise und Konditionen von vertikalen Transaktionen auf ihre wettbewerbspolitischen Auswirkungen zu überprüfen.<sup>180</sup>

Trotz ihrer Bedeutung sowohl in der kartellrechtlichen Praxis als auch in der öffentlichen Diskussion war die wirtschaftstheoretische Fundierung kartellrechtlicher Eingriffe (oder Regulierungseingriffe) nach der Doktrin des vertikalen Ausschlusses oder der Doktrin der wesentlichen Einrichtung traditionell eher schwach, wie die Ausführungen zu den Modellen des doppelten Gewinnaufschlags oder der technischen Komplementaritäten im letzten Abschnitt zeigten. Blair und Kaserman (1985: 325) faßten Mitte der achtzi-

---

<sup>179</sup> Vgl. ausführlich Blair und Kaserman (1985: Kapitel 12) für empirische Belege der Anwendung der „*vertical-foreclosure*“-Doktrin in U.S.-Fusionskontrollverfahren.

<sup>180</sup> Vgl. Areeda (1990) für einen Überblick über die Anwendung der „*essential-facility*“-Doktrin in U.S.-Kartellrechtsverfahren. Die überwiegende Zahl der Fälle kann als Mißbrauchsverfahren, das heißt als primär Marktverhalten betreffende Verfahren gekennzeichnet werden.

ger Jahre den aus ihrer Sicht existierenden Stand der Literatur zusammen: „the foreclosure doctrine has no foundation in microeconomic theory“.<sup>181</sup>

Der Stand der Literatur hat sich allerdings seit Mitte der achtziger Jahre geändert. Einige Autoren gehen davon aus, daß mittlerweile theoretische Modelle entwickelt wurden, die dazu dienen können, vertikale Vertragskonstruktionen oder vertikale Integrationen als wettbewerbspolitisch unerwünscht erscheinen zu lassen und gleichzeitig ein Mindestmaß an Robustheit aufweisen. Um das Ergebnis der folgenden Analyse vorwegzunehmen: Die Modelle erfüllen diese an sie gestellten Forderungen nicht, sie können zumindest bislang keine robusten wirtschaftspolitischen Empfehlungen geben, die ein Verbot oder eine Beschränkung nichtreinmarktlicher vertikaler Koordinierung zum Inhalt haben. Insbesondere können sie für sich genommen keine vertikale Zwangsentflechtung von Unternehmen rechtfertigen, wie es für den Fall der Stromwirtschaft wiederholt vorgeschlagen und beispielsweise in England und Wales tatsächlich praktiziert wurde.

Im folgenden werden allein die theoretischen Modelle des vertikalen Ausschlusses behandelt. Auf die Doktrin der wesentlichen Einrichtung wird hier nicht eingegangen, da aus dieser Doktrin — trotz ihrer derzeitigen Bedeu-

---

<sup>181</sup> Vgl. ähnlich Bork (1954: 201), Allen (1971), Klass und Salinger (1995: 671). Robert Bork postulierte in 1978 kurz und bündig: „Vertical mergers are means of creating efficiency, not of injuring competition“ (Bork 1978: 226) und folgerte hieraus, daß derartige vertikale Integrationen grundsätzlich und immer wettbewerbspolitisch zu billigen wären. Bork stützt seine Kritik an der „vertical-foreclosure“-Doktrin auf die Untersuchung einiger U.S.-Kartellrechtsverfahren. Zu den prominentesten dieser Verfahren zählt der Brown Shoe-Fall (Bork 1978: 210). In diesem Fall wurde eine Fusion unter Bezug auf die „vertical-foreclosure“-Doktrin untersagt, in dem die beiden teilweise vertikal angeordneten Unternehmen Brown Shoe (primär Produzent) und G.R. Kinney (primär Endverkäufer) einen gemeinsamen Marktanteil von 4,5 vH an der Schuhproduktion beziehungsweise von 2,3 vH am Endverkauf (gemessen am Anteil der Einzelhandelsniederlassungen) besaßen. Die Richter urteilten in diesem wegweisenden Verfahren (1962), daß die Fusion sowohl aus vertikalen als auch horizontalen Gründen gegen die Kartellgesetze der Vereinigten Staaten verstieß und daher illegal wäre. Vgl. zum Brown Shoe-Fall auch Petermann (1975: 107) und den dortigen Hinweis, daß die Beibringung von Belegen positiver Effizienzgewinne aus der vertikalen Integration den Stand der integrierenden Unternehmen vor dem entscheidenden Gericht weiter verschlechtert hätte. Brown Shoe brachte konsequenterweise keine Belege für derartige (erwartete) Effizienzgewinne. Damit ist der Brown Shoe-Fall in der kritischen U.S.-Kartellrechtsliteratur (vgl. etwa Posner 1976) das Musterbeispiel für den Beleg der Behauptung, daß Kartellverfahren häufig allein das Ziel des Schutzes der Wettbewerber, nicht des Wettbewerbs verfolgen.

tion in der kartellrechtlichen Diskussion weder Analysemethoden noch wettbewerbpolitische Implikationen abgeleitet werden können, die sich von denen der Theorie des vertikalen Ausschlusses unterscheiden (vgl. Kumkar 1998c).

Alle Modelle des vertikalen Ausschlusses stellen auf ein Verhalten eines Anbieters ab, das die Erhöhung seiner Marktmacht via vertikale Integration zum Ziel hat. Diese Erhöhung der Marktmacht wird über die Einschränkung beziehungsweise den Ausschluß anderer Unternehmen vom Zugang zu wichtigen vor- oder nachgelagerten Märkten generiert.<sup>182</sup>

Im Unterschied zu den im vorhergehenden Kapitel betrachteten Modellen resultieren bei den zunächst behandelten Modellen des vertikalen Ausschlusses von Hart und Tirole (1990) sowie Ordoover et al. (1990) aus der vertikalen Integration grundsätzlich gesamtwirtschaftlich schädliche Konsequenzen. Die Modelle des vertikalen Ausschlusses können in zwei Gruppen unterschieden werden, die entweder bestehende Marktmacht zumindest auf einer vertikalen Stufe bereits als hoch annehmen und meist ein unbestreitbares Monopol auf einer Stufe unterstellen oder im Fall der desintegrierten Produktion geringere Marktmacht auf beiden Stufen annehmen und Strategien zur Erhöhung der Marktmacht auf beiden betrachteten Stufen untersuchen.

Beide im folgenden diskutierten Modellkategorien folgen einer gemeinsamen Grundüberlegung: Die vertikale Integration zweier Unternehmen kann auf zweierlei Art die relative Effizienz der kombinierten Unternehmensteile erhöhen:

- Zum einen könnte die vertikale Integration das Ziel verfolgen, die Kosten der Konkurrenten auf einem Markt zu erhöhen.
- Zum anderen kann sie das Ziel haben, die eigenen Kosten zu verringern.

Krattenmaker und Salop (1986) (vgl. auch Salop und Scheffman 1983 und 1987) argumentierten in einer der frühen Arbeiten zur Theorie des vertikalen Ausschlusses, daß die Verfolgung des letzteren Ziels grundsätzlich die volkswirtschaftliche Effizienz erhöht und somit keinerlei wettbewerbsrechtlichen

---

<sup>182</sup> Zu beachten ist, daß auch die vorstehend behandelten Ansätze (technische Größenvorteile und doppelter Gewinnaufschlag als Anreize zur vertikalen Integration) im Grunde genommen vertikalen Marktausschluß zum Inhalt hatten, allerdings keine hieraus resultierenden Wohlfahrtsinbußen ableiteten. Hierzu nur ein Beispiel: Vertikale Integration verhindert im Modell des doppelten Gewinnaufschlags den Austausch von Zwischenprodukten auf dem offenen (wenn auch bilateralen) Markt.

Restriktionen unterliegen sollte. Beide auf diesem Ansatz aufbauenden und im folgenden betrachteten Modellkategorien schließen mit dieser Begründung per Annahme Effizienzgewinne aus vertikaler Integration aus und konzentrieren sich ausschließlich auf gesamteffizienzmindernde Strategien zu Erhöhung der Kosten von Rivalen („Raising Rivals' Costs“).<sup>183</sup>

Zur ersten Modellkategorie: Das Modell von Hart und Tirole (1990) geht von einem Monopol in der vorgelagerten und einem Duopol auf der nachgelagerten Stufe aus; das Duopol auf der Endverkaufsstufe befindet sich im Cournot-Wettbewerb.<sup>184;185</sup> Zwischen den vor- und nachgelagerten Unternehmen können keine durchsetzbaren vollständigen Verträge geschlossen werden. Im Modell von Hart und Tirole wird im Fall der desintegrierten Produktion ein für den Monopolisten optimaler zweiteiliger Preis auf dem offenen Großhandelsmarkt unterstellt.<sup>186</sup> Somit sind per Annahme positive Effizienzeffekte aufgrund einer vertikalen Integration mangels zu beseitigender vertikaler Externalitäten ausgeschlossen. Technische Komplementaritäten zwischen den Stufen existieren nicht, können also auch keine positiven Effizienzeffekte einer vertikalen Integration induzieren. Untersucht werden die Effizienzeffekte der vertikalen Integration des monopolistischen Unternehmens in eins der beiden nachgelagerten Unternehmen, die Möglichkeit einer horizontalen Integration besteht per Annahme nicht.

---

<sup>183</sup> Vgl. zu den folgenden Betrachtungen auch Klass und Salinger (1995), Salinger (1988), Whinston (1990), DeGraba (1996a), Reiffen (1992), zu letzterem die Replik von Ordoover et al. (1992).

<sup>184</sup> Im folgenden wird der Ansatz von Hart und Tirole (1990) diskutiert. Diese Arbeit unterstellt zwar grundsätzlich ein Duopol auf der vorgelagerten Stufe. In der hier relevanten Modellvariante ihres Papiers („variant 1“ in Hart und Tirole 1990: 212) produziert allerdings nur ein Unternehmen (vgl. ihre Proposition 1 auf S. 221), das somit als aktueller Monopolist fungiert. Alternativ untersuchen Hart und Tirole auch den Fall, daß das betrachtete vorgelagerte Unternehmen nicht als Monopolist, sondern als dominierendes Unternehmen agiert. Dies ändert nichts an den grundsätzlichen Ergebnissen des Modells und kann daher hier vernachlässigt werden.

<sup>185</sup> Der Absatzmarkt für die von der vorgelagerten Stufe bereitgestellten Produkte wird im folgenden als Großhandelsmarkt, der für die von der nachgelagerten Stufe bereitgestellten (weiterverarbeiteten) Produkte als Endverkaufs- oder Einzelhandelsmarkt.

<sup>186</sup> Die zweiteiligen Preise sollen dergestalt sein, daß der variable Preisbestandteil den Grenzkosten der vorgelagerten Produktionsstufe entspricht. Der feste Preisbestandteil dient der vollständigen Abschöpfung der Renten des nachgelagerten Unternehmens (vgl. die Ausführungen zum doppelten Gewinnaufschlag im letzten Abschnitt).

Im Gleichgewicht des Modells von Hart und Tirole verweigert der Monopolist die Belieferung des anderen nachgelagerten Unternehmens partiell und praktiziert hierdurch einen vertikalen Ausschluß. Der Großhandelspreis für das nichtintegrierte nachgelagerte Unternehmen liegt über dem internen Transferpreis des integrierten Unternehmens. Die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt liegt unter der des nichtintegrierten Falls.

Entscheidend für das Zustandekommen des Modellergebnisses von Hart und Tirole ist die Annahme des Cournot-Wettbewerbs auf der nachgelagerten Duopolstufe in Verbindung mit der Unmöglichkeit der Durchsetzung vollständiger Verträge. Die Summe der Gewinne auf der nachgelagerten Stufe liegt im nichtintegrierten Fall bei gegebenen Großhandelspreisen eindeutig unter dem Monopolgewinn, das heißt auch unter dem Gewinn, dem ein aus einer horizontalen Integration zwischen den beiden nachgelagerten Unternehmen entstandenen Unternehmen zukommen würde. Hart und Tirole schließen aber in den Annahmen eine horizontale Integration auf der nachgelagerten Stufe zur Eliminierung des Cournot-Wettbewerbs explizit aus. Die Annahme der Unmöglichkeit des Abschlusses vollständiger Verträge bedingt die Existenz eines Ex-post-Opportunismusproblems: Zwar weiß der vorgelagerte Monopolist, daß sein Gewinnoptimum erreicht werden könnte, falls er verbindliche und durchsetzbare Lieferverträge mit den nachgelagerten Unternehmen schließen könnte. Diese würden als Gesamtliefermenge die Monopolmenge vorsehen. Allerdings ist es für das vorgelagerte Unternehmen annahmegemäß unmöglich, sich glaubwürdig zu einer solchen Kontrahierung zu verpflichten.<sup>187</sup>

Die Auswirkungen dieser Unmöglichkeit kann wie folgt illustriert werden: Nehmen wir an, das vorgelagerte Unternehmen hätte zunächst mit einem der beiden nachgelagerten Unternehmen, A, einen Liefervertrag geschlossen, der die exklusive Lieferung der „Monopolmenge“ des Zwischenprodukts vorsieht. Der vorgelagerte Monopolist unterliegt dann *nach* diesem Vertrags-

---

<sup>187</sup> Hart und Tirole stützen sich diesbezüglich auf den Ansatz von Grossman und Hart aus 1986 (vgl. oben: Abschnitte C.II.1.b und C.II.1.c). Die Annahme der Unmöglichkeit des Abschlusses vollständiger Verträge macht im Modell von Hart und Tirole aufgrund der Fragestellung ihres Papiers Sinn: Bei konsequenter Durchhaltung der Annahme der fehlenden Transaktionskosten und damit der Möglichkeit vollständiger Verträge würde in der Tat das klassische „Chicago-Postulat“ gelten: „There is *only one monopoly profit* to be made in a chain of production“ (Posner und Easterbrook 1981: 870). Damit würde das Modell degenerieren und könnte keinerlei Anreize zur vertikalen Integration identifizieren.

schluß einem Anreiz, auch mit dem anderen nachgelagerten Anbieter, B, einen Liefervertrag zu schließen und so seinen eigenen Gewinn durch positive Grenzgewinne aus der zweiten Lieferung an B zu erhöhen. Um diesen Anreiz weiß allerdings das Unternehmen A und wird daher den Vertrag nicht schließen, da er bei den unterstellten Vertragskonditionen im Fall der Erhöhung der insgesamt abgesetzten Menge Verluste macht (erinnert sei an die Annahme der zweiteiligen Preise, die die Renten der nachgelagerten Stufe voll abschöpfen).<sup>188</sup> Dies ist die Grundlage für den einzelwirtschaftlichen Effizienzgewinn aus der vertikalen Integration: Das vertikal integrierte Unternehmen wird — anders als der nichtintegrierte Monopolist — den potentiellen Verlust im Unternehmen A berücksichtigen und der vom nachgelagerten Unternehmen befürchtete Anreiz des vorgelagerten Unternehmens zum opportunistischen Verhalten entfällt. Aufgrund dieser Eigenschaften kann das Hart und Tirole-Papier als ein — diesbezüglich sehr einfacher — Ansatz zur Modellierung der Anreize zur vertikalen Integration bei Vorliegen posi-

---

<sup>188</sup> Dies ist eine Variante des seit einer Arbeit von Coase (1972) in der Literatur eingeführten Problems der Zeitinkonsistenz bei reinmarktlichen beziehungsweise vertraglichen Koordinierungsstrukturen. Jene Fragestellung wurde nach Coase vor allem für den Fall langlebiger Güter untersucht, läßt sich aber (plausiblerweise) generell auf den Fall langfristiger Verträge ausdehnen: Warum sollte ein Akteur heute einen bindenden Kaufvertrag unterzeichnen, wenn er erwarten kann (oder befürchtet), daß der Anbieter morgen mit einem anderen Nachfrager einen (für die Nachfrageseite) günstigeren Vertrag schließt, um positive Grenzgewinne abzuschöpfen? Die Intuition dieses Problems ist recht einfach: Der Anbieter macht sich selber Konkurrenz, in dem er heute Güter verkauft (oder Verträge schließt), die in Konkurrenz mit den Gütern (oder Verträgen) treten, die er morgen verkaufen will. Eine offenkundige Lösung für dieses (Glaubwürdigkeits-)Problem des Anbieters ist es, die Güter nicht zu verkaufen, sondern allein Leasingverträge anzubieten. Exakt diese Strategie wurde beispielsweise von IBM über einen langen Zeitraum (für den Fall der Großrechner) verfolgt — und sah sich einem insgesamt 12 Jahre dauernden U.S.-Kartellrechtsverfahren gegenüber, das schließlich endgültig niedergeschlagen wurde (nach Dixit und Nalebuff 1997: 161 kann dieser Fall der versuchten Entflechtung von IBM als „der monumentale Schandfleck in der Geschichte der amerikanischen Kartellaufsicht“ charakterisiert werden und konkurriert diesbezüglich mit dem Brown Shoe-Fall, vgl. Fn. 181). Eine interessante andere Möglichkeit zur Lösung des Zeitinkonsistenzproblems ist die Aufnahme von Meistbegünstigungsklauseln in den Kaufvertrag (most-favored-customer clauses) (vgl. DeGraba 1996b für eine Anwendung). Hierauf wird im Zusammenhang mit den von einigen Autoren für den Netzzugang im Stromsektor geforderten und bei zahlreichen Reformen des Stromsektors tatsächlich implementierten Nichtdiskriminierungsvorschriften zurückzukommen sein.

tiver Transaktionskosten interpretiert werden.<sup>189:190</sup> Zu beachten ist allerdings, daß im Ansatz von Hart und Tirole die Gefahr des Opportunismus erst dann entfällt, wenn das vorgelagerte Unternehmen auf dem offenen Großhandelsmarkt einem Monopsonisten gegenübersteht. Etwas über das Papier von Hart und Tirole hinausgehend kann daher gefolgert werden, daß die Integration in eine oligopolistische nachgelagerte Stufe zur Erzielung der Modellergebnisse nur dann erfolgreich wäre, wenn *alle* nachgelagerten Unternehmen bis auf eines in das integrierte Unternehmen aufgenommen werden.

Zur *zweiten Modellkategorie*: Diese Ansätze zeichnen sich dadurch aus, daß sie eine Erhöhung der Marktmacht auf beiden Marktstufen zum Inhalt haben. Hierzu haben Ordoover et al. (1990) ein viel beachtetes Modell vorgelegt, das im folgenden skizziert werden soll.<sup>191</sup> Sie unterstellen auf beiden

---

<sup>189</sup> Die Formulierung „diesbezüglich sehr einfach“ bezieht sich auf den Umstand, daß positive Transaktionskosten nur indirekt via Annahme der vollständigen Unmöglichkeit der Durchsetzung von Verträgen zur Senkung des Opportunismusproblems berücksichtigt werden. Die Postulierung der Unvollständigkeit der Verträge ohne modellendogene Erklärung dieser Unvollständigkeit ist Kennzeichen aller bisher vorliegenden formalen vertragstheoretischen Arbeiten (Ewerhart und Schmitz 1996b: 67). Vgl. zu einer Betonung des diesbezüglichen „Mankos“ der Theorie unvollständiger Verträge Selten (1990) sowie die abweichende Argumentation bei Hart (1990) sowie Maskin und Tirole (1997). In der vorliegenden Arbeit kann diese Kontroverse nicht behandelt werden. Sie ist für die hier interessierende wettbewerbspolitische Fragestellung m.E. von nachrangiger Bedeutung, auch wenn vermutet werden kann, daß es in naher Zukunft verstärkte Anstrengungen in der Wirtschaftstheorie geben dürfte, das Vorliegen unvollständiger Verträge nicht mehr exogen anzunehmen, sondern modellendogen zu erklären.

<sup>190</sup> Das geschilderte einzelwirtschaftliche Effizienzproblem würde dann nicht entstehen, wenn die durch Annahme ausgeschlossene Möglichkeit der horizontalen Integration besteht: In diesem Fall würden A und B integrieren und damit die „horizontalen Externalitäten“ entfallen. Etwas anders interpretiert, stellt das Modell von Hart und Tirole somit auf Marktmachtaspekte auf der nachgelagerten Stufe ab: Wenn es gelingt, dort ein eindeutig marktdominierendes Unternehmen zu installieren (und dies wird in diesem Modell durch die vertikale Integration erreicht), wird der Gewinn der beiden marktdominierenden Unternehmen (beziehungsweise Unternehmensteile) maximiert, da mit diesem marktmächtigen Unternehmen ein Vertrag geschlossen werden kann, so daß es sich für den Monopolisten nicht mehr lohnt, ihn zu brechen. Die vertikale Integration ist — derart interpretiert — ein „Trick“, um die horizontale Marktstruktur zu ändern. Dieses Ziel wiederum dient letztlich nurmehr der Lösung des Opportunismusproblems auf dem Großhandelsmarkt.

<sup>191</sup> Vgl. zum Modell die Kritik von Reiffen (1992) und die Replik von Ordoover et al. (1992). Vgl. auch Riordan und Salop (1995).

Marktstufen ein Duopol, das im Bertrand-Wettbewerb steht, ferner wie Hart und Tirole fehlende technische Kostenkomplementaritäten zwischen den beiden Stufen (Ordoover et al. 1990: 131). Ähnlich dem Modell von Hart und Tirole sind damit Effizienzgewinne aus einer vertikalen Integration annahmegemäß ausgeschlossen (zu beachten ist, daß in ihrem Modell das Problem des doppelten Gewinnaufschlags im nichtintegrierten Fall durch die Annahme des (unrestringierten)<sup>192</sup> Bertrand-Wettbewerbs ausgeschlossen ist).

Auch in der Klasse der integrierten Gleichgewichte des Modells von Ordoover et al. verweigert das integrierte Unternehmen die Belieferung des nichtintegrierten nachgelagerten Unternehmens zumindest partiell<sup>193</sup> und praktiziert hierdurch einen vertikalen Ausschluß. Der Großhandelspreis für das nichtintegrierte nachgelagerte Unternehmen liegt über dem internen Transferpreis des integrierten Unternehmens. Die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt liegt auch in diesem Fall unter der des nichtintegrierten Falls.<sup>194</sup>

Entscheidend für das Modellergebnis von Ordoover et al. ist die Annahme des Bertrand-Wettbewerbs auf der vorgelagerten Duopolstufe in Verbindung mit der Unmöglichkeit des Abschlusses vollständiger Verträge: Die Integration des vorgelagerten Unternehmens in die nachgelagerte Stufe bedingt, daß das vorgelagerte Teilunternehmen weniger Anreize zum Preiswettbewerb auf der Großhandelsebene hat. Im Ergebnis wird daher das verbleibende nichtintegrierte vorgelagerte Unternehmen seine Preise erhöhen. Damit steigen die Kosten des verbleibenden nachgelagerten nichtintegrierten Unternehmens. Damit muß der Endpreis des Gutes gegenüber dem nichtintegrierten Fall steigen (erinnert sei an die Bertrand-Annahme auf dem Endverkaufmarkt im nichtintegrierten Fall). Dieser steigende Endverkaufspreis steigert die Gewinne des integrierten Unternehmens.

Die von Ordoover et al. abgeleiteten Modellergebnisse weisen eine zusätzliche — von Hart und Tirole abweichende — Charakteristik auf: Durch die vertikale Integration zweier ehemals selbständiger Unternehmen steigen

---

<sup>192</sup> Grenzkostenpreise sind im Bertrandfall nur dann zu erwarten, wenn die Anbieter nicht kapazitätsrestringiert sind. Vgl. Kreps und Scheinkman (1983).

<sup>193</sup> In einem der von den Autoren abgeleiteten Gleichgewichte ihres Modells findet nach der vertikalen Integration — anders als im Model von Hart und Tirole — keinerlei Handel zwischen integrierten und nichtintegrierten Unternehmen statt.

<sup>194</sup> Ordoover et al. betrachten die Rückwärtsintegration eines nachgelagerten Unternehmens in den vorgelagerten Markt. Den Anreizmechanismus bildet aber vergleichbar dem Ansatz von Hart und Tirole der höhere Gesamtgewinn beider (Teil-)Unternehmen im integrierten Fall.

nicht nur der Gesamtgewinn des nunmehr integrierten Unternehmens, sondern unter Umständen auch die Gewinne der verbleibenden nichtintegrierten Unternehmen. Das verbleibende und (anders als bei Hart und Tirole 1990) im Gleichgewicht tatsächlich produzierende, nichtintegrierte vorgelagerte Unternehmen besitzt nach der vertikalen Integration ein faktisches Monopol gegenüber dem verbleibenden nichtintegrierten nachgelagerten Unternehmen. Auch wenn dieses Monopol nicht vollständig ist, bestehen anders als im nichtintegrierten Gleichgewicht positive Gewinnmöglichkeiten durch Preissetzungen über dem Bertrand-Wettbewerbspreis des nichtintegrierten Falls. Ordovert et al. zeigen, daß die nichtintegrierten Unternehmen (bei kleineren) Preissteigerungen für das Zwischenprodukt keinen Anreizen unterliegen, selber zu integrieren. Im Fall der kleinen Preissteigerungen gewinnen somit alle beteiligten (ursprünglichen) vier Unternehmen aus der vertikalen Integration zweier Unternehmen auf Kosten der Endkunden und — da Effizienzgewinne aus der Integration durch Annahme ausgeschlossen wurde — auch auf Kosten der gesamtwirtschaftlichen Effizienz. Auch das Papier von Ordovert et al. (1990) kann daher als ein Ansatz zur Modellierung der Anreize zur vertikalen Integration bei Vorliegen positiver Transaktionskosten interpretiert werden; es gilt aber auch hier, wenn die Annahmen des Modells etwas gelockert werden, die Einschränkung — wie im Modell von Hart und Tirole —, daß nur eine Integration in *alle* nachgelagerten Unternehmen bis auf ein verbleibendes nichtintegriertes Unternehmen erfolgversprechend zur Praktizierung des vertikalen Ausschlusses ist.

Beide diskutierten Modelle des vertikalen Ausschlusses kommen somit zu der gleichen wohlfahrtsökonomischen Aussage: Die Wohlfahrtseffekte der vertikalen Integration sind in Märkten, die bereits vor der vertikalen Integration horizontal hoch konzentriert sind, eindeutig negativ. Hierzu sind einige Anmerkungen angebracht:

- Die Annahme über die Preisbildung auf dem vorgelagerten Markt (Monopol beziehungsweise Bertrand-Duopol) ist von besonderer Relevanz für die Ableitung der Modellergebnisse.
- Die Modelle abstrahieren von allen positiven gesamtwirtschaftlichen Effizienzgründen für die vertikale Integration. Eine Gesamtanalyse eines konkreten Fusionsfalls oder spiegelbildlich einer Entflechtung eines integrierten Unternehmens kann also in keinem Fall auf diesen Modellen allein basieren.

Beide Punkte betreffend wird im Modell von Salinger (1988) abweichend von der Annahme bei Ordovert et al. angenommen, daß sich die Preise auf dem Großhandelsmarkt im nichtintegrierten Fall als Cournot-Lösung ergeben.<sup>195</sup> Im Fall des zweistufigen Oligopols liegen somit auf dem Großhandelsmarkt positive Gewinnaufschläge vor. Diese Annahme führt gegenüber den zwei bisher betrachteten Modellkategorien zu dem gänzlich anderen Ergebnis, daß der gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtseffekt der vertikalen Integration unbestimmt bleibt: Auf der einen Seite steigt im Modell von Salinger im Fall der vertikalen Integration (gegenüber dem Fall der Nichtintegration) grundsätzlich die vom integrierten Unternehmen abgesetzte Menge an Endprodukten aufgrund der Eliminierung des doppelten Gewinnaufschlags. Dies erhöht c.p. die Gesamtwohlfahrt. Zweitens führt diese Erhöhung der Endproduktabsatzmenge des integrierten Unternehmens c.p. zwar zu einer Senkung der relevanten Endproduktnachfrage der nachgelagerten nichtintegrierten Unternehmen und damit zu einer Senkung des Großhandelspreises. Es kommt aber hinzu, daß sich c.p. der Gewinnaufschlag auf dem „offenen“ Großhandelsmarkt erhöht, da nach der vertikalen Integration die Zahl der aktiven, nichtintegrierten Marktanbieter sinkt, das Oligopol auf dem Großhandelsmarkt somit „enger“ wird.<sup>196</sup> Die Nettowirkung auf den offenen Großhandelspreis kann somit sowohl negativ als auch positiv sein. Damit sind die Nettoeffekte auf den Endverkaufspreis und damit auf die Gesamtwohlfahrt ebenfalls indetermiert.<sup>197</sup>

---

<sup>195</sup> Vgl. für ein ähnlichen Ansatz, der sowohl negative als auch positive Wohlfahrtswirkungen vertikaler Integrationen im Rahmen eines zweistufigen Oligopolmodells analysiert, Gaudet und Long (1996).

<sup>196</sup> Die Zahl der Anbieter sinkt nicht notwendig auf eins, da als Ausgangspunkt ein Oligopol-, nicht notwendig ein Duopolfall angenommen wird.

<sup>197</sup> Selbst im Fall, daß der Preis auf dem offenen Großhandelsmarkt steigt, ist damit nicht notwendig eine Erhöhung des Endverkaufspreis und somit eine Senkung der Konsumentenrente verbunden. Zwar erhöht eine Erhöhung des Großhandelspreises die Grenzkosten der nichtintegrierten nachgelagerten Kosten und damit c.p. den Cournot-Gleichgewichtspreis auf dem Endverkaufsmarkt. Gleichzeitig führt aber die vertikale Integration via Eliminierung des doppelten Gewinnaufschlags im integrierten Unternehmen zu einer Senkung der (internen) Grenzkosten der Endverkaufsparte des integrierten Unternehmens und damit zu einer Senkung des Cournot-Gleichgewichtspreises auf dem Endverkaufsmarkt. Erinnerung sei daran, daß der Cournot-Gleichgewichtspreis im statischen Oligopol im allgemeinen eine Funktion der Zahl der Anbieter (negativ korreliert) und eine Funktion der durchschnittlichen Grenzkosten der produzierenden Unternehmen (positiv korreliert) ist.

Salinger (1988: 355) stellt als Ergebnis seines Modells heraus, daß die vertikale Integration nicht notwendig zu einem vertikalen Ausschluß führt. Im Fall, daß der Großhandelspreis nicht steigt (kein vertikaler Ausschluß nach der Definition von Salinger), ist der Wohlfahrtseffekt eindeutig positiv. Interpretierbare Wertebereiche für die Modellparameter, in denen der eine Effekt den anderen eindeutig übersteigt, ist Salinger nicht in der Lage abzuleiten. Die wettbewerbspolitischen Implikationen seines Modells bleiben damit auch aus Sicht des Autors vage und zweifelhaft (Salinger 1988: 355). Ähnlich der beiden ersten behandelten Modelle von Hart und Tirole sowie Ordoover et al. bildet das Modell von Salinger keine Basis für eine einfache und handhabbare kartellrechtliche Regel etwa der Form: „Vertikale Integration ist grundsätzlich zu untersagen, wenn der Marktanteil des integrierten Unternehmens auf dem vorgelagerten Markt  $x$  vH, auf dem nachgelagerten Markt  $y$  vH überschreitet.“<sup>198</sup>

Es kann zusammenfassend festgehalten werden, daß die bislang in der Literatur vorlegten formalen Modelle des vertikalen Ausschlusses gegenüber den anderen diskutierten industrieökonomischen Ansätzen der technischen Größenvorteile und des doppelten Gewinnaufschlags zwar unter theoretischen Aspekten interessant sind, da sie erstmals versuchen, unvollständige Verträge in die formale industrieökonomische Analyse vertikal strukturierter Industrien explizit einzubeziehen. Ihre wettbewerbspolitischen Implikationen sind jedoch bislang umstritten und scheinen wenig robust.<sup>199</sup> Die diesbezügliche Literatur präsentiert sich in erheblichem Maße als „im Fluß“ be-

---

<sup>198</sup> Vgl. ähnlich Klass und Salinger (1995). Für eine Bewertung des Salinger-Ansatzes vgl. auch Schrader (1994). Sein Papier zeigt, daß die sich möglicherweise ergebenden, aber schon im originalen Salinger-Modell nur gering wahrscheinlichen gesamtwirtschaftlich ineffizienten Gleichgewichte als eher spezielle Ergebnisse gekennzeichnet werden können.

<sup>199</sup> Paul Joskow faßt den Stand der Literatur wie folgt zusammen „The (formal) models developed so far show that anticompetitive ‘foreclosure’ is theoretically possible under certain circumstances (contrary to the Chicago view), but the assumptions embedded in these models do not fit real markets very well“ (Joskow 1991: 58, ähnlich Tirole 1988: 195). Dieses Zitat bezieht sich zwar auf die Modelle von Ordoover et al. sowie Hart und Tirole, kann aber auch dem aber auch nach den zahlreichen in der Literatur vorgelegten Erweiterungen (beispielsweise Bickenbach und Williams 1996; Bolton und Whinston 1990; 1991; 1993 (hierzu auch Schweizer 1991); Whinston 1990) Gültigkeit zugeschrieben werden. Vgl. für eine ähnliche Einschätzung auch Reiffen und Vita (1995).

findlich.<sup>200</sup> Allerdings verdeutlichen und formalisieren sie — anders als ältere Ansätze — zumindest die theoretisch existierenden Möglichkeiten, bei Vorliegen positiver Transaktionskosten den Gewinn einzelner Unternehmen durch vertikale Integration zu erhöhen. Diese theoretische Möglichkeit hängt allerdings entscheidend von den Annahme über die Marktstruktur auf den einzelnen Märkten ab: In beiden Modellkategorien muß im desintegrierten Gleichgewicht auf beiden Marktstufen bereits eine hohe Unternehmenskonzentration existieren, wenn die vertikale Integration via vertikalem Ausschluß zu den privatwirtschaftlich angestrebten, gesamtwirtschaftlich ineffizienten Ergebnissen führen soll. Übertragen auf den Stromsektor und die Stufen der Erzeugung und des Transports würde das Hart-und-Tirole-Papier Wohlfahrtsverschlechterungen dann voraussagen, wenn der Stromtransport vollständig horizontal integriert ist und die Erzeugungsstufe als Duopol organisiert wäre.<sup>201</sup> Nur dann wäre der vertikale Ausschluß gemäß den betrachteten Modellen des vertikalen Ausschlusses profitabel.<sup>202</sup> Die Erfüllung dieser Bedingungen ist im Fall des Stromsektor zumindest in Deutschland mit der Vielzahl der Erzeugungsunternehmen eher fraglich.

---

<sup>200</sup> Auch Autoren, die derartige Modelle vorgelegt haben, distanzieren sich in bemerkenswertem Maße von den wettbewerbspolitischen Implikationen der theoretischen Ansätze und beurteilen somit ihre eigenen Arbeiten teilweise als zwar theoretisch interessant, praktisch aber als irrelevant bis fehlleitend. Zu dieser These zwei Belege: (i) Steven Salop (FTC 1.12.1995: 52) stellt in einem Hearing der U.S.-Federal Trade Commission zum Thema „Global and Innovations Based Competition“ fest: „I would reject the essential facilities approach“, der wohlgermerkt mit den industrieökonomischen Modellen des vertikalen Ausschlusses begründet wird. (ii) Patrick Bolton und Michael Whinston (1991: 22) stellen fest: „The foreclosure effects of vertical mergers are complex and not fully understood as yet.“ und halten fest, daß die Wettbewerbspolitik sich auf Fälle konzentrieren sollte, in denen die horizontale Konzentration sehr hoch wäre, da vertikale Integration an sich aufgrund des Standes der Theorie kaum von wettbewerbspolitischen Interesse sein kann. Die beiden Autoren halten sich an diesem Punkt explizit an die wettbewerbspolitischen Richtlinien, die in der bereits mehrfach zitierten Arbeit von Robert Bork entwickelt wurden (1978).

<sup>201</sup> Im Modell von Hart und Tirole wird auf der vorgelagerten Stufe ein Monopol, auf der nachgelagerten Stufe ein Duopol unterstellt. Die Modellergebnisse lassen sich jedoch auch auf den umgekehrten Fall übertragen, wenn der Stromtransport als Input für die Belieferung von Endkunden interpretiert wird und diese Belieferung vom Erzeuger organisiert wird.

<sup>202</sup> Im Modell von Ordovert et al. müßten auf beiden Stufen Duopole angenommen werden.

Damit müssen die theoretisch abgeleiteten Möglichkeiten und Anreize zum vertikalen Ausschluß für sich genommen hinsichtlich ihrer Erklärung für vertikale Integrationen und ihrer wettbewerbspolitischen Implikationen als von eher schwachem Wert charakterisiert werden. Sie können allenfalls einen Bestandteil einer empirisch gestützten, umfassenderen Analyse im Rahmen einer Einzelfallbetrachtung bilden. Dabei muß dann auch untersucht werden, ob tatsächlich eine horizontale Integration auf der Stufe der Erzeugung bis hin zu einem Duopol (oder zumindest einem sehr engen Oligopol) stattfindet oder zu erwarten ist. Wenn dies nicht der Fall ist, ist aus den bisher in der Literatur vorgelegten Modellen kein gesamtwirtschaftlich schädlicher vertikaler Ausschluß abzuleiten.

Zwar zeigen die Modelle einen Weg, effizienzgefährdende Integrationsanreize zu modellieren. Es ist aus wettbewerbspolitischer Sicht auch wünschenswert, daß der von Hart und Tirole sowie Ordoover et al. eingeschlagene Weg weiter gegangen wird. Es steht zu erwarten und zu hoffen, daß Verfeinerungen und Modifikationen dieser Ansätze zu robusteren Ergebnissen kommen und der Erklärungswert dieser Modelle erhöht wird, so daß die Modellergebnisse auch für den Fall komplexer Märkte wie den Stromsektor interpretierbar sind.<sup>203</sup>

Als vorläufiges Ergebnis der Untersuchung muß aber festgehalten werden, daß die Theorie bislang nur wenig robuste Anhaltspunkte dafür liefert, wann vertikal integrierte Unternehmen Anreizen unterliegen, vor- oder nachgelagerten Unternehmen, die im Wettbewerb untereinander stehen, schlechtere Konditionen als den eigenen Unternehmenssparten anzubieten. Übertragen auf den Stromsektor impliziert diese Feststellung die Schlußfolgerung: Die Theorie gibt uns keine robusten Ergebnisse, die für den Stromsektor bei Vorliegen bestimmter Umstände eine gezielte Regulierung der vertikalen Struktur begründen könnten. Die Bedingungen, unter denen etwa ein vertikal integriertes Stromunternehmen (in Abwesenheit staatlicher Regulierung) Anreizen unterliegt, andere nichtintegrierte Unternehmen, also insbesondere unabhängigen Erzeugungsunternehmen, durch die Berechnung überhöhter Netznutzungspreise zu behindern, sind unbekannt. Damit ist auch unbe-

---

<sup>203</sup> Die empirische Basis für die Beurteilung der Frage, ob eine vertikale Integration tatsächlich in der Realität in irgendeinem Fall kausal die Endkundenpreise erhöht hat, und damit erfolgreich vertikaler Ausschluß praktiziert werden konnte, ist allerdings bis heute nicht in Ansätzen vorhanden (vgl. Klass und Salinger 1995).

kannt, wann die integrierten Unternehmen Anreize unterliegen, das Entstehen von Wettbewerb in der Stromerzeugung zu verhindern.

Was uns die Modelle des vertikalen Ausschluß (bislang) allenfalls lehren, ist die Relevanz einer detaillierten Analyse der horizontalen Marktstrukturen auf den vor- und nachgelagerten Märkten: Zeigen sich Indizien dafür, daß der Wettbewerb dort „funktioniert“, ist zu schließen, daß ein wohlfahrtsschädlicher Ausschluß nicht praktiziert wird und gegebenenfalls bestehende vertikale Integrationen und Verflechtungen vermutlich auf effizienz erhöhende Motive zurückzuführen sind.

#### 4. Wohlfahrtseffekte horizontaler nichtreinmarktlicher Koordinierung

Die bislang angestellte Analyse der Wohlfahrtseffekte nichtmarktlicher Koordinierungsstrukturen stellte auf die vertikale Struktur eines Sektors ab. Im folgenden werden ergänzend einige Wohlfahrts-Trade-offs im Bereich der Stromwirtschaft diskutiert, die an der horizontalen Struktur ansetzen: Zunächst wird auf die Stufe der Stromerzeugung und im Anschluß auf die Transportstufe eingegangen. Dabei soll vereinfachend davon ausgegangen werden, daß die Koordinierungserfordernisse vertikaler Art ein von den stufenspezifischen Koordinierungserfordernisse separables Problem sind. Ferner wird im folgenden zunächst angenommen, daß der Stromtransport für alle Erzeuger zu gleichen Bedingungen gewährleistet wird.<sup>204</sup>

Bezüglich der Stufe der *Stromerzeugung* ist bereits darauf hingewiesen worden, daß die anlagenspezifischen Skalenerträge bei größeren Stromsystemen unter der letztgenannten Annahme keine wesentliche Bedeutung besitzen. In den verschiedenen Lastbereichen ist davon auszugehen, daß mehrere gleichartige Kraftwerke existieren. Die Annahme, daß die Eigentümer dieser Kraftwerke zu gleichen Bedingungen Durchleitungen abwickeln können, läßt den Schluß zu, daß aus rein anlagenspezifischen Gründen tatsächlich Wettbewerb zwischen mehreren Erzeugungsunternehmen zu erwarten ist. Trotz der hohen Kapitalintensität der Stromerzeugung ist die Beziehungsspezifität der Anlagen niedrig. Selbst wenn die Erzeugung horizontal

---

<sup>204</sup> Diese Annahme kann entweder als Ergebnis von Regulierungsentscheidungen oder als das Vorliegen freiwilliger Verträge der Erzeuger mit den Netzeigentümern interpretiert werden.

hoch integriert wäre, ist der Markt für erzeugten Strom grundsätzlich bestreitbar, da die Markteintrittsbarrieren niedrig sind.

Dieses Bild eines bestreitbaren Marktes ändert sich allerdings, wenn über die anlagenspezifischen Größenvorteile hinaus die horizontalen Koordinierungserfordernisse beachtet werden. Die in Abschnitt B.III eher technisch behandelten Aspekte des Systembetriebs verdeutlichen die Notwendigkeit einer vergleichsweise engen Koordinierung der Erzeugung in den einzelnen Kraftwerken. Dies kann dazu führen, daß zwar nicht anlagenspezifische Skalenerträge, aber (teil)systemspezifische Komplementaritäten insbesondere in kurz- bis mittelfristiger Hinsicht vorliegen.<sup>205</sup> Zur Lösung dieses Problems bieten sich wie im Fall der vertikalen Koordinierungserfordernisse zwei grundsätzliche Möglichkeiten an:

Als erste Möglichkeit werden jeweils einige oder alle Kraftwerke eigentumsrechtlich integriert und die Koordinierungserfordernisse in unternehmensinterne Aufgaben transferiert. Dann sinken die Transaktionskosten, die durch die mit anderen Erzeugerunternehmen geschlossenen Verträgen bedingt sind; sie reduzieren sich auf das Ausmaß, das beispielsweise aus den Verträgen über die gemeinsame Nutzung von Reservekapazitäten vorgegeben ist. Gleichzeitig steigen aber tendenziell die innerhalb des Unternehmens verursachten Transaktionskosten vor allem aufgrund der höheren Motivationskosten, die durch die geringeren Anreize angestellter Manager bedingt sind. Aus Effizienzgründen kann erwartet werden, daß die Zahl derartiger integrierter Unternehmen tendenziell positiv mit der Größe des gesamten Systems korreliert ist: Ab einer gewissen Unternehmensgröße nehmen die (teil)systemspezifischen Komplementaritäten, die durch die Integration in unternehmensspezifische Koordinierungserträge transferiert wurden, wegen der steigenden Motivationskosten innerhalb des Unternehmens ab.

Als zweite Möglichkeit bietet sich die Bildung hybrider Koordinierungsstrukturen an. Diese können von einfachen bilateralen Verträgen über den gemeinsamen Betrieb von Kraftwerken, dem gemeinsamen Eigentum einzelner Kraftwerke (Joint-ventures) bis hin zu hoch komplexen multilateralen Austauschstrukturen reichen. Die letztgenannte Vertragskonstruktion kann wiederum bis zu einem vollständig organisierten Markt für Strom rei-

---

<sup>205</sup> Derartige (teil)systemspezifische Komplementaritäten seien dadurch definiert, daß die gemeinsame Optimierung der Erzeugung in einem signifikanten Teil oder im gesamten System die Gesamtkosten der Erzeugung in den betreffenden Kraftwerken senkt.

chen, einer Strombörse.<sup>206</sup> Aus Effizienzgründen kann allerdings auch in diesem Fall erwartet werden, daß die Zahl derartiger hybrider Koordinierungsstrukturen beziehungsweise deren Institutionen prinzipiell positiv mit der Größe des gesamten Systems korreliert ist: Ab einer gewissen Größe der Koordinierungsstruktur könnten die (teil)systemspezifischen Skalenerträge, die durch die Bildung der hybriden Struktur in vertragsspezifische Koordinierungserträge transferiert wurden, sowohl wegen steigender Koordinierungs- als auch steigender Motivationskosten abnehmen. Denn es ist zu vermuten, daß größere hybride Strukturen die Institution der trilateralen Verträge beinhalten werden, mit anderen Worten einer normalen Börse sehr nahe kommen werden. Und da diese von den Erzeugern nicht kostenlos überwacht werden können, entsteht auch bei den Eigentümern oder Managern der Börse (wenn die Börse im Eigentum der Erzeuger ist) ein Opportunismusproblem, mit anderen Worten ein Effizienzproblem. Dabei ist durchaus denkbar, daß diese Strombörsen sich hinsichtlich der Ansiedlung der Teilnehmer räumlich überlappen und einzelne Kraftwerkseigentümer an mehreren Börsen aktiv sind.<sup>207</sup> Es kann aus diesen Gründen davon ausgegangen werden, daß in Analogie zur Koordinierungsstruktur Hierarchie auch „kostenminimale“ Börsengrößen existieren, wenn auch heute diese Börsengröße (noch) nicht bestimmt werden kann.<sup>208</sup>

---

<sup>206</sup> Betrachtet werden hier nur Börsen, an denen Stromverträge zur physischen Erfüllung gehandelt werden. Auf Börsen und andere Formen der Handelsinstitutionen, die eine finanzielle Erfüllung vorsehen, wird an späterer Stelle eingegangen. An beiden Arten der Strombörsen muß nicht notwendig die Endverbraucherseite als Nachfragergruppe auftreten. Denkbar ist auch eine reine Großhandelsbörse, an der nur Erzeuger oder weiterverkaufende Unternehmen handeln, wie dies beispielsweise in Norwegen bis 1991 der Fall war oder in einigen Teilen der Vereinigten Staaten noch ist (Bolle 1990).

<sup>207</sup> Für diesen Fall der überlappenden Börsen zeigen Hart und Moore (1996) in einem formalen Modell, daß unabhängige Börsen unter Umständen Effizienzvorteile gegenüber kooperativen Teilnehmerbörsen haben, bei denen die Teilnehmer der Börse Eigentümer der Börse sind. Diese Effizienzvorteile resultieren immer dann, wenn die Anzahl der potentiellen Börsenteilnehmer hoch ist und die Börsen untereinander zumindest in partiellem (institutionellen) Wettbewerb stehen.

<sup>208</sup> Nach älteren Untersuchungen der U.S.-Stromregulierungsbehörde FERC lagen die kostenoptimalen Poolgrößen in den Vereinigten Staaten in einem Intervall, das nach unten durch die Spitzenlastnachfrage von 10 GW begrenzt wurde (FERC 1981: 10 in Joskow und Schmalensee 1983: 231). Auch wenn Zweifel an der Übertragbarkeit derartiger Berechnungen auf die aktuellen deutschen Verhältnisse bestehen, kann dieser Wert angesichts der Gesamtkapazität des deutschen Kraftwerksparks von rund 100 GW als er-

Es soll an dieser Stelle nicht darüber spekuliert werden, welches die optimale Koordinierungsstruktur für die Stromerzeugung ist und welche Vertragskonstruktionen tatsächlich resultieren würden, wenn die hier getroffene Annahme über den Netzzugang aller Erzeuger zu gleichen Bedingungen erfüllt wäre. Es läßt sich jedoch mit einem Blick auf die Größe des gesamten deutschen Stromsystems festhalten, daß aus Effizienzgründen Erzeuger, die über ein einziges oder sehr wenige Kraftwerke verfügen, nur in Ausnahmefällen ihre gesamte Erzeugung über einen einzigen Vertrag an eine bestimmte Gruppe von Nachfragern verkaufen werden und auf der anderen Seite diese Nachfrager ihren gesamten Bedarf über diesen Vertrag kontrahieren. Gegen eine solche Vertragsausrichtung sprechen eindeutig die Koordinierungsvorteile, die bei derartigen Verträgen in der Regel nicht ausgeschöpft sein werden.<sup>209</sup> Es kann ferner vermutet werden, daß die Stromerzeugung in Deutschland auch bei vollständig fehlender Kartellaufsicht nicht in einem unbestreitbaren Monopol organisiert wäre. Hierzu sind erstens die potentiellen Ineffizienzen größerer integrierter Unternehmen tendenziell zu groß, und zweitens ist die Erzeugungsstufe unter den gemachten Annahmen zu bestreitbar, weil nur mit relativ geringen Eintrittsbarrieren ausgestattet. Selbst wenn die Koordinierungserträge den profitablen Markteintritt eines kleinen neuen Anbieters verhindern würden und in diesem Fall der stark monopolisierten Erzeugungsstufe auch die Beziehungsspezifität der Kraftwerke wieder ökonomische Bedeutung erlangen würde: Es kann plausibel angenommen werden, daß nach Verabschiedung der EU-Stromrichtlinie ausländische Anbieter zumindest als disziplinierende potentielle Konkurrenz auftreten werden. Signifikante Ineffizienzen aufgrund von Marktmacht einzelner Erzeuger sind aus diesem Grund nicht zu erwarten.<sup>210</sup>

---

ste Illustration zum institutionellen Wettbewerbspotential zwischen Strombörsen in Deutschland (und erst recht in Europa) herangezogen werden.

<sup>209</sup> Denkbar sind solche Verträge allenfalls in kleineren Stromsystem, beispielsweise auf Inseln, die keine Leitungsverbindung mit dem Festland haben (als Beispiel bietet sich Kreta an). In derartigen Fällen werden die Lieferverträge — so legt zumindest die Erfahrung nahe — umfassend durch öffentliche Regulierung ergänzt. Denkbar sind solche Verträge auch für die Belieferung von Industriekunden, die einen sehr wenig schwankenden Lastverlauf aufweisen und deren Bedarf sehr gut prognostizier- und steuerbar ist.

<sup>210</sup> Als Einschränkungen sei vermerkt, daß erstens aufgrund von Netzungspässen im Einzelfall lokale (und temporäre) Marktmachtstellungen bestehen mögen. Ob diese in längerfristiger Perspektive relevant sind, hängt insbesondere von den Investitionsanreizen im Bereich des Stromtransports an. Auf diesen Punkt wird im Kontext der Regulierung

Insgesamt kann als vorläufige Schlußfolgerung festgehalten werden, daß unter den gemachten Annahmen und in längerer Sicht aus Wohlfahrtsaspekten im Bereich der Erzeugung wohlfahrtsgefährdende horizontale Koordinierungsstrukturen a priori nicht erwartet werden können oder müssen.

Auf der Stufe des *Stromtransports* ist diese Schlußfolgerung — die grundsätzlich für eine vollständige Liberalisierung sprechen würde — nicht zu ziehen. Im Gegenteil werden die Netzeigentümer auch in Zukunft zumindest in Teilbereichen erhebliche Marktmacht besitzen, die zu signifikanten Allokationsineffizienzen führen könnte. Grundlage hierfür sind insbesondere die erheblichen Größenvorteile beim Betrieb der einzelnen Anlagen. Vor allem die regionalen Verteilungsnetze weisen Elemente eines natürlichen Monopols auf. Zwar könnten einzelne Stickleitungen durchaus gebaut werden und die Transportunternehmen dadurch in sehr engen Grenzen im Wettbewerb stehen. Dieser Umstand ändert aber nichts daran, daß ein isolierter Betrieb einzelner Transportanlagen aus technischen Gründen in vielen Fällen in hohem Maße ineffizient wäre.<sup>211</sup> Im Grundsatz gilt ähnliches für die Übertragungsnetze.

Und da aus diesen Effizienzgründen grundsätzlich davon auszugehen ist, daß die relevante Unternehmenskonzentration in einem vollständig liberalisierten System hoch sein wird, oder sehr komplexe vertragliche Institutionen mit zahlreichen Absicherungsmechanismen vorliegen werden,<sup>212</sup> wird auch

---

der Transportstufe zurück gekommen. Zweitens können die Koordinierungserfordernisse der sehr kurzfristigen Kraftwerkseinsatzsteuerung aus Netzstabilitätsgründen den Eingriff einer zentralen Stelle, in der Regel des Systembetreibers für eine bestimmtes Gebiet, in die Fahrweise einzelner Kraftwerke erfordern, so daß in diesem Teil des gesamten „Stromhandels“ Elemente eines natürlichen Monopols vorliegen. Die zentral angeordneten Anpassungen im Rahmen der sehr kurzfristigen Kraftwerkseinsatzsteuerung sind allerdings bei adäquater Ausgestaltung der sonstigen Handelsverträge quantitativ wenig bedeutsam (erinnert sei daran, daß eine adäquate kurz- bis mittelfristige Kraftwerkseinsatzplanung die Anforderungen an die kurzfristige Kraftwerkseinsatzsteuerung auf eine Mindestmaß reduziert: Um so effizienter die Planung ist, um so weniger wichtig ist die (zentrale) Kraftwerkseinsatzsteuerung). Die alternativen Koordinierungsstrukturen für den sehr kurzfristigen Stromhandel im Rahmen der Kraftwerkseinsatzsteuerung werden in Kapitel D ausführlicher untersucht.

<sup>211</sup> Erinnerung sei daran, daß es im Regelfall aus technischen Gründen weitaus effizienter ist, Lastflüsse nicht aktiv zu beeinflussen, sondern die „automatische Lastflußsteuerung“ gemäß den Kirchhoffschen Gesetzen (vgl. Fn. 46) walten zu lassen.

<sup>212</sup> Vermutlich wird es in vielen Regionen nur ein Verteilungsunternehmen und ein vorgelagertes, eventuell mit ersterem integriertes, Übertragungsunternehmen geben.

der Umstand der Beziehungsspezifität der Transportanlagen in hohem Maße wirtschaftlich relevant, da sie die Wirksamkeit potentieller Konkurrenz erheblich senkt.<sup>213:214</sup>

Anders als bei der Erzeugung sind auf der Stufe des Stromtransports also aus Marktmachtgründen bei vollständiger Liberalisierung Allokationsineffizienzen zu vermuten. Die Frage, ob diese vermuteten Allokationsineffizienzen eine Regulierung rechtfertigen können, kann allerdings erst nach einer Analyse der Kosten einer Regulierung geklärt werden (vgl. hierzu Kumkar 1998b).

---

213 Weiter unten wird unter Regulierungsaspekten diskutiert, inwieweit der Betrieb von Netzen vom Eigentum an einzelnen Anlagen dieses Netzes separiert werden kann oder sogar sollte. Durch einen solchen gemeinsamen Betrieb wird eine hybride Koordinierungsstruktur im Bereich des Transportes geschaffen. Die Schaffung derartiger Strukturen ist auch auf freiwilliger privatwirtschaftlicher Basis denkbar, wird aber im Haupttext dieses Unterabschnitts nicht behandelt, da die Marktmachtposition (diesmal für die Anlagenbesitzer als Gruppe) in diesem Fall ähnlich der im Fall horizontal integrierter Transportunternehmen wäre. Ohne Eingriffe der Kartellbehörden oder anderer Instanzen wäre dieses Kartell angesichts der hohen Marktzutrittsbarrieren und leicht erkennbarer Handlungen der Mitglieder vermutlich stabil.

214 Allokationseffizienzverluste sind in einer derartigen Situation bekanntlich nur dann nicht zu erwarten, wenn die Eigentümer der Transportnetze vollständige Preisdiskriminierung betreiben würden (vgl. beispielsweise Tirole 1988: 135 ff.). Ob dieses Preissetzungsverhalten tatsächlich in Annäherung praktikierbar ist, scheint in hohem Maße fraglich, da eine vollständige Abschöpfung der Konsumentenrente, die letztlich an den Endkundenpreisen, nicht an den Transportpreisen ansetzen müßte, aus Transaktionskostengründen kaum möglich scheint. Immerhin müßten dem Transportmonopolisten (oder der Gruppe der Transportunternehmen, die untereinander eine enge hybride Struktur bilden) die Nachfragefunktionen aller Endkunden bekannt sein und Arbitrage zwischen den Nutzern der Transportanlagen unterbunden werden. Mit anderen Worten: Die Beseitigung der Allokationsineffizienzen scheitert an den Vertrags- beziehungsweise Koordinierungsproblemen. Die durch die technologischen Charakteristika vorgegebenen Marktmachtposition der Transportunternehmen muß somit zwar theoretisch nicht notwendig zu Ineffizienzen führen, unter den skizzierten Vertragsproblemen ist dies aber zu erwarten.

## V. Fazit

Privatwirtschaftliche Effizianzanreize zur vertikalen Integration beziehungsweise zur hybriden Koordinierung erhöhen generell die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt, wenn die Existenz dieser Koordinierungsstrukturen auf technische Externalitäten zurückzuführen ist. Wie anhand der Untersuchung des Problems des doppelten Gewinnaufschlags gezeigt wurde, bilden ferner Preissetzungsprobleme Anreize zur Bildung nichtreinmarktlicher Koordinierungsstrukturen. Auch in diesem Fall geht die Bildung derartiger Koordinierungsstrukturen mit einer Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt einher. Beide Probleme bilden im Grundsatz Koordinierungsprobleme ab, die nicht allein durch reine Markttransaktionen gelöst werden können, sondern den Einsatz komplexer vertraglicher oder hierarchischer Institutionen erfordern.

Auch das Problem des vertikalen Ausschlusses ist auf Probleme der reinmarktlichen und vertraglichen Koordinierung von Austauschbeziehungen zurückzuführen. Anders als die anderen Motive zur nichtreinmarktlichen Koordinierung können die privatwirtschaftlichen Anreize jedoch zu einer Wohlfahrtsverschlechterung führen. Die vertikale Integration hat in diesen Modellen nur den Zweck, die horizontale Marktmacht auf einer oder mehreren Stufen zu erhöhen. Es ist jedoch zu beachten, daß die theoretischen Ergebnisse bisher wenig robust sind; die Eignung der Modelle des vertikalen Ausschlusses als ökonomische Grundlage von Regulierungseingriffen in den Stromsektor muß daher als schwach eingeschätzt werden.

Bezüglich der Frage, ob Aspekte der horizontalen Integration eine Regulierung des Stromsektors rechtfertigen können, muß die Antwort zwischen der Stufe der Erzeugung und des Transports differenziert werden. Sind Netznutzungsrechte für alle Erzeuger zu gleichen Bedingungen gewährleistet, kann eine Regulierung der Stromerzeugung in längerer Sicht aus Effizienzgründen nicht gerechtfertigt werden. Die Erzeugungsstufe kann unter diesen Umständen vollständig liberalisiert werden.

Auf der Stufe des Stromtransports besteht hingegen im Zuge einer vollständigen Liberalisierung ein Potential für Allokationsineffizienzen, die eine Rechtfertigung für die Regulierung der Transportunternehmen abgeben könnten. Ob die jedoch tatsächlich gerechtfertigt ist, kann erst nach einer Analyse der Kosten einer Regulierung geklärt werden.

Festzuhalten bleibt, daß im Fall einer fehlenden Preisregulierung der Transportstufe eine vertikale Zwangsentflechtung integrierter Unternehmen nicht angezeigt ist. Dies gilt zumindest beim gegenwärtigen Stand der industrieökonomischen Erkenntnis zu Fragen des vertikalen Ausschlusses. Ob sich an dieser Einschätzung wesentliches ändert, wenn die Transportstufe einer Preisregulierung unterworfen werden soll, wird in Kumkar (1998b) analysiert.

## Literaturverzeichnis

- Aghion, P., und P. Bolton (1988). An "Incomplete Contract" Approach to Bankruptcy and the Financial Structure of the Firm. Discussion Paper 1370. Harvard University, Cambridge, Mass.
- Aghion, P., und P. Bolton (1992). An Incomplete Contracts Approach to Financial Contracting. *Review of Economic Studies* 59 (3): 473–494.
- Aghion, P., M. Dewatripont und P. Rey (1990). On Renegotiation Design. *European Economic Review* 34 (2/3): 322–329.
- Akerlof, G.A. (1970). The Market for Lemons: Qualitative Uncertainty and the Market Mechanism. *Quarterly Journal of Economics* 84: 488–500.
- Alchian, A.A. (1950). Uncertainty, Evolution, and Economic Theory. *Journal of Political Economy* 58 (3): 211–221.
- Alchian, A.A., und H. Demsetz (1972). Production, Information Costs, and Economic Organization. *American Economic Review* 62 (5): 777–795.
- Alchian, A.A., und S. Woodward (1987). Reflections on the Theory of the Firm. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 143 (1): 110–137.
- Alchian, A.A., und S. Woodward (1988). The Firm is Dead; Long Live the Firm. A Review of Oliver E. Williamson's 'The Economic Institutions of Capitalism'. *Journal of Economic Literature* 26 (1): 65–79.
- Allen, B.T. (1971). Vertical Integration and Market Foreclosure: The Case of Cement and Concrete. *The Journal of Law and Economics* 14: 251–274.
- Areeda, P. (1990). Essential Facilities: An Epithet in Need of Limiting Principles. *Antitrust Law Journal* 58: 841–853.
- Arrow, K.J. (1969). The Organization of Economic Activity: Issues Pertinent to the Choice of Markets versus Nonmarket Allocation. In Joint Economic Committee, Congress of the United States (Hrsg.), *The Analysis and Evaluation of Public Expenditures: The PPB System, Volume 1*. Washington, D.C.
- Arrow, K.J. (1975). Vertical Integration and Communication. *The Bell Journal of Economics* 6 (1): 173–183.
- Axelrod, R. (1984). *The Evolution of Cooperation*. New York.
- Ayres, C.E. (1962). *The Theory of Economic Progress*. 2. Auflage. New York.
- Baumol, W.J., J.C. Panzar und R.D. Willig (1988). *Contestable Markets and the Theory on Industrial Organization*. Revised Edition. San Diego.

- Berg, S., J. Adams und B. Niekum (1983). Power Factors and the Efficient Pricing and Production of Reactive Power. *The Energy Journal* 4 (Special Electricity Issue): 93–102.
- Bernstein, L. (1992). Opting out of the Legal System: Extralegal Contractual Relations in the Diamond Industry. *The Journal of Legal Studies* 21 (1): 115–157.
- Bickenbach, F., und I. Williams (1996). Investment Specificity, Vertical Integration and Market Foreclosure. Institut für Weltwirtschaft, Kieler Arbeitspapiere 734. Kiel.
- Blair, R.D. und D.L. Kaserman (1978). Vertical Integration, Tying, and Antitrust Policy. *American Economic Review* 68: 397–402.
- Blair, R.D., und D.L. Kaserman (1983). *Law and Economics of Vertical Integration and Control*. New York.
- Blair, R.D., und D.L. Kaserman (1985). *Antitrust Economics*. Homewood, Ill.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft) ( a, versch. Jgg.). *Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik im Jahre 1995: Statistischer Jahresbericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft*. Frankfurt am Main.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft) ( b, lfd. Jgg.). *Energie-Daten: Nationale und internationale Entwicklung*. Bonn
- Boadway, R., und N. Bruce (1984). *Welfare Economics*. Oxford.
- Bolle, F. (1990). *Wettbewerb und Kooperation in der Elektrizitätswirtschaft: neuere Entwicklungen in den USA*. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 39. München.
- Bolton, P., und M.D. Whinston (1990). Incomplete Contracts, Vertical Integration, and Supply Assurance. Discussion Paper 1493. Harvard, University, Cambridge, Mass.
- Bolton, P., und M.D. Whinston (1991). The „Foreclosure“ Effects of Vertical Mergers. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 147 (1): 207–226.
- Bolton, P., und M.D. Whinston (1993). Incomplete Contracts, Vertical Integration, and Supply Constraints. *Review of Economic Studies* 60 (1): 121–148.
- Bork, R.H. (1954). Vertical Integration and the Sherman Act: The Legal History of an Economic Misconception. *University of Chicago Law Review* 22 (1): 157–201.
- Bork, R.H. (1978). *The Antitrust Paradox: A Policy at War with Itself*. New York.
- Bulow, J.I., J.D. Geanakoplos und P.D. Klemperer (1985). Multimarket Oligopoly: Strategic Substitutes and Complements. *Journal of Political Economy* 93: 488–511.
- Carlton, D.W., und J.M. Perloff (1990). *Modern Industrial Organization*. Glenview, Ill.
- Carstensen, P.C. (1992). The Content of the Hollow Core of Antitrust : The Chicago Board of Trade Case and the Meaning of the "Rule of Reason" in Restraint of Trade Analysis. *Research in Law and Economics* 15: 1–88.
- Clark, J.M. (1939). *Social Control of Business*. 2 Auflage. New York.

- Coase, R.H. (1937). The Nature of the Firm. *Economica* 4: 386–405.
- Coase, R.H. (1960). The Problem of Social Cost. *The Journal of Law and Economics* 3: 1–44.
- Coase, R.H. (1972). Durability and Monopoly. *The Journal of Law and Economics* 15 (1): 143–149.
- Coase, R.H. (1993). Coase on Posner on Coase (Comment on Posner: The New Institutional Economics Meets Law and Economics. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 149 (1): 96–98.
- Cohen, W.E. (1996). Competition and Foreclosure in the Context of Installed Base and Compatibility Effects. *Antitrust Law Journal* 64: 535–569.
- Commons, J. (1925). Law and Economics. *Yale Law Journal* 34: 371–382.
- Crew, M.A., and K. Crocker (1991). Diversification and Regulated Monopoly. In M.A. Crew (Hrsg.), *Competition and the Regulation of Utilities*. Boston, Mass.
- Crews, C.W. jr. (1997). Electric Utility Reform: The Free Market Alternative to Mandatory Open Access. *The Electric Journal* 10 (10): 32–43.
- Crocker, K.J., and S.E. Masten (1996). Regulation and Administered Contracts Revisited: Lessons from Transaction-cost Economics for Public Utility Regulation. *Journal of Regulatory Economics* 9 (1): 5–39.
- Crozier, M. (1996). Bounded Rationality, Hyper-rationalization and the Use of Social Science Knowledge. In M. Warglien (Hrsg.), *The Logic of Organizational Disorder*. Berlin.
- Davis, L., und D.C. North (1971). *Institutional Change and American Economic Growth*. Cambridge.
- De Alessi, L. (1980). The Economics of Property Rights: A Review of the Evidence. *Research in Law and Economics* 2: 1–47.
- De Alessi, L. (1983). Property Rights, Transaction Costs and X-Inefficiency: An Essay in Economic Theory. *American Economic Review* 73 (1): 64–81.
- DeGraba, P. (1996a). Why Lever into a Zero-profit Industry: Tying, Foreclosure, and Exclusion. *Journal of Economics and Management Strategy* 5 (3): 433–447.
- DeGraba, P. (1996b). Most-favored-customer Clauses and Multilateral Contracting: When Nondiscrimination Implies Uniformity. *Journal of Economics and Management Strategy* 5 (4): 565–579.
- Demsetz, H. (1967). Toward a Theory of Property Rights. *American Economic Review, Papers and Proceedings* 57 (2): 347–359.
- Dewatripont, M. (1989). Renegotiation and Information Revelation over Time in Optimal Labor Contracts. *The Quarterly Journal of Economics* 104 (3): 589–619.
- Diekmann, J. (1995). Kosten und Potentiale der Nutzung von Windenergie in der Bundesrepublik Deutschland. Ikarus Teilprojekt 3. Jülich.

- Dixit, A.K. (1983). Vertical Integration in a Monopolistically Competitive Industry. *International Journal of Industrial Organization* 1 (1): 63–78.
- Dixit, A.K., und B.J. Nalebuff (1997). *Spieltheorie für Einsteiger: Strategisches Know-how für Gewinner*. Stuttgart.
- Economides, N., (1996). The Economics of Networks. *International Journal of Industrial Organization* 14 (6): 673–699.
- Edwin, K.W. (1985). Kraftwerk und Netz. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 35 (11): 740–750.
- Ewerhart, C., und P.W. Schmitz (1996a). Die theoretische Fundierung unvollständiger Verträge. *Homo Oeconomicus* 13 (4): 501–514.
- Ewerhart, C., und P.W. Schmitz (1996b). Ausgewählte Anwendungen der Theorie unvollständiger Verträge. *Jahrbuch für Wirtschaftswissenschaften* Band 48: 57–69.
- Fahl, U., D. Herrmann und A. Voß (1995). Energieumwandlungstechniken als Elemente von Minderungsstrategien energiebedingter Klimagasemissionen. Abschlußbericht Teilprojekt 4 "Umwandlungssektor". Jülich.
- Filippini, M. (1995). Swiss Residential Demand for Electricity by Time of Use: An Application of the Almost Ideal Demand System. *The Energy Journal* 16 (1): 27–39.
- FTC (Federal Trade Commission) (1995). Hearings on Global and Innovations Based Competition. Docket P951201. Washington, D.C.
- FTC (Federal Trade Commission) (1996). Competition Policy in the New High-Tech, Global Marketplace. A report by the Federal Trade Commission Staff. May. Washington, D.C.
- Fudenberg, D., und J. Tirole (1990). Moral Hazard and Renegotiation in Agency Contracts. *Econometrica* 58 (6): 1279–1319.
- Fudenberg, D., und J. Tirole (1991). *Game Theory*. Cambridge, Mass.
- Fuldner, A.H. (1996). Upgrading Transmission Capacity for Wholesale Electric Power Trade. Electricity Information Agency, *Electric Power Monthly* June: xi–xxii.
- Furubotn, E.G., und S. Pejovich (1972). Property Rights and Economic Theory: A Survey of Recent Literature. *Journal of Economic Literature* 10 (4): 1137–1162.
- Gaudet, G., und N.V. Long (1996). Vertical Integration, Foreclosure, and Profits in the Presence of Double Marginalization. *Journal of Economics and Management Strategy* 5 (3): 409–432.
- Gilbert, R.J., und E.P. Kahn (Hrsg.) (1996). *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge, Mass.
- Goldberg, V.P. (1976a). Toward an Expanded Economic Theory of Contract. *Journal of Economic Issues* 10 (1): 45–61.

- Goldberg, V.P. (1976b). Regulation and Adminstered Contracts. *Bell Journal of Economics* 7 (2): 426–448.
- Goldberg, V.P. (1980). Relational Exchange, Economics, and Complex Contracts. *American Behavioural Scientist* 23: 337–352.
- Goldberg, V.P. (1981). Pigou on Complex Contracts and Welfare Economics. *Research in Law and Economics* 3: 39–51.
- Grossman, S.J., und O.D. Hart (1986). The Costs and Benefits of Ownership: A Theory of Vertical and Lateral Integration. *Journal of Political Economy* 94 (9): 691–719.
- Hansen, U. (1998). Technological Options for Power Generation. *The Energy Journal* 19 (2): 63–87.
- Hart, O.D. (1988a). Incomplete Contracts and the Theory of the Firm. *The Journal of Law, Economics and Organization* 4 (1): 119–139.
- Hart, O.D. (1988b). Capital Structure as a Control Mechanism in Corporations. *Canadian Journal of Economics* 21 (3): 467–476.
- Hart, O.D. (1990). Is "Bounded Rationality" an Important Element of a Theory of Institutions? *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 146: 696–702.
- Hart, O.D. (1995). *Firms, Contracts, and Financial Structure*. Oxford.
- Hart, O.D., und B. Holmström (1987). The Theory of Contracts. In T. Bewley (Hrsg.), *Advances in Economic Theory*. Cambridge.
- Hart, O.D., und J. Moore (1988). Incomplete Contracts and Renegotiation. *Econometrica* 56: 755–785.
- Hart, O.D., und J. Moore (1990). Property Rights and the Nature of the Firm. *Journal of Political Economy* 98: 1119–1158
- Hart, O.D., und J. Moore (1996). The Government of Exchanges: Members' Cooperatives versus Outside Ownership. *Oxford Review of Economic Policy* 12 (4): 53–69.
- Hart, O.D., und J. Tirole (1990). Vertical Integration and Market Foreclosure. *Brookings Papers on Economic Activity: Microeconomics*: 205–286.
- Haubrich, H.-J. (1996). Elektrische Energieversorgungssysteme. Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge. Skriptum zur Vorlesung „Elektrische Anlagen I“. Aachen.
- Haubrich, H.-J., et al. (1994). Verteilung und Speicherung elektrischer Energie. Ikarus Teilprojekt 4 Bericht 4–13. Jülich.
- Hensing, I., A. Nolden, C. Riechmann und W. Schulz (1997). Analyse der Strompreisschere zwischen Frankreich und Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 21 (4): 269–294.
- Hillebrand, B. (1997). Stromerzeugungskosten neu zu errichtender Kraftwerke. RWI-Papiere 47, Essen.

- Hogan, W.W. (1993a). Electric Transmission: A New Model for Old Principles. *Electricity Journal*. Wiederabgedruckt in Pierce, R.J., jr. (1994). *Economic Regulation: Cases and Materials*. Cincinnati.
- Holmstrom, B., und J. Tirole (1991). Transfer Pricing and Organizational Form. *The Journal of Law, Economics and Organization* 7 (2): 201–228.
- Joskow, P.L. (1985a). Vertical Integration and Long-term Contracts: The Case of Coal-Burning Electric Generating Plants. *The Journal of Law, Economics and Organization* 1 (1): 33–80.
- Joskow, P.L. (1985b). Long-term Vertical Relationships and the Study of Industrial Organization and Government Regulation. *Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft* 141 (4): 586–593.
- Joskow, P.L. (1987). Contract Duration and Relationship-specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets. *The American Economic Review* 77 (1): 168–185.
- Joskow, P.L. (1991). The Role of Transaction Cost Economics in Antitrust and Public Utility Regulatory Policies. *The Journal of Law, Economics and Organization* 7 (special issue): 53–83.
- 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., und D.R. Jones (1983). The Simple Economics of Industrial Cogeneration. *The Energy Journal* 4 (1): 1–22.
- Joskow, P.L., und R. Schmalensee (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge, Mass.
- Kahn, E., und R. Baldick (1994). Reactive Power is a Cheap Constraint. *The Energy Journal* 15 (4): 191–201.
- Klass, M.W., und M.A. Salinger (1995). Do New Theories of Vertical Foreclosure Provide Sound Guidance for Consent Agreements in Vertical Merger Cases? *Antitrust Bulletin (Fall)*: 667–698.
- Klein, B., und K. Leffler (1981). The Role of Market Forces in Assuring Contractual Performance. *The Journal of Political Economy* 89 (4): 615–641.
- Klein, B., R.G. Crawford und A.A. Alchian (1978). Vertical Integration, Appropriate Rents, and the Competitive Contracting Process. *The Journal of Law and Economics* 21 (2): 297–326.

- Klopper, T., et al. (1996). Das Pool-System in der Elektrizitätswirtschaft — Möglichkeiten einer umweltregulierten Gestaltung von Poolregeln. Forschungsbericht 101 06 062. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin.
- Knight, F. (1922). *Risk, Uncertainty, and Profit*. New York.
- Krattenmaker, T.G., und S.S. Salop (1986). Anticompetitive Exclusion: Raising Rivals' Costs to Achieve Power over Price. *Yale Law Journal* 96 (2): 209–293.
- Kreps, D.M. (1996). Markets and Hierarchies and (Mathematical) Economic Theory. *Industrial and Corporate Change* 5 (2): 561–595.
- Kreps, D.M., und J.A. Scheinkmann (1983). Quantity Precommitment and Bertrand Competition Yield Cournot Outcomes. *The Bell Journal of Economics* 14 (2): 326–337.
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93–112.
- Kumkar, L. (1995). Widerstände und Spannungen auf dem Weg zum europäischen Binnenmarkt für Elektrizität. *Die Weltwirtschaft* (4): 444–470.
- Kumkar, L. (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. (1997). Die deutsche Energierechtsnovelle: Über Alleinabnehmer, zugelassene Kunden und die Auswirkungen auf Umweltschutzziele. Kieler Arbeitspapiere 820. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1998a). Die deutsche Energierechtsnovelle aus ökonomischer Sicht — Über Alleinabnehmer, zugelassene Kunden und Vorrangregeln für einzelne Energieträger. *Zeitschrift für neues Energierecht* 2 (1): 26–39.
- Kumkar, L. (1998b). Regulierung vertikal strukturierter Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik. Kieler Arbeitspapiere 874. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1998c). Die „Essential facilities“-Doktrin: Ein brauchbares Konzept zur Regulierung vertikal strukturierter Industrien? Mimeo, 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.
- Laffont, J.-J. (1994). The New Economics of Regulation Ten Years After. *Econometrica* 62 (3): 507–537.
- Levy, B., und P.T. Spiller (1994). Regulation, Institutions, and Commitment in Telecommunications: A Comparative Analysis of Five Country Studies. Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics 1993: 215–252.

- Linke, K. (1985). Kraftwerkseinsatzoptimierung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 35 (11): 751-764.
- Liston, C. (1993). Price-cap versus Rate-of-return Regulation. *Journal of Regulatory Economics* 5 (1): 25-48.
- Littlechild, S. (1994). Competition, Monopoly and Regulation in the Electricity Industry. In M.A. Einhorn (Hrsg.), *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*. Boston, Mass.
- yon, T.P., und S.C. Hackett (1993). Bottlenecks and Governance Structures: Open Access and Long-term contracting in Natural Gas. *The Journal of Law, Economics and Organization* (9) 2: 380-398.
- Lyons, B.R. (1996). Empirical Relevanz of Efficient Contract Theory: Inter-firm Contracts. *Oxford Review of Economic Policy* 12 (4): 27-52.
- MacKie-Mason, J.K., und H.R. Varian (1994). Pricing Congestible Network Resources. Working Paper 94-09. Center for Research on Economic and Social Theory, University of Michigan. Ann Arbor.
- MacLeod, W.B., und J.M. Malcomson (1989). Efficient Specific Investments, Incomplete Contracts, and the Role of Market Alternatives. Discussion paper 8946. Center for Economic Research, Tilburg.
- Macneil, I.R. (1974). The Many Futures of Contracts. *Southern California Law Review* 47: 691-816.
- Macneil, I.R. (1978). Contracts: Adjustment of Long-term Economic Relations under Classical, Neoclassical, and Relational Contract Law. *Northwestern University Law Review* 72 (6): 854-905.
- Macneil, I.R. (1981). Economic Analysis of Contractual Relations: Its Shortfalls and the Need for a "Rich Classificatory Apparatus". *Northwestern University Law Review* 75 (6): 1028-1063.
- Mareske, A., und T. Tillwicks (1985). Tageslastprognose. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 35 (11): 772-782.
- Maskin, E., und J. Tirole (1997). Unforeseen Contingencies, Property Rights, and Incomplete Contracts. Harvard Institute of Economic Research Discussion Paper 1796, Cambridge, Mass.
- Masten, S.E. (1988). A Legal Basis for the Firm. *The Journal of Law, Economics and Organization* 4 (1): 181-198.
- Mathewson, G.F., und R.A. Winter (1983). Vertical Integration by Contractual Restraints in Spatial Markets. *Journal of Business* 56 (4): 497-518.
- McAfee, R.P., und J. McMillan (1987). Auctions and Bidding. *The Journal of Economic Literature* 25 (2): 699-738.
- McAfee, R.P., und J. McMillan (1995). Organizational Diseconomies of Scale. *Journal of Economics & Management Strategy* 4 (3): 399-426.

- Michaelis, H. (1986). *Handbuch der Kernenergie. Bd. 1 und 2.* Düsseldorf.
- Midttun, A. (Hrsg.) (1997). *European Electricity Systems in Transition: A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe.* Oxford.
- Milgrom, P., und J. Roberts (1992). *Economics, Organization and Management.* Englewood Cliffs, NJ.
- Mitchell, W.C. (1910). The Rationality of Economic Activity. *Journal of Political Economy* 18: 97–113 (Teil I); 197–216 (Teil II).
- Möschel, W. (1993). Comment to Posner: The New Institutional Economics Meets Law and Economics. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 149 (1): 88–91.
- Moe, T.M. (1990). Political Institutions: The Neglected Side of the Story. *The Journal of Law, Economics and Organization (Special Issue)* 6: 213–253.
- Mulherin, J.H., J.M. Netter und J.A. Overdahl (1991). Prices are Property: The Organization of Financial Exchanges from a Transaction Cost Perspective. *Journal of Law and Economics* 34 (2): 591–644.
- Nabli, M.K., und J.B. Nugent (1989). The New Institutional Economics and its Applicability to Development. *World Development* 17 (9): 1333–1347.
- Nelson, P. (1970). Information and Consumer Behaviour. *Journal of Political Economy* 78 (2): 311–329.
- Neu, A.D. (1995). Subventionen ohne Ende? Steinkohlenbergbau und Energieverbrauch in Deutschland. Kieler Diskussionsbeiträge 248. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Niskanen, W.A. (1971). *Bureaucracy and Representative Government.* New York.
- North, D.C. (1981). *Structure and Change in Economic History.* New York (dt. Übersetzung: *Theorie des institutionellen Wandels*, Tübingen 1988).
- North, D.C. (1984). Government and the Cost of Exchange. *Journal of Economic History* 44: 255–264.
- North, D.C. (1990). *Institutions, Institutional Change and Economic Performance.* Cambridge.
- OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) (1993). *Projected Costs of Generating Electricity.* Paris
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1997). Report on Distribution and Transmission System Performance 1996/1997. Birmingham.
- Ordover, J.A., G. Saloner und S.S. Salop (1990). Equilibrium Vertical Foreclosure. *The American Economic Review* 80 (1): 127–142.
- Ordover, J.A., G. Saloner und S.C. Salop (1992). Equilibrium Vertical Foreclosure. Reply. *American Economic Review* 82 (3): 698–703.
- Perry, M.K. (1989). Vertical Integration: Determinants and Effects. In R. Schmalensee und R.D. Willig (Hrsg.), *Handbook of Industrial Organization.* Amsterdam.

- Perry, M.K., und R.H. Groff (1985). Resale Price Maintenance and Forward Integration into a Monopolistically Competitive Industry. *Quarterly Journal of Economics* 100 (4): 1293–1311.
- Peterman, J.L. (1975). The Brown Shoe Case. *The Journal of Law and Economics* 18 (1): 81–146.
- Posner, R.A. (1976). *Antitrust Law*. Chicago.
- Posner, R.A. (1993). The New Institutional Economics Meets Law and Economics. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 149 (1): 73–87.
- Posner, R.A., und F.H. Easterbrook (1981). *Antitrust: Cases, Economic Notes and Other Materials*. 2. Auflage. St Paul, Minn.
- Powell, W.W. (1996). *Weder Markt noch Hierarchie: netzwerkartige Organisationsformen. Organisation und Netzwerk*. Frankfurt am Main.
- Reiffen, D. (1992). Equilibrium Vertical Foreclosure. *Comment American Economic Review* 82 (3): 694–697.
- Reiffen, D., und M. Vita (1995). Comment: Is there New Thinking on Vertical Mergers? *Antitrust Law Journal* 63: 917–925.
- Richter, R. (1990). Sichtweise und Fragestellung der neuen Institutionenökonomik. *Zeitschrift für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften* 110 (4): 571–591.
- Richter, R. (1996). *Die Neue Institutionenökonomik des Marktes*. Lectiones Jenenses, Heft 5. Max-Planck-Institut zur Erforschung von Wirtschaftssystemen, Jena.
- Richter, R., und E. Furubotn (1996). *Neue Institutionenökonomik: Eine Einführung und kritische Würdigung*. Tübingen.
- Riddington, S. (1997). Definition and Role of the Future System Operator: Operational Aspects (Special Report for Session 1, Sub-Sessions 1.1-1.2). CIGRE Symposium 8-10 June 1997 Tours. Paris.
- Riordan, M.H. (1990). What is Vertical Integration? In M. Aoki, B. Gustafson und O.E. Williamson (Hrsg.), *The Firm as a Nexus of Treaties*. London.
- Riordan, M.H., und S.C. Salop (1995). Evaluating Vertical Mergers: A Post-Chicago Approach. *Antitrust Law Journal* 63: 513–564.
- Rothschild, M.L., und J.E. Stiglitz (1976). Equilibrium in Competitive Insurance Markets: An Essay on the Economics of Imperfect Information. *Quarterly Journal of Economics* 90: 629–649.
- Rothwell, G. (1992). Can Nuclear Power Compete? *Regulation* (Winter): 66–74.
- Rutherford, M. (1994). *Institutions in Economics. The Old and the New Institutionalism*. Cambridge.
- Salinger, M.A. (1988). Vertical Mergers and Market Foreclosure. *The Quarterly Journal of Economics* 103 (2): 345–356.

- Salop, S.C., und D.T. Scheffman (1983). Raising Rivals' Costs. *American Economic Review* 73 (2): 267–271.
- Salop, S.C., und D.T. Scheffman (1987). Cost-raising Strategies. *The Journal of Industrial Economics* 36 (1): 19–34.
- Scherer, F.M. (1980). *Industrial Market Structure and Performance*. 2. Auflage. Chicago.
- Schiffer, H.-W. (1997). *Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland*. Köln.
- Schmalensee, R. (1973). A Note on the Theory of Vertical Integration. *Journal of Political Economy* 81 (2): 442–449.
- Schmitt, D. (1989). Kosten und Kostenstruktur in der Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland. *Elektrizitätswirtschaft* 88 (16/17): 1090–1099.
- Schrader, A. (1994). Vertical Mergers and Market Foreclosure: Comment. Working Papers in Economics 94/24. European University Institute, Florenz.
- Schweizer, U. (1991). Comment to P. Bolton, P. und M.D. Whinston, The "Foreclosure" Effects of Vertical Mergers. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 147 (1): 227–231.
- Schweppe, F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors und R.E. Bohn (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston, Mass.
- Scott, K.E. (1993). Comment to Posner: The New Institutional Economics Meets Law and Economics. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 149 (1): 92–95.
- Selten, R. (1990). Bounded Rationality. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 146 (4): 648–658.
- Sharkey, W.W. (1982). *The Theory of Natural Monopoly*. Cambridge, Mass.
- Shepherd, W.G. (1988). Entry Barriers, Contestability, and Predatory Pricing. *Revue d'Économie Industrielle* 46 (4) 1–21.
- Shepherd, W.G. (1990). Mainstream Industrial Organization and 'New' Schools. *Revue Économique* 41 (3): 453–480.
- Siemes, B., und T. Reukauf (1997). Reserveleistung im Wettbewerb. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48 (4): 225–229.
- Simon, H.A. (1957). *Administrative Behaviour*. 2. Auflage. New York.
- Simon, H.A. (1962). The Architecture of Complexity. *Proceedings of the Philosophical Society* 106 (6): 467–482.
- Simon, H.A. (1987). Bounded Rationality. In J.Eatwell, M.Milgate und P.Newman (Hrsg.), *The New Palgrave. A Dictionary of Economics*. London.
- Spengler, J.J. (1950). Vertical Integration and Antitrust Policy. *Journal of Political Economy* 58 (4): 347–352.

- Spiller, P.T. (1996). Institutions and Commitment. *Industrial and Corporate Change* 5 (2): 421–452.
- Spulber, D.F. (1989). *Regulation and Markets*. Cambridge, Mass.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (lfd. Jgg.). *Zahlen zur Kohlenwirtschaft*. Essen.
- Statistisches Bundesamt (1997). *Statistisches Jahrbuch 1997 für die Bundesrepublik Deutschland*. Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt (lfd. Jgg.). *Fachserie 4, Reihe 6.1: Beschäftigung, Umsatz und Investitionen der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung*. Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt (lfd. Jgg.). *Fachserie 4, Reihe 6.1: Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung*. Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt (lfd. Jgg.). *Fachserie 4, Reihe 6.3: Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung*. Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt (lfd. Jgg.). *Fachserie 4, Reihe 6.4: Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe*. Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt (lfd. Jgg.). *Fachserie 17, Reihe 2: Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte*. Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt (lfd. Jgg.). *Fachserie 7, Reihe 4.1: Ein- und Ausfuhr von Mineralöl*. Stuttgart.
- Stigler, G.J. (1961). The Economics of Information. *Journal of Political Economy* 69 (3): 213–225.
- Stöcker, H. (Hrsg.) (1994). *Taschenbuch der Physik: Formeln, Tabellen, Übersichten*. 2. Auflage. Frankfurt am Main.
- Streit, M.E., und G. Wegner (1989). Wissensmangel, Wissenserwerb und Wettbewerbsfolgen — Transaktionskosten aus evolutorischer Sicht. *Ordo* 40: 183–200.
- Telser, L.G. (1980). A Theory of Self-Enforcing Agreements. *Journal of Business* 53 (1): 27–44.
- Telser, L.G. (1981). Why there are Organized Future Markets. *The Journal of Law and Economics* 24 (1): 1–22.
- Tirole, J. (1988). *The Theory of Industrial Organization*. Cambridge, Mass.
- Trebing, H.M. (1976). The Chicago School versus Public Utility Regulation. *Journal of Economic Issues* 10 (1): 97–126.
- UCPTE (Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie) (1995). *Halbjahresbericht*. Wien.
- VDEW (Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke e.V.) (1988). *Statistik für das Jahr 1987*. Frankfurt am Main.

- VDEW (Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke e.V.) (1992; 1995; 1996). *VDEW-Statistik. Teil I, Leistung und Arbeit*. Frankfurt am Main.
- VDEW (Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke e.V.) (1994). *VDEW-Statistik. Teil II, Betriebsmittel*. Frankfurt am Main.
- VDEW (Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke e.V.) (1995; 1997). *Strommarkt Deutschland: Die öffentliche Elektrizitätsversorgung*. Frankfurt am Main.
- Veblen, T. (1914). *The Instinct of Workmanship and the State of the Industrial Arts*. New York.
- Vernon, J.M. and D.A. Graham (1971). Profitability of Monopolization by Vertical Integration. *Journal of Political Economy* 79: 924–925.
- VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.) (1997; 1998). *Statistik der Energiewirtschaft 1995/96 (1996/97)*. Essen.
- Warren-Boulton, F.R. (1974). Vertical Control with Variable Proportions. *Journal of Political Economy* 82: 783–802.
- Waterson, M. (1982). Vertical Integration, Variable Proportions and Oligopoly. *Economic Journal* 92: 129–144.
- Wehowsky, P., et al. (1994). Strom- und wärmeerzeugende Anlagen auf fossiler und nuklearer Grundlage. Ikarus Teilprojekt 4 Bericht 4-06(1) und (2). Jülich.
- Westfield, F.M. (1981). Vertical Integration: Does Product Price Rise or Fall? *American Economic Review* 71 (3): 334–346.
- Whinston, M.D. (1990). Tying, Foreclosure, and Exclusion. *American Economic Review* 80 (4): 837–859.
- Wiggins, S.N. (1991). The Economics of the Firm and Contracts: A Selective Survey. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 147: 603–661.
- Williamson, O.E. (1976). Franchise Bidding for Natural Monopolies- in General and with Respect to CATV. *The Bell Journal of Economics* 7 (1): 73–104.
- Williamson, O.E. (1979). Transaction-cost Economics: The Governance of Contractual Relations. *Journal of Law and Economics* 22 (2): 233–261.
- Williamson, O.E. (1983). Credible Commitments: Using Hostages to Support Exchange. *American Economic Review* 73: 519–540.
- Williamson, O.E. (1984). The Incentive Limits of Firms: A Comparative Institutional Assessment of Bureaucracy. *Weltwirtschaftliches Archiv* 120 (4): 736–763.
- Williamson, O.E. (1985). *The Economic Institutions of Capitalism. Firms, Markets, Relational Contracting*. New York.
- Williamson, O.E. (1990). A Comparison of Alternative Approaches to Economic Organization. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 146 (1): 61–71.