

Neu, Axel D.

Working Paper — Digitized Version

Die Gaswirtschaft im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt: Perspektiven der Erdgasversorgung im europäischen Binnenmarkt

Kieler Diskussionsbeiträge, No. 334/335

Provided in Cooperation with:

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

Suggested Citation: Neu, Axel D. (1999) : Die Gaswirtschaft im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt: Perspektiven der Erdgasversorgung im europäischen Binnenmarkt, Kieler Diskussionsbeiträge, No. 334/335, ISBN 3894561823, Institut für Weltwirtschaft (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/48023>

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.

Die Gaswirtschaft im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt

Perspektiven der Erdgasversorgung im europäischen Binnenmarkt

von Axel D. Neu

265 269 431

AUS DEM INHALT

- Die traditionelle Theorie der Regulierung natürlicher Monopole und daraus abgeleiteter wettbewerblicher Ausnahmebereiche konzentrierte sich auf die Frage, welche Regulierungen vorzusehen sind, um einem Mißbrauch der Marktmacht der regionalen Monopolisten auf den Strom- und Gasmärkten zu begegnen. Einen völlig anderen Ansatzpunkt stellt die „Essential Facilities Doctrine“ dar, die sich aus dem Antitrust-Recht in den USA entwickelte: Hier steht die Frage im Mittelpunkt, durch welche institutionellen und vertraglichen Regelungen die Marktzutrittsbarrieren des Netzzugangs und der Netzbenutzung als Merkmale natürlicher Monopole relativiert oder beseitigt werden können. Diese Betrachtungsweise liegt auch der wettbewerblichen Umgestaltung des leitungsgebundenen Energiesektors durch die Binnenmarktrichtlinien Strom (19.2.1997) und Erdgas (10.8.1998) seitens der Europäischen Union zugrunde. Diese Richtlinien verlangen von den Mitgliedsländern eine schrittweise Liberalisierung und Marktöffnung.
- In Deutschland wurde die Novellierung des Energiewirtschafts- und Wettbewerbsrechts weitgehend parallel zu den Reformschritten in der EU vorangetrieben; die Novellierung des Energiewirtschaftsrechts trat am 29. April 1998 in Kraft. In der Umgestaltung der Marktregelungen für Strom und Gas geht die Novelle des Energiewirtschaftsrechts weit über Regelungen hinaus, die bei einer Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Erdgas als Mindestumfang erforderlich gewesen wären. Allerdings betreffen die Zugangsregelungen zum Versorgungsnetz nach deutschem Recht bislang nur den Strommarkt. Eine Verbändevereinbarung analog zum Strommarkt wird aber auch für den Erdgasmarkt angestrebt.
- Bisherige Abschätzungen des Preissenkungspotentials auf dem Gasmarkt infolge des Wettbewerbs siedeln dieses in einer Größenordnung von 10–20 vH an. Deutlich höher mit 20–30 vH wird das analoge Preissenkungspotential auf den Elektrizitätsmärkten eingeschätzt. Diese prospektiven Preissenkungen infolge wettbewerblicher Strukturen werden durch die Einführung der Ökosteuern sowie deren schrittweise Erhöhung ganz oder teilweise kompensiert. In der 1. Stufe der bereits beschlossenen Ökosteuern werden ab 1. April 1999 die Erdgaspreise im Kleinverbrauch um ca. 4 vH und für die Haushalte mit Vollversorgungstarifen um ca. 6,5 vH angehoben. Sollten auch die nachfolgenden beiden Stufen der ökologischen Steuerreform in dieser Größenordnung angesiedelt sein, so würden hierdurch die infolge des Wettbewerbs möglichen Senkungen des Erdgaspreises ausgeglichen oder überkompensiert.
- Durch den zunehmenden Anteil des Erdgases am Energieverbrauch der EU-Mitgliedsländer werden die Emissionen relativ zum Energieverbrauch in der Vergangenheit abnehmen, absolut aber bei den Treibhausgasen im Jahr 2020 das Ausgangsniveau von 1990 noch deutlich übersteigen. Derzeit ist völlig offen, wie die EU-Mitgliedsländer das in Kyoto eingegangene Reduktionsziel erreichen wollen (Abnahme von 8 vH für die Budgetperiode von 2008 bis 2012 auf Basis des 6-Gas-Ansatzes). In Deutschland wird sich der Anteil des Erdgases an der Stromerzeugung infolge des avisierten Ausstiegs aus der Kernenergie gegenüber den bisherigen Projektionen der EU deutlich erhöhen und damit den Zielerreichungsgrad bei der Emissionsminderung an Treibhausgasen deutlich herabsetzen. Die von der Bundesregierung beschlossenen und geplanten Ökosteuern werden hierbei keine Lenkungsfunction ausüben, weil diese in ihrer Ausgestaltung (bislang) keinerlei Bezug zu einer schadstoffadäquaten Bemessungsgrundlage haben.

Die Gaswirtschaft im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt

Perspektiven der Erdgasversorgung im europäischen Binnenmarkt

von Axel D. Neu

Die Deutsche Bibliothek – CIP-Einheitsaufnahme

Neu, Axel D.:

Die Gaswirtschaft im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt :
Perspektiven der Erdgasversorgung im mitteleuropäischen Binnenmarkt für
Energie / von Axel D. Neu. Institut für Weltwirtschaft, Kiel. – Kiel :
Inst. für Weltwirtschaft, 1999

(Kieler Diskussionsbeiträge ; 334/335)
ISBN 3-89456-182-3

© Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel 1999.

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

Printed in Germany

ISSN 0455-0420

Inhalt

I.	Wettbewerbspolitische Paradigmen: „Besonderheitenlehre“ versus „Essential Facilities“-Konzept	9
II.	Wettbewerbliche Regelungen und Vorgaben der Europäischen Union und der Gesetzgebung in der Bundesrepublik Deutschland im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung	15
	1. Europäischer Binnenmarkt und Energieversorgung	15
	2. Regelungen zur Infrastruktur und zur Markttransparenz	16
	3. Europäische Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas und ihre Umsetzung in nationales Recht	16
	4. Novellierung des Energiewirtschaftsrechts und des Wettbewerbsrechts in Deutschland	20
	5. Konzentrationshypothesen in der ökonomischen Theorie	24
III.	Erdgasmarkt der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsländer: Versorgungsstrukturen, derzeitige Regulierungen und künftige Entwicklungstendenzen	25
	1. Produktion, Verbrauch und Außenhandelsverflechtungen sowie Beschaffungs- und Verbraucherpreise	26
	2. Derzeitige Regulierungen der Gaswirtschaft in den Mitgliedsländern der Europäischen Union	34
	3. Erdgasmarkt in Großbritannien als Vorreiter?	35
	4. Künftige Entwicklung des Erdgasverbrauchs und der energiebedingten Schadstoffemissionen in der Europäischen Union	37
IV.	Entwicklung der Energiemärkte in der Bundesrepublik Deutschland nach Energieträgern und Verbrauchssektoren	43
	1. Primär- und Endenergieverbrauch	43
	2. Aufkommen nach Gasarten und Absatz nach Verbrauchssektoren	46
	3. Umsatz, Beschäftigte und Investitionen.....	48
V.	Horizontale und vertikale Struktur der deutschen Gaswirtschaft sowie derzeitige Liefer- und Kapitalverflechtungen	50
	1. Erdgasproduzenten im Inland und im Ausland	52
	2. Erdgaseinfuhren und Ferngasunternehmen	55
	3. Demarkationsgebiete und Gasleitungen.....	60
	4. Regionale und örtliche Gasversorgungsunternehmen	63
	5. Gaswirtschaftliche Gleichgestaltungen in den neuen Bundesländern.....	67
	6. Bisherige Ansätze zu einem „Gas-zu-Gas“-Wettbewerb	71

VI. Preisbildung und Preisdifferenzierung in der deutschen Gaswirtschaft sowie ihre wettbewerblichen Einbindungen	73
1. Preisbildung nach dem Prinzip der Anlegbarkeit	74
2. Preisdifferenzen zwischen Erdgasversorgungsgebieten	77
3. Kartellrechtliche Prüfungsverfahren — Anhaltspunkte für Preissenkungspotential durch Wettbewerb?	79
VII. Kosten und Erlöse der deutschen Gaswirtschaft sowie Ausgaben der Verbraucher für den Energie- und Gasverbrauch	85
1. Kosten, Erlöse und Effizienzspielräume der Gaswirtschaft.....	86
2. Energie- und Gaskosten in der Gewerblichen Wirtschaft.....	88
3. Energie- und Gasausgaben der Privaten Haushalte	90
VIII. Auswirkungen wettbewerblicher Regelungen nach Dimension und voraussichtlicher Intensität	93
1. Beseitigung von Marktzutrittsbarrieren: Funktionale Disaggregation, Markteintritt und Netzzugangsregelungen	93
2. Veränderungen der Marktstruktur und der Vertragsformen?	95
3. Stärkung der Marktmacht der Produzenten und Zunahme der Vorwärtsintegration?	98
4. Zersplitterung der Nachfrage auf der Ferngasstufe und Zunahme der vertikalen Konzentration?.....	100
5. Abnahme der Anbieterzahl und Zunahme der horizontalen Konzentration auf der Verteilerstufe?.....	101
6. Mehr Anbieter und günstigere Preise für die Erdgasverbraucher?	102
IX. Umweltauswirkungen des Energieeinsatzes: Anhebung des Energiepreisniveaus im Rahmen einer ökologischen Steuerreform?.....	104
X. Zusammenfassung und Ausblick	113
Literaturverzeichnis.....	119

Verzeichnis der Tabellen

<i>Tabelle 1:</i>	Monatliches Aufkommen an Naturgas in der Bundesrepublik Deutschland 1996	10
<i>Tabelle 2:</i>	Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland nach Energieträgern und Anwendungsbereichen 1993	11
<i>Tabelle 3:</i>	Förderung, Außenhandelsverflechtung und Verbrauch an Naturgas in den Mitgliedsländern der Europäischen Union 1995 und 1996	27
<i>Tabelle 4:</i>	Internationaler Vergleich von Preisen für grenzüberschreitende Erdgaslieferungen und Verbraucherpreisen für Erdgas für ausgewählte Länder und Jahre.....	30
<i>Tabelle 5:</i>	Einfuhrpreise für Erdgas der Mitgliedsländer der Europäischen Union für Lieferungen per Pipeline nach Herkunftsregion 1997.....	31
<i>Tabelle 6:</i>	Anteil der Steuern und Abgaben an den Verbraucherpreisen ausgewählter Energieträger, Länder und Jahre	32
<i>Tabelle 7:</i>	Projektion des Energieverbrauchs in der Europäischen Union nach unterschiedlichen Szenarioannahmen bis zum Jahr 2020	38
<i>Tabelle 8:</i>	Projektion der energiebedingten Emissionen an Luftschadstoffen in der Europäischen Union nach unterschiedlichen Szenarioansätzen bis zum Jahr 2010	40
<i>Tabelle 9:</i>	Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland nach Energieträgern und Verbrauchssektoren 1980, 1990 und 1996	44
<i>Tabelle 10:</i>	Projektion des Energieverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland nach unterschiedlichen Szenarioansätzen bis zum Jahr 2020.....	45
<i>Tabelle 11:</i>	Gesamtes Gasaufkommen sowie Absatz von Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre.....	47
<i>Tabelle 12:</i>	Aufkommen und Verwendung von Erdgas in der öffentlichen Gaswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland 1995 und 1996	48
<i>Tabelle 13:</i>	Der Energiesektor in der Gesamtwirtschaft der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre	49
<i>Tabelle 14:</i>	Aufkommen und Verwendung von Naturgas in der Bundesrepublik Deutschland nach Marktstufen 1996	51
<i>Tabelle 15:</i>	Erdgasförderung in der Bundesrepublik Deutschland nach konsortialer Beteiligung 1995 und 1996.....	53
<i>Tabelle 16:</i>	Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland 1995 und 1996	54
<i>Tabelle 17:</i>	Regionale Verteilung der Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland 1996	55
<i>Tabelle 18:</i>	Erdgasaufkommen der Ferngasunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland nach Herkunft und Verbleib 1996.....	57
<i>Tabelle 19:</i>	Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland nach Unternehmensformen 1996	65
<i>Tabelle 20:</i>	Struktur des Querverbundes der Mitgliedsunternehmen des VKU mit Gasversorgungsaktivitäten 1997.....	65
<i>Tabelle 21:</i>	Wärmepreise für ausgewählte Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland 1996	75
<i>Tabelle 22:</i>	Einfuhrpreise und Durchschnittserlöse der Erdgasabgabe an Abnehmergruppen in der Bundesrepublik Deutschland 1996	76

<i>Tabelle 23:</i>	Gaspreise nach Abnehmergruppen und Tarifbereichen in der Bundesrepublik Deutschland	78
<i>Tabelle 24:</i>	Kostenstruktur der öffentlichen Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland nach Marktstufen 1985, 1990 und 1995	86
<i>Tabelle 25:</i>	Jahresüberschuß in vH des Umsatzes für ausgewählte Wirtschaftsbereiche in der Bundesrepublik Deutschland 1980 und 1985–1995	87
<i>Tabelle 26:</i>	Energiekosten in vH des Bruttoproduktionswertes im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe in der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre	89
<i>Tabelle 27:</i>	Material- und Wareneingang von Energieträgern nach ausgewählten Wirtschaftsgruppen in der Bundesrepublik Deutschland 1990 und 1994	89
<i>Tabelle 28:</i>	Energiekosten der Privaten Haushalte in vH des ausgabenfähigen Einkommens in der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre	91
<i>Tabelle 29:</i>	Aufwendungen der Haushalte für den Privaten Verbrauch in der Bundesrepublik Deutschland 1993	92
<i>Tabelle 30:</i>	Gasbezüge der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland nach Marktstufen 1996	96
<i>Tabelle 31:</i>	Versteuerte Mineralölmengen und Aufkommen an Mineralölsteuer in der Bundesrepublik Deutschland 1997 sowie Schätzung des jährlichen Steueraufkommens aus der 1. Stufe der Öko-Steuerreform ab 1.4.1999	111

Verzeichnis der Schaubilder

<i>Schaubild 1:</i>	Europäischer Erdgasverbund 1997	28
<i>Schaubild 2:</i>	Marktgleichgewicht auf dem Erdgasmarkt bei alternativen Preisbildungsprinzipien	33
<i>Schaubild 3:</i>	Demarkationsgebiete der Ferngasgesellschaften in der Bundesrepublik Deutschland	61
<i>Schaubild 4:</i>	Erdgasfernleitungen in der Bundesrepublik Deutschland	63
<i>Schaubild 5:</i>	Entwicklung ausgewählter Energiepreise in der Bundesrepublik Deutschland 1970–1996	74
<i>Schaubild 6:</i>	Durchschnittserlöse aus dem Erdgasabsatz der öffentlichen Gasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland nach Abnehmergruppen	75

Verzeichnis der Übersichten

<i>Übersicht 1:</i>	Zeitplan der Schwellwerte und Marktöffnungsquoten nach der Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas	19
<i>Übersicht 2:</i>	Organisationsstruktur der Gaswirtschaft in den Mitgliedsländern der Europäischen Union	34
<i>Übersicht 3:</i>	Organisationsstruktur der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland	50
<i>Übersicht 4:</i>	Erdgasaufkommen sowie Liefer- und Bezugsstrukturen der Fördergesellschaften und Ferngasunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland 1997	58

<i>Übersicht 5:</i>	Unternehmensdaten der Ruhrgas AG in Essen für ausgewählte Jahre	59
<i>Übersicht 6:</i>	Funktionale Aufteilung der Erdgaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland.	64
<i>Übersicht 7:</i>	Unternehmensdaten der Verbundnetz Gas AG in Leipzig 1993–1997.....	69
<i>Übersicht 8:</i>	Unternehmensdaten der Wintershall AG in Kassel 1993–1997	71
<i>Übersicht 9:</i>	Preisprüfungsverfahren von Kartellbehörden gegen Gasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland	82
<i>Übersicht 10:</i>	Tarife für den Gasverbrauch von Haushalten in der Bundesrepublik Deutschland	92
<i>Übersicht 11:</i>	Kohlendioxid-Koeffizienten ausgewählter Energieträger.....	106
<i>Übersicht 12:</i>	Modellansätze und Simulationsergebnisse von Vorschlägen für eine ökologische Steuerreform in der Bundesrepublik Deutschland	107
<i>Übersicht 13:</i>	Verbrauchssteuersätze auf Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland per 31.12.1997, Steuersätze der Öko-Steuerreform sowie Entwicklung der Mindest- steuersätze gemäß dem Richtlinien-Vorschlag der Europäischen Kommission vom 12.3.1997	110
<i>Übersicht 14:</i>	Steuerbedingte Preiserhöhungen infolge der 1. Stufe der Öko-Steuerreform in der Bundesrepublik Deutschland für die Haushalte und Kleinverbraucher ab dem 1.4.1999.....	112

I. Wettbewerbspolitische Paradigmen: „Besonderheitenlehre“ versus „Essential Facilities“-Konzept

Zu den wettbewerbspolitischen Ausnahmebereichen zählten in Deutschland im wesentlichen die Verkehrs-, Kommunikations-, Agrar-, Kredit- und Versicherungswirtschaft, eine Reihe von freien und handwerklichen Berufen sowie die Versorgungsunternehmen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Sie unterliegen einer Anzahl kumulativer oder alternativer staatlicher Regulierungen der folgenden Art (Müller 1996: 35):

- staatliches Eigentum oder eine Beteiligung an diesen Unternehmen,
- Marktzutritts- und Marktaustrittsregelungen einschließlich Investitionslenkungsmechanismen,
- Eingriffe in die Preissetzungsautonomie sowie die Gestaltungsfreiheit an Konditionen und Absatzstrukturen der Unternehmen.

Diese Ausnahmebereiche einschließlich der sie begleitenden regulierenden Staatseingriffe stehen in einem unübersehbaren Widerspruch zu einer wirtschaftspolitischen Grundsatzentscheidung zugunsten von marktwirtschaftlichen, wettbewerblichen Wirtschaftsstrukturen, die sich in Deutschland in den generellen Bestimmungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen konkretisierte. Auch auf der Ebene der Europäischen Union wurde spätestens seit der Einheitlichen Europäischen Akte von 1986 die grundsätzliche Entscheidung für ein System „unverfälschten“ Wettbewerbs getroffen; Art. 3a EG-Vertrag (EGV)¹ schreibt als Prinzip des europäischen Binnenmarktes den „Grundsatz einer offenen Marktwirtschaft mit freiem Wettbewerb“ fest.

So wurden denn auch wesentliche Impulse zur Deregulierung von Teilen der oben genannten Ausnahmebereiche, insbesondere im Verkehrs-, Kommunikations- und Versicherungsbereich sowie für die leitungsgebundene Energiewirtschaft, von der Kommission der Europäischen Union und nicht von den nationalen Regierungen der Mitgliedsstaaten — von einigen Ausnahmen abgesehen — in Gang und auf den Weg gebracht.

In den Mitgliedsländern bestimmten lange Zeit die Rechtfertigungsargumente zugunsten dieser Ausnahmebereiche in Form der „Besonderheitenlehre“ die politischen Entscheidungsprozesse. In diesen „Besonderheitenlehren“ wurde und wird für jeden dieser Ausnahmebereiche dargelegt, warum die Erwartungen einer gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsmaximierung durch eine wettbewerbliche Wirtschaftsordnung in dem jeweiligen Ausnahmbereich völlig unzutreffend und verfehlt seien.

So heißt es in der Präambel des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)² von 1935 — dies galt bis zum Frühjahr 1998 —, die dort getroffenen staatlichen Regulierungen zugunsten einer sicheren und preisgünstigen Energieversorgung seien geboten, um „volkswirtschaftlich schädliche Auswirkungen des Wettbewerbs zu verhindern“. Bemerkenswert an dieser Feststellung ist der Hinweis, daß wettbewerbliche Prozesse immerhin für denkbar gehalten werden, wenngleich das Ergebnis dieser Prozesse uneingeschränkt negativ bewertet wird.

Die Energieträger Elektrizität und Gas wurden im bisherigen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG/alt) undifferenziert abgehandelt, was wohl mit dazu beitrug, daß die „Besonderheitenlehre“ um die Elektrizitätswirtschaft focussierte und die Gaswirtschaft im Windschatten dieser Rechtfertigungsargumente quasi mitsegelte obgleich die Unterschiede zwischen diesen beiden Energiemärkten vielleicht markanter sind als ihre Gemeinsamkeiten. Die wichtigsten Unterschiede zwischen diesen beiden Energieträgern betreffen

¹ Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft vom 25. März 1957 nebst allen nachfolgenden Änderungen und Ergänzungen.

² Fundstellen von Verordnungen und Gesetzestexten, die im laufenden Text mit ihrer Abkürzung erscheinen, sind im Literaturverzeichnis enthalten.

- die Speicherbarkeit,
- die Substitutionskonkurrenz zu anderen Energieträgern,
- den Umwandlungsprozeß: Naturgas ist ein Primärenergieträger, der von der Quelle der Gewinnung zum Verbraucher transportiert werden muß. Elektrizität wird aus anderen Energieträgern im Umwandlungsprozeß erzeugt. Für die Wahl des Produktionsstandortes besteht hierbei ein hoher Freiheitsgrad.

Elektrische Energie läßt sich als solche grundsätzlich nicht speichern. Deshalb müsse sich die insgesamt vorhandene Erzeugungskapazität stets an der maximalen Spitzenlast ausrichten (vgl. u.a. Gröner 1997: 218). Der Ausgleich des täglichen und saisonalen Lastverlaufs bei Naturgas läßt sich hingegen durch drei Strategien ausgleichen:

- durch unterbrechbare Lieferverträge, bei denen der Erdgasverbrauch durch andere Energieträger in dafür geeigneten Verwendungsbereichen ersetzt wird;
- durch Variationen im Ausmaß der Erdgasförderung und damit verbundene Lieferungen an die Naturgasverbraucher;
- durch Zuführung und Entnahme bei unterirdischen Speicherkapazitäten.

Dies soll beispielhaft für Deutschland anhand von Tabelle 1 veranschaulicht werden.

Tabelle 1: Monatliches Aufkommen an Naturgas in der Bundesrepublik Deutschland 1996 (Mill. m³)

	Jan.	Febr.	März	Apr.	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.
Inlandsförderung	2 267	2 173	2 355	1 817	1 560	1 450	1 298	1 062	1 627	1 808	2 331	2 372
+ Einfuhren	7 850	7 202	8 688	6 549	6 166	7 821	6 780	5 267	6 123	7 612	7 786	9 826
– Ausfuhren	454	442	415	324	297	279	293	277	350	387	407	463
= Aufkommen	9 633	8 933	10 628	8 042	7 429	8 992	7 785	6 052	7 400	9 099	9 710	11 735
+/- Speicherung ^a	-2 926	-2 506	-1 125	888	1 359	2 082	2 376	1 968	988	796	-417	-2 037
Inlandsverbrauch	12 589	11 439	11 753	7 154	6 070	6 910	5 409	4 084	6 412	8 237	10 127	13 772

^aEntspeicherung = – ; Einspeicherung = +.

Quelle: IEA Natural Gas Information (1996: 160), eigene Berechnungen.

Der Naturgasverbrauch in Deutschland betrug 1996 knapp 94 Mrd. m³; der Verbrauch im Monat des höchsten Verbrauchs (Dez. '96) überstieg jenen des niedrigsten Verbrauchs (Aug. '96) um gut das Dreifache. Demgegenüber überstieg das maximale Inlandsaufkommen das minimale um nur knapp das Doppelte. Die maximale Speicherentnahme (Jan. '96) betrug 30,3 vH des Inlandsaufkommens, die maximale Einspeichermenge (Juli '96) 30,5 vH. Im Verlauf des Jahres 1996 wurden gut 10,5 Mrd. m³ den Speichern zugeführt und gut 9 Mrd. m³ entnommen. In Deutschland waren 1996: 37 Gas-Untertagespeicher mit einer speicherbaren Arbeitsmenge von 14,5 Mrd. m³ vorhanden; weitere 19 Speicheranlagen mit einer Arbeitsmenge von 6,2 Mrd. m³ waren in Bau oder Planung (BGW 1996: 470). Es bleibt in der Analyse der Marktstruktur (Kapitel V) der Frage nachzugehen, ob diese komfortablen Speicherkapazitäten der Marktregulierung zurechenbar sind oder sich auch bei einer wettbewerblichen Reorganisation einstellen würden.

Zur Abschätzung der Marktmacht im eigenen Marktsegment ist für die Anbieter mitentscheidend, inwieweit die eigenen Produkte sich in Substitutionskonkurrenz zu anderen Märkten befinden. Die Nachfrage nach Endenergieträgern ist eine abgeleitete Nachfrage jener Energiedienstleistungen, die durch den Endenergieeinsatz bereitgestellt werden können; traditionell wird in die Anwendungsbereiche Licht, Kraft und Wärme differenziert. Eine Analyse der Substitutionskonkurrenz der Energieträger in den einzelnen Anwendungsbereichen ist anhand von Tabelle 2 möglich. Die wichtigsten Einsatz-

Tabelle 2: Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland^a nach Energieträgern und Anwendungsbereichen 1993 (Mill. t SKE)

Energieträger	Wärme			Mechanische Energie	Beleuchtung	Insgesamt
	Raumwärme	Warmwasser	Sonstige Prozeßwärme			
Mineralöle	40,3	4,1	9,2	79,9	—	133,5
davon:						
Heizöl, leicht	39,4	4,1	4,4	0,0	—	47,9
Heizöl, schwer	0,9	0,0	4,5	0,1	—	5,5
Sonstige	0,0	0,0	0,3	79,8	—	80,1
Gase	32,9	5,2	25,2	0,4	0,1	63,8
Elektrizität	4,4	3,8	8,7	24,6	5,0	46,5
Fernwärme	5,6	0,8	0,7	—	—	7,1
Kohle	2,6	0,0	13,6	0,0	—	16,2
Sonstige	1,0	0,1	0,3	—	—	1,4
Insgesamt	86,8	14,0	57,7	104,9	5,1	268,5

^aNur alte Bundesländer. — SKE = Steinkohleneinheiten. — — = kein Zahlenwert vorhanden.

Quelle: Schiffer (1997: 261).

bereiche des Gasverbrauchs sind die Bereiche Raumwärme und sonstige Prozeßwärme; in diesen Bereichen als auch in allen übrigen Bereichen befindet sich das Gas in *Substitutionskonkurrenz* zu allen anderen Endenergieträgern. Hingegen verfügt der Stromverbrauch bei der mechanischen Energie außerhalb des Verkehrssektors sowie bei der Beleuchtung (fast) über ein „Anwendungsmonopol“, ebenso wie Mineralöl im Verkehrssektor. Dem trug, wie nachfolgend noch ausführlich dargelegt wird, auch der Gesetzgeber im Umfang der Preisregulierungen in den wettbewerblichen Ausnahmereichen der Energieversorgung Rechnung.

Die gemeinsamen Charakteristika der leitungsgebundenen Energieträger sind zweifelsfrei bei den folgenden Merkmalen gegeben:

- Der Transport von elektrischer Energie und von Gas ist leitungsgebunden und bedarf weiträumiger energieträgerspezifischer Netze.
- Nicht zuletzt hierdurch ist die Elektrizitäts- und Gasversorgung mit einer außergewöhnlich hohen Kapitalintensität mit langen Ausreifezeiten der Investitionen verbunden.
- Beiden Versorgungssystemen wurde durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)/alt in Form der Anschluß- und Versorgungspflicht ein besonderer Versorgungsauftrag auferlegt.

Die ersten beiden Argumente zielen auf die Feststellung, bei der leitungsgebundenen Energieversorgung handele es sich um ein natürliches Monopol. Dies liegt dann vor, wenn infolge von Größenvorteilen („economies of scale“) oder Verbundersparnissen („economies of scope“) ein einzelnes Unternehmen die relevante Nachfrage zu niedrigeren kostendeckenden Preisen bedienen kann als jede andere Anzahl von konkurrierenden Unternehmen (Kruse 1989: 12). Wenn durch ökonomische Marktzutrittsbarrieren bereits konkurrierende Angebote ausgeschlossen wären, so ist schwerlich nachzuvollziehen, weshalb der Gesetzgeber durch kartellrechtliche Ausnahmeregelungen und Investitionskontrollen, die nachfolgend noch näher erläutert werden, zusätzliche ökonomische und rechtliche Marktzutrittsbarrieren für potentielle Wettbewerber geschaffen oder zugelassen hat. Einige Hinweise hierzu kann die von Baumol entwickelte Theorie der angreifbaren Märkte („contestable markets“) beisteuern (Knieps 1995: 2).

Wenn aufgrund der oben beschriebenen Charakteristika ein Wettbewerb im Markt nicht möglich ist, so wäre doch immerhin ein Wettbewerb um den Markt denkbar und unter gewissen Umständen sogar wahrscheinlich. Ein Unternehmen mit einem natürlichem Monopol muß insbesondere dann damit rech-

nen, von einem effizienteren Unternehmen zum Marktaustritt gezwungen zu werden, wenn die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- freier Markteintritt für jeden potentiellen Marktteilnehmer, also keine rechtlichen Marktzutrittsbarrieren;
- Abwesenheit von irreversiblen Kosten, die nach einem Marktaustritt nicht mehr alternativ zu verwenden wären („sunk costs“);
- Abwesenheit von Suchkosten für die Verbraucher, so daß marginale Preisänderungen eine Verlagerung der gesamten Nachfrage auf den neuen Anbieter zur Folge haben.

Ein bisheriger Monopolist mit netzgebundenen Versorgungsleitungen verfügt also dann über eine kaum oder eine nicht angreifbare Marktmacht, wenn die zum Markteintritt notwendigen hohen Fixkosten in erheblichem Umfang irreversibel sind. Dies ist typischerweise bei erdverbundenen Netzen oder Netzteilen als Weeginfrastruktur (Schienenwege, Bahnhöfe, Flughäfen) oder Versorgungsleitungen in Ortsnetzen (Elektrizität, Gas, Wasser, Telekommunikationsleitungen) der Fall. Daraus folgt: Zumindest für Teilbereiche der Gas- und Elektrizitätsversorgung ist die Annahme eines nicht angreifbaren — und damit nicht reversiblen — natürlichen Monopols zutreffend, ansonsten ist aber eine disaggregierte Analyse notwendig. Wird die vertikale Branchenstruktur in die funktionalen Teilbereiche

- Erzeugung von Elektrizität sowie Förderung und Einfuhr von Naturgas,
- Transport von der Erzeugung (Einfuhr) zu den regionalen Verteilungsebenen und
- Verteilung auf regionaler Ebene an die Endverbraucher

disaggregiert, so erfüllt nur die letzte Stufe alle Kriterien eines nicht angreifbaren natürlichen Monopols. Auf der Erzeugungsebene ist höchst fraglich, ob hier überhaupt Kriterien für ein natürliches Monopol anzutreffen sind. Auf der Transportebene sind zweifelsfrei zumindest teilweise Kriterien eines natürlichen Monopols anzutreffen; ob monopolistische Marktstrukturen hier aber angreifbar sind, kann nur bei einer detaillierten Analyse näher erörtert werden; diese soll für die Gaswirtschaft in Kapitel V erfolgen. Das Konzept der „natürlichen Monopole“ ist insgesamt rein statischer Natur; die Analyse der Größenvorteils erfolgt immer „im relevanten Bereich der Nachfrage“ (vgl. Rügge 1995: 248 f.). Diese Größenvorteile können aber bei steigender Nachfrage an Bedeutung verlieren: Zunächst nur schwach ausgelastete „Doppelleitungen“ können bei zunehmender Nachfrage in die kostengünstigen Größenvorteile hineinwachsen, insbesondere auf der Marktstufe des Transportnetzes.

In den meisten Ländern, so auch in Deutschland, wurde zunächst der Weg einer umfassenden staatlichen Regulierung der gesamten leitungsgebundenen Energieversorgung beschritten; Marktzugangsbarrieren und Preisregulierungen waren hierbei die gängigsten Regulierungsinstrumente. In Deutschland wurde die Elektrizitäts- und Gasversorgung nach Erlass des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) im Jahr 1958 von wesentlichen Verbotstatbeständen des Kartellrechts freigestellt (§ 103 GWB/alt). So war es den Versorgungsunternehmen weiterhin gestattet, ihre jeweiligen Absatzgebiete durch bilaterale Demarkationsverträge als regionale Absatzmonopole zu konservieren und mit Gemeinden Konzessionsverträge mit ausschließlichen Wegerecht für die Verlegung von Versorgungsleitungen abzuschließen. In der Versorgungswirtschaft nannte man dies „geschlossene Versorgungsgebiete“.

Durch Demarkationsverträge geschlossen waren die Demarkationsgebiete jedoch nur für die jeweils daran beteiligten Vertragspartner; ein neuer Anbieter könnte also ohne weiteres in demarkierte Absatzgebiete eindringen. Hier griffen jedoch die *Investitionskontrollen* des bisherigen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG/alt). Nach § 5 EnWG/alt bedurfte die Aufnahme der öffentlichen Energieversorgung der Genehmigung der zuständigen Aufsichtsbehörde; dies sind in der Regel die Wirtschaftsministerien der Bundesländer. Bereits bestehende Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung waren verpflichtet, einen Bau, eine Erneuerung, Erweiterung oder Stilllegung der Aufsichtsbehörde anzuzeigen (§ 4 Abs. 1 EnWG/alt). Eine Genehmigung war zwar nicht erforderlich, konnte aber nach § 4 Abs. 2

des EnWG/alt aus Gründen des Gemeinwohls untersagt werden. Der Begriff Gemeinwohl ist ein ziemlich unbestimmter Rechtsbegriff, und bei sehr restriktiver Auslegung konnte man hieraus die Schlußfolgerung der Freiheit des Leitungsbaus und der Vermarktung für die Gaswirtschaft in Deutschland ableiten (so u.a. Baur et al. 1990: 46, 51; Funk et al. 1995: 136, 229). Bei einer Wertung der bisherigen Untersagungspraxis gelangt Bührenbender (1995: 24) zu einer Auslegung, die sich vorrangig an der Präambel des EnWG/alt orientierte:

Dient die beabsichtigte Investition dazu, volkswirtschaftlich schädlichen Wettbewerb zu begründen, indem z.B. in dem Versorgungsgebiet eines anderen EVU mit der Verlegung von Doppelleitungen begonnen werden soll, ist dies mit der Zielsetzung einer preiswürdigen Energieversorgung nach der Konzeption des Energiewirtschaftsrecht nicht vereinbar. Derartige Investitionen werden von der Energieaufsichtsbehörde verboten, die damit im Ergebnis die Marktstruktur im Sinne des Ausschlusses der spartengleichen Konkurrenz steuert.

Nach Maßgabe dieser Interpretation waren die Investitionskontrollen des EnWG/alt eine perfekte Marktzutrittsbarriere für neue Anbieter. Aber ganz offensichtlich verfügten die Energieaufsichtsbehörden über einigen Ermessensspielraum, denn der Wintershall AG wurde Anfang der neunziger Jahre — hierauf wird in Kapitel V noch näher eingegangen — nicht untersagt, Ferngasleitungen zu verlegen, die im Endergebnis einen (spartengleichen) Gas-zu-Gas-Wettbewerb eingeleitet haben.

Die Freistellung von Kartellverboten und die Investitionskontrollen des EnWG/alt begünstigten die Marktstruktur der etablierten Energieversorgungsunternehmen; auf der anderen Seite enthielt das EnWG/alt auch Vorschriften und Regeln, die sie aus ihrer Sicht belasteten. Hierzu zählte insbesondere die Anschluß- und Versorgungspflicht (§ 6 Abs. 1 EnWG/alt), derzufolge die Versorgungsunternehmen verpflichtet waren, in ihren (geschlossenen) Versorgungsgebieten allgemeine Bedingungen und allgemeine Tarifpreise öffentlich bekannt zu geben und zu diesen *jedermann* an das Versorgungsnetz anzuschließen und zu versorgen (Tarifabnehmer). Für die Sonderabnehmer können die Bedingungen und die Preise frei vereinbart werden; in dieser Kategorie sind insbesondere die großen Endverbraucher angesiedelt. Diese Anschluß- und Versorgungspflicht der Tarifabnehmer galt jedoch nicht uneingeschränkt: Nach § 6 Abs. 2 EnWG/alt bestand diese Pflicht nicht, wenn der Anschluß oder die Versorgung dem Versorgungsunternehmen aus wirtschaftlichen Gründen nicht zugemutet werden konnte. Darüber hinaus waren die Unternehmen berechtigt, von Tarifabnehmern die Erstattung der bei wirtschaftlicher Betriebsführung notwendigen Kosten für die Erstellung und die Veränderung eines Hausanschlusses zu verlangen (jeweils § 10 Abs. 5 AVBEltV und AVBGasV). Die Notwendigkeit und Dringlichkeit eines Anschlusses an die Gasversorgung ist wegen der höheren Substitutionskonkurrenz bei diesem Energieträger sicherlich anders zu werten als bei einem Anschluß an die Elektrizitätsversorgung.

Die Verteilung von Elektrizität und Gas an die Verbraucher auf der Endverteilungsstufe liegt in Deutschland häufig bei kommunalen Energieversorgungsbetrieben, die zudem beide Energieträger im Querverbund anbieten. Wohl auch aus diesem Grund und im Zusammenhang mit der (tatsächlich sehr eingeschränkten) allgemeinen Anschluß- und Versorgungspflicht wird teilweise die Auffassung vertreten, die Belieferung mit Strom und Gas sei Bestandteil der kommunalen Selbstverwaltung und der daraus erwachsenden „Daseinsvorsorge“ für die Bürger, sei also eine „Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse“. Diese, so lautet die Schlußfolgerung dann weiter, genieße auch nach europäischem Recht gemäß Art. 90 Abs. 2 EGV als „service public“ das Privileg einer Freistellung der kartellrechtlichen Verbote der §§ 85 und 86 EGV (vgl. u.a. Nolte 1998: 126).

Unabhängig von der Rechtsform des Energieversorgungsunternehmens unterlagen in Deutschland die Tarife der Elektrizitätsversorgung der Genehmigungspflicht durch die Energieaufsichtsbehörde; eine analoge Preisaufsicht über die Tarife der Gasversorgung wurde schon 1959 aufgehoben, wohl nicht zuletzt in Hinblick auf die hohe Substitutionskonkurrenz dieses Energieträgers im Vergleich zur Elektrizität.

Als ein Regulativ zu der regionalen Monopolstellung der leitungsgebundenen Energieversorgungsunternehmen unterliegen diese neben der energiewirtschaftlichen Fachaufsicht auch der Mißbrauchsaufsicht der Kartellbehörden der Länder und des Bundes in Hinblick auf die Preisgestaltung und die Geschäftsbedingungen (§ 103 Abs. 5 Satz 2 Ziff. 2 GWB/alt). Als Vergleichsmaßstab für mißbräuchlich überhöhte Preise oder mißbräuchlich zu Lasten der Gegenseite gestalteter Geschäftsbedingungen gelten die Preise und Geschäftsbedingungen gleichartiger Unternehmen, also die anderer Energieversorgungsunternehmen (detailliert hierzu vgl. u.a. Büdenbender 1995: 136). Ob sich gegebenenfalls die Preise der Energieversorgungsunternehmen insgesamt als überhöht und die Geschäftsbedingungen als ungünstig im Vergleich zu einer wettbewerblichen Organisation der Versorgungswirtschaft darstellen, kann anhand dieser Prüfkriterien freilich nicht ermittelt oder abgeschätzt werden.

Es stellt sich in diesem Zusammenhang aber die Frage, ob bisherige Verfahren über einen Preismißbrauch in der Gaswirtschaft seitens der zuständigen Kartellbehörden Anhaltspunkte dafür liefern, welche Preissenkungsspielräume bei einer wettbewerblichen Umstrukturierung der leitungsgebundenen Energieversorgung erwartet werden können. Dieser Frage wird in Abschnitt VI.3 nachgegangen.

Energiewirtschaftliche Fachaufsicht in Form von Investitionskontrollen und preislicher Genehmigungsverfahren sowie eine Mißbrauchsaufsicht seitens der Kartellbehörden bildeten in Deutschland und anderen westeuropäischen Ländern gleichsam das Korrektiv zur Sonderstellung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft als wettbewerblichen Ausnahmebereich. Hierin eingeschlossen sind ein ganzes Bündel regulierender Vorschriften und Eingriffe.

Ein völlig anderer Weg der Regulierung von vermeintlichen oder tatsächlichen natürlichen Monopolen mit Netzwerkstrukturen wurde im Rahmen des Antitrust-Rechts in den Vereinigten Staaten beschritten (vgl. u.a. Knieps 1995: 15).

Kernpunkt der hierbei entwickelten *Essential Facilities Doctrine* sind „wesentliche Einrichtungen“ mit Netzwerkstrukturen, die die folgenden vier Eigenschaften aufweisen:

1. Die Zugangskontrolle zu einer wesentlichen Einrichtung oder Anlage (essential facility) erfolgt durch einen Monopolisten.
2. Die Zugangskontrolle basiert (auch) darauf, daß Wettbewerber nicht in der Lage sind, eine solche Anlage oder Einrichtung unter angemessenem Aufwand zu duplizieren.
3. Der Monopolist verweigert konkurrierenden Unternehmen die Inanspruchnahme dieser Anlagen oder verlangt hierfür einen prohibitiv hohen Preis.
4. Es besteht die technische Möglichkeit, diese Anlage auch für konkurrierende Unternehmen bereitzustellen.

Es sind dies demnach Kriterien, die auf ein nicht angreifbares natürliches Monopol zutreffen. Für diese Fälle wurden Regeln (Regulierungen) für adäquate Zuschaltungs- und Zugangsbedingungen entwickelt, betreffend die Infrastruktur von Verkehrsnetzen, der Telekommunikation und der Versorgungsleitungen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Deregulierung in diesen Bereichen war also eine „Umregulierung“ oder „Re-Regulierung“ bisheriger Vorschriften und Verhaltensregeln und damit verbundener Auflagen.

Nun steht sicherlich die Vorstellung, einem Wettbewerber zwangsweise die Benutzung einer wesentlichen Einrichtung des eigenen Unternehmens zu gestatten, in einem gewissen Kontrast zu verfassungsrechtlichen Grundsätzen, der Eigentumsgarantie (Art. 14 Grundgesetz (GG)) und der Berufsfreiheit (Art. 12 GG) im besonderen (ausführlich hierzu vgl. u.a. Scholz und Langer 1992). Diese Frage soll aber im Rahmen dieser Arbeit nicht näher untersucht werden.

Zugangsregelungen für die Netzwerkstrukturen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft bedeuten Regulierungen für eine *Durchleitung*; Durchleitung beschreibt dabei den Vorgang einer Einspeisung von Energie in eine Versorgungsnetz und einer gleichzeitigen und gleichartigen Entnahme an anderer Stelle. Maßgeblich hierbei ist eine ökonomische Betrachtung dieses Vorganges, nicht hingegen eine physikalisch-technische Beurteilung, derzufolge eine Durchleitung in dem beschriebenen Sinne nicht

möglich ist (wegen der fehlenden — physikalischen — Identität von eingespeisten und entnommenen Energiemengen).

Der Tatbestand der Durchleitung in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft wurde in Deutschland durch die 4. und 5. Kartellnovelle (1980 und 1990) gesetzlich fixiert und Zugangsansprüche als Schutz vor deren „unbilliger“ (willkürlicher) Verweigerung zugestanden (§ 103 Abs. 5 Satz 2 Nr. 4 in Verbindung mit den §§ 22 und 26 GWB/alt). In einem System geschlossener Versorgungsgebiete konnte diese Zugangsregel aber keine nachhaltige Bedeutung erlangen; eine Ausnahme hiervon bildete der Rechtsstreit zwischen der Wingas mit der Verbundnetz Gas AG über eine Gasdurchleitung. Dieses „Durchleitungsverfahren Weißenborn“ wird in Abschnitt V.5 näher angesprochen.

Seit Beginn der neunziger Jahre hat die Transformation bisheriger wettbewerblicher Ausnahmebereiche nachhaltig Impulse sowohl auf nationaler Ebene als auch auf europäischer Ebene in Hinblick auf einen europäischen Binnenmarkt erhalten, die zwischenzeitlich zu einer völlig veränderten „energiewirtschaftlichen Landschaft“ geführt haben. Die dabei entwickelten Richtlinien und Gesetzesnovellen orientierten sich dabei weitgehend an den Grundkonzepten der Zugangsregelungen bei wesentlichen Einrichtungen („essential facilities“).

II. Wettbewerbliche Regelungen und Vorgaben der Europäischen Union und der Gesetzgebung in der Bundesrepublik Deutschland im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung

1. Europäischer Binnenmarkt und Energieversorgung

Auch im Energiebereich gehörte die Vollendung des Europäischen Binnenmarktes zu den erklärten Zielen der EG-Kommission. Eine offene Frage war allerdings, wie weit die Kompetenzen der gemeinschaftlichen Energiepolitik reichen und wie die Chancen standen, daß die Kommission ihre Vorstellungen gegenüber den Mitgliedstaaten durchsetzen konnten. Vertraglich klar geregelt war die Aufgabenverteilung zwischen gemeinschaftlicher und nationaler Politik in weiten Bereichen der Energieerzeugung, während vor allem bei der Energieverteilung Konflikte zwischen den Kompetenzansprüchen der verschiedenen Regierungsebenen auftraten.

Weder im „Weißbuch zur Vollendung des Binnenmarkts“, das die Kommission im Juni 1985 vorlegte, noch in der 1986 verabschiedeten Einheitlichen Europäischen Akte, hat die Energiepolitik eine ausdrückliche Erwähnung gefunden. Kommission und Rat ließen aber keine Zweifel daran, daß auch für die Energiewirtschaft, hierin die leitungsgebundenen Energieträger eingeschlossen, die Regeln des Binnenmarktes Geltung erhalten sollen.

Einen speziell den Aspekten der Energiewirtschaft und den sich aus dem Binnenmarkt ergebenden Problemfeldern gewidmeten Beitrag hat die Kommission mit dem Arbeitsbericht zum Binnenmarkt für Energie im Mai 1988 vorgelegt (Kommission 1988). Hierin wird eine Bestandsaufnahme der bestehenden Reglementierungen für feste Brennstoffe, Erdöl, Erdgas, Elektrizität und Kernenergie vorgenommen, und es wird der Frage nachgegangen, welche Instrumente der Gemeinschaftspolitik in geeigneter Weise eingesetzt werden können, um einen einheitlichen Binnenmarkt auch für den Bereich der leitungsgebundenen Energieträger voranzubringen. Als ein geeignetes Mittel hierzu werden *Richtlinien* empfohlen, die anschließend von den Regierungen der Mitgliedsländer in nationales Recht nach Maßgabe der jeweiligen Besonderheiten umgesetzt werden sollten.

2. Regelungen zur Infrastruktur und zur Markttransparenz

In der ersten Stufe auf dem Weg zum Binnenmarkt für Energie wurden vom Rat auf Vorschlag der Kommission drei Richtlinien verabschiedet, die die Transparenz der Gas- und Strompreise für industrielle Endverbraucher sowie den Transit von Elektrizität und Gas zwischen den Mitgliedsländern betreffen.

Die *Preistransparenz-Richtlinie* (ABl. 1990a) soll die Voraussetzung dafür schaffen, daß durch die Veröffentlichung der von den Versorgungsunternehmen industriellen Abnehmern in Rechnung gestellten Preise der Informationsstand der Marktbeteiligten sowie der staatlichen Behörden verbessert wird und gleichzeitig Anhaltspunkte für die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs gewonnen werden können. Die Information über preisgünstigere Anbieter nützt dem industriellen Endverbraucher freilich wenig, solange er auf diese Angebote nicht zurückgreifen kann.

Mit der *Transit-Richtlinie für Elektrizität* (ABl. 1990b) sollen die Voraussetzungen für den grenzüberschreitenden Stromaustausch zwischen den Hochspannungsverbundnetzen der Mitgliedstaaten verbessert werden. Die in der Transit-Richtlinie für Elektrizität enthaltenen Verpflichtungen der Netzbetreiber werden von den Marktbeteiligten auf vertraglicher Basis unter Einschaltung der nationalen Regierungen umgesetzt; über Schwierigkeiten hierbei ist nichts bekannt geworden.

Die *Transit-Richtlinie für Erdgas* (ABl. 1991) zielt in die gleiche Richtung wie die für Elektrizität: Die Rahmenbedingungen für einen verstärkten Gasaustausch zwischen den Ferngasunternehmen der Mitgliedsländer sollen verbessert werden. Auch bei der Umsetzung dieser Richtlinie sind keine Schwierigkeiten bekannt geworden. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, daß die Elektrizitäts- und Gasnetze zwischen den Mitgliedsländern bereits seit geraumer Zeit verbunden waren und die energiespezifischen nationalen Dachverbände den Strom- und Gasaustausch zwischen den Mitgliedsländern auf privatwirtschaftlicher Ebene bereits geregelt hatten (Klodt et al. 1992: 147).

Wichtig ist in diesem Zusammenhang: Weder die bereits vorhandenen Verbundsysteme bei Strom und Gas zwischen den Mitgliedsländern der EU noch die Transit-Richtlinien für Elektrizität und Erdgas stellten das Prinzip der geschlossenen Versorgungsgebiete auf nationaler Ebene in Frage oder zielten dort auf einen brancheninternen Wettbewerb hin.

Zur Harmonisierung der Steuer- und Abgabesätze auf Energieträger hat die Kommission in Hinblick auf den Binnenmarkt mehrere Vorschläge vorgelegt; diese zielen dahin, in der EG ein System verbindlicher Mindestabgabesätze einzuführen, die in den Mitgliedsländern aber überschritten werden können. Für einige Energieträger wird ein System von Mindest- und Höchstabgabesätze vorgeschlagen. Beschlüsse hierzu liegen bislang noch nicht vor.

3. Europäische Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas und ihre Umsetzung in nationales Recht

Noch vor Inkrafttreten des Binnenmarktes in der Europäischen Union am 1. Januar 1993 legte die Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission ein Konzept für eine zweite Stufe auf dem Weg zu einem Binnenmarkt für Energie vor, die auf einen brancheninternen Wettbewerb der Märkte für leistungsgebundene Energieträger in den Mitgliedsstaaten der Gemeinschaft hinzielte (Kommission 1992). Diese Richtlinien-Vorschläge sahen unter anderem die folgenden Regelungen vor:

- Abschaffung sämtlicher nationaler Sonderregelungen im Hinblick auf den Bau und Betrieb von Erzeugungsanlagen und Leitungen durch die Aufstellung fester, diskriminierungsfreier Kriterien sowie die Ermöglichung des Baus von Direktleitungen (Art. 3–6 Richtlinienvorschlag),
- weitgehende Verselbständigung des Betriebs der Übertragungs- und auch Verteilungsnetze, gekoppelt mit einem umfangreichen Pflichtenkatalog für den jeweiligen Netzbetreiber; bei vertikal inte-

grierten Unternehmen einzuführen durch eine Trennung von Management und Rechnungsführung zwischen den Unternehmensbereichen Erzeugung, Transport und Verteilung (Unbundling; Art. 8–24 Richtlinienvorschlag),

- alleinige Entscheidung des Betreibers des Übertragungsnetzes über den Kraftwerkseinsatz bzw. der Netzkupplungen nach festen Kriterien. Diese müssen einen diskriminierungsfreien Zugang der Stromerzeuger sicherstellen; hiervon kann nur zugunsten kleiner Erzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energieträger oder der Kraft-Wärme-Koppelung abgewichen werden (Art. 13 Richtlinienvorschlag),
- Plafondierung des vorrangigen Einsatzes an sich nicht wettbewerbsfähiger heimischer Energieträger aus Gründen der Versorgungssicherheit auf einen Verstromungsanteil von maximal 20 vH, mit einer Rückführung auf 15 vH bis zum Jahr 2001 (Art. 13 Abs. 4 Richtlinienvorschlag),
- Einführung des Zugangs Dritter zum Netz (third party access (TPA)).

In Hinblick auf die sehr heterogene Organisationsstruktur der Märkte für Elektrizität und Erdgas — sie reichen von Staatsmonopolen bis hin zu bereits weitgehend wettbewerblichen Marktstrukturen (vgl. hierzu auch Abschnitt III.3) — waren diese Grundsätze der Kommission von 1992 zweifellos Maximalforderungen. Die nachfolgenden Verhandlungsprozesse über das weitere Vorgehen und seine rechtliche Umsetzung waren demnach durch den Interessensgegensatz von Mitgliedsländern geprägt, die möglichst wenig am bestehenden Status quo ändern wollten und jenen Ländern, die wettbewerbliche Strukturen in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft möglichst umfassend umsetzen wollten.

Der Verhandlungsweg bis hin zu den verabschiedeten Richtlinien dauerte bis Anfang 1998, den einzelnen Stadien dieses Verhandlungsweges in Form von Entwürfen, Gegenentwürfen und Kompromißformeln soll hier nicht im einzelnen nachgegangen werden. Während des Verhandlungsprozesses einigten sich die Entscheidungsträger der beteiligten Mitgliedsländer aber sehr bald auf den folgenden Rahmenplan:

- Die Regelungen und Vorgaben für den Elektrizitäts- und Erdgasmarkt sollen getrennt beraten und verabschiedet werden.
- Die in Aussicht genommenen Richtlinien sollen Mindestanforderungen an die strukturelle Marktgestaltung enthalten, die von den Mitgliedsländern jeweils in nationales Recht umgesetzt werden müssen.
- Das System geschlossener Versorgungsgebiete soll nicht beseitigt, sondern dadurch „aufgelockert“ werden, daß — zeitlich gestaffelt — einer zunehmenden Anzahl von Verbrauchern („zugelassene Kunden“) eine Wahlfreiheit in Hinblick auf den Lieferanten ihrer Elektrizitäts- und Erdgasbezüge eingeräumt werden muß (schrittweise Liberalisierung).

Die *Binnenmarkt-Richtlinie Strom* (BRS) der Europäischen Union wurde vom Energieministerrat der EU am 25. Juli 1996 als „Gemeinsamer Standpunkt“ förmlich verabschiedet. Nach Zustimmung des Europaparlaments im Dezember 1996 trat sie am 19. Februar 1997 in Kraft (Rat 1997). Die Richtlinie muß spätestens bis zum 18. Februar 1999 in nationales Recht der jeweiligen Mitgliedsländern umgesetzt werden.

Die Einzelheiten der Regelungen der BRS sollen im Rahmen dieser Untersuchung nicht detailliert dargestellt werden (ausführlich hierzu und zu den Stadien bis zur Endfassung vgl. u.a. Kumkar und Neu 1997: 78–133), sondern nur insoweit angesprochen werden, als die dort getroffenen Regelungen von jenen abweichen, die Eingang in die Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas (BRG) gefunden haben.

Die *Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas* wurde, wie bereits erwähnt, getrennt von der BRS vom Ministerrat der Europäischen Union und dem Europaparlament beraten und beschlossen. Etwa 10 Monate nach der Verabschiedung der BRS konnte sich der für Energie zuständige Ministerrat der Europäischen Union am 8. Dezember 1997 auf einen gemeinsamen förmlichen Standpunkt zum Erlass einer Richtlinie betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt einigen. Nach Zustimmung

des Europarats Ende April 1998 wurde sie vom Rat am 11. Mai 1998 förmlich verabschiedet; sie tritt am 20. Tag nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaft in Kraft (Art. 30 BRG). Die Veröffentlichung im Amtsblatt erfolgte am 21. Juli 1998 (Rat 1998); die Richtlinie trat somit am 10. August 1998 in Kraft. Ähnlich wie bei der BRS haben die Mitgliedsländer der Union nach Inkrafttreten der BRG zwei Jahre Zeit, diese in nationales Recht umzusetzen; auch hier normiert die Richtlinie die Mindestanforderungen an die Umsetzung in nationale Rechtsvorschriften. Diese betreffen

- die Genehmigungsverfahren für den Bau und Betrieb von Erdgasanlagen,
- die Regelungen zur Organisation des Netzzuganges sowie seiner Verweigerung,
- die Regelungen zu organisatorischen Strukturen von integrierten Unternehmen im Gasmarkt,
- das Ausmaß der Marktöffnung und den Kreis der zugelassenen Kunden.

Den Mitgliedsländern der Union ist es weiterhin gestattet, den *Bau und den Betrieb von Erdgasanlagen* (Lieferverträge, Leitungen und Speicher) einem Genehmigungsvorbehalt zu unterstellen; Genehmigungen können in Form von Lizenzen, Erlaubnissen, Konzessionen, Zustimmungen oder Zulassungen erteilt werden (Art. 4 BRG). Allerdings müssen diese Genehmigungen auf der Basis objektiver und nichtdiskriminierender Kriterien erteilt werden. Gegen die Verweigerung eines Genehmigungsantrages müssen die Mitgliedsländer ein Widerspruchsverfahren etablieren; über die Begründung der Verweigerung ist neben dem Antragsteller auch die Kommission der EU zu unterrichten.

Bei der *Organisation des Netzzuganges* haben die Mitgliedsländer die Wahl zwischen einem verhandelten und einem (durch staatliches Recht) regulierten Verfahren. Beim verhandelten Netzzugang handeln Erdgasunternehmen und die zugelassenen Kunden (oder Organisationen derselben) allgemeine Grundsätze und Tarifvereinbarungen aus, die für die Individualvereinbarungen Gültigkeit erlangen (Art. 15 BRG). Eine Veröffentlichungspflicht besteht nur hinsichtlich der „wesentlichen geschäftlichen Bedingungen“, nicht aber hinsichtlich der tariflichen Einzelentgelte.

Bei dem Modell des regulierten Netzzuganges werden die Geschäftsbedingungen als auch die Tarife landesweit veröffentlicht; zu diesen Bedingungen müssen die Netzbetreiber einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewähren (Art. 16 BRG).

Freilich normiert die BRG, ebenso wie die BRS, eine Reihe von *Ablehnungsgründen für den Netzzugang*; diese stimmen in beiden Richtlinien teilweise überein, weichen aber teilweise auch voneinander ab.

Gemeinsam als Ablehnungsgrund wurde festgelegt (Art. 17 f. BRG):

- Eine erforderliche Übertragungskapazität des zu verpflichtenden Unternehmens ist nicht gegeben.
- Der Netzzugang stellt eine Behinderung der „gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung“ des verpflichteten Unternehmens dar.

Auf die Problematik der „service public“-Normierung wurde bereits in Kapitel I hingewiesen; ihre extensive Auslegung könnte den wettbewerblichen Zugang in einzelnen Mitgliedsländern mit staatlichen Monopolen nachhaltig behindern. In beiden Richtlinien kann des weiteren der Netzzugang im Rahmen einer Reziprozitätsklausel versagt werden. Diese Ungleichgewichtsklausel kommt zum Zuge, wenn der zugelassene Kunde des durchleitungsbegehrenden Unternehmens im Land dieses Unternehmens nicht zum Kreis der zugelassenen Kunden gehört. Das zu verpflichtende Unternehmen im Abnahmeland des Kunden kann dann die Durchleitung verweigern (Art. 19 BRG).

Abweichend von der BRS enthält die BRG einen Ablehnungsgrund, der während der Verhandlungen zur BRG höchst umstritten war: Er betrifft die bereits vorhandenen Take-or-Pay(ToP)-Verträge. Es sind dies Erdgaslieferverträge mit unbedingter Zahlungsverpflichtung für kontrahierte Gasmengen auch für den Fall, daß die tatsächlichen Abnahmemengen diese unterschreiten. Gerät ein Unternehmen mit solchen Verträgen infolge einer Durchleitung in „ernsthafte wirtschaftliche und finanzielle

Schwierigkeiten“ oder sind „solche zu befürchten“, so kann es die Durchleitung verweigern (Art. 17 und 25 BRG). Dies wird in Abschnitt VIII.2 noch näher angesprochen und untersucht.

Der Kreis der „zugelassenen Kunden“ — das sind Endverbraucher ab einer bestimmten Größenordnung und Gasversorgungsunternehmen, die ihrerseits einen Anspruch auf Durchleitung geltend machen können — bestimmt gleichzeitig das Ausmaß an Markttöffnung, das schrittweise zu erweitern ist. Für die Endverbraucher können die Mitgliedsländer „Schwellwerte“ in Form des Jahresverbrauchs festlegen; hierdurch darf der Grad der vorgeschriebenen Markttöffnung nicht unterschritten werden und Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 25 Mill. m³ Erdgas nicht vom Kreis der „zugelassenen Kunden“ ausgeschlossen werden. Ohne Schwellwert als „zugelassene Kunden“ sind die Betreiber von gasgefeuerten Stromerzeugungsanlagen zugangsberechtigt (Art. 18 BRG). Darüber hinaus haben alle Verteilungsunternehmen zumindest das Recht zum Abschluß von Lieferverträgen mit Durchleitungsanspruch über die Erdgasmengen, die „zugelassene Kunden“ ihres Verteilernetzes als ihre Abnehmer verbrauchen (Art. 18 Abs. 8 BRG).

Die Schwellwerte für den Kreis der zugelassenen Kunden und die Mindestöffnungsquoten der nationalen Erdgasmärkte sollen im Zeitverlauf wie folgt ausgeweitet werden (Art. 18 BRG) (Übersicht 1).

Übersicht 1: Zeitplan der Schwellwerte und Markttöffnungsquoten nach der Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas

Zeitpunkt der Umsetzung in nationales Recht spätestens...	Schwellenwert: Verbrauch von zugelassenen Kunden in der EU	Öffnung des nationalen Erdgasmarktes in den Mitgliedsländern	
		Minimum	Maximum
	Mill. m ³ /a	vH	
1	2	3	4
Juni 2000	25	20	30
Juni 2005	15	28	38
Juni 2010	5	33	43

Quelle: Rat (1998: Art. 18).

Führt der jeweilige EU-Schwellwert (vgl. Übersicht 1, Sp. 2) in einem Mitgliedsland dazu, daß das Minimum der Markttöffnung (Sp. 3) um mehr als 10 Prozentpunkte (Maximum, Sp. 4) überschritten wird, so ist dieses Mitgliedsland berechtigt, den Kreis der zugelassenen Kunden so festzulegen, daß die tatsächliche Markttöffnung den maximalen Wert (Sp. 4) nicht überschreitet (Art. 18 Abs. 5 BRG).

Was die Regelungen zur funktionalen Trennung integrierter Unternehmen anlangt („unbundling“), so bleiben die getroffenen Regelungen weit hinter den ursprünglichen Vorstellungen zurück. Statt einer ursprünglich avisierten eigentumsrechtlichen Entflechtung integrierter Unternehmen (horizontal: nach Marktsegment; vertikal: nach Marktfunktion) ist in der BRG, analog wie in der BRS, eine nur buchhalterische Trennung der einzelnen Geschäftsbereiche vorgeschrieben. Nach Art. 13 BRG führen integrierte Erdgasunternehmen „zur Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen in ihrer internen Buchführung für ihre Erdgasfernleitungs-, -verteilungs- und -speicherungstätigkeiten getrennte Konten sowie gegebenenfalls konsolidierte Konten für ihre Tätigkeiten außerhalb des Erdgassektors in derselben Weise, wie sie es tun müßten, wenn die betreffenden Tätigkeiten von separaten Firmen ausgeführt würden“. Diese interne Buchhaltung soll „für jede Tätigkeit eine Bilanz sowie eine Ergebnisrechnung“ enthalten. Die Mitgliedsstaaten oder die von ihnen benannten Behörden haben das Recht, diese Buchführung einzusehen und zu prüfen; sensible Daten und Informationen sind hierbei vertraulich zu behandeln (Art. 12 BRG). Die Prüfung beschränkt sich auf die Einhaltung der oben genannten Pflichten zur getrennten Rechnungslegung (Art. 13 BRG).

Die buchhalterische Disaggregation und Bilanzierung nach den einzelnen Unternehmensfunktionen ist bei integrierten Unternehmen sicherlich eine notwendige Bedingung zur Festlegung der Geschäftsbe-

dingungen und der Durchleitungsentgelte im Falle des regulierten Netzzuganges. Des weiteren dürfte die Kenntnis dieser Daten notwendig sein, um Widersprüche gegen eine Verweigerung des Netzzuganges (wegen mangelnder Kapazität, mangelnder Reziprozität, vorrangiger „gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen“ sowie Abnahmeverpflichtungen im Rahmen von Take-or-Pay-Verträgen) sachgerecht zu beurteilen. Ob sich diese Informationsbasis auch als hinreichend erweisen wird, kann erst die zukünftige Erfahrung mit dieser Verfahrensweise zeigen.

Als sicher kann hierbei gelten, daß die funktionsfähige Überwachung der Netzaktivitäten bei integrierten Unternehmen, und diese ist ein Kernstück der wettbewerbspolitischen Begleitung bei den Reformen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, bei einer nur rein buchhalterischen Trennung der Unternehmensaktivitäten schwieriger sein wird als bei einer Entflechtung in rechtlich eigenständige Erzeugungs-, Beschaffungs-, Übertragungs- und Verteilungsunternehmen (vgl. u.a. Kumkar und Neu 1997: 120). Allerdings ist gleichzeitig äußerst unwahrscheinlich, daß für diese Form der Entflechtung in den Entscheidungsgremien der Europäischen Union eine Konsensfindung möglich gewesen wäre.

4. Novellierung des Energiewirtschaftsrechts und des Wettbewerbsrechts in Deutschland

Die beiden Binnenmarkt-Richtlinien (für Strom und Erdgas) müssen innerhalb von zwei Jahren nach ihrem Inkrafttreten in nationales Recht umgesetzt werden. In Deutschland wurde die Novellierung des Energiewirtschafts- und Wettbewerbsrechts weitgehend parallel zu den Reformschritten der Entscheidungsgremien der Europäischen Union vorangetrieben. Die umfassende Novellierung der Rechtsvorschriften für die leitungsgebundene Energiewirtschaft hatte die Bundesregierung bereits am 11. Dezember 1991 in einer Darlegung ihres Energiekonzepts angekündigt.

In diesem Energiekonzept bezieht sich die Bundesregierung ausdrücklich auf die Ergebnisse der Deregulierungskommission (1991) und kündigte an, durch eine Novellierung des EnWG/alt sollen „Deregulierungspotentiale so weit wie möglich ausgeschöpft werden“.

Eine öffentliche Anhörung zum Energiekonzept der Bundesregierung sowie zu den EG-Richtlinien-vorschlägen für Strom und Gas wurde am 3. Juni 1992 abgehalten. In Ausführung dieser Absichtserklärung einer Novellierung des EnWG legte der Bundesminister für Wirtschaft mit Datum 15. Februar 1994 einen Entwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und der energierelevanten Bestimmungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen vor.

Eckpunkte des vom Bundeswirtschaftsminister vorgelegten Gesetzentwurfs sind

- die Abschaffung der kartellrechtlichen Freistellung für ausschließliche Wegerechte sowie für Demarkations- und Verbundverträge,
- die Verbesserung des Netzzugangs Dritter mittels Durchleitungsrechte,
- die Rückführung der staatlichen Aufsicht auf das noch „unbedingt erforderliche“ Maß (Abschaffung der nach dem Energiewirtschaftsgesetz bestehenden Investitionsaufsicht bei Kraftwerken und Leitungen).

Eine Verständigung bezüglich dieser Reformvorstellungen war jedoch in der 12. Legislaturperiode des Deutschen Bundestages nicht mehr möglich. Der Bundeswirtschaftsminister kündigte jedoch an, daß er seine Pläne in der nachfolgenden 13. Legislaturperiode weiterverfolgen wolle.

Dieser Ankündigung wurde der Wirtschaftsminister durch die Vorlage eines modifizierten Referentenentwurfs mit Datum vom 16. September 1996 gerecht. Nach Gegenvorstellungen der energiewirtschaftlichen Verbände und einer Stellungnahme des Bundesrates vom 19. Dezember 1996 wurde dieser mehrfach geändert und ergänzt und, soweit erforderlich, der europäischen Binnenmarkt-Richtlinie Elektrizität angepaßt.

Das Gesetz wurde in der derzeit gültigen Form vom Deutschen Bundestag am 5. März 1998 beschlossen; nachdem der Bundesrat von einer Einspruchsmöglichkeit am 6. März 1998 keinen Gebrauch gemacht hatte, trat es am 29. April 1998 in Kraft (EnWG/neu). Gegen dieses Gesetz hat sich aber auch auf parlamentarischem Wege danach erheblicher Widerstand erhoben: 242 Abgeordnete (von 251) der sozialdemokratischen Bundestagsfraktion und die SPD-regierten Länder Hamburg, Hessen und Saarland haben seitdem vor dem Bundesverfassungsgericht einen Antrag auf „abstrakte Normenkontrolle“ gestellt und dies mit dem Antrag auf Erlass einer einstweiligen Anordnung gegen den Vollzug dieses Gesetzes erhoben. Insofern ist es höchst wahrscheinlich, daß der im September 1998 neu gewählte Bundestag während der 14. Legislaturperiode dieses Gesetz erneut auf den Prüfstand parlamentarischer Beratung und Beschlußfassung stellen wird. Die Klage vor dem Bundesverfassungsgericht wurde vorrangig damit begründet, daß die Energierechtsnovelle vom 29. April 1998 ein seitens des Bundesrates zustimmungspflichtiges Gesetz gewesen sei und daß durch dieses Gesetz verfassungsrechtliche Hoheitsrechte der Kommunen verletzt würden. Die deutsche Energierechtsnovelle vom 29. April 1998 geht weit über die Mindestanforderungen der europäischen Binnenmarkt-Richtlinien für Elektrizität und Erdgas hinaus, indem sie eine vollständige und sofortige Öffnung der leitungsgebundenen Energiemärkte für Elektrizität und Gas festlegt: Die wettbewerbliche Sonderstellung nach § 103 GWB wird für die Strom- und Gasversorgung ersatzlos suspendiert (Art. 3 EnWG/neu). Diese Regelung gilt für Strom und Gas gleichermaßen, gleichwohl wurde dem Gassektor eine gewisse Sonderrolle zugebilligt: Konkrete Regelungen für den Netzzugang sollen im Rahmen des EnWG/neu erst getroffen werden, wenn die Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas in Kraft getreten ist. Diese trat am 10. August 1998 in Kraft; eine Anpassung des EnWG/neu hieran ist bislang noch nicht erfolgt.

Die Marktsegmente Elektrizität und Gas gleichermaßen betreffen die folgenden Neuregelungen der Energierechtsnovelle:

- Die Aufnahme der Energieversorgung anderer mit Strom und Gas bedarf zwar weiterhin einer staatlichen Genehmigung, jedoch entfällt hierbei das Kriterium einer Überprüfung zur „energiewirtschaftlichen Notwendigkeit“ (§ 3 EnWG/neu). Eine Investitionskontrolle bisheriger Art ist somit ausgeschlossen.
- Durch die Streichung des § 103 GWB wird die Gültigkeit aller bisherigen und künftigen horizontalen und vertikalen Demarkationsverträge der Strom- und Gaswirtschaft annulliert. Konzessionsverträge behalten zwar ihre Gültigkeit; darin enthaltene Ausschließlichkeitsklauseln werden jedoch nichtig. Konzessionsabgaben bisheriger Art und Höhe sind aber weiterhin zulässig (§§ 13 und 14 EnWG/neu).
- Jeder Strom- und Gasverbraucher kann sich ohne Schwellenbegrenzung seinen Lieferanten selbst aussuchen, vorausgesetzt, er findet einen Lieferwilligen anstelle des bisherigen. Eine allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht von Letztverbrauchern im Versorgungsgebiet in der bisherigen Art bleibt aber für die Energieversorgungsunternehmen erhalten (§§ 10 und 11 EnWG/neu).
- Eine Trennung der Buchführung von Versorgungsunternehmen in die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung mit jeweils getrennter Gewinn- und Verlustrechnung ist bislang nur für die Elektrizitätswirtschaft vorgeschrieben (§ 9 EnWG/neu). Die Ausdehnung und Anwendung auf die Gasversorgungsunternehmen bedürfte einer Gesetzesergänzung.

Ausschließlich die Elektrizitätswirtschaft betreffen bislang auch die Regelungen des Zugangs zu den Versorgungsnetzen: Der Zugang zum Elektrizitätsversorgungsnetz erfolgt grundsätzlich nach dem System des verhandelten Netzzugangs (§ 5 EnWG/neu). Davon abweichend wurde auf Drängen der kommunalen Versorgungsunternehmen in § 7 EnWG/neu eine Netzzugangsalternative geschaffen, die sich an der Vorgabe des „single buyer“ in der europäischen Binnenmarkt-Richtlinie Elektrizität orientiert. Eine derartige Netzzugangsalternative sieht die europäische Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas nicht vor.

Um die Durchleitung von Strom durch die Netze Dritter im Wege des verhandelten Netzzuganges (§ 6 EnWG/neu) praktikabel zu gestalten, haben sich die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI) und der Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) auf eine „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“ geeinigt und diese in endgültiger Form am 22. Mai 1998 verabschiedet. Auf eine Darstellung und Erläuterung der dort niedergelegten Kriterien und Regeln zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten in Abhängigkeit von der Spannungsebene, dem Gleichzeitigkeitsfaktor sowie der Entfernung (Anwendbarkeit eines „Briefmarkentarifs“) soll im Rahmen dieser Untersuchung verzichtet werden (vgl. hierzu u.a. Auer 1998: 19 f.).

Eine entsprechende Verbändevereinbarung zur Festlegung von Durchleitungsentgelten für Erdgas ist derzeit nicht in Gang gekommen, abgesehen davon, daß entsprechende Regelungen für den Erdgassektor im EnWG/neu noch ausstehen. Als Ablehnungsgründe für Durchleitungsbegehren für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft nennt das EnWG/neu (§ 6 i.V.m. § 1):

- unzureichende Durchleitungsentgelte,
- mangelnde Netzkapazitäten,
- Verdrängung von Stromeinspeisungen aus Anlagen der Kraft-Wärme-Koppelung oder aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Zeitlich befristet wird in den neuen Bundesländern die Verdrängung von Braunkohle dieser Länder als Verweigerungsgrund einer Durchleitung (zunächst bis zum Jahr 2002) zulässig (Art. 4 § 3 des Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts); zeitlich befristet kann bis 2006 im zwischenstaatlichen Stromaustausch der Einwand mangelnder Reziprozität vorgetragen werden (Art. 4 § 2 des Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts).

Ein Teil dieser Verweigerungsgründe einer Durchleitung ist nicht oder nicht in dieser Form auf die Gaswirtschaft übertragbar. Zum anderen fehlt ein Verweigerungsgrund, der in der Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas zumindest im Prinzip ausdrücklich anerkannt wurde: das Vorliegen von Take-or-Pay(TOP)-Verträgen (Verträge mit unbedingter Zahlungsverpflichtung, Art. 17 und 25 BRG). Alle Verweigerungsgründe einer Durchleitung stehen unter dem Vorbehalt der §§ 22 Abs. 4 und § 26 Abs. 2 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen, daß die Berufung hierauf nicht mißbräuchlich, diskriminierend oder unbillig erfolgt. Nach Auswertung bisheriger Erfahrungen und der einschlägigen Rechtsprechung soll der verhandelte Netzzugang im Bereich der Elektrizitätswirtschaft im Jahr 2003 vom Gesetzgeber überprüft werden (§ 8 EnWG/neu).

Durch die Sonderstellung nach § 103 Abs. 1 GWB wurde die leitungsgebundene Energiewirtschaft bis zum Inkrafttreten der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts (29. April 1998) von grundlegenden Vorschriften dieses Gesetzes freigestellt; diese betrafen:

- § 1 GWB: Kartellrechtliche Verträge,
- § 15 GWB: Preisbindungsverbot,
- § 18 GWB: Mißbrauchsaufsicht über Ausschließlichkeitsbindungen.

Nicht ausgenommen waren hingegen die Unternehmen der leitungsgebundenen Energieversorgung in Hinblick auf die nachfolgenden kartellrechtlichen Prüfungsverfahren:

- §§ 22 und 26 GWB: Mißbrauch einer marktbeherrschenden Stellung,
- § 24 GWB: Fusionskontrolle.

Das Eingreifen der Kartellbehörden setzte also voraus, daß hier, wie in anderen Branchen auch, durch die zu beurteilende Transaktion mindestens ein Zusammenschluß im Sinne des § 23 Abs. 2 GWB verwirklicht wird und dieser Zusammenschluß, oder mehrere solcher Zusammenschlüsse nebeneinander, die Voraussetzungen des § 24 Abs. 1 erfüllen, d.h. die Entstehung oder Verstärkung einer

oder mehrerer marktbeherrschender Stellungen erwarten lassen, ohne daß Verbesserungen die Nachteile der Marktbeherrschung überwiegen (Markert 1998: 35).

Da bis zur Novellierung des Energiewirtschaftsrechts die leitungsgebundenen Energieversorgungsunternehmen in ihren Demarkationsgebieten als Gebietsmonopolisten per definitionem eine marktbeherrschende Stellung innehielten, betraf die Fusionskontrolle vorrangig Prozesse der horizontalen und vertikalen Konzentration innerhalb der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Mithin kam bei der Anwendung des § 24 Abs. 1 immer nur die „Verstärkungsvariante“ in Betracht. In Anbetracht dieser grundsätzlichen kartellrechtlichen Abwehrmöglichkeit von Fusionen ist es schon erstaunlich, in welchem hohem Ausmaß die Konzentration in der leitungsgebundenen Energieversorgung vorangeschritten ist (vgl. hierzu Kapitel V). Es bleibt zu prüfen, welche Erklärungshypothesen von der Wirtschaftstheorie für diese Konzentrationsvorgänge entwickelt worden sind (Abschnitt II.5).

Eine wirksame Fusionskontrolle in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft erlangt aber gerade in der Phase einer einsetzenden Liberalisierung dieses Sektors eine besonders herausragende Bedeutung. Denn wettbewerbliche Prozesse können nur dann nachhaltige Wirkung entfalten, wenn sie nicht durch nachfolgende Konzentrationsprozesse konterkariert und beseitigt werden. „Die Fusionskontrolle hat in diesem Zusammenhang die gleiche Aufgabe wie die Wettbewerbsregeln im europäischen Gemeinschaftsrecht, nämlich zu verhindern, daß wegfallende Wettbewerbshindernisse durch andersartige mit gleicher Wirkung ersetzt werden“ (Markert 1998: 39).

Der Harmonisierung mit dem europäischen Wettbewerbsrecht diente auch eine Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (6. Kartellrechtsnovelle), die parallel zur Novellierung des Energiewirtschaftsrechts beraten und beschlossen wurde. Die Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen wurde im Juni 1998 verabschiedet (GWB/neu) und tritt am 1. Januar 1999 in Kraft.

Nach Art. 85 und 86 des Vertrages zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft sind Unternehmenszusammenschlüsse sowie wettbewerbsbeschränkende oder mißbräuchliche Verhaltensweisen untersagt, die geeignet sind, den Handel zwischen den Mitgliedsstaaten zu beeinträchtigen. Die Kompetenzverteilung zwischen der EU-Kommission und den nationalen Kartellbehörden ist im Falle von Fusionen seit dem 21. September 1990 durch die Verordnung (EWG) Nr. 4064/98 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen geregelt. Die ausschließliche Zuständigkeit der EU-Kommission orientiert sich hierbei an Schwellwerten des Umsatzes der beteiligten Unternehmen, differenziert nach weltweitem Gesamtumsatz sowie gemeinschaftsweitem Umsatz. In Einzelfällen kann die EU-Kommission jedoch die Entscheidungskompetenz an nationale Kartellbehörden delegieren.

Mit der Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (6. Kartellrechtsnovelle) vom Juni 1998 sind auch Anpassungen an europäisches Wettbewerbsrecht vorgenommen worden ohne dabei die Kompetenzverteilung zwischen der EU-Kommission und den deutschen Kartellbehörden zu verändern. Die wichtigsten Änderungen der 6. Kartellrechtsnovelle sind vor allem (Bechthold 1997; Schmidt 1997; Schulte 1998):

- In § 1 GWB/neu wird, in Anlehnung an Art. 85 EGV, ein echtes Kartellverbot normiert: Kartelle sind danach bereits bei ihrem Abschluß verboten und nicht erst, wenn sie durchgeführt werden.
- In Zukunft gibt es, wie im europäischen Wettbewerbsrecht, nur noch ein präventive Fusionskontrolle: Die bisherige Unterscheidung zwischen nachträglicher Anzeigepflicht (§ 23 GWB/alt) und einer Anmeldepflicht (§ 24a GWB/alt) entfällt. Unternehmen, deren weltweiter Umsatz die Grenze von einer Milliarde DM überschreitet (§ 35 GWB/neu), müssen die von ihnen geplanten Zusammenschlüsse vor ihrem Vollzug beim Bundeskartellamt anmelden. Zusammenschlüsse, von denen zu erwarten ist, daß sie eine marktbeherrschende Stellung begründen oder verstärken, sind vom Bundeskartellamt zu untersagen (§ 36 GWB/neu). Eine Freigabeentscheidung kann nach neuem Recht mit Bedingungen und Auflagen verbunden werden (§ 40 Abs. 3 GWB/neu).

- Der Mißbrauch einer marktbeherrschenden Stellung (bislang §§ 22 und 26 GWB/alt) wird nunmehr durch eine unmittelbar wirkende Verbotsnorm (§§ 19 und 20 GWB/neu) untersagt. In Zukunft kann gegen die dort normierten Mißbrauchstatbestände unmittelbar vor einem Zivilgericht geklagt werden, ohne daß eine Kartellbehörde vorher tätig werden muß.

Der § 103 GWB/alt als konstituierende Rechtsnorm für die wettbewerblichen Ausnahmereiche Elektrizität und Gas wurde bereits im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts vom 29. April 1998 suspendiert; die Vorschriften gelten nunmehr nur noch für die Wasserversorgung.

Damit wurde auch der dort normierte Mißbrauchstatbestand einer unbilligen Verweigerung der Durchleitung (§ 103 Abs. 5 GWB/alt) suspendiert. Diese Vorschrift hatte sich allerdings in der Praxis als wenig effizient erwiesen, wie im Abschnitt V.6 noch näher dargelegt wird.

Im Vergleich zum bisherigen Kartellrecht enthält jedoch die Vorschrift zum Mißbrauch einer marktbeherrschenden Stellung in der 6. Kartellrechtsnovelle einen neuen Mißbrauchstatbestand, der unmittelbar an den *Essential-Facilities-Ansatz* anknüpft (§ 19 Abs. 4 GWB/neu). Hiernach liegt ein Mißbrauch auch dann vor, wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen „den Zugang eines anderen Unternehmens zu den eigenen Netzen oder anderen für die Aufnahme von Wettbewerb wesentlichen Einrichtungen ohne sachlich gerechtfertigten Grund verweigert, wenn es dem anderen Unternehmen nicht möglich oder nicht zumutbar ist, eigene Einrichtungen zu schaffen.“

Diese Vorschrift enthält keine branchenspezifischen Einschränkungen, ist mithin auch auf die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft anzuwenden. Insofern sind die §§ 5 bis 8 EnWG/neu (Regelungen des Netzzuganges) ein *Lex Specialis* für die Elektrizitätswirtschaft. Ob der Gesetzgeber für den Netzzugang in der *Gaswirtschaft* das EnWG/neu entsprechend ergänzen oder es bei einem Hinweis auf § 19 Abs. 4 GWB/neu belassen wird, ist derzeit noch nicht abzusehen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß durch die 6. Kartellrechtsnovelle (ab dem 1. Januar 1999) durchaus wirksame Instrumente bereitgestellt werden, um zu verhindern, daß die Wirkungen der Liberalisierung in der leitungsgebundenen Energieversorgung von den Anbietern durch eine Konzentrations- und Marktmißbrauchsstrategie unterlaufen und konterkariert werden. Dies ist dann letztendlich vorrangig von der künftigen Praxis kartellrechtlicher Prüfungsverfahren und gerichtlicher Entscheidungsfindungen abhängig.

5. Konzentrationshypothesen in der ökonomischen Theorie

In einigen Ländern der europäischen Union stellte sich die Frage der Konzentration in der Gaswirtschaft bislang nicht: Hier bestanden landesweit integrierte Beschaffungs- und Absatzmonopole in Form eines allein zuständigen Unternehmens, dessen Preis- und Absatzpolitik in aller Regel der Aufsicht staatlicher Regulierungsbehörden unterstand (vgl. Übersicht 2). Folgt man den Argumenten, die für die Bedingungen eines natürlichen Monopols im Falle des Gasmarktes vorgetragen werden (Kapitel I), so bedarf diese dort anzutreffende Konzentration keiner weiteren Erklärung.

Unabhängig von der Frage der Voraussetzung und Stabilität von natürlichen Monopolen wurden in der ökonomischen Literatur vorrangig zwei Hypothesen vorgetragen, um die Herausbildung von vertikalen Integrationsprozessen zu erklären (vgl. hierzu u.a. Funk et al. 1995: 106 f.), und zwar

- die Transaktionskostentheorie und
- der oligopoltheoretische Ansatz.

In der *Transaktionskostentheorie* steht die Frage im Mittelpunkt, ob durch eine vertikale Integration durch Eigentumserwerb und/oder vertragliche Bindungen die Kosteneffizienz der beteiligten (integrierten) Unternehmen gesteigert wird. Die zentrale Hypothese besagt, daß vertikale Integration vorrangig dann zu erwarten ist, wenn sich dadurch die Transaktionskosten verringern lassen.

Hingegen stehen beim *oligopoltheoretischen Ansatz* die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen im Vordergrund der Fragestellung. Mit Hilfe dieser Ansätze wird untersucht, ob und unter welchen Bedingungen eine vertikale Konzentration dazu benutzt werden kann, die Marktbeherrschung auszuweiten (squeezing) und/oder Wettbewerber vom Marktzugang auszuschließen oder sie vom Markt zu verdrängen (foreclosure). In Hinblick auf die Gaswirtschaft wird vorgetragen, daß für diesen Bereich dem Transaktionskostenansatz ein hoher Erklärungswert für dort beobachtete Konzentrations- und Fusionsprozesse zugemessen werden könne (so u.a. Hensing et. al. 1998: 82 f.). Aufgrund der Spezifität der hohen Vorausleistungen in die Transport- und Verteilungsnetze, die dann als „sunk costs“ angesehen werden müssen (vgl. Kapitel I), bestehe für den Investor ein hoher Bedarf an der Vertragstreue der Unternehmen auf den vor- und nachgelagerten Stufen und damit an Schutz vor „opportunistischem Verhalten“. Hier könne die vertikale Integration eine Schutzfunktion entfalten: Bei einer Rückwärtsintegration (upstream concentration) erwirbt die Verteilungsstufe Eigentum an den Förderquellen und bei einer Vorwärtsintegration (downstream concentration) erwirbt der Ressourcenbesitzer Eigentum an der Transport- und Verteilungsstufe.

Der Erklärungswert dieses Ansatzes für die Konzentration in der Gaswirtschaft von Deutschland ist jedoch höchst fraglich; bis zu ihrer Suspendierung durch die Novellierung des Energiewirtschaftsrechts im April 1998 boten die horizontalen und vertikalen Demarkationsverträge offenbar einen hinreichenden Schutz vor opportunistischem Verhalten. Bis zum Markteintritt des nicht demarkierten Anbieters Wintershall (vgl. Abschnitt V.6) ist kein Fall eines Bruchs vorher geschlossener Demarkationsverträge bekannt geworden.

Dies gilt freilich nicht gleichermaßen für die Vertragsgestaltung zwischen der inländischen Transportstufe und ausländischen Erdgasanbietern; hier ist opportunistisches Verhalten nicht auszuschließen und in der Vergangenheit in Hinblick auf Gaslieferverträge von Holland mit den Vereinigten Elektrizitätswerken Westfalen (VEW) auch aufgetreten.

Als relativer Schutz vor opportunistischem Verhalten ausländischer Erdgasanbieter könnten, so wird dargelegt, Lieferverträge mit Take-or-Pay-Klauseln angesehen werden (so u.a. Hensing 1998: 83 f.). Der Lieferpflicht des Anbieters stehe hier eine Abnahmepflicht des Käufers gegenüber; gewisse Mindestmengen müssen hierbei auch bei nicht erfolgter Abnahme bezahlt werden. Darüber hinaus enthalten diese Verträge Preisanpassungsklauseln im Verlauf meist langfristiger Lieferzeiten. Dies wäre dann gewissermaßen eine Fusion qua Vertragsgestaltung.

Ob dies so ist oder nicht, hängt aber wohl weniger von der Art der Vertragsgestaltung als von der relativen Marktmacht der Vertragsparteien und ihrem potentiellen Sanktionspotential ab.

In diese Richtung zielen auch Argumente, die zur Erklärung der *horizontalen Konzentration* angeführt werden. Für diese Konzentrationsprozesse spreche, daß hierdurch eine bessere Verhandlungsposition gegenüber dem „engen Oligopol“ der Gasproduzenten eingenommen wird, neben vertragstreuem Verhalten so auch günstigere Preise herbeigeführt werden, die dann auch den heimischen Nachfragern zugute kämen (Drasdo et al. 1998: 51). Eine Intensivierung des Wettbewerbs könne auf diese Weise die inländische Wohlfahrt mindern. Ob diese Argumentationslinie für die Gaswirtschaft in Deutschland Plausibilität entfalten kann, wird in Kapitel VIII geprüft.

III. Erdgasmarkt der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsländer: Versorgungsstrukturen, derzeitige Regulierungen und künftige Entwicklungstendenzen

Die Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas nimmt in ihrer Präambel Bezug auf die Ziele gemäß Art. 2 des Vertrages zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, die durch die Errichtung eines Binnenmark-

tes unterstützt werden sollen. Dieser ist nach der Einheitlichen Europäischen Akte von 1986 in Art. 7a des EG-Vertrages definiert als „Raum ohne Binnengrenzen, in dem der freie Verkehr von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital gewährleistet ist“. Demzufolge müssten Maßnahmen zur Fortführung der Vollendung des Binnenmarktes getroffen werden, und insofern sei die Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten Erdgasmarktes ein wichtiger Bestandteil der Vollendung des Energiebinnenmarktes.

Allerdings ist nach Art. 7c des EG-Vertrages der unterschiedliche Entwicklungsstand einiger Volkswirtschaften zu berücksichtigen, doch „müssen Ausnahmeregelungen vorübergehender Art sein und dürfen das Funktionieren des Gemeinsamen Marktes so wenig wie möglich stören“.

Hierbei sind die Binnenmarkt-Richtlinien für Elektrizität und Erdgas nach Art. 189 Abs. 3 des EG-Vertrages nur hinsichtlich der Ziele verbindlich, „überläßt jedoch den innerstaatlichen Stellen die Wahl der Form und der Mittel“. Dem tragen die Richtlinien, wie in Abschnitt II.3 dargestellt, in Form einer nur stufenweisen Marktöffnung und Alternativen bei den Netzzugangsregelungen Rechnung.

Der Erdgasmarkt in den Mitgliedsländern der Europäischen Union ist von einem Zustand „gleichen Entwicklungsstandes“ weit entfernt, und zwar sowohl in Hinblick auf staatliche Regulierungen des nationalen Erdgasmarktes als auch in Hinblick auf den Stellenwert, den die Erdgasversorgung in der Struktur des Energieverbrauchs einzelner Mitgliedsländer erlangen konnte. Der Beitrag des Erdgases zur Primärenergieversorgung wiederum wird weitgehend auch davon bestimmt, ob und in welchem Ausmaß die einzelnen Mitgliedsländer über eigene Erdgasressourcen verfügen.

1. Produktion, Verbrauch und Außenhandelsverflechtungen sowie Beschaffungs- und Verbraucherpreise

Der Primärenergieverbrauch der Mitgliedsländer der Europäischen Union betrug 1996 knapp 1 366 Mill. t Rohöleinheiten (RÖE), davon entstammten gut die Hälfte aus den Energiequellen der Mitgliedsländer der Europäischen Union. An diesem Verbrauch der Union haben 1996 die einzelnen Primärenergieträger folgende Anteile beigesteuert (Eurostat 1997):

- Steinkohle: 12,5 vH,
- Braunkohle: 3,9 vH,
- Mineralöl: 43,3 vH,
- Kernenergie: 15,7 vH,
- Erdgas: 22,1 vH.

Deutlich höher als im Durchschnitt aller Mitgliedsländer ist der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch in Italien, den Niederlanden, in Österreich und in Großbritannien (Tabelle 3, Zeile 9); alle genannten Länder verfügen über bedeutsame eigene Erdgasressourcen. Einen deutlich geringeren Anteil am Primärenergieverbrauch als im Durchschnitt aller Mitgliedsländer steuert das Erdgas bislang in Frankreich, Luxemburg und Schweden bei, die nur über geringe Erdgasressourcen verfügen. Die Erdgasversorgung in der Energiewirtschaft von Griechenland, Spanien und Schweden ist erst im Aufbau begriffen, in Portugal hat er noch nicht begonnen.

Als Nettoexporteure von Erdgas traten bis 1996 zwei Mitgliedsländer der Union in Erscheinung: Dänemark exportierte 1996 etwa ein Drittel und die Niederlande gut 45 vH ihrer jeweiligen Erdgasförderung. Die Niederlande exportierten Erdgas und führten gleichzeitig Erdgas aus Drittländern ein; Großbritannien trat weder als Importeur noch als Exporteur von Erdgas in Erscheinung (Tabelle 3).

Die Erdgasförderung der Mitgliedsländer betrug 1996 gut 200 Mill. t RÖE; dies hätte rechnerisch ausgereicht, um gut 60 vH des gemeinschaftlichen Erdgasverbrauchs abzudecken (Tabelle 7, Zeile 8).

Tabelle 3: Förderung, Außenhandelsverflechtung und Verbrauch an Naturgas in den Mitgliedsländern der Europäischen Union^a 1995 und 1996 (Mill. t Rohöleinheiten^b)

	Jahr	EUR15	B	DK	D	EL	E	F	IRL	I	L	NL	A	FIN	S	UK
(1) Primärerzeugung (vH)	1995	182,7	–	5,2	16,2	0,0	0,4	3,0	2,5	18,2	–	66,6	1,3	–	–	69,1
	1996	205,7	–	6,3	17,4	0,0	0,5	2,5	2,4	17,9	–	75,4	1,6	–	–	81,7
	95/96	12,6	–	21,4	7,2	5,8	12,3	–16,4	–3,1	–1,8	–	13,2	20,2	–	–	18,2
(2) Einfuhren-Intra-EU (vH)	1995	34,4	4,9	–	20,8	–	–	3,4	0,1	3,4	0,6	0,3	0,2	–	0,7	–
	1996	42,1	5,9	–	25,3	–	–	4,3	0,4	4,1	0,7	0,3	0,3	–	0,9	–
	95/96	22,4	19,9	–	21,6	–	–	26,1	437,2	22,9	9,8	–7,7	29,5	–	26,1	–
(3) Einfuhren-Extra-EU (vH)	1995	125,2	6,7	–	40,0	–	8,4	27,2	–	29,0	–	2,8	4,5	3,1	–	1,5
	1996	134,2	7,3	–	45,0	–	9,2	28,5	–	30,3	–	4,3	4,9	3,2	–	1,6
	95/96	7,2	8,5	–	12,5	–	10,6	4,5	–	4,3	–	53,9	9,1	2,1	–	7,1
darunter:																
Norwegen	1995	27,1	2,2	–	11,2	–	1,4	7,7	–	–	–	2,8	0,3	–	–	1,5
	1996	36,5	3,2	–	15,4	–	1,4	10,3	–	–	–	4,3	0,3	–	–	1,6
vorm. UdSSR	1995	60,3	–	–	28,8	–	–	11,4	–	12,8	–	–	4,3	3,1	–	–
	1996	60,5	–	–	29,1	–	–	11,0	–	12,6	–	–	4,6	3,2	–	–
Algerien	1995	32,9	4,0	–	–	–	5,2	7,5	–	16,2	–	–	–	–	–	–
	1996	33,8	4,0	–	–	–	5,7	7,1	–	17,0	–	–	–	–	–	–
Libyen	1995	1,2	–	–	–	–	1,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	1996	1,2	–	–	–	–	1,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–
(4) Aufkommen ^c (vH)	1995	342,3	11,6	5,2	77,0	0,0	8,8	33,7	2,6	50,6	0,6	69,7	6,0	3,1	0,7	70,6
	1996	382,0	13,2	6,3	87,7	0,0	9,7	35,3	2,8	52,3	0,7	80,0	6,8	3,2	0,9	83,3
	95/96	11,6	13,4	21,4	13,8	5,8	10,6	4,8	9,2	3,3	9,8	14,7	12,2	0,0	26,1	17,9
(5) Bestandsveränderung ^d (vH)	1995	–2,2	0,2	0,0	–0,8	–	–0,2	–0,7	–	–0,8	–	0,0	0,1	–	–	0,1
	1996	–2,5	0,0	–0,3	–0,8	–	–0,1	0,0	–	–0,8	–	0,0	0,0	–	–	–0,4
(6) Ausfuhren insgesamt (vH)	1995	38,2	–	1,6	3,3	–	–	–	–	0,0	–	32,4	0,0	–	–	0,8
	1996	44,9	–	1,9	3,1	–	–	–	–	0,0	–	38,9	0,0	–	–	1,1
	95/96	17,6	–	13,6	–7,2	–	–	–	–	13,2	–	20,0	–	–	–	0,2
(7) Bruttoinlandsverbrauch ^e (vH)	1995	302,0	11,8	3,5	72,9	0,0	8,6	32,9	2,6	49,8	0,6	37,3	6,2	3,1	0,7	69,9
	1996	334,6	13,1	4,1	83,8	0,0	9,6	35,3	2,8	51,4	0,7	41,1	6,8	3,2	0,9	81,8
	95/96	10,8	11,1	18,3	14,9	5,8	11,9	7,0	9,2	3,3	9,8	10,1	10,0	2,1	26,1	17,1
(8) Erzeugung (1) in vH Verbrauch (7)	1996	61,5	–	152,0	22,3	100,0	4,9	7,2	85,8	34,8	–	183,5	22,9	–	–	99,9
(9) Anteil Naturgas am Primärenergieverbrauch (vH)	1996	22,1	21,3	16,2	21,9	0,2	9,0	13,8	23,4	29,2	17,6	49,3	26,3	13,5	1,6	31,8
(10) Sichere Erdgasreserven (Mrd. m³)	1996	3 455	–	167	329	9	17	19	21	297	–	1 814	22	–	–	760
(11) Statische Reichweite (Jahre) ^f		14	–	26	15	200	36	7	8	15	–	19	15	–	–	9

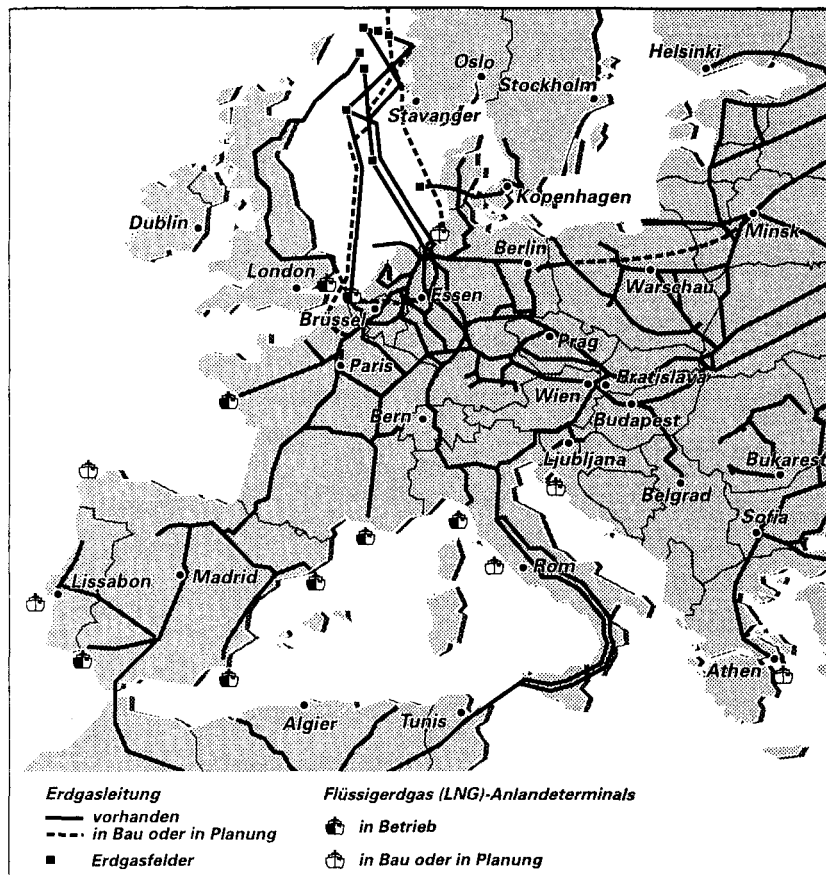
^aPortugal erzeugt und verbraucht kein Naturgas. — ^b1 Mill. t Rohöleinheiten (RÖE) = 41,969 Petajoule = 1,3191 Mrd. m³ Erdgas. — ^c(1)+(2)+(3). — ^d+ = Abnahme; – = Zunahme. — ^e(1)+(2)+(3)+(5)–(6). — ^fSichere Reserven Ende 1996 dividiert durch die Erdgasförderung von 1996. — – = kein Zahlenwert vorhanden.

Quelle: Eurostat Statistik kurzgefaßt: Energie und Industrie (1997 (12, 16)), IEA Natural Gas Information (1997), eigene Berechnungen.

Allerdings ist der Erdgasmarkt der Union kein in sich geschlossener Markt: Einige Länder mit großen Reserven exportieren auch in Regionen außerhalb der Union und Mitgliedsländer der EU importieren Erdgas in erheblichem Umfang aus Bezugsquellen außerhalb dieser Region. Die wichtigsten Lieferländer sind hierbei Rußland, Norwegen, Algerien und Libyen (Tabelle 3).

Die hierbei genutzte gaswirtschaftliche Infrastruktur der Mitgliedsländer der Europäischen Union ist aus Schaubild 1 ersichtlich. Der Nettoimportbedarf in Westeuropa wird im wesentlichen mit Erdgaslieferungen aus den Niederlanden, Dänemark und Norwegen durch innereuropäische Pipelines so-

Schaubild 1: Europäischer Erdgasverbund 1997



Quelle: Ruhrgas AG.

wie mit Lieferungen aus Rußland, Algerien und Libyen durch transkontinentale Pipelines gedeckt. An die Pipeline über Gibraltar nach Spanien ist zwischenzeitlich auch Portugal angeschlossen; Griechenland ist nunmehr an das Pipelinesystem Osteuropas angeschlossen.

Eine zusätzliche transkontinentale Pipeline von Minsk nach Berlin ist in Planung, eine direkte Verbindung zwischen den Pipelinesystemen Großbritanniens und Westeuropas (*Interconnector*) hat im Herbst 1998 ihren Betrieb aufgenommen. Der Interconnector verbindet als Ferngasleitung Zeebrugge (Belgien) über 235 km mit Bacton (England) mit einer jährlichen Durchleitungskapazität von 20 Mrd. m³/a; hierdurch ist das Fernleitungs- und Versorgungssystem von Großbritannien bei Erdgas erstmals mit jenem Westeuropas verbunden. Ob hierdurch Großbritannien langfristig als Nettoexporteur in Erscheinung treten wird, ist nicht sicher: Zumindest zeitweilig könnte Großbritannien im Rahmen dieser Verbindung auch als Importeur russischen Erdgases im Rahmen des saisonalen Lastausgleichs in Erscheinung treten (VWD 1998d).

Spanien, Frankreich, Italien, Großbritannien und die Niederlande verfügen bereits über Flüssiggas (LNG)-Anlandeterminals; in Deutschland war die Errichtung eines Empfangsterminals in Wilhelmshaven geplant. 1996 importierten die Mitgliedsländer der Europäischen Union ca. 172 Mrd. m³ Erdgas über Pipelines, aber nur 22,3 Mrd. m³ über Flüssigerdgas-Lieferketten (BP 1998: 28). Bezugsländer waren hierbei Spanien, Frankreich und Italien. Die Lieferungen stammten dabei 1996 aus Algerien, Libyen, den Vereinigten Arabischen Emiraten und aus Katar.

Die mit Abstand bedeutsamste Gruppe von Naturgasen bildet das Erdgas, das überwiegend aus Methan (CH_4) bei geringen Beimengungen von Kohlen- und Schwefelwasserstoff sowie von Äthan (C_2H_6) besteht. In Westeuropa wird das Erdgas fast ausschließlich in separaten Lagerstätten gewonnen und weist dabei nur geringe Anreicherungen mit höheren Kohlenwasserstoffen (Propan, Butan, Pentan und schwerere Fraktionen) auf („trockenes Erdgas“). Wegen der qualitativen Unterschiede sind aber neben den Explorations- und Gewinnungskosten stets auch die Kosten für eine Aufbereitung des Erdgases notwendig (Erdmann 1995: 72 f.).

Gegenüber den fossilen Primärenergieträgern Kohle und Erdöl weist das Erdgas erhebliche Transport- und Speicheranteile auf. Für den Ferntransport durch Pipelines und durch Lieferketten mit verflüssigtem Erdgas sind erhebliche Investitionen notwendig, die sich deutlich in der Aufteilung der Wertschöpfung niederschlagen. Während sich diese beim Erdöl zu etwa gleichen Teilen auf die Produktion, den Transport sowie die Aufbereitung (einschl. Vermarktung) verteilen, überwiegt beim Erdgas bei weitem der Aufwand für die Transportphase (vom Förder- zum Verbraucherland), der etwa 40–55 vH der Wertschöpfung der gesamten Lieferkette beansprucht (Neu 1995: 17 f.).

Bei Transportentfernungen bis etwa 3 000 km ist der Transport mit Pipelines günstiger als über Lieferketten mit Flüssigerdgas (LNG) mit maritimem Transport, vorausgesetzt, zwischen dem Förder- und Bezugsland existiert eine günstige Seewegverbindung. Dies ist für die Erdgaslieferungen von Rußland nach Westeuropa im allgemeinen nicht der Fall, mit der Folge erheblich weiterer Pipelineentfernungen. Der thermische Aufwand für die Verflüssigung und Wiederverdampfung von Erdgas bei einem Transport durch NLG-Ketten beträgt etwa ein Viertel der vom Lieferland bereitgestellten gasförmigen Exportmenge. Daneben wird noch Energieaufwand für den eigentlichen maritimen Transport benötigt, was allerdings auch für die übrigen festen und flüssigen Brennstoffe gleichermaßen zutrifft. Insgesamt betrachtet sind die Transportkosten — bezogen auf die Energieeinheit je km Transportleistung — bei Erdgas um den Faktor 10 höher als bei Erdöl (Hensing et. al. 1998: 78).

Die Förderung und der Transport von Erdgas weisen nicht nur eine hohe Kapitalintensität, sondern auch eine Spezifität auf: Sind sie vollzogen, werden sie mangels alternativer Verwendbarkeit zu versunkenen Kosten („sunk costs“). Insoweit weist die Förderung und der Transport von Erdgas seitens der Förderländer die Merkmale eines natürlichen Monopols auf (Erdmann 1995: 76 f.). Dies gilt aber, ausweislich Tabelle 3 und Schaubild 1 für die Verbrauchsregionen in Westeuropa, nur für die Übergabepunkte der Lieferländer an deren Grenze: Die meisten Mitgliedsländer der Union haben Zugang zu Lieferregionen außerhalb der Union. Es bleibt zu fragen, wie sich diese Versorgungslage in den Erdgasbeschaffungspreisen der Mitgliedsländer der Union bislang niedergeschlagen hat (Tabelle 4).

Die Entwicklung der Erdgaspreise für grenzüberschreitende Lieferungen seit 1980 zeigt dabei das folgende Bild (Tabelle 4):

- Bezogen auf den durchschnittlichen Einfuhrpreis für Erdgaslieferungen per Pipeline für Mitgliedsländer in der Union sind die Abweichungen von diesem Durchschnittswert in den dargestellten Mitgliedsländern relativ gering. Die ungünstigsten Preise überschreiten den Durchschnittswert um nicht mehr als 10 vH, und die günstigsten Einfuhrpreise unterschreiten ihn um maximal 15 vH. Die Abweichungen haben sich im Zeitverlauf vermindert.
- Die Bezugspreise für Erdgaseinfuhren durch LNG-Ketten in Frankreich sind im Schnitt etwa 10 vH höher als vergleichbare Bezüge dieses Landes per Pipeline. Die vergleichbaren Einfuhrpreise über LNG-Ketten liegen in Japan deutlich (ca. 50 vH) höher als in Frankreich; hier schlagen auch die vergleichsweise erheblich längeren Transportwege zu Buche. Ob dies die Differenz zur Gänze erklärt, ist jedoch eher unwahrscheinlich.

Die vergleichsweise geringen Differenzen zeigen sich auch, wenn die Erdgas-Beschaffungspreise aller Mitgliedsländer der Union nach einzelnen Herkunftsländern der Erdgaseinfuhren differenziert werden (Tabelle 5).

Tabelle 4: Internationaler Vergleich von Preisen für grenzüberschreitende Erdgaslieferungen und Verbraucherpreisen^a für Erdgas für ausgewählte Länder und Jahre (\$/t Öleinheiten^b)

Länder	1980	1983	1987	1991	1994	1995	1996
<i>Einfuhrpreise cif^c</i>							
Belgien PLL ^d	127,53	158,82	106,44	133,78	95,45	97,95	110,10
Bundesrepublik Deutschland ^e PLL	120,06	150,07	99,87	127,27	101,59	114,24	111,29
Frankreich PLL	129,62	152,82	95,33	127,37	97,42	99,88	108,11
Frankreich LNG ^f	141,47	166,97	102,58	136,93	111,66	105,02	113,43
Italien PLL	121,06	168,02	...	...	...	...	...
Europäische Union PLL	123,66	143,70	104,47	128,45	102,85	115,65	113,09
Vereinigte Staaten PLL	173,43	174,60	85,20	81,58	77,99	61,79	81,40
Japan LNG	216,52	216,67	141,95	166,67	134,28	145,57	160,68
<i>Ausfuhrpreise fob^g</i>							
Niederlande PLL	111,93	142,80	93,52	124,49	...	...	...
Norwegen PLL	...	129,97	88,13	100,56	81,85	...	...
<i>Verbraucherpreise der Industrie</i>							
Australien	35,6	109,5	109,4	151,1	141,4	147,1	162,7
Belgien	168,4	199,1	138,7	176,8	138,1	157,3	147,3
Bundesrepublik Deutschland ^e	174,2	209,3	170,1	223,5	205,2	230,1	224,0
Frankreich	195,5	196,2	165,8	168,1	157,5	178,9	179,9
Großbritannien	180,2	160,6	170,4	176,5	157,3	141,3	102,2
Italien	192,6	197,2	131,3	189,5	175,0	193,0	219,9
Japan	498,6	504,0	550,8	471,9	518,0	544,9	470,1
Kanada	72,6	127,2	103,5	96,7	87,2	77,6	79,0
Niederlande	162,3	176,9	124,3	140,0	131,8	165,2	157,6
Vereinigte Staaten	109,6	178,9	125,9	112,3	126,4	112,0	142,0
<i>Verbraucherpreise öffentlicher Kraftwerke</i>							
Belgien	175,9	168,5	108,3	152,7	117,5	121,9	135,5
Bundesrepublik Deutschland ^e	140,6	161,5	165,8	184,1	162,3	194,0	191,8
Großbritannien	133,2	168,6	155,2	...	132,0	131,1	126,6
Italien	192,2	190,2	111,6	133,3	131,5	144,7	...
Japan	217,3	230,6	151,4	186,5	161,8	175,0	184,1
Kanada	47,0	87,4	61,3	75,9	62,9	...	...
Niederlande	181,0	180,0	125,8	140,7	127,1	160,3	152,4
Vereinigte Staaten	97,0	153,2	98,5	94,4	96,0	85,4	113,6
<i>Verbraucherpreise der Haushalte</i>							
Australien	192,3	221,9	228,9	319,6	346,9	353,2	369,8
Belgien	356,9	377,4	384,8	465,1	483,7	541,2	502,0
Bundesrepublik Deutschland ^e	372,2	371,5	356,6	471,8	484,8	529,8	487,7
Frankreich	459,7	426,5	485,0	513,3	510,7	556,1	522,7
Großbritannien	244,3	255,4	299,5	388,1	343,2	365,3	361,9
Italien	233,6	382,9	428,2	844,9	740,4	741,4	814,7
Japan	685,8	710,5	1 002,8	1 129,4	1 453,3	1 567,5	1 437,9
Kanada	115,1	191,6	179,4	201,8	195,1	180,2	188,5
Niederlande	252,0	281,9	316,1	408,1	359,8	400,9	403,8
Vereinigte Staaten	157,5	259,4	237,2	264,2	273,9	259,3	269,1
OECD-Europa	286,2	306,9	346,5	503,0	462,6	495,9	497,5
OECD insgesamt	208,6	283,7	301,1	387,4	383,4	402,2	409,9

^aDurchschnittspreise einschl. spezifischer Steuern und Abgaben, Industrie und öffentl. Kraftwerke ohne Haushalte einschl. Mehrwertsteuer; jeweils bezogen auf den unteren Brennwert (NCV). Umrechnung der Preise in nationale Währungen auf Basis laufender Wechselkurse. — ^b1 t Öleinheiten (ÖE) = 41,868 Gigajoule. — ^ccif = cost, insurance, freight. — ^dLieferung über Pipelines (PLL). — ^eAb 1991 einschließlich neue Bundesländer. — ^fLieferung als verflüssigtes Erdgas (LNG). — ^gfob = free on board. — ... = keine Zahlenangaben.

Quelle: IEA Energy Prices and Taxes (lfd. Jgg.), eigene Berechnungen.

Tabelle 5: Einfuhrpreise für Erdgas der Mitgliedsländer der Europäischen Union für Lieferungen per Pipeline nach Herkunftsregion 1997

Herkunftsregion	Einfuhrpreise (\$/Mill. BTU ^a)	Durchschnittlicher Einfuhrpreis = 100
Großbritannien	2,29	84,8
Niederlande	2,70	100,0
Norwegen	2,80	103,7
Rußland	2,63	97,4
Übrige Länder	2,82	104,4
Durchschnittlicher Einfuhrpreis ^b per Pipeline	2,70	100,0

^aBTU = British Thermal Unit, 1 MBTU = 1,056 Gigajoule. — ^bGewogenes arithmetisches Mittel.

Quelle: IEA *Energy Prices and Taxes* (1998 (1): 60), eigene Berechnungen.

In den Unterschieden der Erdgas-Einfuhrpreise schlagen sich dabei nicht nur unterschiedliche Gewinnungs- und Transportkosten einzelner Lieferländer nieder, sondern auch Unterschiede der Vertragsgestaltung zwischen den Importeuren der einzelnen Mitgliedsländer der Union mit den Exporteuren der Herkunftsregionen der Erdgaslieferungen.

Es bleibt also im weiteren Verlauf der Untersuchung die Frage zu prüfen, ob sich die Erdgasbeschaffungskosten des Erdgassektors in den Mitgliedsländern der Union bei seiner wettbewerblichen Transformation verringern werden oder gar, wie einige Vertreter der Erdgasindustrie vortragen, in der Tendenz eher deutlich erhöhen werden.

Die Verbraucherpreise für Erdgas in den einzelnen Absatzsegmenten, die in nationalen Währungen erhoben werden, müssen für einen Vergleich in eine einheitliche Währung umgerechnet werden. Grundsätzlich können hierzu die tatsächlichen laufenden Wechselkurse oder hierfür ermittelte Kaufkraftparitäten verwendet werden. Beide Methoden haben Vor- und Nachteile; für die hier verwendeten Energiepreise kann jedoch folgendes festgestellt werden (Diekmann et al. 1997: 53 f.):

- Bei den Energiepreisen für industrielle Abnehmer sind Kaufkraftparitäten im Vergleich zu Umrechnungen mit Wechselkursen mit größeren Einschränkungen verbunden als im Bereich der Haushalte.
- Bei westlichen Industrieländern unterscheiden sich beide Meßkonzepte nicht so stark wie bei den übrigen Ländergruppen.

In Tabelle 5 wurde bei dem Vergleich der Verbraucherpreise auf die Umrechnung zu Wechselkursen zurückgegriffen; diese Preise enthalten auch die jeweiligen Steuern und Abgaben der jeweiligen Verbrauchsteuern. Soweit eine Verbrauchsteuer offen an die Verbraucher überwältzt werden kann, wie beispielsweise die Mehrwertsteuer, so sind die Preise für Industrie und Kraftwerke ohne diese Steuer dargestellt und die Verbraucherpreise der Haushalte schließen diese ein.

Solange länderspezifische Abgaben und Steuern auf den Erdgasverbrauch die Eigengewinnung und die Einfuhr von Erdgas gleichermaßen belasten und Erdgasausfuhren gleichermaßen entlastet werden, so ändern diese Belastungen die Marktstruktur dieses Energieträgers bei seiner wettbewerblichen Transformation nicht, zunächst zumindest. Für die Produktionsprozesse, die diesen Energieträger als Vorleistung einsetzen, können diese Unterschiede in der fiskalischen Belastung hingegen schon deutliche Wettbewerbsverzerrungen hervorrufen. Die Verbraucherpreise für Erdgas für einzelne Verbrauchssektoren und die in Tabelle 5 dargestellten Länder ergeben folgendes Bild:

- Die Verbraucherpreise für Erdgas in öffentlichen Kraftwerken sind in allen Ländern niedriger als für die industriellen Verbraucher. Neben größeren Abnahmemengen ist bei Kraftwerken der Umfang unterbrechbarer Lieferverträge in aller Regel höher als bei industriellen Verbrauchern.
- Die Erdgaspreise für industrielle Abnehmer sind in Deutschland, dicht gefolgt von Italien, deutlich höher als in Belgien und in Frankreich.

- Für die Haushalte sind die Erdgaspreise in Deutschland im Vergleich zu anderen EU-Mitgliedsländern im unteren Bereich angesiedelt; sie überstiegen 1996 den Einfuhrpreis um den Faktor 4,38. Extrem hoch sind die Verbraucherpreise in Italien angesiedelt.
- In Großbritannien und in den Niederlanden sind die Verbraucherpreise in allen Marktsegmenten deutlich niedriger als in den übrigen EU-Mitgliedsländern (soweit in Tabelle 4 ausgewiesen). Beide Länder verfügen — neben Dänemark — über eine Erdgasförderung, die den eigenen Verbrauch erreicht oder übersteigt.

Diese doch recht markanten Unterschiede bei den Verbraucherpreisen auf den Erdgasmärkten der Mitgliedsländer der Europäischen Union resultieren aus zwei strukturellen Einflußfaktoren:

- aus dem unterschiedlichen Anteil von Steuern und Abgaben an den Endverbraucherpreisen bei Erdgas und anderen Energieträgern und
- aus den Unterschieden in den Preisbildungsprinzipien und Preissystemen auf den nationalen Erdgasmärkten der Mitgliedsländer.

Einige Hinweise auf die Unterschiede in der Belastung mit Steuern und Abgaben einiger Energiepreise in einzelnen Mitgliedsländern der Union sind aus Tabelle 6 ersichtlich:

- Alle Mitgliedsländer belegen das leichte Heizöl mit höheren Steuern und Abgaben als das Erdgas; die hierauf erhobenen Steuern und Abgaben sind in aller Regel höher als jene auf den Elektrizitätsverbrauch.
- Alle Mitgliedsländer belasten den Energieverbrauch (schon wegen der darin enthaltenen Mehrwertsteuer) der Haushalte deutlich höher als den der industriellen Verbraucher.

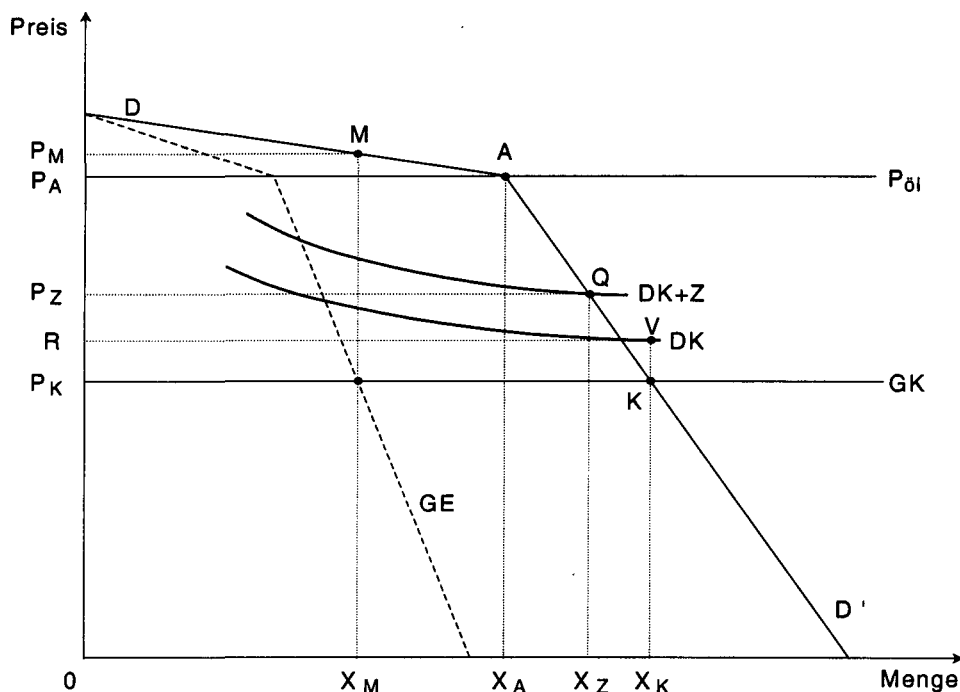
Erdgas steht auf dem Wärmemarkt prinzipiell mit allen anderen Energieträgern, insbesondere jedoch mit dem leichten Heizöl, in Substitutionskonkurrenz (vgl. Kapitel I). Will das Erdgas im Wett-

Tabelle 6: Anteil der Steuern und Abgaben an den Verbraucherpreisen ausgewählter Energieträger, Länder und Jahre (vH)

Länder	Naturgas				Leichtes Heizöl				Elektrizität			
	1983	1987	1991	1996	1983	1987	1991	1996	1983	1987	1991	1996
<i>Industrielle Verbraucher^a</i>												
Belgien	0	0	0	0	0	0	0	7,6	0	0	0	0
Bundesrepublik Deutschland ^b	0	0	10,8	13,8	2,6	5,1	15,4	19,0	3,1	5,7	7,6	0
Frankreich	0	0	0	0	21,1	38,8	33,5	32,2	0	0	0	0
Großbritannien	0	0	0	0	4,6	10,1	10,0	17,3	0	0	0	0
Italien	0	0	8,5	8,5	18,2	53,6	65,8	64,4	4,4	11,9	23,0	15,5
Japan	0,9	0,9	2,9	2,9	0	0	2,9	2,9	3,5	3,5	5,3	5,6
Niederlande	0,1	0,3	3,8	7,0	4,8	26,3	22,7	...	0	0	0	0
Schweden	...	...	...	...	17,3	42,0	48,1	15,8	14,6	20,3	15,7	0
Spanien	0	0	0	0	1,4	28,6	26,7	32,1	8,4	10,7	0	0
<i>Verbrauch der Haushalte^c</i>												
Belgien	14,5	14,5	14,5	21,4	14,5	14,5	14,5	23,7	14,5	14,5	14,5	18,3
Bundesrepublik Deutschland ^b	11,9	12,3	17,4	19,4	14,2	16,7	25,8	29,5	14,9	17,2	19,0	13,0
Frankreich	15,7	15,7	15,7	17,1	23,4	35,3	33,9	40,1	20,7	20,8	19,4	23,4
Großbritannien	0	0	0	7,4	3,7	8,4	9,3	21,6	0	0	0	7,3
Italien	13,7	14,9	40,7	44,5	28,9	60,7	71,3	70,3	12,5	18,2	27,4	25,3
Japan	0,6	0,5	2,9	2,9	0	0	2,9	2,9	4,0	4,0	4,5	4,6
Niederlande	15,3	16,8	17,2	23,0	19,3	37,2	33,3	41,8	15,3	16,7	15,6	24,0
Schweden	...	...	...	...	17,3	40,9	55,2	59,8	13,5	19,8	32,3	34,3
Spanien	2,3	11,9	12,0	15,1	1,4	36,3	34,5	41,5	3,8	10,7	10,7	13,8

^aSteuern und Abgaben ohne Mehrwertsteuer. — ^bAb 1991 einschl. neue Bundesländer. — ^cSteuern und Abgaben einschl. Mehrwertsteuer.
— ... = keine Zahlenangaben.

Schaubild 2: Marktgleichgewicht auf dem Erdgasmarkt bei alternativen Preisbildungsprinzipien



bewerb mit anderen Energieträgern keine Marktanteile verlieren, so darf der Wärmepreis — auch unter Einschluß von Steuern und Abgaben — von Erdgas nicht höher sein als der konkurrierender Energieträger, insbesondere als nicht höher als der äquivalente Ölpreis auf dem Wärmemarkt. Diese Grundüberlegung hat bei Anbietern auf dem Erdgasmarkt zum *Prinzip des anlegbaren Preises* geführt. Die Preisbildung auf dem Erdgasmarkt erfolgt hier nach Maßgabe des Endverbraucherpreises für die konkurrierenden Energieträger; die Abdeckung eigener Kosten und die Aufwendungen für die Erdgasbeschaffung sind hierbei ein Residuum. Dieses Preisbildungsprinzip sowie alternative Preisbildungsprinzipien auf dem Erdgasmarkt sollen kurz anhand von Schaubild 2 erläutert werden. Die Substitutionskonkurrenz zu den Mineralölprodukten schlägt sich in einem elastischen Verlauf der Preis-Absatz-Funktion oberhalb des Ölpreises nieder: Preiserhöhungen über den Ölpreis hinaus gehen mit relativ hohen Absatzverlusten einher.

Sowohl der Transport als auch die Verteilung von Erdgas sind mit hohen irreversiblen Kosten verbunden (vgl. hierzu Kapitel I); vereinfacht ist dies in Schaubild 2 mit konstanten Grenzkosten (GK) und monoton fallenden Durchschnittskosten (DK) simuliert. Im Monopolfall würde sich nach der Gewinnmaximierungsregel Grenzerlös = Grenzkosten die Absatzmenge x_M mit dem Preis P_M herausbilden; umgekehrt würde bei vollkommener Konkurrenz sich ein Marktgleichgewicht bei der Menge X_W und dem Preis P_W herausbilden. Dieses Marktgleichgewicht wäre aber zeitlich nicht stabil, da hier alle Anbieter einen Verlust (Kostenunterdeckung) in Höhe von $P_K KVR$ hinnehmen müßten. Insoweit liegt hier eine Voraussetzung für ein natürliches Monopol vor; ob es bestreitbar ist (Kapitel I), soll in diesem Zusammenhang unerörtert bleiben.

Erfolgt die Preisbildung nach dem Prinzip der Anlegbarkeit, so stellt der Äquivalenzpreis des Erdgases in Hinblick auf die konkurrierenden Mineralölprodukte für die Erdgasanbieter eine exogene Vorgabe dar; bei dem exogenen Preis $P_{\delta i}$ können die Erdgasanbieter ihre Absatzmenge bis x_A ausweiten. Anders stellt sich die Situation dar, wenn durch Regulierungsaufgaben staatlicher Preisaufsichtsbehörden eine Preissetzung erzwungen wird, die sich an den Durchschnittskosten des Gasabsatz-

zes orientiert³. Wird den Gasanbietern hier ein als angemessen erachteter Gewinnzuschlag z (cost + fee) zugestanden, so würde sich ein Marktgleichgewicht im Punkt Q mit dem Preis P_M und der Absatzmenge X_Z einstellen.

Die Preisbildungsprinzipien auf dem Erdgasmarkt differieren in den einzelnen Mitgliedsländern der Union: Nach einer Untersuchung von Donath (1996) überwiegen auf den Endverbrauchermärkten für Erdgas in Belgien, Frankreich, Großbritannien und Italien kostenorientierte Preisbildungsprinzipien. Demgegenüber basieren die Preisbildungsprinzipien für Endverbraucher in Deutschland und den Niederlanden weitgehend auf dem Prinzip des anlegbaren Preises gegenüber dem wichtigsten Energieträger in Substitutionskonkurrenz: dem leichten Heizöl.

Ziel der wettbewerblichen Umgestaltung des Erdgassektors ist aber nicht die Erhöhung der Substitutionskonkurrenz zu anderen Energieträgern, sondern die Herbeiführung eines brancheninternen *Gas-zu-Gas-Wettbewerbs*. Von einer solchen Branchenstruktur sind aber fast alle Gasmärkte in den Mitgliedsländern der Europäischen Union noch sehr weit entfernt.

2. Derzeitige Regulierungen der Gaswirtschaft in den Mitgliedsländern der Europäischen Union

Generell können in allen Mitgliedsländern organisatorische Differenzierungen zwischen den drei wesentlichen Marktstufen (i) Produktion, (ii) Transport und (iii) Verteilung festgestellt werden.

Auf der *Produktionsstufe* der Mitgliedsländer mit eigenen Erdgasressourcen dominieren die großen Ölgesellschaften Shell und Esso sowie Ölgesellschaften der jeweiligen Mitgliedsländer die Erdgasförderung (Übersicht 2). In drei Mitgliedsländern (Niederlande, Dänemark und Großbritannien) erreicht oder übersteigt die heimische Förderung den jeweiligen Erdgasverbrauch (Tabelle 3).

Übersicht 2: Organisationsstruktur der Gaswirtschaft in den Mitgliedsländern der Europäischen Union

Land	Produktion	Transport	Verteilung
Großbritannien	BP, Shell, Esso, British Gas, Conoco, Amoco. Produktion erreicht etwa die Höhe des Erdgasverbrauchs.	British Gas; seit der Entflechtung von 1994: TransCo. Durchleitungsregelungen seit 1982.	Wettbewerblicher Zugang für Sonderabnehmer seit 1986, seit 1994 mit Marktergebnisvorgaben. Liberalisierung für Tarifkunden 1996–1998. Derzeit ca. 60 konkurrierende Gasanbieter.
Bundesrepublik Deutschland	10 Erdgasproduzenten	17 Ferngasunternehmen	ca. 700 regionale und örtliche Gasversorgungsunternehmen
Frankreich	ELF	Gaz de France, CeFem, SNGSO	Gaz de France und 22 Kommunen
Italien	AGIP (ENI)	SNAM (ENI)	Kommunen, Italgas
Niederlande	NAM, Mobil, ELF, Placid, u.a.	Gasunie	Kommunen
Belgien	keine Produktion	Distrigaz	4 öffentliche und 19 gemischt-wirtschaftliche Unternehmen
Luxemburg	keine Produktion	SOTEG	3 Regionalverteiler
Spanien	Repsol	Enagas	Gas Natural, Kommunen
Irland	Marathon, u.a.	Bord Gas Eireann	Bord Gas Eireann
Griechenland	DEPA	DEPA	DEPA
Dänemark	DUC	DANGAS	5 Regionalverteiler, Kommunen
Portugal	keine Produktion	Gaz de Portugal	GDP, Regionalverteiler

Quelle: Rügge (1995: 19), eigene Änderungen und Ergänzungen.

³ Hierbei kann offen bleiben, ob die Preisregulierungsbehörde das Instrument einer Renditeregulierung oder einer Preisgrenzenregulierung einsetzt. Zur unterschiedlichen Wirkungsweise dieser Instrumente vgl. u.a. Kumkar (1998: 14 f.).

Auf der Marktstufe *Transport* sind in fast allen Mitgliedsländern die dortigen Unternehmen Monopolisten; in Deutschland sind hierbei mehrere Unternehmen tätig. Bis zur Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas bestanden nur in Großbritannien Durchleitungsregulierungen; in sehr abgeschwächter Form gab es gesetzliche Regelungen (im Rahmen des § 103 GWB/alt) auch in Deutschland.

Auf der Marktstufe der *Verteilung* waren in fast allen Mitgliedsländern pluralistische Organisationsformen unter Einbindung der Gebietskörperschaften etabliert (Übersicht 2). In aller Regel sind die Transportunternehmen vertikal am Kapital der Regionalversorgungsunternehmen beteiligt. Mit Ausnahme von Großbritannien und Frankreich sind ein Teil der regionalen Erdgasunternehmen in den Mitgliedsländern als Querverbundunternehmen mit den Sparten Gas, Strom, Wasser und Fernwärme tätig (Rügge 1995: 21).

Vor dem Inkrafttreten der Europäischen Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas waren nur in Großbritannien bereits Regelungen für einen Gas-zu-Gas-Wettbewerb auf Verteilungsebene getroffen worden, allerdings in Einzelschritten. Insofern bleibt zu prüfen, ob Großbritannien hier eine Vorreiterrolle der wettbewerblichen Transformation des Erdgassektors gespielt hat.

3. Erdgasmarkt in Großbritannien als Vorreiter?

Der britische Gassektor wurde 1949 verstaatlicht und 1973 in die British Gas Corporation (BG) als vertikal voll integriertes staatliches Monopolunternehmen umgewandelt; seine Struktur entsprach somit jenem Organisationsstand, der dem derzeitigen in den meisten Mitgliedsländern der Europäischen Union entspricht.

In den achtziger Jahren wurden in Großbritannien Schritte in Richtung einer Deregulierung und Privatisierung der Wirtschaft eingeleitet, der auch die wettbewerbliche Organisation der leitungsgebundenen Energieträger Gas und Elektrizität umfaßte. Durch die „Gas Act“ wurde BG privatisiert und dabei der Regulierungsaufsicht durch das Office of Gas Supply (Ofgas) unterstellt. Dieser Behörde oblag Aufsicht und Eingriffskompetenz über den Tarifmarkt sowie die Bereiche Transport, Verteilung und Speicherung. Bereits 1982 wurde mit der „Oil and Gas Enterprise Act“ eine erste prinzipielle Möglichkeit geschaffen, das Netz von GB für Durchleitungen konkurrierender Anbieter gegen „angemessenes Entgelt“ zur Verfügung zu stellen. Der Absatzmarkt für Abnehmer von mehr als 25 000 Therm⁴ pro Jahr wurde gleichzeitig für konkurrierende Gasanbieter geöffnet. Beide Vorschriften blieben aber in Hinblick auf angestrebte Intensivierung auch nach der Privatisierung der BG ohne praktische Konsequenz.

Untersuchungen der „Mergers and Monopoly Commission“ von 1988 sowie des „Office of Fair Trading“ von 1991 kamen zu dem Ergebnis, daß die bisherigen Regelungen nicht ausgereicht haben, um das gewünschte Ergebnis — hierbei insbesondere mehr Wettbewerb auf dem Markt für industrielle Verbraucher — herbeizuführen (Meyding 1993: 603 f.). Diese Einschätzungen führten 1994 zu einer nachhaltigen Reorganisation des britischen Gassektors (Millgramm 1996: 72 f.; Schmitt und Dudenhausen 1996: 517 f.):

- Die BG als Unternehmen wurde in fünf organisatorisch und rechtlich getrennte Geschäftsfelder entflochten („unbundling“).
- Der Schwellwert zur Aufteilung des Bereichs der Tarifabnehmer und der prinzipiell wettbewerblich belieferten Sonderabnehmer wurde auf 2 500 Therm gesenkt.
- Die BG verpflichtete sich, seinen Anteil am Gasmarkt für Sonderabnehmer bis 1995 auf 40 vH zu begrenzen. Für den Bereich der Tarifabnehmer ist der Absatzmarkt ab 1996 zu öffnen und ab 1998 vollständig zu liberalisieren.

⁴ Umrechnungsfaktor: 1 Therm = 29,3 kWh = 3 m³ Erdgas.

Diese Änderungen haben auf dem britischen Erdgasmarkt einen nachhaltigen Strukturwandel hervorgerufen. Bis 1996 hatte sich die Zahl der unabhängigen Gasanbieter auf etwa 60 Unternehmen erhöht und bis 1998 haben bereits 3,2 Millionen Haushalte als Tarifabnehmer ihren Gaslieferanten gewechselt (Ley 1998: 52).

Ob die zwischenzeitlich eingetretenen Preissenkungen für britische Gasabnehmer den zwischenzeitlich eingetretenen Liberalisierungsschritten (voll) zurechenbar sind, ist indes fraglich (Schmitt und Dudenhausen 1996: 518), denn

- seit 1994 waren auch global die Öl- und Erdgaspreise rückläufig und
- demzufolge sind auch in anderen Mitgliedsländern der Europäischen Union die Erdgaspreise für die Verbraucher teilweise, wenn auch nicht generell, gesunken (Tabelle 4).

Die Erfahrungen bei der Deregulierung der Gaswirtschaft in Großbritannien zeigen deutlich, daß der institutionelle Abbau von Marktzutrittsbarrieren zwar eine notwendige, aber keineswegs eine hinreichende Bedingung zur Schaffung wettbewerblicher Strukturen darstellt. Monopolistische Strukturen, darauf weisen insbesondere Vertreter des Gassektors hin, haben in Deutschland allerdings auch vor der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts nicht bestanden. Des weiteren seien die britischen Erfahrungen bei der Liberalisierung des Erdgassektors auch aus einem anderen Grund nicht ohne weiteres für Deutschland aussagefähig: Großbritannien kann seinen Gasverbrauch fast ausschließlich durch eigene Erdgasressourcen abdecken, während fast alle übrigen Mitgliedsländer der Union ihren Erdgasbedarf überwiegend einführen müssen (Tabelle 3). Diese Ausgangslage wird sich aber in Hinblick auf die Ressourcenausstattung mit Erdgas in Großbritannien in absehbarer Zeit ändern.

Weder die Größe der Erdgasressourcen noch die Erdgasbeschaffung sind aber letztlich marktbe-grenzende Faktoren (Abschnitt III.1). Die voraussichtliche Entwicklung der Erdgasnachfrage in den Mitgliedsländern der Europäischen Union wird in Abschnitt III.4 näher betrachtet.

Neben der Gaswirtschaft wurde in Großbritannien auch die *Elektrizitätswirtschaft* in mehreren Schritten bereits vor Inkrafttreten der europäischen Binnenmarkt-Richtlinie Elektrizität privatisiert und in wettbewerbliche Strukturen umgewandelt. Die Privatisierung und Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft in Großbritannien erfolgte nach der Umgestaltung der Erdgaswirtschaft und sie war bereits bei der Privatisierung mit einem stärkeren Strukturwandel verbunden als in der Erdgaswirtschaft. Vor der Privatisierung im Jahr 1990 war die Elektrizitätswirtschaft in England und Wales⁵ verstaatlicht und funktional zweigeteilt: Das Central Electricity Generation Board (CEGB) war für die gesamte Elektrizitätserzeugung und den Betrieb des Hochspannungs-Transportnetzes zuständig, während der zweite Teil des Systems als Verteilungsebene aus zwölf regionalen Verteilungsgesellschaften (Area Boards) bestand. Diese bezogen ihren Strom aus dem Hochspannungsnetz von der CEGB und transportierten diesen in ihren demarktierten Absatzgebieten über eigene Stromleitungen zu den Endverbrauchern (Haeffliger 1997: 53 f.).

Im Zuge der Privatisierung wurden diese Unternehmen funktional in die Bereiche (i) Erzeugung, (ii) Transport und (iii) Verteilung aufgespalten und dabei Erzeugerwettbewerb, eine börsenähnliche Preisbildung auf der Transportstufe und Wettbewerb um die Endverbraucher eingeleitet (Price Waterhouse 1996: 45 f.; Kumkar und Neu 1997: 17).

Ein wesentliches Kernstück der Umstrukturierung war hierbei die vollständige Marktöffnung für unabhängige neue Anbieter von Strom. Das Hochspannungsnetz wurde an die National Grid Company (NGC) übertragen; sie verfügt weiterhin über eine Monopolstellung, unterliegt aber den Weisungen und Überwachungen der Regulierungsbehörden⁶. Die Koordination von Erzeugung, Transport und

⁵ In Schottland differierten hiervon sowohl die Ausgangslage als auch die nachfolgenden Privatisierungsschritte. Dies soll aber im Rahmen dieser Untersuchung nicht getrennt dargestellt werden.

⁶ Die Lizenzvergabe und Kontrolle der Strom- und Durchleitungspreise wurde als eigenständiger Behörde dem Office of Electricity Regulation (OFFER) übertragen.

Verteilung wird über einen *Pool* abgewickelt, der treuhänderisch von der NGC abgewickelt wird. In diesem Pool wird nach festgelegten Regeln das Angebot aller Stromerzeuger zusammengefaßt und börsenähnlich mit der Stromnachfrage der Verteilungsunternehmen in Einklang gebracht.

Die Endverbraucher mit einer Abnahmemenge von mehr als 1 Megawattstunde (MWh) pro Jahr können seit dem 1. April 1990, jene mit mehr als 100 kWh seit dem 1. April 1994 die regionale Verteilungsgesellschaft frei auswählen. Diese Wahlfreiheit gilt seit dem 14. September 1998 für alle Endverbraucher des Elektrizitätsmarktes in England und Wales.

Die Deregulierung und Liberalisierung der Erdgas- und Elektrizitätswirtschaft erfolgte in Großbritannien in einzelnen Schritten; in Deutschland erfolgte dieser Übergang nach Inkrafttreten des novellierten Energiewirtschaftsrechts (29. April 1998) hingegen stufenlos. Eine funktionale Spaltung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft in getrennt operierende Unternehmen wurde aber in Deutschland im Gegensatz zu Großbritannien nicht vorgenommen.

4. Künftige Entwicklung des Erdgasverbrauchs und der energiebedingten Schadstoffemissionen in der Europäischen Union

Im Energiebereich überlagern sich gesellschafts-, wirtschafts- und technikrelevante Problem- und Regelkreise, bei denen ein abgesichertes Wissen um Gesetzmäßigkeiten ihrer Verknüpfung nicht vorliegen; Richtung und Intensität derartiger Verknüpfungen sind zeit- und raumabhängig und somit selbst Gegenstand der Vorausschätzungen. Während *Energieprognosen* hierbei die aus Sicht des Prognostikers wahrscheinlichsten Entwicklungen aufzuzeigen versuchen, sollen mit Hilfe des *Szenarioansatzes* alternative, aber in sich konsistente zukünftige Entwicklungen aufgezeigt werden; denkbare Entwicklungen werden mit den dafür notwendigen Rahmenbedingungen und Realisierungsvoraussetzungen verknüpft.

Ein derartiger Szenarioansatz liegt auch einer umfangreichen Studie über die voraussichtlichen Entwicklungstendenzen der Energiewirtschaft zugrunde, die 1996 von der Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission vorgelegt wurde, sie ist in Form einer Langfassung (Kommission 1996a) und einer Zusammenfassung (Kommission 1996b) erschienen. Die Studie enthält eine Vorausschau bis ins Jahr 2020 und definiert und erklärt ausgehend von vier verschiedenen sozio-politischen Szenarien alternative Entwicklungsaussichten und -tendenzen der Energiewirtschaft. Der Ansatz ist globaler Art und umfaßt die wichtigsten Regionen und Länder, die wichtigsten Primär- und Endenergieträger sowie alternative Entwicklungen der Energiepreise sowie des Verbrauchs nach Sektoren.

Nachfolgend sollen nur die Ergebnisse dieser Studie angesprochen werden, soweit sie sich auf die Mitgliedsländer der Europäischen Union beziehen; alle Analysen und Projektionen beziehen sich auf den derzeitigen Stand an Mitgliedsländern (EU 15); dies bedeutet selbstverständlich nicht, daß eine Erweiterung des Kreises an Mitgliedern bis zum Jahr 2020 als unwahrscheinlich erachtet wird.

Dem *Kontinuitäts-Szenario* wird die höchste Wahrscheinlichkeit der künftigen Entwicklung zugemessen; es geht davon aus, daß sich die Entwicklung in der Welt so wie bisher ohne große Änderungen der Rahmenbedingungen fortsetzen wird (Kommission 1996a: 48 f.). Der Verbrauch an Erdgas würde sich bei diesem Ansatz bis zum Jahr 2020 um 2,1 vH pro Jahr erhöhen, mithin deutlich höher als der Primärenergieverbrauch insgesamt mit 0,7 vH pro Jahr (Tabelle 7). Da sich gleichzeitig die Förderung von Erdgas bis zum Jahr 2020 um 1,3 vH pro Jahr vermindert, erhöht sich die Nettoimportquote des primärenergetischen Erdgasverbrauchs von 40 vH im Jahr 1995 bis zum Jahr 2020 auf knapp 74 vH. Die Nettoimportquote des gesamten Primärenergieverbrauchs wird sich nach diesem Szenarioansatz von 47,8 vH im Jahr 1995 bis zum Jahr 2020 auf 67,6 vH erhöhen.

Tabelle 7: Projektion des Energieverbrauchs in der Europäischen Union nach unterschiedlichen Szenarioannahmen bis zum Jahr 2020

Energieträger	Basiswerte	Kontinuitäts-Szenario		Konfrontations-Szenario		Konsens-Szenario		Konkurrenz-Szenario	
	RÖE 1995	RÖE 2020	ØVeränderung 1995/2020	RÖE 2020	ØVeränderung 1995/2020	RÖE 2020	ØVeränderung 1995/2020	RÖE 2020	ØVeränderung 1995/2020
	Mill. t	Mill. t	vH	Mill. t	vH	Mill. t	vH	Mill. t	vH
Primärenergieerzeugung	744,95	575,25	-1,0	611,11	-0,8	777,76	0,2	545,34	-1,2
darunter:									
Naturgas	182,70	130,73	-1,3	150,97	-0,8	152,34	-0,7	131,55	-1,3
Nettoimporte	657,58	1 107,38	2,1	958,72	1,5	876,34	1,2	1 203,31	2,4
darunter:									
Naturgas	121,40	371,03	4,6	312,74	3,9	278,28	3,4	453,72	5,4
Primärenergieverbrauch	1 377,01	1 637,46	0,7	1 574,65	0,5	1 608,93	0,6	1 703,48	0,9
darunter:									
Naturgas	302,00	501,76	2,1	463,71	1,7	430,62	1,4	585,26	2,7
Brennstoffeinsatz zur Elektrizitätserzeugung ^b	220,37	426,82	2,7	346,35	1,8	285,03	1,0	458,13	3,0
darunter:									
Naturgas	30,47	221,04	8,2	178,18	7,3	159,01	6,8	293,56	9,5
Endenergieverbrauch	992,09	1 108,93	0,4	1 050,21	0,2	1 076,13	0,3	1 168,78	0,7
darunter:									
Naturgas	209,26	254,46	0,8	259,29	0,9	241,85	0,6	264,67	0,9

^a 1 Mill. t Rohöleinheiten (RÖE) = 41,969 Petajoule = 1,3191 Mrd. m³ Erdgas. — ^b Konventionelle fossil befeuerte Wärmekraftwerke.

Quelle: Kommission (1996a), IEA (1997), eigene Berechnungen.

Den größten Anteil des zusätzlichen Erdgasverbrauchs wird nach diesem Szenarioansatz die Elektrizitätswirtschaft attrahieren; der Anteil des Erdgases bei der Stromerzeugung in konventionellen Wärmekraftwerken wird sich hiernach von 13,8 vH im Jahr 1995 bis 2020 auf 51,8 vH erhöhen (Tabelle 7). Beim Endenergieverbrauch ist die jährliche Zunahme bis zum Jahr 2020 beim Erdgas mit 0,8 vH pro Jahr etwa doppelt so hoch wie beim Endenergieverbrauch insgesamt.

Beim *Konfrontations-Szenario* gewinnen Isolationismus, Machtblöcke und Protektionismus erneut die Oberhand. Durch Widersprüche und Instabilitäten im globalen System gestaltet sich nach diesem Szenarioansatz die ökonomische Integration als äußerst schwierig (Kommission 1996a: 54 f.). In Hinblick auf die derzeitigen globalen Krisenherde ist dies sicherlich kein völlig unplausibler Szenarioansatz. Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs wird, ebenso wie der Erdgasverbrauch hier deutlich moderater ansteigen als im Kontinuitäts-Szenario; der größte Anteil des Verbrauchsanstiegs an Erdgas wird aber auch hier von der Elektrizitätswirtschaft absorbiert. Allerdings nimmt der Anteil des Erdgases am Endenergieverbrauch hier deutlich stärker zu als im Kontinuitäts-Szenario: und zwar von 21,1 vH im Jahr 1995 bis auf 24,7 vH bis zum Jahr 2020 (Tabelle 7).

Im Rahmen des *Konsens-Szenarios* kommt es weltweit zu einer stärkeren Übereinstimmung sowie zur Entstehung kooperativer internationaler Strukturen, bei denen internationalen Organisationen und der öffentlichen Verwaltung sowie den Formen ihrer Interventionen ein wesentliche Bedeutung zukommt (Kommission 1996a: 59 f.). Diese Interventionen beziehen sich insbesondere auch auf den Energiesektor. Im Gegensatz zu den übrigen drei Szenarien wird hier angenommen, daß Verbrauchsteuern erhoben werden, durch die externe Umweltkosten internalisiert werden. Dies erfolgt durch Verbrauchsteuern, die speziell auf die SO₂- und NO_x-Emissionen abzielen sowie durch eine zusätzliche Kohlenstoff/Energiesteuer, die stufenweise angehoben wird. Dies vermindert zwar nicht, im Vergleich zum Konfrontationsszenario, den Anstieg des Primärenergieverbrauchs, wohl aber, im Vergleich zu allen übrigen Szenarien, den Einsatz von fossilen Energieträgern zur Elektrizitätserzeugung.

Die Nettoimportquote des Primärenergieverbrauchs ist mit 54,5 vH im Jahr 2020 niedriger als in den drei alternativen Szenarioansätzen. Auch der Anstieg des gesamten Erdgasverbrauchs der Union stellt sich hier mit 1,4 vH pro Jahr moderater dar als in den übrigen Szenarien. Die Aufteilung des Verbrauchsanstiegs beim Erdgas auf die Bereiche Elektrizitätserzeugung und Endenergieverbrauch entspricht hingegen jenen der beiden bislang abgehandelten Szenarioansätze (Tabelle 7).

Im Rahmen des *Konkurrenz-Senarios* spielen die Marktkräfte mit zunehmender Deregulierung und Liberalisierung die dominierende Rolle; Interventionen des Staates und öffentlicher Stellen beschränken sich hierbei auf ein Minimum (Kommission 1996a: 67 f.). In Hinblick auf die Europäischen Binnenmarkt-Richtlinien für Elektrizität und Erdgas würde dies mit deren zügiger Umsetzung in nationales Recht der Mitgliedsländer sowie deren Fortentwicklung mit zunehmenden Verpflichtungen einer Marktöffnung einhergehen.

Sowohl die Zunahme des Primärenergieverbrauchs (0,9 vH pro Jahr) als auch des Erdgasverbrauchs (2,7 vH pro Jahr) ist hier bis zum Jahr 2020 deutlich höher als in den drei anderen Szenarioansätzen; dies gilt auch für die Nettoimportquote des Erdgasverbrauchs, die von 40,2 vH im Jahr 1995 bis zum Jahr 2020 auf dann 77,5 vH ansteigen würde (Tabelle 7). Stärker noch als in den anderen Szenarien würde sich im Konkurrenz-Szenario der zusätzliche Erdgaseinsatz in den Mitgliedsländern der Union auf den Einsatz zur Elektrizitätserzeugung konzentrieren; der Anteil des Erdgases am Brennstoffeinsatz in konventionellen Wärmekraftwerken würde sich hier von knapp 14 vH im Jahr 1995 bis zum Jahr 2020 auf gut 64 vH erhöhen (Tabelle 7).

Der Verbrauch und die Nettoeinfuhren von Erdgas werden sich nach diesen Szenarien in den Mitgliedsländern der Union also deutlich erhöhen; in der Minimumschätzung (Konsens-Szenario) um 1,4 vH pro Jahr beim Verbrauch und um 3,4 vH pro Jahr bei der Nettoeinfuhr sowie in der Maximumschätzung (Konkurrenz-Szenario) um 2,7 vH pro Jahr beim Verbrauch und 5,4 vH pro Jahr bei der Nettoeinfuhr. Was die Verfügbarkeit an Ressourcen fossiler Energieträger sowie deren langfristige Preisentwicklung anlangt, geht die Studie von insgesamt recht optimistischen Einschätzungen aus (Kommission 1996b: 79):

Es liegen überzeugende Beweise vor, daß man sich zumindest bis zum Jahre 2020 kaum Sorgen über die globale geologische Basis für Kohlen-, Gas- und Ölvorräte machen muß. Zwar bestehen im Hinblick auf einige Energieträger gewisse Bedenken (insbesondere woher die Gaslieferungen bezogen werden sollen, um den langfristig steigenden Bedarf zu decken), doch ist es äußerst wahrscheinlich, daß die Gesamtenergieressourcen — unabhängig von eventuellen zusätzlichen Einfuhren in die EU — keinen Anlaß zur Besorgnis geben, sofern eine Politik verfolgt wird, die keine Drosselung der Produktion vorsieht.

Die materiellen Reserven sind vorhanden und auch recht gut lokalisiert. Normalerweise könnte man davon ausgehen, daß die realen Preise infolge der Erschöpfung kostengünstiger Reserven nach oben gehen. Jedoch deuten Entwicklungen darauf hin, daß der technologische Wandel in großem Maßstab zu einer Verringerung der Produktionskosten insbesondere in teureren Bereichen führen wird.

Keiner der Szenarioansätze geht für den Zeitraum bis zum Jahr 2020 in der Stromerzeugung in den Mitgliedsländern der Union von einem „Ausstieg“ aus der Kernenergie aus. Gleichwohl werden die Entwicklungsaussichten der Kernenergie bei der Stromerzeugung mit Ausnahme des Konsens-Senarios aus zwei Gründen eher in Richtung Stagnation oder Schrumpfung eingeschätzt (Kommission 1996a: 80 f.):

- Zum einen sei fraglich, ob sich die Akzeptanzkrise für die Kernenergie in Hinblick auf nukleare Sicherheit und die mit der Entsorgung verbundenen Risiken durch neue Reaktorlinien deutlich ändern werde.
- Zum anderen könne die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft für den Einsatz von Kernenergie ein zusätzliches ökonomisches Akzeptanzproblem herbeiführen: Die Risikoscheu der Investoren werde Optionen mit langen Vorlaufzeiten und langfristigen Versorgungsbindungen einen geringen Stellenwert einräumen.

In allen vier Szenarien der Kommissions-Studie attrahiert der Einsatz zur Verstromung den größten Teil des Verbrauchszuwachses an Erdgas in den Mitgliedsländern der Europäischen Union. Dieser herausragende Anteil des Erdgases am Brennstoffeinsatz der Wärmekraftwerke ist vorrangig auf derzeitige und künftige Durchbrüche in der Kraftwerkstechnologie zurückzuführen. Erdgasbefeuerte Kraftwerke auf der Grundlage kombinierter Gas- und Dampf-Turbinenanlagen (GuD-Kraftwerke) weisen gegenüber herkömmlichen Kraftwerken eine Reihe von Vorteilen auf (Neu 1995: 49 f.):

- höhere energetische Effizienz im Vergleich zu herkömmlichen Wärmekraftwerken,
- kurze Bauzeiten der Kraftwerke bei hoher Standardisierung,
- um die Hälfte geringere Investitionskosten im Vergleich zu Kohlekraftwerken,
- geringere Umweltbelastungen im Vergleich zu Kohlekraftwerken.

Dem steht freilich auch ein großer Nachteil gegenüber: Der Einfluß der Brennstoffkosten auf die Rentabilität ist sehr viel preissensibler als bei den übrigen Wärmekraftwerken, insbesondere bei den Kernkraftwerken. Die geringere Schadstoffbelastung des Erdgases bei der Verstromung bezieht sich auf die übrigen festen Brennstoffe: Hier ist der Ausstoß an Kohlendioxid (CO₂) bei Erdgas nur etwa halb so groß wie bei den festen Brennstoffen. Ein Entlastungseffekt kommt bei der Schadstoffbelastung aber nur insoweit (voll) zum tragen, soweit der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung den Einsatz fester Brennstoffe verdrängt. In den Szenarien der Kommissions-Studie wird aber darüber hinaus zum Teil auch Elektrizitätserzeugung aus Kernenergie verdrängt, der keine (direkten) CO₂-Emissionen zuzurechnen sind. Dieser Effekt wird durch den zunehmenden Einsatz regenerativer Energieträger nicht kompensiert.

Die mit dem Energieverbrauch gemäß der Schätzergebnisse der dargestellten Szenarien verbundenen energiebedingten Emissionen an Luftschadstoffen bis zum Jahr 2010 sind aus Tabelle 8 ersichtlich. Eine deutliche Abnahme auf knapp ein Drittel bis auf die Hälfte des Ursprungswertes von 1990 wird bei der Emission von Schwefeldioxid erwartet. Neben einer den Schadstoffausstoß mindernden Zusammensetzung des Energieverbrauchs schlagen hier insbesondere schadstoffrückhaltende Technologien bei der Stromerzeugung zu Buche. Aus den gleichen Gründen wird auch ein wenn nicht ganz so großer Rückgang bei der Emission an Stickoxiden bis zum Jahr 2010 erwartet (Tabelle 8).

Tabelle 8: Projektion der energiebedingten Emissionen an Luftschadstoffen in der Europäischen Union nach unterschiedlichen Szenarioansätzen bis zum Jahr 2010

Luftschadstoff	Basiswert 1990	Kontinuitäts- Szenario		Konfrontations- Szenario		Konsens- Szenario		Konkurrenz- Szenario	
		Wert absolut 2010	Sp. 3 in vH Sp. 2	Wert absolut 2010	Sp. 5 in vH Sp. 3	Wert absolut 2010	Sp. 7 in vH Sp. 3	Wert absolut 2010	Sp. 9 in vH Sp. 3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Schwefeldioxid (SO ₂) (1 000 t)	15 684	6 799	43,3	5 698	36,3	4 993	31,8	7 008	44,7
Stickoxide (NO _x) (1 000 t)	12 650	8 504	67,2	8 087	63,9	7 789	61,6	9 024	71,3
Kohlendioxid (CO ₂) Mill. t	3 166	3 457	109,2	3 321	104,9	2 972	93,9	3 558	112,4
Methan (CH ₄) (1 000 t)	5 162	4 286	83,0	4 304	83,4	3 776	73,2	4 305	83,4
Stickstoffmonoxid (N ₂ O) (1 000 t)	138,6	250,2	180,5	237,8	171,6	225,9	163,0	263,5	190,1

Quelle: Kommission (1996a: 202), eigene Berechnungen.

Stickoxide sind, ebenso wie die Emissionen an Schwefeldioxid, nicht den Treibhausgasen zurechenbar; aus diesen Emissionen bilden sich Salpetersäuren, die in erheblichem Umfang zu den Waldschäden beitragen.

Deutlich ungünstiger stellt sich die Emissionsbilanz für die Mitgliedsländer der Union bei dem wichtigsten Klimaschadstoff, dem Kohlendioxid dar. Nur im Fall des Konsens-Szenarios vermindern

sich die Emissionen an CO₂ von 1990 bis 2010 um insgesamt gut 6 vH, und zwar insbesondere deshalb, weil dort im Gegensatz zu den übrigen Szenarien die Kernenergie bei der Elektrizitätserzeugung deutlich zunimmt. In allen übrigen Szenarien erhöhen sich die CO₂-Emissionen im Zeitraum von 1990 bis 2010 um insgesamt zwischen knapp 5 vH (Konfrontations-Szenario) und gut 12 vH (Konkurrenz-Szenario).

Methan ist, ebenso wie das Kohlendioxid, den Klimaschadstoffen zuzurechnen. Durch den abnehmenden Kohlenbergbau in den Mitgliedsländern der Union werden die Emissionen an Methan in der Tendenz abnehmen. Durch den zunehmenden Anstieg des Erdgasverbrauchs werden die Methanemissionen, insbesondere infolge von Leckagen in der Lieferkette von der Gewinnung bis zum Endverbraucher, in der Tendenz zunehmen, allerdings dem absoluten Wert nach weniger als die Reduzierungen infolge des schrumpfenden Kohlenbergbaus in den Mitgliedsländern der Union. Die Gesamtreduktionen der Emissionen an Methan von 1990 bis zum Jahr 2010 belaufen sich zwischen insgesamt knapp 27 vH (Konsens-Szenario) und knapp 13 vH (alle übrigen Szenarien).

Ebenfalls den Treibhausgasen zurechenbar sind die Emissionen an Stickstoffmonoxid, auch als Distickoxid oder „Lachgas“ bezeichnet (N₂O). Hier verzeichnen alle vier Szenarien im Zeitraum von 1990 bis 2010 einen deutlichen Anstieg dieser Schadstoffemissionen, und zwar zwischen insgesamt gut 60 vH (Konsens-Szenario) und gut 90 vH (Konkurrenz-Szenario, vgl. Tabelle 8).

Ein solcher Pfad eines energiebedingten Anstiegs der Emissionen an Treibhausgasen (CO₂, CH₄ und N₂O) wäre nicht kompatibel mit Verpflichtungen, die von den Mitgliedsländern der Europäischen Union Ende 1997 auf der 3. Welt-Klimakonferenz in Kyoto rechtsverbindlich übernommen worden sind.

Auf der 1. Welt-Klimakonferenz im Juni 1992 in Rio de Janeiro wurde ein Konsens über die Notwendigkeit einer Klimarahmenkonvention sowie Verfahrensfragen ihrer Umsetzung erzielt; im Rahmen der 2. Welt-Klimakonferenz im April 1995 in Berlin wurde als Verhandlungsziel („Berliner Mandat“) formuliert, die klimarelevanten Schadstoffemissionen langfristig zu reduzieren, zumindest aber ihren Ausstoß auf den Emissionsstand des Jahres 1990 zu begrenzen. Auf der dritten Welt-Klimakonferenz Anfang Dezember 1997 in Kyoto sollten dann für einzelne Teilnehmerländer und Ländergruppen verbindliche Reduktionsziele für die Emission von Treibhausgas vereinbart werden.

Im Vorfeld der Konferenz von Kyoto hatte sich der Umweltministerrat der Europäischen Union am 3. März 1997 auf die folgende Verhandlungsposition geeinigt (Lamprecht 1998: 6 f.):

- Das Reduktionsziel soll für drei Treibhausgase (CO₂, CH₄ und N₂O) insgesamt definiert werden, eine interne Kompensation der Emissionsmengen zugelassen werden.
- In Hinblick auf die 3-Gas-Emissionen möchten die Mitgliedsländer als ein Emissionsraum (bubble) behandelt werden; ein Ausgleich der Emissionsziele für einzelne Mitgliedsländer erfolgt durch EU-interne Absprachen und Vereinbarungen. Diese variieren nach Maßgabe der Beschlüsse vom 3. März 1990 deutlich; bei einem durchschnittlichen Reduktionsziel im Rahmen des 3-Gas-Ansatzes um durchschnittlich 9 vH bis zum Jahr 2010 im Vergleich zu 1990 variierten die Ländervorgaben von –25 vH (Dänemark, Deutschland und Österreich) bis +30 vH (Griechenland) und +40 vH (Spanien).
- Das für die EU (insgesamt) vorgeschlagene Ziel einer Emissionsminderung (–9 vH bis zum Jahr 2010 auf die Basisemissionen von 1990) sollte für alle Industrieländer gleichermaßen festgelegt werden.

In Deutschland wurde eine Minderung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 um ein Viertel im Vergleich zu den Ausgangsemissionen von 1990 auch bereits vor der EU-internen Festlegung vom März 1997 als eigenständige Zielvorgabe der nationalen Umweltpolitik verbindlich formuliert. Tatsächlich hat sich der Ausstoß von CO₂ von 1990 bis 1997 um 12,4 vH vermindert (VWD 1998 f). In dieser Zeit hatte sich allerdings auch der Energieverbrauch und Braunkohleneinsatz in den neuen Bundesländern infolge des rapiden Rückgangs der Industrieproduktion deutlich vermindert. Auch die neue

Regierung hat am Beginn der 14. Legislaturperiode die Fortgeltung des Emissionsminderungszieles bekräftigt; infolge des nunmehr auch avisierten Ausstiegs aus der Kernenergie dürfte sich aber die Realisierung dieser Emissionsminderung noch schwieriger gestalten.

Mit dieser Verhandlungsposition konnten sich die Vertreter der Europäischen Union im Verlauf der Konferenz von Kyoto nicht voll durchsetzen; wesentliche Abweichungen des Verhandlungsergebnisses betreffen die folgenden Vereinbarungen (Schafhausen 1998: 11; Coenen und Sardemann 1998: 397 f.):

- Der von der EU vorgeschlagene 3-Gas-Ansatz (CO_2 , CH_4 und N_2O) wurde um drei weitere klimarelevante Gase erweitert, und zwar um Schwefelhexafluorid (SF_6), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFC) und perforierte Fluorkohlenwasserstoffe (PFC) (sogenannter 6-Gas-Ansatz).
- Statt eines Referenzjahres (EU-Vorschlag: 2010) wurde eine Budgetperiode für die Jahre 2008 bis 2012 festgelegt. Bezugsbasis für die Reduktion an Emissionen von CO_2 , CH_4 und N_2O ist das Jahr 1990, für die übrigen drei Treibhausgase das Jahr 1995.
- Als durchschnittliches Reduktionsziel im Rahmen des 6-Gas-Ansatzes wurde für die Budgetperiode 2008–2012 eine Emissionsminderung von 5,2 vH vereinbart, allerdings nicht für alle Vertragsstaaten gleichermaßen, sondern nur für die westlichen und östlichen Industrieländer. Für die Mitgliedsländer der EU (insgesamt) sowie die sogenannten MOE-Staaten (Mittel- und osteuropäische Staaten = östliche Reformländer) beträgt die Reduktionsvorgabe 8 vH, für die USA 78 vH und für Japan, Kanada, Polen und Ungarn 6 vH. Rußland und die Ukraine brauchen ihre Emissionen gegenüber 1990 nicht zu vermindern, Norwegen kann sie um 1 vH und Neuseeland um 8 vH erhöhen.

„Joint implementation“ und „emission trading“ wurden als Instrumente eines „clean development mechanism“ von den Vertragsparteien grundsätzlich akzeptiert, ihre konkrete Ausgestaltung bleibt aber der 4. Welt-Klimakonferenz (voraussichtlich 1998 in Buenos Aires) vorbehalten. Das Protokoll von Kyoto tritt in Kraft, wenn 55 Vertragsstaaten diese Vereinbarung ratifiziert haben. Die von der Europäischen Union (insgesamt) eingegangene Reduktionsverpflichtung von 8 vH im Rahmen des 6-Gas-Ansatzes entspricht in etwa einer Emissionsminderung von 11 vH des von der EU vor Kyoto präferierten 3-Gas-Ansatzes (Schafhausen 1998: 16). Die Einigung des EU-Umweltministerrates vom März 1997 mit einer EU-internen Lastenverteilung ging dabei von einem Minderungsziel von 9 vH aus. Die Projektionen der energiebedingten Emissionen in Tabelle 8 zeigen, daß in keinem der vier dargestellten Szenarien auch nur annähernd die letztgenannte Zielsetzung einer Emissionsminderung erreicht wird, von den Vorgaben der Kyoto-Konferenz einmal ganz abgesehen.

Die Transformation der europäischen Gaswirtschaft in wettbewerbliche Strukturen wird den ohnehin vorhandenen Trend zu einem höheren Erdgasanteil an der Energieversorgung sicherlich verstärken und dabei einen positiven Beitrag zur Zielsetzung einer Emissionsreduktion von Treibhausgasen leisten. Dies für sich genommen wird aber auch nicht annähernd ausreichen, um den von der EU auf der 3. Welt-Klimakonferenz Ende 1997 übernommenen Verpflichtungen zu genügen. Ein wirksames Mittel zum Herbeiführen dieser Emissionsminderungen wäre die Einführung von handelbaren Emissionsrechten (emission trading) zwischen den Mitgliedsländern der Union; der fakultative Weg zum Rückgriff auf dieses Instrument wurde im Protokoll von Kyoto ausdrücklich festgeschrieben. Bislang haben die Beratungs- und Entscheidungsgremien der Union noch keinerlei Schritte eingeleitet, um dem Einsatz dieses Instruments auf Gemeinschaftsebene den Weg zu ebnen. Einer Fehlentwicklung dieses Systems, die von Kritikern befürchtet und vorgetragen wird („Ablaßhandel mit heißer Luft“), könnte bei einer Einführung auf Gemeinschaftsebene sicherlich wirksam gegengesteuert werden.

IV. Entwicklung der Energiemärkte in der Bundesrepublik Deutschland nach Energieträgern und Verbrauchssektoren

Die Analyse des Erdgassektors in der Energieversorgung einzelner Mitgliedsländer sowie der Organisationsstruktur der Erdgaswirtschaft (Kapitel III) führte zu dem Ergebnis eines erheblichen Entwicklungsabstandes der Gaswirtschaft in den einzelnen nationalen Energiesektoren sowie eines sehr heterogenen Zustandes der bisherigen Organisationsstrukturen des Erdgassektors in den einzelnen Mitgliedsländern. Insofern konnte die europäische Richtlinie zur Schaffung eines Binnenmarktes sicherlich keinen anderen Weg denn den einer schrittweisen Markttöffnung beschreiten.

Nur in Großbritannien war der heimische Erdgasmarkt schon vor Inkrafttreten der europäischen Binnenmarkt-Richtlinie bereits in wettbewerbliche Strukturen umgewandelt worden. In Deutschland soll die Deregulierung der leitungsgebundenen Energieträger Elektrizität und Erdgas umfangreicher und schneller umgesetzt werden als in den übrigen Mitgliedsländern. Es bleibt im Detail zu prüfen, welcher Strukturwandel sich in der Erdgaswirtschaft bislang in Deutschland vollzogen hat und welcher Strukturwandel sich nach der Deregulierung in der deutschen Erdgaswirtschaft voraussichtlich abzeichnen wird.

1. Primär- und Endenergieverbrauch

Die Strukturanalyse von Zeitreihen ist in Deutschland durch die Änderung des Gebietsstandes seit dem 3. Oktober 1990 nur bedingt und eingeschränkt möglich. In Tabelle 9 wurde der Energieverbrauch in Deutschland für den Gebietsstand seit dem 3. Oktober 1990 bis zum Jahr 1980 rückwirkend aggregiert, um so einen Vergleich mit den Projektionen der Kommission (1996a) bis zum Jahr 2020 für Deutschland durchführen zu können.

In Deutschland hat der Primärenergieverbrauch seit 1980 bis zum Jahr 1996 praktisch stagniert. Deutlich an Marktanteilen hinzugewinnen konnten neben dem Erdgas vor allem die Kernenergie und die sonstigen Energieträger (einschl. Windenergie, Tabelle 9). Kräftig an Marktanteilen eingebüßt hat vor allem der Braunkohlenverbrauch nach 1990; ihm war zur Zeit der Eigenstaatlichkeit der DDR durch staatliche Reglementierungen höchste Priorität eingeräumt worden (vgl. u.a. Neu 1992: 20 f.). Die starke Expansion des Erdgases nach 1990 erklärt sich auch vorrangig durch einen Angleichungsprozeß in den neuen Bundesländern: Dort wurde forciert der bisherige Einsatz von hergestelltem Gas auf Braunkohlenbasis (Stadtgas) durch den Einsatz von Erdgas verdrängt. Dieser Substitutionsprozeß war 1996 bereits weitgehend abgeschlossen worden.

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland wird bis zum Jahr 2020 auch in drei der vier Szenarien der Kommissions-Studie (1996a) stagnieren, nur im Konkurrenz-Szenario wird er nach dieser Studie (mit 0,2 vH pro Jahr) expandieren (Tabelle 10). Da in diesem Zeitraum in allen vier Szenarien das reale Bruttoinlandsprodukt um etwa 2 vH pro Jahr expandiert, wird sich die schon in den achtziger Jahren einsetzende Entkoppelung von Wirtschaftswachstum und Zunahme des Primärenergieverbrauchs weiter fortsetzen. Der Energieverbrauch je Einheit BIP wird sich in allen Szenarien bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 1990 in etwa halbieren.

Der Einsatz von Erdgas zu Stromerzeugung war, ebenso wie der Einsatz von Heizöl in diesem Bereich, bis 1990 stark rückläufig (Tabelle 9). Dies war nicht nur eine Folge der Änderung relativer Preise infolge der beiden Erdölpreiskrisen: Durch eine Direktive der EG-Kommission wurde nach der ersten Erdölkrise (1973/74) der Neubau von Kraftwerken auf der Basis von Erdgas und Öl praktisch untersagt. Diese Direktive wurde erst im Frühjahr 1991, also geraume Zeit nach dem Fall der Erdölpreise 1984/85, wieder aufgehoben (Neu 1995: 29). Danach expandierte der Beitrag des Erdgases zur Elektrizitätserzeugung wieder kräftig, nicht hingegen jener des Heizöls. Der wesentliche Grund hierfür ist

Tabelle 9: Primärenergieverbrauch^a und Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland^b nach Energieträgern und Verbrauchssektoren 1980, 1990 und 1996

Energieträger	1980		1990		1996		Jahresdurchschnittliche Änderungsrate (vH)		
	Mill. t SKE	vH	Mill. t SKE	vH	Mill. t SKE	vH	1980/96	1980/90	1990/96
<i>Primärenergieverbrauch nach Energieträgern</i>									
Mineralöl	206,7	40,7	178,7	35,1	197,8	39,3	-0,3	-1,4	1,7
Steinkohle	85,2	16,8	78,7	15,5	69,5	13,8	-1,3	-0,8	-2,1
Braunkohle	115,7	22,8	109,2	21,5	57,5	11,5	-4,3	-0,6	-10,1
Naturgas ^c	73,9	14,5	79,0	15,5	107,8	21,5	2,4	0,7	5,3
Kernenergie	20,7	4,1	56,8	11,2	60,2	12,0	6,9	10,6	1,0
Wasserkraft ^d	3,0	0,6	2,0	0,4	1,6	0,3	-3,9	-4,0	-3,7
Sonstige ^e	2,9	0,6	4,3	0,9	7,7	1,5	6,3	4,0	10,2
Insgesamt	508,1	100,0	508,8	100,0	502,1	100,0	-0,1	0,0	-0,2
<i>Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung</i>									
Steinkohle	36,2	23,0	43,3	23,4	46,8	25,9	1,6	1,8	1,3
Braunkohle	65,3	41,4	63,5	34,4	52,5	29,0	-1,4	-0,3	-3,1
Heizöl	7,8	4,9	3,7	2,0	2,3	1,3	-7,4	-7,2	-7,6
Gase ^f	22,9	14,5	14,8	8,0	15,8	8,7	-2,3	-4,3	1,1
darunter:									
Naturgas	18,9	12,0	11,5	6,2	13,2	7,3	-2,2	-4,8	2,3
Wasser-/Windkraft	6,3	4,0	2,6	1,4	3,3	1,8	-4,0	-8,5	4,1
Kernenergie	19,2	12,2	56,8	30,8	60,2	33,3	7,4	11,5	1,0
Insgesamt	157,7	100,0	184,7	100,0	180,9	100,0	0,9	6,1	-0,3
<i>Endenergieverbrauch nach Energieträgern</i>									
Steinkohle	27,4	8,2	19,5	6,1	14,4	4,4	-3,9	-3,3	-4,9
Braunkohle	37,0	11,1	35,1	10,9	9,7	3,0	-8,0	-0,5	-19,3
Kraftstoffe	68,9	20,6	86,1	26,7	91,5	27,9	1,8	2,3	1,0
Heizöl, schwer	24,1	7,2	6,5	2,0	4,6	1,4	-9,8	-12,3	-5,6
Heizöl, leicht	59,7	17,9	42,8	13,3	54,5	16,6	-0,6	-3,3	4,1
Gase ^f	57,7	17,3	63,9	19,8	86,0	26,2	2,5	1,0	5,1
darunter:									
Naturgas	39,0	11,7	52,6	16,3	78,5	23,9	4,5	3,0	6,9
Elektrizität	47,0	14,1	54,8	17,0	54,6	16,6	0,9	1,5	-0,1
Fernwärme	11,0	3,3	13,1	4,1	12,9	3,9	1,0	1,8	-0,3
Sonstige ^g	1,4	0,4	0,3	0,1	0,3	0,1	-9,2	-14,3	0,0
Insgesamt	334,2	100,0	322,1	100,0	328,5	100,0	-0,1	-0,4	0,3
<i>Endenergieverbrauch nach Sektoren</i>									
Verarbeitendes Gewerbe	123,0	36,8	101,6	31,5	81,9	24,9	-2,5	-1,9	-3,5
darunter:									
Naturgas	25,0	7,5	24,4	7,6	25,5	7,8	0,1	-0,2	0,7
Verkehr	64,5	19,3	81,1	25,2	88,7	27,0	2,0	2,3	1,5
Private Haushalte	85,1	25,5	81,2	25,2	100,1	30,5	1,0	-0,5	3,5
darunter:									
Naturgas	13,5	4,0	19,3	6,0	38,0	11,6	6,7	3,6	12,0
Kleinverbraucher ^h	61,5	18,4	58,2	18,1	57,8	17,6	-0,4	-0,6	-0,1
darunter:									
Naturgas	5,7	1,7	8,9	2,8	15,0	4,6	6,2	4,6	9,1
Insgesamt	334,2	100,0	322,1	100,0	328,5	100,0	-0,1	-0,4	0,3

^aBerechnet auf der Basis des Wirkungsgradansatzes. — ^bGebietsstand seit dem 3.10.1990. — ^cErdgas, Erdöl, Gruben- und Klärgas. — ^dEinschließlich Außenhandelssaldo Elektrizität. — ^eU.a. Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll. — ^fFlüssiggas, Raffineriegas, Koke-
reigas, Gichtgas und Naturgas. — ^gBrennholz, Klärschlamm, Müll und übrige Mineralölprodukte. — ^hEinschließlich militärischer Dienst-
stellen. — SKE = Steinkohleneinheiten.

Quelle: ARGE — Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. im DIW via Internet (<http://www.diw-berlin.de/projekte/AgEb/> daten vom 22. Oktober 1998), eigene Berechnungen.

Tabelle 10: Projektion des Energieverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland^a nach unterschiedlichen Szenarioansätzen bis zum Jahr 2020^b

Energieträger	Basiswerte	Kontinuitäts-Szenario		Konfrontations-Szenario		Konsens-Szenario		Konkurrenz-Szenario	
	RÖE 1990	RÖE 2020	ØVeränderung 1990/2020	RÖE 2020	ØVeränderung 1990/2020	RÖE 2020	ØVeränderung 1990/2020	RÖE 2020	ØVeränderung 1990/2020
	Mill. t ^b	Mill. t ^b	vH	Mill. t ^b	vH	Mill. t ^b	vH	Mill. t ^b	vH
Primärenergieverbrauch	365,81	378,07	0,1	367,16	0,0	364,39	0,0	384,58	0,2
darunter:									
Naturgas	55,03	105,39	0,6	97,51	0,5	99,59	0,5	155,90	3,5
Brennstoffeinsatz zur Elektrizitätserzeugung ^c	94,16	129,27	1,1	94,55	0,0	84,30	-0,3	131,21	1,1
darunter:									
Naturgas	12,66	49,00	4,6	37,62	3,7	45,00	4,3	99,59	7,1
Endenergieverbrauch	232,27	261,24	0,4	248,78	0,2	246,78	0,2	272,92	0,5
darunter:									
Naturgas	45,31	53,49	0,6	56,71	0,8	50,33	0,4	53,05	0,6
Elektrizität	39,13	57,16	1,3	50,99	0,9	56,22	1,2	61,56	1,5
nachrichtlich:									
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. ECU) ^d	1 037,0	2 014,1	2,2	1 765,5	1,8	2 172,5	2,1	2 167,2	2,1

^aGebietsstand seit dem 3.10.1990. — ^b1 Mill. t Rohöleinheiten (RÖE) = 41,969 Petajoule = 1,3191 Mrd. m³ Erdgas. — ^cKonventionelle fossil befeuerte Wärmekraftwerke. — ^dIn Preisen von 1985.

Quelle: Kommission (1996a), eigene Berechnungen.

in dem verstärkten Einsatz der GuD-Kraftwerkstechnologien festzumachen (vgl. Abschnitt III.4). Dies ist auch der wichtigste Grund, weshalb der überwiegende Teil des Verbrauchsanstiegs an Erdgas nach den Kommissions-Szenarien in den Verstromungsbereich gelangen wird, und zwar mit einem Verbrauchsanstieg zwischen 3,7 vH pro Jahr im Konfrontations-Szenario und 7,1 vH pro Jahr im Konkurrenz-Szenario (vgl. Tabelle 10).

Hauptträger der Expansion des Erdgasabsatzes war in den Jahren 1980 bis 1996 in Deutschland der Endenergieverbrauch mit einem durchschnittlichen Verbrauchsanstieg von 4,5 vH pro Jahr bei einer Stagnation des gesamten Endenergieverbrauchs (Tabelle 9). Demgegenüber konnte der Elektrizitätsverbrauch mit einer Zunahme von 0,9 vH pro Jahr nur moderat seinen Marktanteil am Endenergieverbrauch ausbauen.

Ebenfalls eher moderat waren die Zuwachsraten des Erdgasverbrauchs im Verarbeitenden Gewerbe mit einer Zunahme von 0,1 vH pro Jahr von 1980 bis 1996. Die expansivsten Absatzsegmente des Erdgases in dieser Zeit waren die Sektoren Haushalte und Kleinverbraucher mit einer jährlichen Zunahme von 6–7 vH pro Jahr (vgl. Tabelle 9). Diese starke Expansion des Erdgases beim Endenergieverbrauch wird sich nach Maßgabe der Kommissions-Szenarien bis zum Jahr 2020 *nicht* weiter fortsetzen (Tabelle 10): Die Zuwachsraten des Erdgasabsatzes beim Endenergieverbrauch bis 2020 sind dort zwischen 0,4 vH pro Jahr im Konsens-Szenario und 0,8 vH pro Jahr im Konfrontations-Szenario angesiedelt. Damit verglichen wird der Elektrizitätsverbrauch in Deutschland sehr viel stärker expandieren.

Bezüglich des Beitrages des Erdgases zum künftigen Energieverbrauch in Deutschland gelangt eine *Projektion der Prognos AG* (1996) über die Perspektiven der Energiemärkte in Deutschland bis zum Jahr 2020 teilweise zu einer anderen Einschätzung. Der Primärenergieverbrauch wird in Deutschland bis zum Jahr 2020 auch nach der Prognos-Studie stagnieren; der Zuwachs des primären Erdgasverbrauchs wird mit 1,2 vH pro Jahr zwar niedriger als in der höchsten Szenario-Variante (Konkurrenz:

3,5 vH pro Jahr, vgl. Tabelle 10), aber deutlich höher als in den übrigen Varianten eingeschätzt. Am stärksten ist jedoch die Abweichung bei der Einschätzung des Erdgaseinsatzes in der Elektrizitätserzeugung: Nach der Prognos-Studie expandiert hier der Erdgaseinsatz mit 2,6 vH pro Jahr, mithin deutlich weniger als in der niedrigsten Szenario-Variante (Konfrontation: 3,7 vH pro Jahr) der Kommissions-Studie (Tabelle 10).

Der Endenergieverbrauch in Deutschland wird nach Einschätzung der Prognos-Studie bis zum Jahr 2020 mit 0,2 vH pro Jahr nur noch sehr moderat expandieren — dies durchaus im Einklang mit den Projektionen der Kommissions-Studie (Tabelle 10). Deutlich abweichend hiervon wird jedoch die Entwicklung des Erdgasabsatzes in diesem Bereich eingeschätzt: Nach der Prognos-Studie wird er bis zum Jahr 2020 um 1,2 vH pro Jahr expandieren, mithin deutlich stärker als in allen Szenario-Varianten der Kommission und immerhin noch um 50 vH höher als in deren höchster Variante (Konfrontation: 0,8 vH pro Jahr, Tabelle 10).

Beide Projektionen stimmen also insoweit überein, als sie die künftige Expansion des Erdgasabsatzes in der Elektrizitätserzeugung sehr viel stärker einschätzen als beim Endenergieverbrauch, wenngleich dies mit unterschiedlichen Gewichtungen. Diese Entwicklungstendenz wird bei der Abschätzung der künftigen Preis- und Absatzstrategie der Marktbeteiligten bei der wettbewerblichen Umgestaltung der deutschen Erdgaswirtschaft erhebliche Bedeutung entfalten.

2. Aufkommen nach Gasarten und Absatz nach Verbrauchssektoren

Bislang wurden in der Primär- und Endenergiebilanz nach Aufkommen und Verwendung nur die *Naturgase* betrachtet; neben dem Erdgas (Methan) zählen hierzu auch die Erdgasflüssigkeiten (Propan, Butan, Pentan und schwere Fraktionen sowie Mischungen derselben). Nur vom produktionstechnischen Zusammenhang her unterscheiden sich hiervon die Gruben- und Klärgase; sie bestehen überwiegend aus Methan. Gas aus Mineralölprodukten unterscheiden sich hiervon nicht durch ihre Beschaffenheit, sondern durch ihre produktionstechnische Herkunft: Sie werden in den Raffinerien — zumeist als Kuppelprodukt — erzeugt und dem Eigenverbrauch oder dem Endenergieverbrauch als Sekundärenergieträger zugeführt. Deutlich hiervon zu unterscheiden sind von der Beschaffenheit als auch vom produktionstechnischen Zusammenhang her die Synthesegase (vgl. u.a. Neu 1995: 5 f.).

Synthesegase werden durch Prozesse der Kohleveredelung wie Schmelzung (Vergasung unter Luftabschluß bei langsamer Erhitzung mit Wasserdampf) gewonnen und bestehen aus einem Gemisch aus (giftigem) Kohlenmonoxid und Wasserstoff bei geringen Anteilen von Methan sowie Ballaststoffen. Der Bereich der Synthesegase umfaßt vor allem die Kokerei- und Stadtgase; ihr kalorischer Brennwert ist, bezogen auf eine Volumeneinheit, nur etwa halb so hoch wie der von Erdgas (Methan).

Die Synthesegasherstellung bildete bis Mitte der sechziger Jahre in Westeuropa die Ausgangsbasis der Gaswirtschaft, und als Vergasungstechnologien standen (oder stehen) etwa 35 Verfahren zur Verfügung. Seitdem ist dieser Rohstoff der Gasdarbietung bis Anfang der achtziger Jahre in der öffentlichen Gaswirtschaft Westeuropas fast vollständig durch Erdgas ersetzt worden. Ein derartiger Prozeß der Umstellung vollzog sich forciert auch in der Gaswirtschaft der neuen Bundesländer seit 1990 (vgl. Abschnitt V.5).

Noch zu Beginn der siebziger Jahre bestanden in der Bundesrepublik Deutschland knapp 40 vH des Gasaufkommens aus synthetischem Gas (Tabelle 11); sein Anteil hat sich danach kontinuierlich auf gut 6 vH vermindert. Ein gewisser Sockel an synthetischem Gas ist aber auch künftig zu erwarten, da Kokereigas als Kuppelprodukt bei der Kokserzeugung als Vorprodukt für die Stahlindustrie anfällt.

Bei der starken Expansion des Erdgasabsatzes in der Gaswirtschaft in der Vergangenheit waren also zwei Effekte maßgeblich: einmal die Zunahme des Absatzes der gesamten Gaswirtschaft und zum anderen der Substitutionsprozeß innerhalb der Gaswirtschaft zu Lasten der Synthesegase. Dieser brancheninterne Substitutionsprozeß dürfte aber gegen Ende des Beobachtungszeitraums (Mitte der neun-

Tabelle 11: Gesamtes Gasaufkommen sowie Absatz von Erdgas^a in der Bundesrepublik Deutschland^b für ausgewählte Jahre

	1970		1980		1990		1991		1996		Ø Änderungsrate/ Jahr (vH)	
	Mrd. m ^{3c}	vH	Mrd. m ^{3c}	vH	Mrd. m ^{3c}	vH	Mrd. m ^{3c}	vH	Mrd. m ^{3c}	vH	1970/90	1991/96
<i>Gesamtes Gasaufkommen nach Gasarten</i>												
Gas aus Kohle	17,42	38,4	12,44	14,4	9,15	10,8	8,92	9,1	7,13	6,3	-3,2	-4,4
Erde- u. Erdöl gas	16,64	36,6	61,67	71,3	64,61	76,2	77,20	78,7	103,55	91,5	7,0	6,0
Gas aus Min. öl prod.	10,92	24,0	11,63	13,4	10,32	12,2	11,14	11,4	1,62	1,4	-0,3	-32,0
Gruben- u. Klärgas	0,43	0,9	0,75	0,9	0,73	0,9	0,85	0,9	0,88	0,8	2,7	0,7
Insgesamt	45,41	100,0	86,49	100,0	84,81	100,0	98,11	100,0	113,18	100,0	3,2	2,9
<i>Absatz von Erdgas^a nach Einsatzbereichen</i>												
Verarb. Gewerbe	10,07	61,9	23,52	39,4	27,75	43,9	33,33	44,2	37,41	37,9	5,2	2,3
Elektrizitätserzeug.	3,24	19,9	16,39	27,4	9,05	14,3	9,49	12,6	12,86	13,0	5,3	6,3
Haushalte	1,41	8,7	11,93	20,0	17,53	27,7	21,06	27,9	32,75	33,2	14,6	9,2
Öffentl. Einrichtungen	0,27	1,7	2,18	3,7	3,43	5,4	3,81	5,1	4,62	4,7	13,6	3,9
Sonst. Abnehmer	1,26	7,7	3,04	5,1	4,18	6,6	6,50	8,6	7,40	7,5	6,2	2,6
Ausfuhr	0,01	0,1	2,64	4,4	1,24	2,0	1,25	1,7	3,67	3,7	27,3	24,0
Insgesamt	16,26	100,0	59,71	100,0	63,18	100,0	75,44	100,0	98,72	100,0	7,0	5,5

^aEinschl. Erdöl gas. — ^bBis 1990 alte Bundesländer, ab 1991 einschl. neue Bundesländer. — ^cBei H₀=9,7692 kWh/m³.

Quelle: VIK Statistik der Energiewirtschaft (lfd. Jgg.), eigene Berechnungen.

ziger Jahre) — auch unter Einfluß der neuen Bundesländer — weitgehend abgeschlossen sein, so daß allein deshalb schon die Expansionsaussichten des Erdgasabsatzes künftig moderater ausfallen werden als in der Vergangenheit.

Der Anteil der Elektrizitätserzeugung am Erdgasabsatz hatte sich von 1980 bis 1990 aus den bereits genannten Gründen in etwa halbiert (Tabelle 11); sowohl die Szenarien der Kommissions-Studie (1996a) als auch die Projektion der Prognos-Studie (1996) legen den Schluß nahe, daß der Absatz in der Elektrizitätswirtschaft zu den am stärksten expandierenden Marktsegmenten der Gaswirtschaft gehören wird. Der Absatz in die übrigen Marktsegmente wird zwar schneller zunehmen als der Endenergieverbrauch insgesamt, aber deutlich moderater als in der Vergangenheit.

Einen detaillierten Einblick in die Herkunft des Erdgasaufkommens vermittelt Tabelle 12. Mitte der neunziger Jahre entstammte etwa ein Fünftel aus heimischer Erdgasgewinnung. Die Einfuhren an Erdgas bestritten fast ausschließlich drei Lieferländer. 1996 entstammten die deutschen Erdgaseinfuhren aus den Niederlanden (34,1 vH), Norwegen (21,6 vH), der russischen Föderation (41,7 vH) und aus sonstigen Ländern (2,6 vH) (Tabelle 12).

Mit einem Einfuhranteil von 41,7 vH steuerten die Lieferungen aus der Russischen Föderation etwa ein Drittel des Erdgasaufkommens in Deutschland bei; die höchsten Zuwachsraten im Vorjahresvergleich hatten jedoch die Erdgaslieferungen aus Norwegen und aus den sonstigen Ländern (aus Dänemark und Nordafrika) zu verzeichnen (Tabelle 12).

Die mit Abstand wichtigste Abnehmergruppe sind die Privaten Haushalte; auf sie allein entfallen etwa ein Drittel des inländischen Erdgasabsatzes, von dem Gesamtverbrauch dieser Verbrauchergruppe in Höhe von 32,65 Mrd. m³ entfallen dabei auf die Verwendungsbereiche Raumwärme (85,8 vH), Warmwasser (11,5 vH) und Kochen (2,7 vH) (Prognos 1996: Tabelle 6.1–24). Von dem Verbrauch der Privaten Haushalte an Raumwärme entfielen dabei auf die einzelnen Energieträger Fernwärme (7,6 vH), Heizöl/leicht (40,5 vH), Gas (35,0 vH), Kohle/übrige feste Brennstoffe (10,6 vH) und Elektrizität (6,3 vH) (Prognos 1996: Tabelle 6.1–24). Der stärkste Expansionsspielraum des Erdgasabsatzes beim Raumwärmemarkt der Privaten Haushalte besteht demnach (weiterhin) in der Substitutionskonkurrenz gegenüber dem leichten Heizöl.

Tabelle 12: Aufkommen und Verwendung von Erdgas in der öffentlichen Gaswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland^a 1995 und 1996

	1995		1996		Veränderung 1995/96
	Mrd. m ^{3b}	vH	Mrd. m ^{3b}	vH	vH
Aufkommen	91,93	100,0	103,55	100,0	12,6
davon:					
Inlandsgewinnung ^c	18,75	20,4	20,44	19,7	9,0
Einfuhr	73,19	79,6	83,11	80,3	13,6
davon:					
Niederlande	23,91	26,0	28,34	27,4	18,5
Norwegen	13,35	14,5	17,98	17,4	34,7
Russische Föderation	34,27	37,3	34,66	33,5	1,1
Sonstige Länder	1,65	1,8	2,13	2,1	28,7
– Eigen- und Betriebsverbrauch	1,47	1,6	1,61	1,6	9,3
± Saldo Speicherung ^d und Meßdifferenzen	–1,75	1,9	–3,50	3,4	.
– Ausfuhr	3,17	3,4	3,67	3,5	15,7
= Inlandsabgabe an Endverbraucher	85,54	100,0	94,77	100,0	10,8
davon:					
Land- u. Forstwirtschaft	0,28	0,3	0,34	0,4	21,4
Produzierendes Gewerbe	47,53	55,6	50,13	52,9	5,5
darunter:					
Öffentl. Elektrizitätsversorgung	6,96	8,1	7,41	7,8	6,5
Öffentl. Fernwärmeversorgung	3,99	4,7	5,41	5,7	35,6
Chemische Industrie ^e	13,55	15,8	13,30	14,0	–1,8
Übrige Wirtschaftszweige d. produz. Gewerbes ^e	23,03	26,9	24,01	25,3	4,3
Handel u. Gewerbe ^f	3,47	4,1	3,94	4,2	13,5
Private Haushalte	27,60	32,3	32,65	34,5	18,3
Öffentl. Verwaltung ^g	4,22	4,9	4,61	4,9	9,2
Sonstige Endabnehmer	2,43	2,9	3,09	3,3	27,2

^aGebietsstand seit dem 3.10.1990. — ^bNm³ – H₀ = 9,7692 kWh/m³. — ^cNetto nach Abzug von Abfackelungen und Verarbeitungsverlusten. — ^d= Aufbau / + = Abbau von Speichervolumina. — ^eEinschl. der an Industriekraftwerke abgegebenen Mengen. — ^fInstandhaltung u. Reparatur v. Kraftfahrzeugen u. Gebrauchsgütern. — ^gEinschl. Verteidigung u. Sozialversicherungen. — . = Zahlenwert unbekannt.

Quelle: BGW Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland (lfd. Jgg.), eigene Berechnungen.

3. Umsatz, Beschäftigte und Investitionen

Bislang wurde die Entwicklung des Energiemarktes in Deutschland ausschließlich nach Energiemengen dargestellt und analysiert. Wegen der unterschiedlichen „Preis-Wertigkeit“ des gleichen Energieäquivalents verschiedener Energieträger besagt dies freilich noch nichts über die relative Umsatzposition, und weitere ökonomische Kennziffern sind aus der Mengenkomponte des Energieverbrauchs nicht herleitbar.

Die Angaben für den Umsatz, die Beschäftigung und die Investitionen der Energiewirtschaft in Deutschland liegen nur unvollständig vor; soweit sie verfügbar sind, wurden sie in Tabelle 13 zusammengestellt.

Mitte der neunziger Jahre betrug der Anteil des Energiesektors in Deutschland an den jeweiligen Werten des Produzierenden Gewerbes bei der Anzahl an Beschäftigten 5,2 vH, beim Umsatz (ohne MWSt) 12,9 vH und bei den Bruttoinvestitionen 24,4 vH. Der Umsatz und die Investitionen je Beschäftigten waren demnach im Energiesektor sehr viel höher als im Durchschnitt des Produzierenden Gewerbes.

Gut die Hälfte der 1995 im Energiesektor insgesamt etwa 0,45 Millionen *Beschäftigten* entfielen auf die Elektrizitätswirtschaft; der Anteil der Gasversorgung betrug etwa 7,5 vH (Tabelle 13). Hinzu tre-

Tabelle 13: Der Energiesektor in der Gesamtwirtschaft der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre

	Alte Bundesländer						Neue Bundesländer				Deutschland		
	1980	1990	1992	1993	1994	1995	1992	1993	1994	1995	1995	1996	1997
Beschäftigte (1 000)													
Steinkohlenbergbau	186,8	130,3	120,9	112,5	105,2	92,6	.	.	.	.	92,6	85,2	78,1
Braunkohlenbergbau	20,5	17,5	17,0	16,1	15,4	14,5	66,7	45,6	32,7	25,8	40,3	32,7	29,5
Erdöl- u. Erdgasgew.	6,8	5,7	5,0	4,6	5,2	...	.	.	.	.	.	.	.
Mineralölverarbeitg.	40,4	25,4	20,9	22,6	22,6	17,3	10,2	6,8	5,3	5,9	23,2	21,2	...
Gasversorgung	24,9	26,3	29,3	26,4	27,2	26,8	8,6	9,0	8,1	6,8	33,6	33,5	...
Fernwärmeversorg.											17,2	...	...
Elektrizitätsversorg.	228,1	241,3	235,6	212,5	205,2	199,3	48,8	37,3	38,0	37,7	237,1	229,0	...
Umsatz (Mill. DM) ^a													
Steinkohlenbergbau	21 908	19 787	19 405	19 138	18 952	16 874	.	.	.	.	16 874	15 726	...
Braunkohlenbergbau	2 116	2 759	3 227	3 260	3 143	3 196	6 039	5 283	4 463	4 244	7 440	6 909	6 066
Erdöl- u. Erdgasgew.	3 248	2 665	3 092	3 141	3 374	...	.	.	.	.	.	.	.
Mineralölverarbeitg.	97 275	91 355	103 016	102 580	105 159	88 849	1 976	2 608	2 837	5 488	94 337	118 433	130 747
Gasversorgung	21 364	29 208	36 280	37 267	35 349	...	5 576	5 614	5 147	...	42 504	...	...
Fernwärmeversorg.											7 633	...	...
Elektrizitätsversorg.	74 621	127 994	133 403	132 571	136 826	...	18 391	19 040	19 452	...	160 276	...	...
Investitionen (Mill. DM)													
Steinkohlenbergbau	1 070	934	1 110	695	435	...	.	.	.	.	565	511	...
Braunkohlenbergbau							.	.	.	.	1 106	...	...
Mineralölverarbeitg.	1 310	1 372	2 213	1 735	1 425	...	187	172	399	...	2 911	...	...
Gasversorgung	1 729	2 628	3 748	4 887	3 747	...	1 846	1 983	1 708	...	5 052	...	...
Fernwärmeversorg.											2 525	...	...
Elektrizitätsversorg.	12 258	14 729	16 754	15 122	14 627	...	3 379	3 844	5 301	...	19 711	...	...

^aOhne Mehrwertsteuer und Ausgleichsabgabe. — . = Zahlenwert unbekannt. — ... = Angaben liegen noch nicht vor.

Quelle: BMWi Energie-Daten (lfd. Jgg.).

ten etwa 6 000 Beschäftigte (1,3 vH der im Energiesektor Beschäftigten) in der Erdöl- und Erdgasgewinnung; der Schwerpunkt dieser Aktivitäten liegt bei der Erdgasgewinnung. In den neunziger Jahren hat sich die Anzahl der Beschäftigten in den alten Bundesländern in der Elektrizitätswirtschaft bei etwa gleichgebliebenem Elektrizitätsabsatz (Tabelle 9) um etwa 20 vH vermindert. Der Erdgasabsatz erhöhte sich von 1990 bis 1996 um insgesamt etwa 50 vH (Tabelle 9); die Anzahl der Beschäftigten in der Gasversorgung hat sich in den neunziger Jahren in den alten Bundesländern kaum verändert (Tabelle 13).

Der Umsatz des Energiesektors in Deutschland belief sich 1995 auf etwa 332,6 Mrd. DM; dies entsprach 12,9 vH des Gesamtumsatzes im Produzierenden Gewerbe. Knapp die Hälfte hiervon entfiel auf die Elektrizitätswirtschaft und gut 13 vH auf die Gasversorgung. In den alten Bundesländern hat sich der Umsatz seit 1980 bis 1996 in der Elektrizitäts- und Gasversorgung in etwa verdoppelt (Tabelle 13).

Die Investitionen (Bruttozugänge an Sachanlagen) bezifferten sich 1995 in Deutschland auf 31,9 Mrd. DM; dies entsprach knapp einem Viertel der Gesamtinvestitionen im Produzierenden Gewerbe. Von den Gesamtinvestitionen des Energiesektors entfielen knapp 62 vH auf die Elektrizitätswirtschaft und knapp 16 vH auf die Gasversorgung; auf alle leitungsgebundenen Energieträger (Strom, Gas und Fernwärme) konzentrierten sich knapp 86 vH der Gesamtinvestitionen des Energiesektors. Den größten Anteil hiervon beanspruchen die Investitionen in Transport- und Verteilungsanlagen. In der Gaswirtschaft wurden die Gesamtinvestitionen in Höhe von 5 052 Mill. DM (Tabelle 13) den folgenden Bereichen zugeordnet (Statistisches Bundesamt 1997b: 227):

- Anlagen zur Gewinnung: 75 Mill. DM (1,5 vH),
- Anlagen zur Speicherung: 363 Mill. DM (7,2 vH),
- Leitungs- u. Rohrnetz: 3 408 Mill. DM (67,5 vH),
- Sonst. Anlagen zur Fortleitung u. Verteilung: 424 Mill. DM (8,4 vH),

- Zähler und Meßgeräte: 134 Mill. DM (2,7 vH),
- andere Anlagen: 648 Mill. DM (12,8 vH).

Gut drei Viertel der Investitionen in der Gaswirtschaft betrafen die Anlagen zum Transport und zur Verteilung, mithin Anlagen mit hoher Spezifität, die nach Durchführung der Investitionen weitgehend zu „versunkenen Kosten“ (vgl. hierzu Kapitel I) werden.

V. Horizontale und vertikale Struktur der deutschen Gaswirtschaft sowie derzeitige Liefer- und Kapitalverflechtungen

Vom produktionstechnischen Zusammenhang abgeleitet wird die leitungsgebundene Energiewirtschaft traditionell in die drei funktionalen Bereiche (i) Erzeugung (Förderung), (ii) Transport und (iii) Verteilung segmentiert. Der Energieträger Gas ist kein homogenes Produkt; zumindest muß zwischen Naturgas und synthetischem Gas unterschieden werden, die sehr unterschiedliche Produkteigenschaften aufweisen und in jeweils getrennten Transport- und Verteilungssystemen dargeboten werden müssen (vgl. hierzu Abschnitt IV.2).

In der leitungsgebundenen Energiewirtschaft wird in Deutschland zwischen der öffentlichen und der übrigen Energieversorgung unterschieden. Den Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung werden hierbei jene zugerechnet, die nach § 2 Abs. 2 EnWG/alt unabhängig von der Rechtsform und der Eigentumsform „andere mit elektrischer Energie oder Gas versorgen oder Betriebe dieser Art verwalten“.

Nach der letztgenannten Unterscheidung sowie den Tätigkeitsbereichen in funktionaler Gliederung wird die deutsche Gaswirtschaft wie in Übersicht 3 dargestellt segmentiert.

Bereits die Beschreibung der Haupttätigkeitsbereiche der Unternehmen bei funktionaler Gliederung in (i) Orts- und Regionalgasversorgung, (ii) Ferngasgesellschaften, (iii) Erdgasfördergesellschaften legt den Schluß nahe, daß eine eindeutige funktionale Zuordnung der Unternehmen der öffentlichen Gaswirtschaft nicht möglich ist, weil die funktionale vertikale Integration dieser Unternehmen höchst unterschiedlich ist. Eindeutig nach Maßgabe der Übersicht 3 ist nur, daß den Ferngasgesellschaften keine Unternehmen zugerechnet werden, die im Inland Erdgas fördern und die Stufe der Orts- und Regionalgasversorger keine Gaseinfuhren tätigt. Faktisch sind aber auch hier die Grenzen fließend, wie später noch näher dargelegt wird. Demgegenüber treten sowohl die Ferngasgesellschaften als auch die Erdgasproduzenten sowohl als Gasimporteure als auch als Lieferanten an Endverbraucher in Erscheinung.

Übersicht 3: Organisationsstruktur der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland

Deutsche Gaswirtschaft						
Öffentliche Gaswirtschaft				Übrige Gaswirtschaft		
Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen	Ferngasgesellschaften	Erdgasfördergesellschaften	Kokereien	Steinkohlenbergbau	Eisenindustrie	Mineralöl-industrie
Hauptbetätigungsbereich						
Bezug von inländischen Vorlieferanten, regionale Weiterverteilung, Endverteilung an Verbraucher	Import von Erdgas, Bezug von inländischen Vorlieferanten, Abgabe an Weiterverteiler und Großabnehmer	Förderung, Import von Erdgas, Abgabe an Weiterverteiler und Großabnehmer	Gaserzeugung als Kuppelproduktion, Einsatz zum Eigenverbrauch, Abgabe an Großabnehmer und Weiterverteiler der öffentlichen Gaswirtschaft			

Quelle: BGW Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland (lfd. Jgg.).

In der öffentlichen Gaswirtschaft in Deutschland wird fast nur noch Naturgas eingesetzt (vgl. Abschnitt IV.2 und Tabelle 11). Deshalb soll sich die Darstellung der Liefer- und Bezugsstrukturen für das Jahr 1996 in Matrixform auf die mit Abstand wichtigste Gasfamilie der Naturgase beschränken (Tabelle 14). Diese Naturgase entsprechen weitgehend den gehandelten Erdgasmenen.

Zur Stufe der *Erdgasproduzenten* (EGP) werden zehn Unternehmen gerechnet; ihre Inlandsförderung belief sich 1996 brutto auf knapp 21 Mrd. m³ Erdgas. Dies entsprach etwa einem Viertel des inländischen Verbrauchs an Naturgas (Tabelle 14). Von den gesamten Erdgaseinfuhren von gut 83 Mrd. m³ wurden knapp 9 vH an die Erdgasproduzenten geliefert. Von ihren Erdgaslieferungen (30,67 m³) flossen 1996 knapp 92 vH an Wiederverkäufer im Inland und knapp 6 vH an Endverbraucher, die ausschließlich im Bereich des Verarbeitenden Gewerbes und der Elektrizitätswirtschaft angesiedelt sind (Tabelle 14).

Zur Stufe der *Ferngasunternehmen* (FGU) zählen 17 Unternehmen; sie vereinen auf sich 91 vH der gesamten deutschen Erdgaseinfuhren. Von der gesamten Abgabe an Naturgas (1996: 136,84 m³) entfielen 79 vH an Wiederverkäufer, auch solche der gleichen Stufe als horizontale Lieferungen, und zu knapp 19 vH an Endverbraucher, vornehmlich im Bereich des Verarbeitenden Gewerbes und der öffentlichen Elektrizitätsversorgung. Im Gegensatz zu den EGP beliefern die FGU aber auch direkt Private Haushalte und Übrige Abnehmer (Tabelle 14).

Tabelle 14: Aufkommen und Verwendung von Naturgas in der Bundesrepublik Deutschland^a nach Marktstufen 1996 (Mrd. m³)^b

	Öffentliche Gaswirtschaft					Übrige Gaswirtschaft	Gesamte Gaswirtschaft
	Insgesamt	Erdgasproduzenten ^c	Ferngasunternehmen ^d	Ortsgasunternehmen ^e	Kokereien		
Anzahl der Unternehmen	10	17 (15) ^f	711				
Brutto-Inlandsgewinnung	21,42	20,97	–	–	0,45	0,43	21,85
davon:							
Erdgas	20,97	20,97	–	–	–	–	20,97
Übriges Naturgas	0,45	–	–	–	0,45	0,43	0,88
+ Einfuhr von Erdgas	83,11	7,42	75,69	–	–	–	83,11
= Bruttoaufkommen	104,53	28,39	75,69	–	0,45	0,43	104,96
– Abfackelungs- u. Leistungsverluste	0,53	0,53	–	–	–	–	0,53
= Nettoaufkommen	104,00	27,86	75,69	–	0,45	0,43	104,43
+ Bezüge von Inlandsunternehmen	145,92	3,82	64,49	77,53	0,09	–	145,92
– Abgabe an Wiederverkäufer	145,92	28,10	108,15	9,64	0,04	0	145,92
– Eigen- u. Betriebsverbrauch	1,79	0,57	0,49	0,52	0,21	0,42	2,21
± Speichersaldo und Meßdifferenzen	–3,50	–0,44	–2,85	–0,21	–	–	–3,50
– Ausfuhr	3,67	0,80	2,81	0,06	–	–	3,67
= Inlandsabgabe an Endabnehmer	95,04	1,77	25,88	67,10	0,29	0,01	95,05
davon an:							
Produzierendes Gewerbe	42,85	1,55	18,84	22,16	0,29	–	42,85
Öffentl. Elektrizitätsversorgung	7,43	0,22	2,40	4,81	–	0	7,44
Private Haushalte	32,75	–	3,51	29,23	–	–	32,75
Übrige Endabnehmer ^g	12,02	0	1,13	10,89	–	0	12,02

^aGebietsstand seit dem 3.10.1990. — ^bNm³ – H₀ = 9,7692 kWh/m³. — ^cBrigitta Erdgas und Erdöl GmbH, Hannover; Deutz Erdgas GmbH, Hannover; Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH, Hannover; EEG Erdöl-Erdgas Gommern GmbH, Gommern; ITAG Tiefbohr GmbH & Co. KG, Celle; MEEG Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Hamburg; Preussag Energie GmbH, Lingen; von Rautenkranz Expl. & Prod. GmbH & Co. KG, Celle; RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie, Hamburg; Wintershall AG, Celle/Kassel; — ^dBayergas GmbH, München; EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg; Erdgas-Verkaufs-Gesellschaft mbH, Münster; EVG Erdgasversorgungsgesellschaft mbH, Erfurt; FGN Ferngas-Nordbayern GmbH, Bamberg; FSG Ferngas Salzgitter GmbH, Salzgitter; Gas-Union GmbH, Frankfurt; GVS Gasversorgung Süddeutschland GmbH, Stuttgart; Ruhrgas Aktiengesellschaft, Essen; Saar Ferngas AG, Saarbrücken; Thyssengas GmbH, Duisburg; VNG Verbundnetz Gas AG, Leipzig; VEW Energie AG, Dortmund; WFG Westfälische Ferngas-AG, Dortmund; Wingas Wintershall Gas GmbH, Berlin/Kassel. — ^eEinschließlich regionale Gasversorgungsunternehmen. Von den 711 GUV befanden sich 558 in den alten und 153 in den neuen Bundesländern. — ^fDie Ferngasgesellschaften BEB-Erdgas und Erdöl GmbH, Hannover sowie MEEG-Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Hamburg werden statistisch als Produzenten erfaßt. — ^gLand- und Forstwirtschaft, Fischerei und Fischzucht; Handel; öffentliche Verwaltung; sonstige Endabnehmer. — . = Zahlenwert unbekannt. — – = kein Zahlenwert vorhanden.

Quelle: BGW Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland (1997), eigene Berechnungen.

Die Stufe der *Ortsgasunternehmen* (OGV) — die Regionalgasunternehmen hierin eingeschlossen (vgl. Übersicht 3) — umfaßte 1996: 711 Unternehmen, davon entfielen 558 auf die alten und 153 auf die neuen Bundesländer. Von der gesamten Abgabe an Naturgas dieser Stufe (1996: 76,60 m³) entfielen 12,6 vH an Wiederverkäufer der gleichen Stufe und 87,4 vH auf Lieferungen an Endverbraucher; die wichtigsten Verbrauchssektoren bildeten hierbei das Produzierende Gewerbe und die Privaten Haushalte.

In keinem Sektor der Endverbraucherstufe verfügen die OGV über ein Liefermonopol; ihr Lieferanteil am Naturgasverbrauch der einzelnen Sektoren belief sich 1996 (Tabelle 14) auf

- alle Endabnehmer: 70,6 vH,
- das Produzierende Gewerbe: 51,7 vH,
- Private Haushalte: 89,3 vH,
- Übrige Endabnehmer: 90,6 vH.

Dies für sich genommen ist allerdings (noch) kein Indiz von Wettbewerb um die Endverbraucher, sondern folgt aus einer hohen vertikalen Integration einiger FGU (wie anschließend noch näher dargelegt wird) sowie aus vertikalen Demarkations- und Grenzmarginverträgen (vgl. hierzu Kapitel I). Das Naturgasaufkommen der Kokereien wird etwa zur Hälfte und das der übrigen Gaswirtschaft fast zur Gänze als Eigen- und Betriebsverbrauch eingesetzt; die verbleibenden Angebotsmengen im Bereich der öffentlichen Gaswirtschaft sind vernachlässigbar gering (Tabelle 14).

Anschließend werden die Unternehmensstruktur und die Konzentration in den einzelnen Lieferstufen der Gaswirtschaft in Deutschland näher betrachtet.

1. Erdgasproduzenten im Inland und im Ausland

Die inländische Erdgasförderung in Deutschland betrug 1996 gut 20 Mrd. m³ und steuerte damit etwa ein Fünftel des Inlandsverbrauchs an Erdgas bei (Tabelle 12). Diese Erdgasförderung wird von zehn Förderunternehmen durchgeführt, darunter ist eine (Erdöl-Erdgas-Gommern GmbH) in den neuen Bundesländern angesiedelt.

Zwei der drei größten Erdgasförderunternehmen, Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH sowie Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH mit einem Förderanteil von gut der Hälfte des Inlandsaufkommens an Erdgas (Tabelle 15), sind je zur Hälfte im Eigentum der Mineralölunternehmen Deutsche Shell AG und Esso AG. Seit 1969 ist die Betriebs- und Geschäftsführung dieser beiden Erdgasförderunternehmen in der BEB Erdgas und Erdöl GmbH in Hannover zusammengefaßt; dieses Unternehmen ist darüber hinaus als vertikal integriertes Unternehmen als Ferngasgesellschaft in den Geschäftsbereichen Import, Transport und Verkauf tätig.

Ein weiteres Viertel der Inlandsförderung an Erdgas entfällt auf die zweitgrößte Fördergesellschaft Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEE), eine Tochtergesellschaft des Mineralölkonzerns Mobil Oil AG in Hamburg. Auch die MEE ist über die Erdgasförderung hinaus als Ferngasgesellschaft in den Geschäftsbereichen Import, Transport und Verkauf tätig. Etwa drei Viertel der deutschen Erdgasförderung entfallen mithin auf Unternehmen, die sich in unmittelbarem Eigentum von Mineralölkonzernen befinden. Diese Erdgasfördergesellschaften sind freilich auch gleichzeitig an der Inlandsförderung von Erdöl beteiligt; das gesamte Inlandsaufkommen an Rohöl steuert aber derzeit nur knapp 3 vH der inländischen Rohölversorgung bei.

Vier Erdgasfördergesellschaften bestreiten einen Marktanteil an der Inlandsförderung von knapp 6 bis knapp 8 vH; sie befinden sich im überwiegenden Eigentum der Gaz de France (Erdöl-Erdgas Gommern GmbH), der deutschen Energiekonzerne Preussag AG und RWE Energie AG (Preussag Energie GmbH und RWE-DEA AG) sowie des Chemiekonzerns BASF (Wintershall AG).

Tabelle 15: Erdgasförderung^a in der Bundesrepublik Deutschland nach konsortialer Beteiligung 1995 und 1996

Unternehmen Erdgasförderung (wichtigste Anteilseigner in vH)	1995		1996		Veränderung 1995/96
	Mill. m ³	vH	Mill. m ³	vH	vH
Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH (50 vH Deutsche Shell AG – 50 vH Esso AG)	6 311,2	33,0	6 042,8	29,2	–4,3
Deutz Erdgas GmbH (Privatbesitz)	39,1	0,2	40,2	0,2	2,8
Elwerath Erdgas u. Erdöl GmbH (50 vH Deutsche Shell AG – 50 vH Esso AG)	3 618,8	18,9	4 207,8	20,3	16,3
Erdöl-Erdgas-Gommern GmbH (75 vH Gaz de France – 25 vH Bayerngas AG)	1 135,5	5,9	1 231,0	5,9	8,4
Internationale Tiefbohr GmbH (ITAG) (Privatbesitz)	12,2	0,1	17,1	0,1	40,2
Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (100 vH Mobil Oil AG, Hamburg)	4 485,1	23,5	4 990,3	24,1	11,3
Preussag Energie GmbH (100 vH Preussag AG, Hannover)	1 056,5	5,5	1 171,9	5,7	10,9
v. Rautenkranz E + P (Privatbesitz)	69,9	0,4	60,4	0,3	–13,6
RWE-DEA AG (100 vH RWE Energie AG)	1 238,9	6,5	1 642,1	7,9	32,5
Wintershall AG (100 vH BASF, Ludwigshafen)	1 154,2	6,0	1 303,6	6,3	12,9
Insgesamt	19 121,3	100,0	20 707,1	100,0	8,3

^aRohgas, einschließl. Erdölgas.

Quelle: Jahrbuch Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz (1998), eigene Berechnungen.

Die oben bereits genannten inländischen Fördergesellschaften — mit Ausnahme der Erdöl-Erdgas Gommern — vermarkten einen Teil ihrer Inlandsförderung an die gemeinsame Tochtergesellschaft Erdgas-Verkaufsgesellschaften mbH Münster (EGM), die über diese Erdgasbezüge hinaus als Ferngasunternehmen in den Geschäftsbereichen Import, Transport und Verkauf tätig ist. Gemeinsame Erdgaslieferungen an die Ruhrgas AG werden über die gemeinsame Tochtergesellschaft Schubert KG getätigt; diese ist wiederum am Kapital der Ruhrgas (mit 12,8 vH) beteiligt, entfaltet darüber hinaus aber keine Aktivitäten als Ferngasunternehmen.

Die Wintershall AG liefert einen Teil ihrer Inlandsförderung über die Haidkopf GmbH an die Muttergesellschaft BASF und zum Teil über die Tochtergesellschaft Wintershall Gas GmbH (Wingas) als Ferngasunternehmen. An diesem 1993 gegründeten Ferngasunternehmen ist die Wintershall AG mit 65 vH und die russische Erdgasgesellschaft Gazprom mit 35 vH beteiligt; die Geschäftsfelder der Wingas umfassen die Vermarktung von Erdgas in Deutschland, die Beschaffung von Erdgas für diesen Markt aus europäischen Bezugsquellen sowie den Bau und Betrieb von Transportleitungen und Speichern für Erdgas und die Vermarktung von Leistungen hieraus an Dritte. Parallel hierzu wurde das Wintershall Erdgas Handelshaus (WIEH) gegründet mit hälftigem Kapitalanteil der Wintershall AG und der Gazprom. Geschäftsfeld dieses Unternehmens ist die Beschaffung russischen Erdgases und die Vermarktung von Erdgas in Ost- und Westeuropa. Der Markteintritt der Wintershall-Gruppe auf der Ferngasstufe zu Beginn der neunziger Jahre hat in Deutschland erstmals einen Gas-zu-Gas-Wettbewerb in Gang gesetzt, dem später noch ausführlicher nachgegangen wird.

Die übrigen drei Erdgasförderunternehmen (Deutz Erdgas GmbH, Internationale Tiefbohr GmbH und v. Rautenkranz E + P) befinden sich in Privatbesitz. Ihr Beitrag am Inlandsaufkommen an Erdgas erlangt nur marginale Bedeutung.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß alle bedeutsamen Unternehmen der inländischen Erdgasförderung mit der nachfolgenden Absatzstufe nicht nur über Lieferverträge, sondern auch über Kapitalbeteiligungen verbunden sind. Diese Kapitalverbindungen bestehen in

- einer unternehmensinternen vertikalen Integration (BEB Erdgas und Erdöl sowie Mobil Erdgas-Erdöl),
- Verkaufsgesellschaften im gemeinsamen Eigentum der Fördergesellschaften (Erdgas-Verkaufsgesellschaft mbH Münster sowie Schubert AG),
- Tochtergesellschaften auf der Ferngasstufe (Wintershall AG).

Diese starke vertikale Konzentration der inländischen Erdgasförderunternehmen ist einer wettbewerblichen Umgestaltung der deutschen Erdgaswirtschaft nicht gerade förderlich, denn neue Anbieter können nicht ohne weiteres auf Lieferungen aus inländischen Förderquellen zurückgreifen. Derartige Beschränkungen gibt es bei einem Rückgriff auf ausländische Bezugsquellen zunächst prinzipiell nicht.

Neben der inländischen Erdgasförderung waren 1996 vier deutsche Unternehmen an Erdgasförderungen im Ausland beteiligt. Auf die Deminex GmbH, eine gemeinsame Tochtergesellschaft der wichtigsten inländischen Erdgasfördergesellschaften, entfielen dabei 1996 knapp 70 vH der ausländischen Erdgasförderung deutscher Unternehmen in Höhe von 4,4 Mrd. m³. Die Wintershall AG und die Veba Oel AG, die beide auch an der Deminex GmbH beteiligt sind, erreichten mit ihren eigenen Auslandsaktivitäten einzeln jeweils etwa 14 vH der Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland; die Aktivitäten der Ferngasgesellschaft EWE AG haben demgegenüber nur marginale Bedeutung (Tabelle 16).

Tabelle 16: Erdgasförderung^a deutscher Unternehmen im Ausland 1995 und 1996

Unternehmen Erdgasförderung (wichtigste Anteilseigner in vH)	1995		1996		Veränderung 1995/96
	Mill. m ³	vH	Mill. m ³	vH	vH
Deminex GmbH (60 vH Veba Oel AG — 3 vH Veba AG — 18,5 vH RWE-DEA AG — 18,5 vH Wintershall AG)	2 456,0	63,8	3 092,0	69,9	25,9
Wintershall AG (100 vH BASF, Ludwigshafen)	662,0	17,2	649,0	14,7	-2,0
Veba Oel AG (100 vH Veba AG, Düsseldorf)	647,0	16,8	623,0	14,1	-3,7
EWE AG (74 vH Weser-Ems-Beteiligungsgesellschaft GmbH — 26 vH PreußenElektra, Hannover)	65,1	1,7	60,9	1,4	-6,5
v. Rautenkranz E + P (Privatbesitz)	22,0	0,6	—	—	—
Insgesamt	3 852,1	100,0	4 424,9	100,0	14,9

^aRohgas einschließl. Erdölgas. — = Zahlenwert unbekannt.

Quelle: Jahrbuch Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz (1998), eigene Berechnungen.

Regional verteilt sich die Erdgasförderungen deutscher Unternehmen im Ausland wie folgt (Tabelle 17):

Tabelle 17: Regionale Verteilung der Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland 1996 (Mill. m³)

	Großbritannien	Niederlande	Norwegen	Argentinien	Kanada	Insgesamt
Deminex GmbH ^a	800	.	70	1 800	.	3 092
Wintershall AG ^b	x	x	.	.	255	649
Veba Oel AG	.	623	.	.	.	623
EWE AG	.	60	.	.	.	61
Insgesamt	.	.	.	.	.	4 425

^aFördermengen im europäischen Ausland, nicht quantifiziert. — ^bAufgeführte plus weitere Auslandsproduktion. —
 . = Zahlenwert unbekannt. — x = Zahlenwert der Höhe nach unbekannt.

Quelle: Drasdo et al. (1998: 149).

Etwa die Hälfte der ausländischen Erdgasförderung deutscher Unternehmen war in Argentinien und Kanada angesiedelt; diese Fördermengen standen somit einer Lieferung in den inländischen Erdgasmarkt nicht zur Verfügung. Ob und in welchem Umfang die ausländische Erdgasförderung deutscher Unternehmen in Westeuropa für eine Belieferung des inländischen Erdgasmarktes herangezogen wurde, ist den statistischen Quellen nicht zu entnehmen. Insgesamt dürfte der Einfluß deutscher Unternehmen auf ausländische Erdgasressourcen mittels Förderlizenzen und Eigentumsrechten viel zu gering sein, um über diesen Weg irgendeinen Einfluß auf den Zugang neuer Marktbeteiligten zu ausländischen Bezugsquellen auszuüben.

Die Deminex GmbH wurde 1969, also noch vor der ersten Erdölpreiskrise, unter Kapitalbeteiligung der Veba AG (63 vH) sowie der RWE-DEA AG und Wintershall AG (jeweils 18,5 vH) gegründet und massiv (bis 1989) mit Bundesmitteln unterstützt. Ziel dieser Gründung war auch explizit die Sicherung der Rohöl- und Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Die Gesellschaft entwickelte sich recht erfolgreich: 1996 wurden neben gut 3 Mrd. m³ Erdgas weltweit auch 8,25 Mill. t Rohöl gefördert. Trotz der nach Mitte der achtziger Jahre deutlich gesunkenen Energiepreise wurde bei einem Umsatz von 2,7 Mrd. DM der höchste bisherige Gewinn erzielt.

Gleichwohl beschlossen die bisherigen Gesellschafter am 17. Juli 1998 einvernehmlich, die Deminex GmbH rückwirkend zum 1. Januar 1998 aufzulösen. Begründet wurde dies unter anderem damit, daß die neuen wettbewerblichen Strukturen eine höhere Flexibilität der bislang zweigleisig betriebenen Aktivitäten im Bereich der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas seitens der Marktbeteiligten erfordern. Dabei wurden die bisherigen Betriebsstätten unter den Gesellschaften wie folgt aufgeteilt: Veba Oel übernimmt die Deminex-Betriebe in Großbritannien, Indonesien, Syrien, Kanada, Kolumbien und Trinidad. RWE-DEA soll die Unternehmen in Ägypten und Norwegen übernehmen, und die Wintershall soll die Deminex-Tochtergesellschaften in Argentinien sowie die Regionalgesellschaften in Rußland und Aserbaidschan erhalten.

In einer gemeinsamen Presseerklärung vom 17. Juli 1998 brachten die drei bisherigen Gesellschafter der Deminex GmbH zum Ausdruck, daß durch diesen Schritt die „internationale Wettbewerbs- und Leistungsfähigkeit der drei Gesellschafter gestärkt wird“.

2. Erdgaseinfuhren und Ferngasunternehmen

Der Ferngasstufe ist in der Gaswirtschaft in Deutschland schwerpunktmäßig die Transportstufe zugeordnet; der Hauptbetätigungsbereich ist nach Übersicht 3 die Einfuhr von Erdgas und sein Bezug aus inländischer Förderung sowie die Vermarktung von Erdgas an Weiterverteiler und Großabnehmer auf der Endverbraucherstufe.

Der Ferngasstufe in Deutschland werden üblicherweise 17 Unternehmen zugeordnet; die Herkunft des Erdgasaufkommens dieser 17 Unternehmen und seine Verwendung sowie die wesentlichen Kapitaleigner dieser Unternehmen sind aus Tabelle 18 ersichtlich.

Zwei dieser Unternehmen, die BEB Erdgas und Erdöl (Nr. 2) und die Mobil Erdgas-Erdöl (Nr. 9) sind vertikal mit der Förderstufe integriert; die von beiden Unternehmen geförderten Mengen entsprechen 75 vH des inländischen Erdgasaufkommens (vgl. Abschnitt V.1). In Tabelle 14 wurden diese beiden Unternehmen den Erdgasproduzenten zugeordnet; insoweit sind diese Zahlenangaben mit den aggregierten Zahlen in Tabelle 18 nicht (direkt) vergleichbar.

Etwa 80 vH des inländischen Erdgasverbrauchs entstammen ausländischen Bezugsquellen; als wichtigste, wenngleich nicht alleinige Importeure, treten die Ferngasunternehmen in den Markt. Von den 17 FGU betätigen sich 7 als Erdgasimporteure mit sehr unterschiedlichen Anteilen an dieser Einfuhrmenge. Die mit Abstand höchste Einfuhrmenge mit gut 60 vH der gesamten deutschen Erdgaseinfuhren entfällt auf die Ruhrgas AG in Essen; diese Einfuhren stellen gut 80 vH des Erdgasaufkommens dieses Unternehmens. Das gesamte Erdgasaufkommen dieses Unternehmens bestreitet 37 vH des Erdgasaufkommens aller FGU (Tabelle 18). Geht man von der (realistischen) Annahme aus, daß die Ruhrgas AG auf der Beschaffungsseite neben den Einfuhren nur Erdgaslieferungen von inländischen Erdgasproduzenten kontrahiert, so entstammten 1996 gut zwei Drittel des Endverbrauchs an Erdgas (1996: 94,77 Mrd. m³; vgl. Tabelle 12) aus Ursprungslieferungen der Ruhrgas AG. Die Ruhrgas AG ist damit das mit Abstand bedeutsamste Unternehmen auf dem deutschen Erdgasmarkt. Jeweils etwa 11 vH der Erdgaseinfuhren entfallen auf die BEB Erdgas und Erdöl sowie die Verbundnetz Gas (VNG); diese beiden Unternehmen bestreiten zusammen mit der Ruhrgas AG gut 80 vH der deutschen Erdgaseinfuhren. Auf die Thyssengas und die Wingas/WIEH entfallen jeweils etwa 7 vH der Einfuhrmenge; auf alle fünf oben genannten Unternehmen entfallen mithin fast 97 vH der deutschen Erdgaseinfuhren. Als weitere Importeure mit einem Einfuhranteil von jeweils über 1 vH betätigen sich der „auch Inlandsförderer“ Mobil Erdgas-Erdöl und die EWE-AG.

Rückt man hierbei mit ins Bild, daß die inländischen Erdgasförderunternehmen ihre „freien“ Erdgasmengen weitgehend über die Schubert KG an die Ruhrgas AG liefern und/oder über die Erdgas-Verkaufsgesellschaft Münster (EGM) abwickeln (vgl. Abschnitt V.1), so stehen im Prinzip nur sechs FGU mit originären Bezugsquellen (Einfuhren und Inlandsförderung) auf der Transportebene im Markt zur Belieferung von FGU ohne originäre Bezugsquellen zur Verfügung. Dies schließt freilich nicht aus, daß Ferngasunternehmen ohne eigene originäre Bezugsquellen auch — als Zwischenhändler — andere FGU beliefern. Und dies bedeutet insbesondere nicht, daß ein FGU ohne eigene originäre Bezugsquelle nur auf *einen* Erdgaslieferanten der Ferngasstufe mit originären Bezugsquellen angewiesen wäre. Ausweislich der Liefer- und Bezugsmatrix in Übersicht 4 beziehen alle neun FGU ohne originäre Bezugsquellen (GVS, Bayerngas, Gas-Union, Saar-Ferngas, VEW, WFG, FG Nordbayern und EVG) ihre Erdgasmengen zur eigenen Vermarktung von mindestens zwei Lieferanten, in vier Lieferbeziehungen sogar von drei und mehr FGU als Vorlieferanten.

Als FGU ohne eigene originäre Bezugsquelle beliefert die Saar-Ferngas auch die VEW und die WFG auch die FG Nordbayern. Acht FGU haben Bezugsverträge sowohl mit der Ruhrgas AG als auch mit der Wingas als Vorlieferanten abgeschlossen, wobei die Wingas als Newcomer als Konkurrent der Ruhrgas in den Markt eingetreten ist. Dies läßt insgesamt den Schluß zu, daß es auf der horizontalen Liefer- und Bezugsebene zwischen den Ferngasunternehmen auch in der Vergangenheit keine strikten horizontalen Demarkationsabsprachen gegeben hat oder diese nur eine sehr eingeschränkte Wirkung entfalten konnten. Voraussetzung hierfür war allerdings, daß eine entsprechende Infrastruktur auf der Transportebene zur Verfügung gestanden hat, sei es in Form von Fernleitungen konkurrierender FGU oder die Möglichkeit der Durchsetzung wirksamer Durchleitungsverträge (vgl. hierzu Abschnitt V.3).

Tabelle 18: Erdgasaufkommen der Ferngasunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland nach Herkunft und Verbleib 1996

Ferngasunternehmen (wichtigste Anteilseigner in vH)	Erdgasaufkommen		Herkunft (vH)			Verbleib (vH)		
	Mill. kWh	vH	Inländ. Förde- rung	Einfuhr	Bezug Inland	an andere GVU	an Ver- brau- cher	Aus- fuhr
1. Ruhrgas AG, Essen (65 vH direkt u. indirekt Mineralölgesellschaften)	631 000	37,5	–	83,0	17,0	90,4	9,6	–
2. BEB Erdgas und Erdöl^a (50 vH Deutsche Shell AG — 50 vH Esso AG)	196 473	11,7	49,7	48,5	1,8	88,4	7,5	4,1
3. Verbundnetz Gas AG (VNG) (85 vH Gasunternehmen — 15 vH Gebietskörperschaften, vgl. Übersicht 7)	154 756	9,2	–	64,4	35,6	71,9	27,5	0,6
4. Gasversorgung Süddeutschland (GVS) (33,4 vH Technische Werke Stuttgart — 26,3 vH Energie- u. Wasserwerke Rhein-Neckar AG — 25 vH Land Baden-Württemberg — Rest Gebietskörperschaften)	79 855	4,8	–	–	100,0	95,4	0,4	4,2
5. Thyssen Gas GmbH (50 vH RWE Energie AG — 25 vH Esso AG — 25 vH Shell Petroleum N.V., Den Haag)	75 700	4,5	–	88,7	11,3	80,8	19,2	–
6. Erdgas-Verkaufs-Ges. Münster (EGM) (28,76 vH Wintershall AG — 27,66 vH Mobil Erdgas- Erdöl GmbH — 27,66 vH Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH — 11,0 vH Preussag Energie GmbH — 4,9 vH RWE-DEA AG, Hamburg)	68 709	4,1	–	–	100,0	91,3	8,7	–
7. Wingas/WIEH (Wintershall AG) (BASF und Gazprom, vgl. Übersicht 8)	68 000	4,0	–	90,1	9,9	67,9	32,1	–
8. Bayer Gas GmbH München (22 vH Ruhrgas AG — 22 vH Bayernwerke AG — 5,5 vH REW AG, Regensburg — Rest: Gebietskörperschaften)	56 737	3,4	–	–	100,0	84,4	14,4	1,2
9. Mobil Erdgas-Erdöl, Hamburg^a (100 vH Mobil Oil AG, Hamburg)	57 963	3,4	80,5	18,9	0,6	97,7	2,3	–
10. VEW Energie AG (100 vH VEW Energie AG)	45 556	2,7	–	–	100,0	71,3	28,7	–
11. Gas-Union GmbH, Frankfurt/M. (37,7 vH Maingaz AG — 25,9 vH Ruhrgas AG — 17,5 vH Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG — 10,1 vH Stadtwerke Kassel AG — 6,7 vH Stadtwerke Göttingen AG — 2,0 vH Gas- und Wasserversorgung Fulda GmbH)	45 579	2,7	–	–	100,0	95,1	4,9	–
12. Saar-Ferngas AG (SFG) (25,1 vH Saarbergwerke AG — 20,0 vH Ruhrgas AG — 18,0 vH Stadtwerke Saarbrücken AG — 17,1 vH Bundesland Rheinland-Pfalz — 7,9 vH Bundesland Saarland — 6,3 vH Bayerische Landesbank — 2,0 vH Versorgungs- u. Verkehrsges. Saarbrücken mbH — 1,2 vH Gasanstalt Kaiserslautern AG — 0,7 vH Technische Werke Ludwigshafen AG — 1,8 vH Gebietskörperschaften)	44 311	2,6	–	–	100,0	87,6	12,4	–
13. Energieversorgung Weser-Ems AG (EWE) Oldenburg (74 vH Weser-Ems-Energiebeteiligungsgesellschaft GmbH — 26 vH PreußenElektra AG, Hannover)	41 355	2,5	–	27,3	72,7	87,7	12,2	0,1
14. Westfälische Ferngas (WFG) (100 vH Gebietskörperschaften)	35 158	2,1	–	–	100,0	67,8	32,1	–
15. Ferngas Nordbayern (FGN) (54 vH Ruhrgas AG — 26 vH Saar-Ferngas AG — 20 vH Energieversorgung Oberfranken AG)	28 581	1,7	–	–	100,0	80,3	19,7	–
16. Ferngas Salzgitter (FSG) (39 vH Ruhrgas AG — 25 vH FSG-Holding GmbH, München — 13 vH Erdgas-Verkaufs-Ges. Münster — 13 vH Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH — 10 vH Kommunale Versorgungs-untern.)	28 391	1,7	–	–	100,0	72,5	27,5	–
17. Erdgasversorgungsges. Thüringen/Sachsen (EVG) (50 vH Ruhrgas AG — 50 vH Verbundnetz Gas AG, Leipzig)	23 406	1,4	–	–	100,0	78,9	21,1	–
Ferngasunternehmen insgesamt^b	1 681 530	100,0	8,6	51,7	39,7	84,1	15,2	0,7

^aIn Tabelle 14 in der Spalte Erdgasproduzenten ausgewiesen. — ^bSummation enthält, im Gegensatz zu Tabelle 14, auch Doppelzählungen. — **Fettdruck:** Abkürzung siehe Schaubild 3.

Quelle: Schiffer: (1997: Tabellen 40, 41), eigene Berechnungen.

Übersicht 4: Erdgasaufkommen sowie Liefer- und Bezugsstrukturen der Fördergesellschaften und Ferngasunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland 1997

Lieferung Bezug	Erdgasaufkommen					Fördergesellschaften						Ferngasunternehmen					
	Einfuhren aus				Inländ. Prod.	1	2	3	4	5	6	7	8	11	13	15	18
	RUS	NL	NOR	DK		BEB	Mobil	RWE	Preu	EEG	Wint.	RG	VNG	EGM	Wing.	SFG	WFG
1 BEB	X	X	X	X	X												
2 Mobil			X		X												
3 RWE-DEA					X												
4 Preussag					X												
5 EEG					X												
6 Wintershall					X												
7 Ruhrgas	X	X	X	X		Erdgasbezüge über Schubert KG											
8 VNG	X		X			X	X			X		X				X	
9 Thyssengas	X	X	X														
10 GVS												X			X		
11 EGM Münster						X	X	X	X		X						
12 Bayerngas												X			X		
13 Wingas/WIEH	X										X						
14 Gas-Union												X		X	X		
15 Saar-Ferngas												X		X	X		
16 VEW												X		X	X		X
17 EWE		X				X	X							X	X		
18 WFG												X			X		
19 FG Nordbayern												X				X	
20 FG Salzgitter						X						X		X			
21 EVG Erfurt												X	X		X		

Quelle: Drasdo et al. (1998: 154), eigene Änderungen und Ergänzungen.

Neben der Gestaltung von Lieferverträgen üben Unternehmen durch *horizontale und vertikale Kapitalverflechtungen* erheblichen Einfluß auf die Geschäftspolitik anderer marktteiligen Unternehmen aus. Die Stärke der Einflußnahme hängt von der Höhe der Kapitalbeteiligung und damit möglicherweise verbundenen Stimmrechtsbeschränkungen ab. Die Struktur der Anteilseigner am Kapital der deutschen Ferngasunternehmen (Tabelle 18) vermittelt folgendes Bild:

- Die mit Abstand bedeutsamste Gruppe der Anteilseigner sind die großen Mineralölkonzerne (Shell, Esso, BP und Mobil).
- Neben den Mineralölkonzernen bilden gemischte Energiekonzerne eine wichtige Gruppe von Anteilseignern (Veba AG, Preussag AG, PreußenElektra AG, RWE-DEA AG, VEW-Energie AG, Technische Werke Stuttgart).
- Häufig halten jedoch auch Ferngasgesellschaften, insbesondere die Ruhrgas AG, Beteiligungen an anderen Ferngasgesellschaften. Auch vertikale Beteiligungen nachgeordneter Bezugsunternehmen der Gasversorgung an der vorgelagerten Ferngasstufe sind relativ häufig anzutreffen. Hingegen sind Kapitalbeteiligungen ausländischer Erdgasunternehmen eher die Ausnahme (Gazprom bei Wingas/WIEH).
- Bei einigen Ferngasunternehmen halten Gebietskörperschaften einen überwiegenden oder bedeutsamen Kapitalanteil (Westfälische Ferngas, EWE AG, Bayerngas, Gasversorgung Süddeutschland und Saar-Ferngas AG).

Die Eigentümerstruktur der Ferngasgesellschaften zeigt zwar die horizontalen Kapitalverflechtungen der Ferngasgesellschaften untereinander, die vertikalen Kapitalverflechtungen zwischen Marktteiligen aber nur insoweit, als Regional- und Ortsgasversorgungsunternehmen (OGV) am Kapital von Ferngasgesellschaften beteiligt sind. Nicht ersichtlich aus den Angaben der Tabelle 18 sind jene Fälle einer vertikalen Kapitalverflechtung, bei denen Ferngasgesellschaften am Kapital von Regional- und Ortsgasversorgungsunternehmen beteiligt sind. Nachfolgend soll dies für das mit Abstand bedeutsam-

ste Unternehmen auf dem deutschen Erdgasmarkt, die Ruhrgas AG, dargestellt werden. In nachfolgenden Abschnitten wird dann noch die Unternehmensstruktur der Verbundnetz Gas AG und die der Wintershall-Gruppe näher betrachtet.

Anteilseigner der Ruhrgas AG sind zu etwa zwei Drittel Mineralölkonzerne (Deutsche BP, Esso AG, RWE-DEA und Deutsche Shell AG); diese Kapitalanteile korrespondieren jedoch nicht mit der Stimmrechtsverteilung in der Hauptversammlung (Übersicht 5).

Übersicht 5: Unternehmensdaten der Ruhrgas AG in Essen für ausgewählte Jahre

		1965	1980	1995	1996	1997
Gesamtabsatz:	Mrd. m ³	3,8	43,5	59,0	55,5	52,2
	Mrd. kWh	36,6	424,6	580,4	637,8	600,0
	Mill. t SKE	4,0	47,0	64,0	49,5	46,6
darunter: Erdgas	vH	10	95	99	99	99
Länge des Leitungsnetzes	km	3 402	7 507	10 022	10 251	10 340
Beschäftigte (Jahresende)		1 667	2 938	2 950	2 828	2 755
Umsatz	Mill. DM	430	8 798	11 500	13 108	13 983
Jahresüberschuß ^a	Mill. DM	80	222	610	612	...
Bilanzgewinn ^a	Mill. DM	80	105	460	462	...
Nettosachanlagevermögen	Mill. DM	270	1 138	2 500	2 301	2 172
Gezeichnetes Kapital (Namensaktien; nicht börsennotiert)	Mill. DM	104	615	2 200	2 200	2 200

^aOhne Schütt-aus-hol-zurück-Effekt. — SKE = Steinkohleneinheiten.

Stimmrechte in der Hauptversammlung

59,76 vH	25,0 vH	15,0 vH	0,24 vH
Bergemann GmbH	Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH (ESSO AG/Deutsche Shell AG)	Schubert KG, u.a.	weitere Gesellschaften
Stimmenpool:		Stimmenpool:	
• Gelsenberg AG (Deutsche BP Holding AG)		• Schubert Beteiligungs-GmbH (Mobil Oil AG/Preussag AG)	
• RAG Beteiligungs-GmbH (Ruhrkohle AG)		• Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH (ESSO AG/Deutsche Shell AG)	
• Mannesmann AG		• Gelsenberg AG (Deutsche BP Holding AG)	
• Friedr. Krupp AG			
• Hoesch-Krupp			
• RWE-DEA AG			
• VEBA AG			
• andere Gesellschaften			

Wesentliche Beteiligungen an Ferngasunternehmen und Gasversorgungsunternehmen:

- Ferngas Nordbayern GmbH (FGN), Bamberg, 54 vH.
- Erdgasversorgungsges. Thüringen-Sachsen mbH (EVG), Erfurt, 50 vH.
- Ferngas Salzgitter GmbH (FSG), Salzgitter, 39 vH.
- Verbundnetz Gas AG (VNG), Leipzig, 35 vH.
- Gasunion GmbH, Frankfurt am Main, 25,9 vH.
- Saar-Ferngas AG (SFG), Saarbrücken, 20 vH.
- Bayerngas GmbH, München, 10 vH.
- Dresden Gas GmbH, Dresden, 19,5 vH.
- Stadtwerke Bremen AG, Bremen, 12,5 vH.
- Stadtwerke Hannover AG, Hannover, 12 vH.
- Gasag, Berliner Gaswerke AG, Berlin, 11,95 vH.
- Thüga AG, München, 10 vH.
- Stadtwerke Chemnitz AG, Chemnitz, 10 vH.

Quelle: Ruhrgas AG via Internet (<http://www.ruhrgas.de>), Ruhrgas Geschäftsbericht (lfd. Jgg.), Jahrbuch Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz (1998), eigene Zusammenstellung.

Die Stimmenmehrheit in der Hauptversammlung (59,76 vH) liegt bei der Bergemann GmbH; dies ist ein Stimmenpool aus den Anteilseignern Ruhrkohle AG sowie weiteren deutschen Firmen der Montanindustrie sowie gemischter Energieunternehmen mit einer nominalen Kapitalbeteiligung von ca. einem Drittel der Ruhrkohle-Aktien. Ebenfalls zu diesem Stimmenpool gehört die Gelsenberg AG, eine Tochtergesellschaft der Deutschen BP (Übersicht 5). Letztere ist jedoch verpflichtet, nicht gegen die übrigen Gesellschafter zu stimmen, so daß die Anteilseigner der beteiligten Mineralölfirmlen die übrigen Anteilseigner auch in grundsätzlichen Fragen der Geschäftspolitik nicht majorisieren können. Da Heizöl der wichtigste mit dem Erdgas konkurrierende Energieträger ist (vgl. Kapitel I), wären Interessenskonflikte bei einer Stimmenmehrheit nach Maßgabe der Kapitalmehrheit seitens der Mineralölgesellschaften durchaus naheliegend.

Die Ruhrgas AG selbst hält eine Kapitalbeteiligung an sieben Ferngasgesellschaften, die ausnahmslos mit der Ruhrgas AG auch über Lieferverträge verbunden sind (Übersicht 4); bei zwei Unternehmen hat die Ruhrgas eine Mehrheitsbeteiligung (FGN und EVG) bei drei FGU eine Sperrminorität (FSG, VNG und Gasunion) und bei weiteren zwei FGU eine Minderheitsbeteiligung (SFG und Bayerngas, vgl. Übersicht 5). Bei sechs der sieben FGU wurden auch Lieferverträge mit der Wingas abgeschlossen (Übersicht 4). Wie sich der kumulative Einfluß der Ruhrgas AG über Lieferverträge mit zusätzlicher horizontaler Kapitalbeteiligung nach der Novellierung des Energiewirtschafts- und Wettbewerbsrechts (vgl. Abschnitt II.4) auf die Geschäftspolitik der beteiligten GVG auswirken wird, ist schwer abzuschätzen. Es steht aber zu befürchten, daß wettbewerbsbeschränkende Einflüsse auf Entscheidungen über Beschaffungs- und Absatzmärkte sowie die Preispolitik nicht auszuschließen sind.

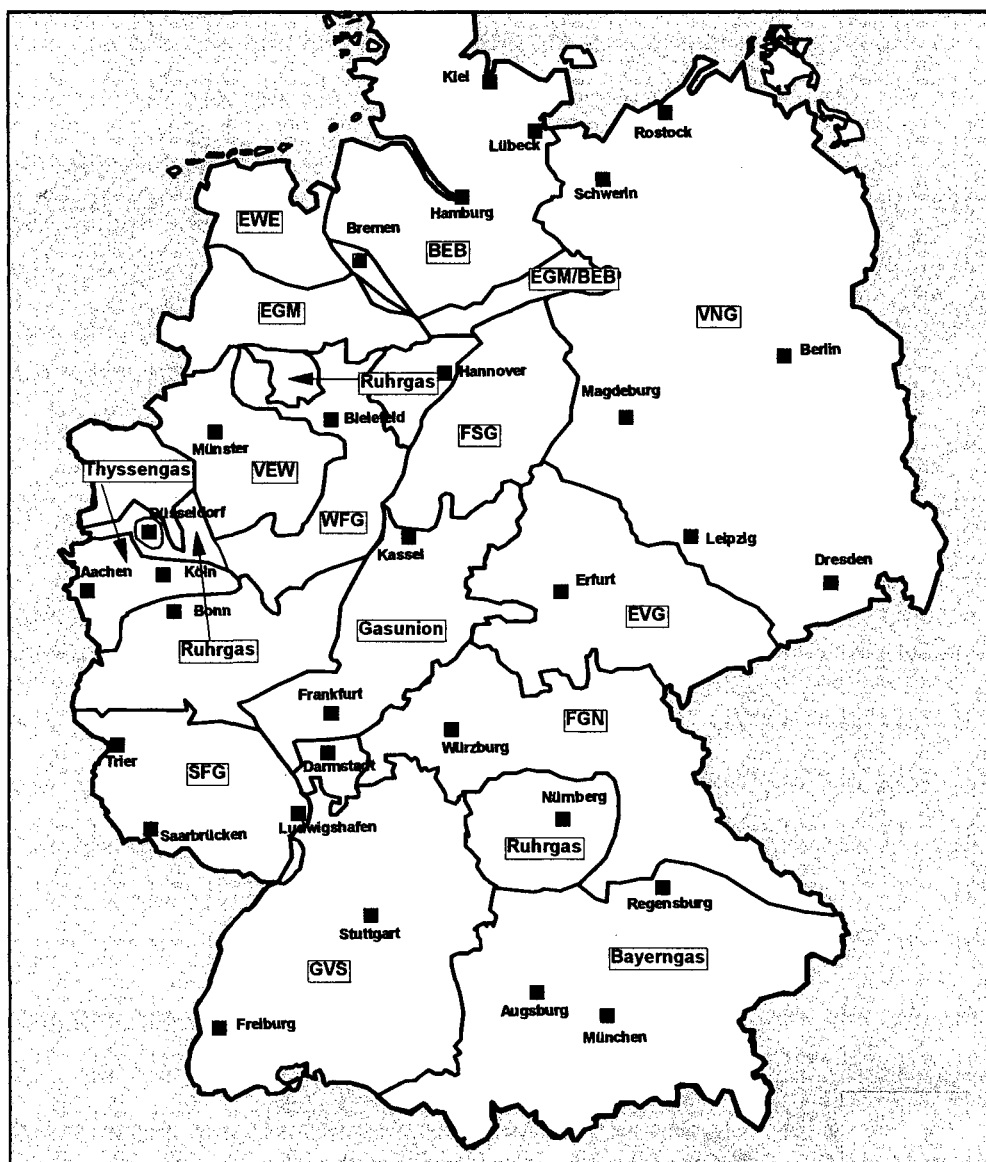
Vertikal ist die Ruhrgas AG darüber hinaus am Kapital von sechs bedeutenden Regional-Gasversorgungsunternehmen beteiligt (Übersicht 5). Da es sich hier ausnahmslos um Minderheitsbeteiligungen handelt, sind (erfolgsversprechende) wettbewerbsbeschränkende Einflußnahmen der Ruhrgas AG auf die Geschäftspolitik dieser Unternehmen wenig wahrscheinlich.

3. Demarkationsgebiete und Gasleitungen

Bis zur Novellierung des Energiewirtschaftsrechts im April 1998 war die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft in Deutschland vom Kartellverbot in Hinblick auf absatzbeschränkende Gebietskartelle freigestellt (vgl. Abschnitt II.4). Durch horizontale Demarkationsverträge schlossen die vertragsschließenden Marktbeteiligten der gleichen Stufe eine Belieferung von Weiterverteilern und Endverbrauchern außerhalb des eigenen Demarkationsgebietes aus; durch vertikale Demarkationsverträge wurden weiterverteilende Unternehmen verpflichtet, keine Lieferungen außerhalb ihrer jeweiligen Demarkationsgebiete vorzunehmen. So entstanden regionale Absatzmonopole; die hierbei vereinbarten Absatzbeschränkungen galten dabei freilich nur für die Vertragsbeteiligten. Die Demarkationsgebiete aufgrund von Gebietsabsprachen zwischen marktbeteiligten Ferngasunternehmen sind in Schaubild 3 dargestellt.

Der Ruhrgas AG sind fünf (räumlich getrennte) Demarkationsgebiete zugeordnet, der Thyssengas zwei und den übrigen demarkationsbeteiligten Ferngasunternehmen jeweils ein Demarkationsgebiet. Ein Demarkationsgebiet nördlich von Hannover wird gemeinsam von EGM und BEB bestritten. Vier Versorgungsgebiete (Düsseldorf und jeweils zwei bei Bremen und Darmstadt) sind keinem Demarkationsgebiet eines Ferngasunternehmens zugeordnet, sondern werden durch regionale Erdgasversorgungsunternehmen beliefert. Ohne Demarkationsgebiete verblieben die beiden Ferngasunternehmen Mobil Erdgas-Erdöl, Hamburg sowie die Tochtergesellschaften der Wintershall AG, die Wingas und die WIEH (Schaubild 3). Die Mobil Erdgas-Erdöl vermarktet ihren Erdgasabsatz fast ausschließlich an andere Ferngasunternehmen (VNG, EGM und EWE; vgl. Übersicht 4), die Wingas/WIEH traf als Newcomer zu Beginn der neunziger Jahre auf bereits kartellierte Absatzmärkte. An diese Gebietsab-

Schaubild 3: Demarkationsgebiete der Ferngasgesellschaften in der Bundesrepublik Deutschland



^aErläuterungen zu den Abkürzungen vgl. Tabelle 18.

Quelle: Wingas GmbH.

sprachen der Absatzmärkte waren Wingas/WIEH als nicht demarkiertes Unternehmen auf der anderen Seite aber auch nicht (vertraglich) gebunden.

Diese horizontalen Gebietsabsprachen zwischen den Ferngasunternehmen in Form von horizontalen Demarkationsverträgen betrafen wie im vorangegangenen Abschnitt dargelegt, nicht die Liefer- und Bezugsverträge der Gaslieferungen zwischen Ferngasunternehmen untereinander oder derartige Absprachen konnten keine Wirksamkeit entfalten. Für Weiterverteiler und Endverbraucher innerhalb der Demarkationsgebiete der Ferngasunternehmen galt: Solange sich die Vertragsbeteiligten an die getroffenen Vereinbarungen hielten, standen sie jeweils nur einem Erdgasanbieter ohne Bezugsalternative gegenüber. Eine Bezugsalternative für Weiterverteiler und Endverbraucher in den Demarkationsgebieten eröffnete sich nur dann und insoweit, als demarkierte Ferngasunternehmen die getroffenen Absprachen durchbrachen (wofür es bislang keine bekanntgewordenen Belege gibt) oder nicht demarkierte

Ferngasunternehmen in den Demarkationsgebieten als Anbieter in den Markt getreten sind. Seit dem Inkrafttreten des novellierten Energiewirtschaftsrechts am 29. April 1998 sind alle bestehenden und künftigen Demarkationsabsprachen kartellrechtlich untersagt. Die Kartellaufsichtsbehörden können zwar wettbewerbsbeschränkende Verträge und Absprachen untersagen und Zuwiderhandlungen sanktionieren, aber sie können keine wettbewerblichen Handlungen anordnen. Das Kartellverbot von Demarkationsverträgen ist zwar eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung für eine wettbewerbliche Umgestaltung des bislang kartellierten Erdgassektors. Eine entscheidende Voraussetzung hierfür besteht darin, daß potentielle Wettbewerber Zugang zu den „wesentlichen Einrichtungen“, den Transportnetzen der Erdgaswirtschaft, erlangen. Dieser Zugang kann durch den Bau eigener Fernleitungen oder mittels Durchleitungen erlangt werden.

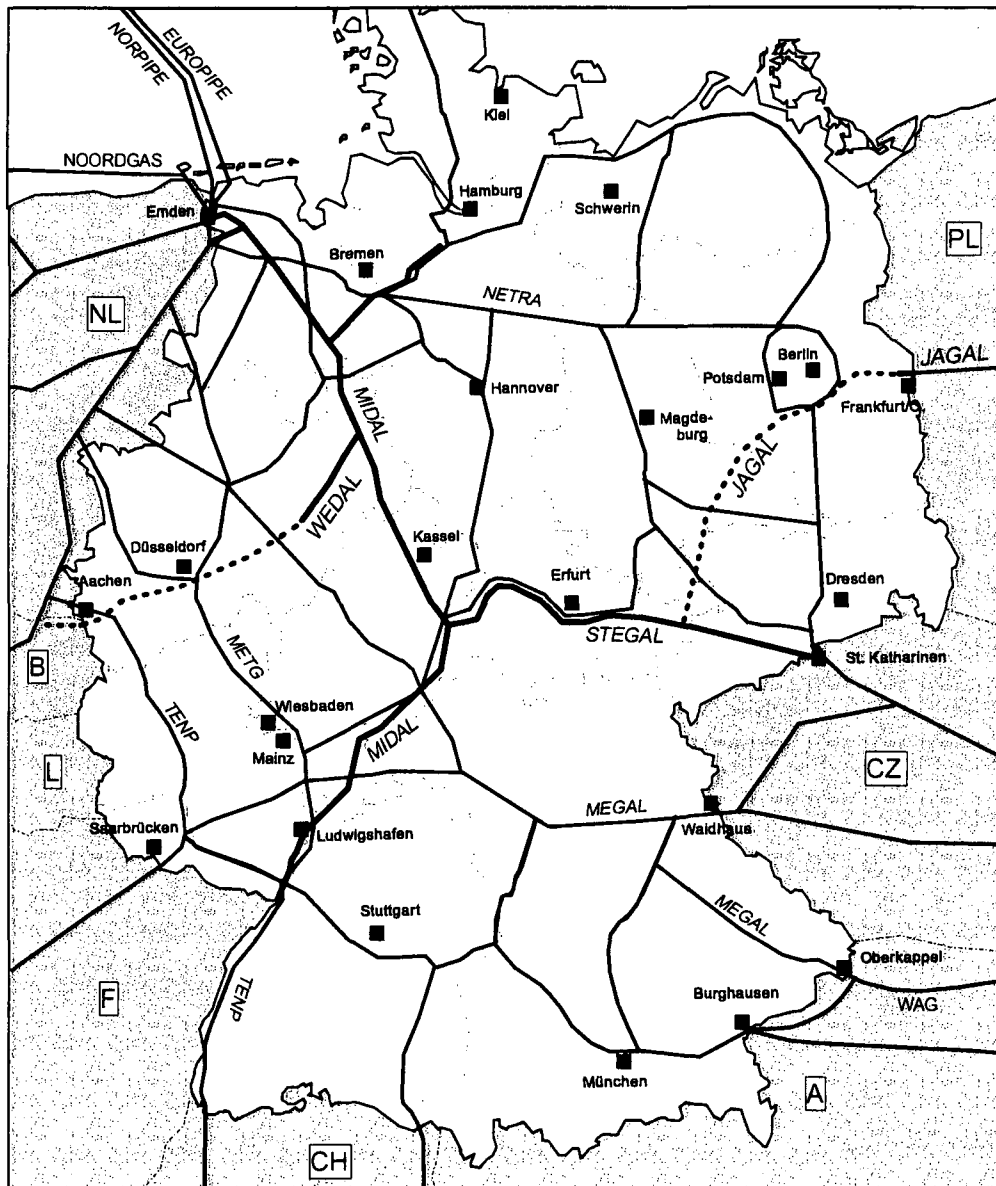
Durchleitungen durch Ferngastransportleitungen der deutschen Ferngasunternehmen als Dienstleistung sind im Rahmen des europäischen Erdgasverbundes eine langgeübte Praxis. Rußland lieferte 1996 ca. 14,5 Mrd. m³ Erdgas nach Frankreich (Tabelle 3), die Lieferungen erfolgten durch Pipelines in Deutschland (Schaubild 1). Der Transit erfolgte nicht durch Pipelines im Eigentum der russischen Erdgasexporteure, sondern durch Pipelines deutscher Ferngasunternehmen. Diese Transitlieferungen entfalteten jedoch keinen wettbewerbsbegründenden Lieferungen in den Demarkationsgebieten der durchleitenden Ferngasunternehmen.

Auch das bisherige Kartellrecht enthielt in § 103 Abs. 5 GWB/alt eine Untersagung der mißbräuchlichen Verweigerung von Durchleitungen, doch konnte diese Vorschrift bislang keine Wirkung entfalten (vgl. Abschnitt II.4). Wollte in der Vergangenheit ein Ferngasunternehmen als Vorlieferant für andere Ferngasunternehmen in den Markt eintreten oder als Lieferant für Weiterverteiler und Verbraucher in das bisherige Demarkationsgebiet von Ferngasunternehmen „einbrechen“, so war es auf den Bau und Betrieb eigener Erdgas-Fernleitungen angewiesen. Aus Schaubild 4 wird die derzeitige (Stand: Mitte 1997) Infrastruktur an Erdgas-Fernleitungen für die Ferngasunternehmen Ruhrgas AG sowie für die Ferngasleitungs-Betreiberunternehmen mit mehrheitlicher Beteiligung der Ruhrgas AG und Verbundnetz Gas AG (VNG) (dünne Linien) sowie Wingas (dicke Linien) ersichtlich. Ein Vergleich der Demarkationsgebiete (Schaubild 3) mit der Infrastruktur des Fernleitungsnetzes von Ruhrgas und Wingas (Schaubild 4) zeigt:

- Das Leitungsnetz der Ruhrgas/VNG ist (noch) sehr viel größer und engmaschiger als das der Wingas; das Leitungsnetz der Ruhrgas/VNG durchläuft (direkt) alle Demarkationsgebiete der Ferngasunternehmen. Gleichwohl hat die Ruhrgas AG mit drei dieser FGU keine Lieferverträge abgeschlossen (Thyssengas, EGM Münster und EWE; vgl. Übersicht 4).
- Mit ihrer sehr viel weitmaschigeren Netzstruktur an Erdgas-Fernleitungen erreicht die Wingas (direkt) alle Demarkationsgebiete mit Ausnahme der vier Gebiete der Ruhrgas AG sowie jene der Thyssengas, FG Nordbayern und Bayerngas. Von den direkt erreichbaren FGU hat Wingas bislang keine Lieferverträge mit BEB, EGM und FG Salzgitter vereinbart (vgl. Übersicht 4). Hingegen bestehen Lieferverträge mit dem bislang nicht (direkt) verbundenen FGU Bayerngas. Hierbei handelt es sich aber vermutlich um russische Erdgaslieferungen des WIEH am Übergabepunkt Oberkappel (Schaubild 4).

Vermöge ihrer eigenen Netzstruktur konnte die Wingas nicht nur in die Belieferung anderer FGU eintreten, sondern hätte, prinzipiell, auch Lieferbeziehungen zu Abnehmern in den Demarkationsgebieten knüpfen können. Hier bricht dann allerdings vermutlich ein absatzstrategischer Interessenskonflikt aus: Demarkierte FGU werden daran interessiert sein, Lieferverträge mit der Wingas davon abhängig zu machen, daß dort für das Demarkationsgebiet des belieferten FGU zumindest ein „Wohlverhaltens-Kartell“ Wirkung erlangt. Dieses Dilemma wird durch die Untersagung von Demarkationsverträgen nach Inkrafttreten der Energierechtsnovelle sicherlich nicht gänzlich beseitigt, denn es stellt sich generell die Frage, ob bisherige vertragliche Demarkationsabsprachen durch kartellrechtlich nicht oder nur schwer sanktionierbare „Wohlverhaltens-Kartelle“ ersetzt werden.

Schaubild 4: Erdgasfernleitungen in der Bundesrepublik Deutschland



Quelle: Wingas GmbH.

4. Regionale und örtliche Gasversorgungsunternehmen

Funktional wurde in Übersicht 3 nicht zwischen Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen unterschieden; ihre Anzahl wird mit 711 Unternehmen angegeben, davon 558 in den alten und 153 in den neuen Bundesländern (Tabelle 14). In der Literatur wird zuweilen zwischen diesen beiden Stufen differenziert und den regionalen Gasversorgungsunternehmen funktional die Weiterverteilerstufe zugeordnet; ihre Anzahl wird mit etwa 80 Unternehmen beziffert (vgl. u.a. Schiffer 1997: 135). Funktional wäre hier die Erdgaswirtschaft in vier Stufen disaggregiert (Übersicht 6).

Wie bereits dargelegt, ist die funktionale Trennung zwischen den beiden erstgenannten Stufen nicht ohne weiteres möglich, zumal mindestens zwei Unternehmen (BEB Erdgas und Erdöl sowie Mobil

Übersicht 6: Funktionale Aufteilung der Erdgaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland

Funktion	Stufe
Erdgasförderung und Einfuhr von Erdgas	Erdgasfördergesellschaften
	↓
Erdgasvermarktung von Inlandsförderung und Erdgaseinfuhren durch Erdgastransport	Ferngasunternehmen
	↓
Weiterverteilung als Zwischenhändler und Transportleistungen	Regionale Gasversorgungsunternehmen
	↓
Erdgasabsatz auf der Endverbraucherebene; Aufbau und Betrieb des Endverteilernetzes	Ortsgasversorgungsunternehmen

Erdgas-Erdöl) über beide Stufen voll integriert sind. Die Grenzen einer funktionalen Trennung zwischen regionalen und örtlichen Gasversorgungsunternehmen wird fließend, weil fast alle als regionale Versorger identifizierbare Unternehmen auch auf der Endverteilungsstufe tätig sind. Soweit sie reine Endverteiler in ihrem Demarkationsgebiet beliefern, schloß dies regelmäßig auch vertikale Demarkationsverträge mit den belieferten Unternehmen ein. Damit war das regionale Gasversorgungsunternehmen gegen konkurrierende Angebote eines von ihm belieferten Endvertellers an Endabnehmer „geschützt“; das Absatzgebiet des Endvertellers selbst war bereits durch Konzessionsverträge mit den jeweiligen Gebietskörperschaften, verbunden mit ausschließlichen Wegerechten, gegen ein um Endabnehmer konkurrierendes Gasversorgungsunternehmen abgesichert. Auf der Ebene der Orts- und Regionalversorgungsunternehmen sind diese in erheblicher Zahl nicht als privatwirtschaftliche Gewerbebetriebe organisiert; sondern stehen als Eigenbetriebe oder Kapitalgesellschaften im öffentlichen Eigentum von Gebietskörperschaften oder sind gemischtwirtschaftlich strukturiert (Tabelle 19).

Der Schwerpunkt der Unternehmen ist nach der Eigentumsform bei den Eigenbetrieben und den Kapitalgesellschaften in öffentlichen sowie gemischt öffentlich-privatrechtlichem Eigentum angesiedelt. Den Schwerpunkt des Gasabsatzes bilden jedoch die Kapitalgesellschaften als Eigenbetriebe und jene in gemischt öffentlich-privatrechtlichem Eigentum (Tabelle 19).

Ähnliche Eigentumsstrukturen weist auf der Endverteilungsstufe in Deutschland auch die öffentliche Elektrizitätswirtschaft auf (vgl. u.a. Kumkar und Neu 1997: 64 f.). Diese kommunalen Energieversorgungsbetriebe führen nicht nur, wie eigentumsrechtlich privat organisierte Unternehmen auch, die Konzessionsabgabe (für die Wegenutzung der Versorgungsleitungen für Gas und Elektrizität zu den Endverbrauchern) an den Haushalt der Gebietskörperschaft ab, sondern die Gewinne dieser kommunalen Energieversorgungsbetriebe fließen — direkt oder indirekt — den Haushalten der Gebietskörperschaften zu. Die Vertreter der Gemeinden und kommunalen Versorgungsunternehmen betrachten die Versorgung der Bevölkerung mit Energie durch eigene Unternehmen als Bestandteil der „Daseinsvorsorge“ der kommunalen Selbstverwaltung im Rahmen des Art. 28 Abs. 2 Grundgesetz. Sie stehen deshalb der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts ablehnend gegenüber und dringen auf eine Revision dieser Gesetzesnovelle, soweit sie aus dieser Sicht die Gestaltungsfreiheit der Kommunen einschränkt (vgl. hierzu Abschnitt II.4).

Bei der Hervorhebung „gemeinwirtschaftlicher Interessen“ im Falle der eigenwirtschaftlichen Lieferung von Strom und Gas durch die Gebietskörperschaften kann es nicht verwundern, daß auch im Zuge der Formulierung und Verabschiedung der europäischen Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas der Versuch unternommen wurde, die Vorschriften über „Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse (service public)“ nach Art. 90 Abs. 2 EG-Vertrag in diese Richtlinie einzubringen. Dieser Versuch war, wie in Abschnitt II.3 ausführlich dargelegt, nicht ganz erfolglos. Allerdings hat hierbei die Rechtsfigur des Alleinabnehmers (single buyer) auf der Endverteilungsstufe im Gegensatz zur Binnenmarkt-Richtlinie Elektrizität keinen Eingang in die Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas gefunden.

Tabelle 19: Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland nach Unternehmensformen 1996

Unternehmensformen	Anzahl der Unternehmen ^a	Anteil an der Gesamtzahl (vH)	Gasaufkommen (brutto)	
			insgesamt (Mill. kWh)	je OVU ^b (Mill. kWh)
Regiebetrieb	1	0,1	244,5	244,5
Zweckverband	6	0,9	5 006,2	835,4
Eigenbetrieb	191	27,3	104 767,4	548,5
AG oder GmbH als Eigengesellschaft	224	32,0	244 854,6	1 093,1
AG oder GmbH als öffentl. Gesellschaft ^c	45	6,4	56 520,8	1 256,0
AG oder GmbH als gemischt-öffentlich-privatwirtschaftliche Gesellschaft	186	26,5	360 154,8	1 936,3
AG oder GmbH als privatwirtschaftliche Gesellschaft	45	6,4	68 100,9	1 513,4
Sonstige privatrechtl. Unternehmen	3	0,4	3 386,0	1 128,7
Insgesamt	701	100,0	—	—

^aZahlenangabe weicht ab von den Angaben in Tabelle 14. — ^bOGV = Ortgasversorgungsunternehmen. — ^cBeteiligt: mehrere öffentlich-rechtliche Körperschaften, z.B. Stadt und Kreis, Land oder Bund oder öffentlich-rechtliche Körperschaften auf gleicher Verwaltungsebene. — — = wegen vorhandener Doppelzählungen Aggregation nicht sinnvoll.

Quelle: BGW Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland (1996: 25).

Bei der Deregulierung der Gaswirtschaft in Deutschland stellt sich auf der Ebene der kommunalen Versorgungsbetriebe neben dem Aspekt der Daseinsvorsorge noch ein weiterer Problemkreis ein: Die Gasversorgungsunternehmen in kommunalem oder gemischtwirtschaftlichem Eigentum werden bislang überwiegend in Form eines *kommunalen Querverbundes* organisiert.

Von den 929 Mitgliedsunternehmen des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. waren gut die Hälfte auch mit der Gasversorgung befaßt. Von diesen gasversorgenden 543 Unternehmen waren nur 95 Betriebe (17,5 vH) vertreten, die neben Gas keinen weiteren leitungsgebundenen Energieträger anboten. 114 Unternehmen (21,0 vH) boten Erdgas zusammen mit Elektrizität und 40 Unternehmen zusammen mit Fernwärme an und immerhin 294 Unternehmen (54,1 vH) vereinigten in ihrem Leistungsangebot die Energieträger Gas, Strom und Fernwärme (Tabelle 20).

Tabelle 20: Struktur des Querverbundes der Mitgliedsunternehmen des VKU mit Gasversorgungsaktivitäten 1997 (Stand: 31.7.1997)

Mitglieder	Art des Querverbundes ^a												Insgesamt
	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	G	
	Elt	Elt	Elt	Wä	Elt	Elt	Wä	W	Elt	W	Wä	G	
	W	Wä	W	W	Ent	Wä	W	Ent	Ent	Ent	Ent	Ent	
absolut	57	175	13	6	89	62	34	6	12	53	12	24	543
vH	10,5	32,2	2,4	1,1	16,4	11,4	6,3	1,1	2,2	9,8	2,2	4,4	100,0

^aG = Gas, Elt = Elektrizität, Wä = Wärme, W = Wasser, Ent = Entsorgung.

Quelle: VKU Geschäftsbericht (1997: 7), eigene Berechnungen.

Begründet wird die Praxis der Querverbundunternehmen der kommunalen Versorgungswirtschaft in aller Regel mit „Synergieeffekten“, die mit dieser Organisationsform verbunden seien. Hiermit werden insbesondere die folgenden Erwartungen verbunden (Seicht 1992: 74–75):

Der 'Querverbund' führt nämlich zu '*Verbundvorteilen*' ('economies of scope') z.B. durch gemeinsame Anlagennutzung, Erfahrungsaustausch, bessere Koordination ('gemeinsamer Graben'), Erfolgsaustausch usw. und zu '*Betriebsgrößenvorteilen*' ('economies of scale') z.B. durch Spezialisierung, bessere Marktstellung usw. Synergieeffekte können in den Bereichen des Managements, der Organisation, des Marketings, der Investition und Finanzierung und der allgemeinen Verwaltung auftreten. Man kann auch Personalsynergien, Materialsynergien und Kapitalsynergien unterscheiden, und man kann schließlich auch in Beschaffungs-, Produktions- und Absatzsynergien wie auch in Planungs-, Organisations- und Überwachungssynergien einteilen.

Die Erwartung, daß die Wirkung der oben beschriebenen Synergieeffekte eintreten kann, ist natürlich noch keine Gewähr dafür, daß diese Effekte auch eintreten werden. Mit Sicherheit eintreten wird die Einsparung von Erfolgssteuern im Wege einer *internen Subventionierung* über einen Verlustausgleich zwischen den im allgemeinen ertragreichen kommunalen Energieversorgungsunternehmen und jenen Sparten, die im allgemeinen mit erheblichem Verlust abschließen, insbesondere den kommunalen Verkehrsbetrieben. Ob dies gesamtwirtschaftlich ein Vorteil ist, darüber kann man freilich sehr geteilter Meinung sein. Und neben möglichen Vorteilen, die mit dem Querverbund verbunden sein können, sehen Kritiker dieser Organisationsform auch erhebliche Nachteile, die mit dieser Unternehmensorganisation verbunden sein können.

Die Monopolkommission hatte sich im sechsten Hauptgutachten (1986: Tz. 501–507) eingehend mit den ökonomischen Vor- und Nachteilen der kommunalen Querverbundunternehmen befaßt und als Ergebnis dieser Analyse ihre Entflechtung empfohlen. Diesen Standpunkt hat die Monopolkommission in ihrem zehnten Hauptbericht (1994: Tz. 735) noch einmal bekräftigt und die tragenden Gesichtspunkte wie folgt zusammengefaßt:

Die Monopolkommission kritisiert die Koppelung von gewinnträchtigen Sparten — dies gilt insbesondere für die Elektrizitätsversorgung — mit defizitären Bereichen (öffentlicher Personennahverkehr) und die damit einhergehende Quersubventionierung. Die Koppelung von defizitären und gewinnbringenden Sparten schwächt den Anpassungsdruck in den verlustbringenden Bereichen, da die vorhandenen Rationalisierungspotentiale unzureichend genutzt werden. Durch die Subventionierung defizitärer Bereiche kommt es zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen, weil effizientere Versorgungsangebote im Wettbewerb behindert werden. Die defizitären Versorgungsleistungen werden von den Verbrauchern getragen, die die gewinnbringende Leistung nachfragen. Weiterhin kann die optimale Betriebsgröße nur durch Zufall erreicht werden, da sich die Größe der Versorgungsgebiete nicht nach wirtschaftlichen Kriterien richtet, sondern durch historische und politische Vorgaben festgelegt wird. Ein weiterer Nachteil dieser Organisationsform besteht darin, daß der Wettbewerb zwischen den Energieträgern beeinträchtigt wird, da den Verbrauchern beispielsweise durch Fernwärmeverranggebiete im Rahmen örtlicher Versorgungskonzepte sowie Ölverbrennungsverbote die Wahlmöglichkeit zwischen leitungsgebundenen und nicht leitungsgebundenen Energieträgern genommen wird. Dadurch wird der Substitutionswettbewerb auf dem Wärmemarkt stark eingeschränkt.

Fernwärme wird von den Energieversorgungsunternehmen auf kommunaler Ebene in den alten Bundesländern (zu 75 vH, in den neuen Bundesländern mit einem weitaus höheren Fernwärmeanteil nur zu 30 vH; VKU 1997: 45) in Kraft-Wärme-Koppelung erzeugt. Unter Kraft-Wärme-Koppelung versteht man die gleichzeitige Erzeugung (Kuppelproduktion) von Strom und Wärme in einer Anlage, in der Regel Heizkraftwerken. Der energetische Gesamtwirkungsgrad eines Heizkraftwerkes kann bis zu 85 vH betragen (ein reines Elektrizitätskraftwerk erreicht hier, je nach energiespezifischer Kraftwerkstechnologie, zwischen 35 und 45 vH; GuD-Kraftwerke bis zu 60 vH).

Infolge dieser Wirkungsgradbesonderheit wurde seit Beginn der achtziger Jahre nach dem zweiten „Ölpreisschock“ die Fernwärme als besonders umweltfreundlich und besonders versorgungssicher und somit als vorrangsberechtigt propagiert und eine Rekommunalisierung der Stromerzeugung gefordert. Indes: auf dem Raumwärmemarkt der Haushalte und Kleinverbraucher konkurriert die Fernwärme mit den übrigen leitungsgebundenen Energieträgern (Erdgasheizungen und Strom für Nachtspeicherheizungen) sowie mit allen übrigen festen und flüssigen Brennstoffen. Zudem: die Verlegung der Versorgungsleitungen ist bei der Fernwärme sehr viel kapitalintensiver als bei den übrigen leitungsgebun-

denen Energieträgern, insbesondere auch bei der unmittelbar mit Fernwärme konkurrierenden Erdgasversorgung. So begann man örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte zu entwickeln, in den „Vorranggebiete“ für die Fernwärmeversorgung sowie der Einsatz der übrigen Energieträger für den Wärmemarkt ermittelt und dargestellt werden sollen. Obwohl dies faktisch eine „Wettbewerbsbeseitigungs-Planifikation“ darstellte, erfreuten sich diese Konzepte höchstem energiepolitischen Wohlwollens (Gröner und Smeets 1988: 182–186). Da das Instrument des Anschluß- und Benutzungszwanges bei einer Fernwärmeversorgung rechtlich nicht abgesichert war, wurden ab Ende 1981 von Bund und Ländern gut 1 Milliarde DM als Investitionshilfen für Fernwärmeprojekte bereitgestellt.

Allerdings verfügen die Versorgungsunternehmen selbst über eine große Gestaltungskraft bei der Festlegung von „Vorranggebieten“, wenn sie neben der Fernwärmeversorgung auch die Gasversorgung im Querverbund integriert haben. Dies ist immerhin bei gut 60 vH der erdgasanbietenden kommunalen Versorgungsbetriebe zutreffend (Tabelle 20). Die Vorstellung, diese Versorgungsunternehmen würden unternehmensintern den Wettbewerb zwischen Erdgas und Fernwärme organisieren, ist wohl eher wirklichkeitsfremd (vgl. u.a. Monopolkommission 1991). Sofern die Fernwärmeversorgung aus Kraft-Wärme-Koppelung gegenüber einer Erdgasversorgung wettbewerbsfähig ist, bedürfte sie nicht des Schutzes gegen eine wettbewerbliche Umgestaltung des Erdgasmarktes.

Zur Vorbereitung auf den Wettbewerb der leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas empfiehlt der Verband kommunaler Unternehmen seinen Mitgliedern die folgende Vorgehensweise (VKU 1997: 6 f.):

Zur Vorbereitung auf den Wettbewerb kann es sich als vorteilhaft erweisen, daß Stadtwerke die Kooperation untereinander verstärken. Das beginnt bei den Arbeitsgemeinschaften, die heute Überlegungen anstellen, wie sie sich zu Einkaufsgemeinschaften weiter entwickeln können. Das setzt sich fort bei der Gründung von gemeinsamen Gesellschaften und kann bis zur Fusion von kommunalen Unternehmen führen. Davon zu unterscheiden sind strategische Allianzen, bei denen Kommunen private Unternehmen als Minderheitspartner einwerben. So empfehlen sich seit einiger Zeit Verbund- und Regionalunternehmen den Stadtwerken als Kooperationspartner. Die Angebote reichen von gemeinsamen Projekten bis hin zu Beteiligungen. Daß auch kommunale Unternehmen ihren Handlungsspielraum durch Kooperation erweitern können, zeigt die Praxis zur Genüge. Wenn es um Beteiligungen geht, sollte jedoch genau geprüft werden, ob die Synergiepotentiale, die erschlossen werden können, so bedeutend sind, daß sie es rechtfertigen, die alleinige kommunale Eignerschaft aufzugeben.

Ob sich die Empfehlungen einer horizontalen und vertikalen Konzentration mit der Fusionskontrolle des novellierten Kartellrechts (vgl. hierzu Abschnitt II.4) vereinbaren lassen, bedürfte einer Einzelfallprüfung. Die Empfehlung hin zu horizontalen Kooperationen und Fusionen erscheint im Lichte des Kartellrechts unproblematischer als jene zur Erhöhung der vertikalen Konzentration.

5. Gaswirtschaftliche Gleichgestaltungen in den neuen Bundesländern

Der Übergang zur Marktwirtschaft hatte auch für die Energiewirtschaft der neuen Bundesländer eine grundlegend veränderte Situation geschaffen. Allerdings verliefen die Anpassungsprozesse hier anders als in den meisten anderen Sektoren: Die leitungsgebundene Energiewirtschaft wurde nicht in den Wettbewerb entlassen; sie wurde vielmehr den gleichen wettbewerbsbeschränkenden Regelungen unterworfen, die für die westdeutsche leitungsgebundene Energiewirtschaft gelten.

Der Gasmarkt der DDR wurde bis zur Wende mit drei verschiedenen Gasarten beliefert, die von der Erzeugung bis zum Endverbraucher in getrennten Leitungssystemen transportiert werden mußten: mit einem schwachkalorigen Naturgas aus heimischer Förderung (jetzt: Erdöl-Erdgas-Gommern GmbH; vgl. Tabelle 15), einem hochkalorigen Erdgas aus Rußland als einzigem ausländischen Lieferanten und mit Stadtgas auf der Basis von Braunkohle mit etwa dem halben Brennwert des Importerdgases. Nach Aufhebung der Preiskontrollen und dem Fortfall der damit verbundenen Verbrauchersubventio-

nen wurde das Stadtgas, bezogen auf den Brennwert, erheblich teurer als das importierte Erdgas. Die wichtigste Anforderung an die Erdgaswirtschaft in den neuen Bundesländern bestand in der zügigen Umstellung der Leitungssysteme von Stadtgas auf Erdgas — sie wurde bereits Anfang 1996 abgeschlossen — und in der Erschließung von Marktpotentialen, bei denen der Einsatz von Erdgas in der Zeit der Eigenstaatlichkeit der DDR durch staatliche Reglementierungen behindert oder untersagt war. Dies betraf insbesondere die industriellen Abnehmer und den Raumwärmemarkt der privaten Haushalte.

In der DDR wurden die Gaslieferungen von den 15 Energiekombinaten der Bezirke im Querverbund zu den Stromlieferungen dargeboten. Im Zuge der Stromverträge vom August 1990 wurde dieser Querverbund untersagt, und es mußten technisch und wirtschaftlich unabhängige regionale Gasversorgungsunternehmen gebildet werden. Den hieraus entstandenen 20 neuen regionalen Erdgasversorgungsunternehmen wurde — analog zur Privatisierung in der Elektrizitätswirtschaft (vgl. hierzu Neu 1992: 28 f.) — eine unentgeltliche Kapitalbeteiligung von 49 vH übertragen. Um die restlichen Mehrheitsbeteiligungen von 51 vH haben sich sowohl Gasversorgungsunternehmen entweder einzeln oder in Konsortien aus Westdeutschland als auch aus den übrigen Ländern der Europäischen Gemeinschaft beworben.

Von den 20 regionalen Gasversorgungsunternehmen wurden 12 einzelwerbenden westdeutschen Gasversorgungsunternehmen (darunter auch Ferngasunternehmen) zugeschlagen; als erfolgreichster Einzelbewerber trat die Contigas Deutsche Energie AG in Erscheinung, die drei Versorgungsgebiete erhielt. An drei Übernahmekonsortien sind auch Energieversorgungsunternehmen aus Großbritannien und Frankreich beteiligt. Die Beteiligungen der British Gas Deutschland GmbH (BGD) an den regionalen Gasversorgungsunternehmen in den neuen Bundesländern wurden jedoch am 18. November 1997 an das dort entstandene Ferngasunternehmen Verbundnetz Gas AG (VNG) veräußert. Soweit in den Versorgungsgebieten Städte und Gemeinden das Gasgeschäft in eigener Regie als Teil von Stadtwerken betreiben wollten, wurde diesen Wünschen durch die regionalen Gasversorgungsunternehmen entsprochen, und es wurden in aller Regel Unternehmen mit gemeinsamer Kapitalbeteiligung gebildet. Dieser Kontrast zu den erbitterten Auseinandersetzungen auf der Stromseite hatte einen sehr einfachen Grund: Anders als beim Strommarkt können Stadtwerke bei einer Erdgasversorgung nicht vom Fremdbezug zur Eigenerzeugung überwechseln. Wohl aber konnten sie den Vorlieferanten wechseln, soweit dies trotz der auch in den neuen Bundesländern vereinbarten Demarkationsabsprachen möglich war.

Die Ferngasstufe in Form der vormaligen VEB Verbundnetz Gas wurde im Juni 1990 in die Verbundnetz Gas AG (VNG) umgewandelt. Bei der Vergabe der Kapitalanteile konnten sich die Ruhrgas AG mit 35 vH und die BEB Erdgas und Erdöl GmbH, die im Besitz der Erdölgesellschaften Shell und Esso ist und ihrerseits einen Kapitalanteil von 25 vH an der Ruhrgas AG besitzt, mit 10 vH eine relative Kapitalmehrheit sichern (Übersicht 7). Ihnen gegenüber standen die Wintershall AG, ein Tochterunternehmen der BASF, und die Wintershall Erdgas Handelshaus GmbH (WIEH), ein gemeinsames Tochterunternehmen der Wintershall AG und der Gazprom, dem Exportmonopolisten russischen Erdgases. Die Wintershall AG wurde mit 15 vH (plus 1 Aktie) und die Gazprom mit 5 vH des Aktienkapitals der VNG bedacht, obwohl diese Gesellschaften eine deutlich höhere Kapitalbeteiligung angestrebt hatten.

Bei dem Eigentumsübergang war russisches Erdgas für die VNG die einzige ausländische Bezugsquelle. So entstand eine asymmetrische Ausgangslage, bei der die eine Seite (Ruhrgas AG und BEB) das Leitungsnetz, die andere Seite (WIEH und Gazprom) das damals verfügbare Erdgasangebot aus externen Quellen dominierte. Damit war der Gaskonflikt des Jahres 1991 vorprogrammiert — zunächst als unüberbrückbarer Dissens über den „angemessenen“ Lieferpreis. Nachdem die WIEH gegen Ende des Jahres 1991 mehrfach Lieferkürzungen angekündigt hatte, falls es nicht zu einem langfristig akzeptablen Liefervertrag käme, einigten sich die Kontrahenten am Rande deutsch-russischer Wirt-

Übersicht 7: Unternehmensdaten der Verbundnetz Gas AG in Leipzig 1993–1997

	1993	1994	1995	1996	1997
Gesamtabsatz (Mrd. kWh) (einschl. Stadtgas)	91,1	101,9	129,7	152,3	148,5
Umsatzerlöse (Mill. DM)	2 557	2 301	2 761	3 312	3 779
Ergebnis vor Steuern (Mill. DM)	-48	-26	-1	27	30
Beschäftigte (Jahresende)	1 423	1 280	1 192	1 168	1 143
<i>Kapital und Aktionäre</i>					
<i>Eigenkapital (Mill. DM): 1992: 511; 1997: 604</i>					
<i>Aktionäre: Ruhrgas AG, Essen: 35 vH. — Wintershall AG, Kassel: 15 vH + 1 Aktie. — VNG Verwaltungs- und Beteiligungsgesellschaft mbH (Anteile Gebietskörperschaften neue Bundesländer), Köln: 15 vH – 1 Aktie. — Brigitta Erdöl und Erdgas GmbH, Hannover: 10 vH. — British Gas Deutschland GmbH, Berlin: 5 vH^a. — Statoil, Stavanger: 5 vH. — Erdöl-Erdgas Gommern GmbH, Gommern: 5 vH. — PreußenElektra, Hannover: 5 vH. — Gazprom, Berlin: 5 vH.</i>					
<i>Wesentliche Beteiligungen an Ferngasunternehmen und Gasversorgungsunternehmen</i>					
• Erdgasversorgungsges. Thüringen-Sachsen mbH (EVG), Erfurt, 50 vH. • Erdgas West Sachsen GmbH, 25,5 vH^b. • Gasversorgung Sachsen-Anhalt GmbH, 24 vH^b. • Havelländische Stadtwerke GmbH, Werder, 26,68 vH. • SpreeGas GmbH, Cottbus, 24,8 vH. • Städtische Werke Borna GmbH, Borna, 24,5 vH. • Nordböhmische Gaswerke, Tschechien, 9,81 vH.					
^a Kapitalanteil der British Gas Deutschland GmbH (BGD) wurde am 18.11.1997, rückwirkend zum 1.1.1997, von der Verbundnetz Gas AG in Leipzig übernommen. — ^b Beteiligungserwerb durch Übernahme der British Gas Deutschland GmbH (BGD) durch die VNG am 18.11.1997, rückwirkend zum 1.1.1997.					

Quelle: Jahrbuch Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz (lfd. Jgg.), VNG Geschäftsbericht (lfd. Jgg.), VNG (1998), eigene Zusammenstellung.

schaftsgespräche im Februar 1992 auf einen Kompromiß, den „Petersberg-Preis“, über dessen Modalitäten alle Seiten Stillschweigen bewahrten. Erst Ende Januar 1994 einigten sich die WIEH und die VNG auf einen langfristigen Liefervertrag mit einer Laufzeit von 20 Jahren und beendeten damit den über dreijährigen Gaskonflikt.

In der Marktstrategie verfolgten beide Kontrahenten unterschiedliche Ziele. Die VNG strebte die Westanbindung an, um den Kreis der Erdgaslieferanten zu erweitern, während die WIEH eine eigene Weiterleitung russischen Erdgases erreichen wollte, um den Kreis möglicher Abnehmer zu diversifizieren. So ist es nicht verwunderlich, daß zwischen St. Katharinen (Sayda) — Übergabepunkt des russischen Erdgases in die neuen Länder — und der Ostgrenze von Hessen beide Gruppen fast parallel Erdgasleitungen verlegten, die VNG die EVG-Leitung und die WIEH die „Sächsisch-Thüringische Erdgas-Leitung“ (STEGAL). Beide Leitungssysteme erreichten im Spätherbst 1992 die Westanbindung, wobei die STEGAL Ende 1993 an die „Mittel-Deutschland-Anbindungs-Leitung“ (MIDAL) angeschlossen wurde (vgl. hierzu Schaubild 4). Durch diese parallelen Leitungen sind beide Anbietergruppen in der Lage, Versorgungsgebiete und Abnehmer in den neuen Bundesländern in direktem Wettbewerb zu erreichen, ein wettbewerbliches Novum, allerdings mit dem Schönheitsfehler, daß die WIEH-Gruppe zusätzlich auch noch Transportleitungen von der STEGAL zu den Versorgungsgebieten und Großabnehmern verlegen mußte, es sei denn, es konnte eine Durchleitungsvereinbarung mit der VNG über bereits bestehende Versorgungsleitungen getroffen werden.

Aber auch hier zeichnete sich zunächst ein wettbewerbliches Novum ab. Als die WIEH Anfang 1992 die VNG aufforderte, in Verhandlungen über Durchleitungen von der STEGAL zu der Papierfabrik Weißenborn in Sachsen einzutreten, verweigerte die VNG dies beharrlich. Dies führte im April 1992 zur Eröffnung eines Mißbrauchverfahrens durch das Bundeskartellamt in Berlin, gefolgt von einem Beschluß zur Durchleitungsverpflichtung im Juni 1992. Hiergegen hat die VNG vor dem Kam-

mergericht Berlin Rechtsmittel eingelegt, das den Durchleitungsbeschluß des Bundeskartellamtes am 9. Juni 1993 wieder aufhob.

Im nachfolgenden Rechtsbeschwerdeverfahren des Bundeskartellamtes entschied der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs (BGH) am 15. November 1994 in letzter Instanz. Der Sache nach entschied der BGH im Sinne des Kammergerichts Berlin und hob die Durchleitungsverfügung durch das Bundeskartellamt endgültig auf. Damit war dieser Vorstoß zur Auflockerung wettbewerblicher Ausnahmereiche zunächst gescheitert.

Auch schien zwischenzeitlich die Abneigung der Wintershall AG und ihrer Töchter WIEH und Wingas gegen den Abschluß von Demarkationsverträgen abgenommen zu haben. Es wurden inzwischen mehrere Demarkationsverträge abgeschlossen, auch mit der Ruhrgas AG. Insbesondere wurden anläßlich der langfristigen Lieferverträge vom 31. Januar 1994 zwischen der WIEH und der VNG Demarkationsabsprachen einbezogen, die den erreichten Gebietsversorgungsstatus in den neuen Bundesländern weitgehend festschrieben. In Hinblick auf damit einhergehenden Durchleitungsvereinbarungen findet sich in einer Zeitschrift der VNG (1998), damalige Kontrahentin der Wingas im kartellrechtlichen Mißbrauchsverfahren, der folgende Hinweis:

Der Wegfall von Demarkationen und die Ausweitung der Durchleitungsrechte für Dritte führt zu neuen Ansätzen. Aber wir verfügen längst über einschlägige Erfahrungen. Wie in der internationalen Gaswirtschaft üblich, haben auch wir mit anderen Unternehmen Verträge über die Durchleitung von Gas geschlossen und Gas über die bestehenden Leitungsverbindungen ausgetauscht. Allerdings ohne gesetzlichen Zwang, sondern nach den bewährten Spielregeln des Marktes und zu frei verhandelten Kriterien.

Ein neues Demarkationsgebiet im Rahmen bisheriger Absprachen über horizontale Demarkationsverträge zwischen Ferngasunternehmen wurden der WIEH/Wingas jedoch nicht zugeordnet (vgl. Schaubild 3).

In Hinblick auf die Westanbindung des Erdgasnetzes und die Diversifizierung der Anbieter konnte die VNG recht zügig voranschreiten. Bereits Mitte 1994 waren neben der EVG-Anbindung zwei weitere Anbindungs- und Übergabepunkte zwischen dem VNG-Netz und dem westdeutschen Netz vorhanden (Schaubild 4). Im Jahr 1997 hat sich der Anteil des russischen Erdgases an den Erdgasbezügen der VNG (ca. 150 Mrd. kWh) auf etwa die Hälfte reduziert, auf dem nunmehr erreichten Niveau (ca. 75 Mrd. kWh) werden sie sich nach Planung der VNG stabilisieren. Der Beitrag norwegischen Erdgases soll sich von ca. 20 Mrd. kWh im Jahr 1997 bis zum Jahr 1999 verdoppeln; das Liefervolumen erreicht dann in etwa die gleichen Liefermengen wie die Bezüge von den Erdgasproduzenten und Ferngasproduzenten BEB Erdgas und Erdöl sowie die Mobil Erdgas-Erdöl (VNG *Geschäftsbericht* 1997: 35).

Schon im April 1990 vor der Privatisierung des vormaligen VEB Verbundnetz Gas in die Verbundnetz Gas AG (VNG) im Juni 1990 hatte diese mit der Ruhrgas AG ein gemeinsames Joint Venture in Form der Erdgasversorgungsgesellschaft mbH (EVG) mit Sitz in Leipzig mit hälftigen Kapitalanteilen gegründet (vgl. hierzu u.a. Neu 1992: 44 f.). Der Geschäftsauftrag dieser Firma war zunächst vorrangig die Verlegung und Betreibung einer Ferngasleitung von Zwickau bis zur hessischen Grenze (EVG-Leitung), die weitgehend parallel zur STEGAL des WIEH verlief (Schaubild 4); dies war eine grundlegende Voraussetzung zur Diversifizierung der bislang allein auf Rußland ausgerichteten Bezugsstruktur der VNG. Später wurde dieses Unternehmen in die Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG, vgl. Tabelle 18: Nr. 17) umgewandelt, ein Ferngasunternehmen mit einem eigenen Demarkationsgebiet in den neuen Bundesländern (Schaubild 3). Neben dieser Beteiligung ist die VNG seit 1997 Eigentümerin der British Gas Deutschland GmbH (BGD), die ihrerseits 5 vH des Aktienkapitals der VNG sowie eine Minderheitsbeteiligung an zwei regionalen Erdgasversorgungsunternehmen in den neuen Bundesländern übernommen hatte (Übersicht 7). Daneben hält die VNG an drei inländischen und an einem ausländischen Erdgasversorgungsunternehmen eine Minderheitsbeteiligung.

6. Bisherige Ansätze zu einem „Gas-zu-Gas“-Wettbewerb

Die bisherigen Hinweise zu Ansätzen eines Gas-zu-Gas-Wettbewerbs auf verschiedenen Stufen der Gaswirtschaft in Deutschland fokussieren bislang um die Wintershall-Gruppe. Die Wintershall AG als Erdgasförderunternehmen (vgl. Tabelle 15) ist für die Muttergesellschaft BASF sicherlich auch als Rohstofflieferant für die chemische Produktion und den Energieeinsatz in eigenen Kraftwerken von Interesse; darüber hinaus wurde aber Anfang der neunziger Jahre die Entscheidung getroffen, mit dem Erdgashandel ein weiteres Standbein aufzubauen. Diese Funktion wurde zunächst dem Wintershall Erdgas Handelshaus GmbH (WIEH) übertragen; mit der Gründung der Wintershall Gas GmbH (Wingas) wurden ab 1993 die Geschäftsbereiche Erdgasvermarktung in Deutschland sowie der Bau und die Unterhaltung von Ferngasleitungen in Deutschland auf dieses Unternehmen konzentriert. An beiden Unternehmen ist der russische Erdgasmonopolist Gazprom (WIEH zu 50 vH und Wingas zu 35 vH; siehe auch Übersicht 8) beteiligt. Des weiteren ist die Wintershall AG zu 28,8 vH an der EGM als Ferngasgesellschaft zur Vermarktung inländischer Erdgasförderung beteiligt und hielt an der 1998 aufgelösten Deminex einen Anteil von 18,5 vH (vgl. hierzu Abschnitt V.2).

Für den Markteintritt der Wintershall-Gruppe als neuer Anbieter ohne eigenes Demarkationsgebiet auf dem deutschen Erdgasmarkt zu Anfang der neunziger Jahre kamen drei günstige Faktoren zusammen:

- Mit der BASF als Muttergesellschaft stand ein finanzkräftiges und kreditfähiges Unternehmen im Hintergrund, um die notwendige Infrastruktur (Erdgasfernleitungen und Erdgasspeicher) zu finanzieren. Dies dürften für neue Anbieter in der Regel die höchsten Marktzugangshürden darstellen.
- Mit der Gazprom als Joint-Venture-Partner, dem größten europäischen Erdgasexporteur, bot sich eine sehr flexible Erdgasbeschaffungssituation.
- Durch die gaswirtschaftliche Gleichgestaltung in den neuen Bundesländern wurden bisherige Strukturen aufgelockert und „die Karten — zumindest teilweise — neu gemischt“ (vgl. Abschnitt V.5).

Übersicht 8: Unternehmensdaten der Wintershall AG in Kassel 1993–1997

Merkmal	Konsolidierte Bilanz ^a				
	1993	1994	1995	1996	1997
Förderung (einschl. Deminex)					
Erdöl (1 000 t)	4 805	5 473	6 086	7 287	7 817
Erdgas (Mill. m ³)	1 903	2 245	2 100	2 486	2 401
Erdgasabsatz					
(Joint Ventures) (Mrd. kWh)	79,6	109,9	147,1	168,5	158,1
Beschäftigte (Jahresende)	2 678	2 116	1 997	1 916	1 909
Bruttoumsatz (Mill. DM)	7 091	7 212	7 809	9 044	9 951
darin:					
Mineralöl- und Erdgassteuern (Mill. DM)	2 562	2 913	3 237	3 486	3 191
Nettoumsatz (Mill. DM)	4 528	4 299	4 572	5 558	6 760
Ergebnis vor Ertragsteuern (Mill. DM)	433	308	306	804	1 014

^aWintershall AG einschließl. wesentlicher Tochterunternehmen, die in den Konzernabschluß der BASF einbezogen werden.

Kapital (nur Wintershall AG): 500 Mill. DM.

Aktionäre: 100 vH Tochtergesellschaft der BASF, Ludwigshafen.

Wesentliche Beteiligungen an Gasförderunternehmen und Ferngasunternehmen:

- Deutsche Erdölversorgungsgesellschaft mbH (Deminex), Essen, 18,5 vH.
- Erdgas-Verkaufsgesellschaft mbH (EGM), Münster, 28,8 vH.
- Wintershall Gas GmbH (Wingas), Kassel, 65 vH (Gazprom: 35 vH).
- Wintershall Erdgas Handelshaus GmbH (WIEH), Berlin, 50 vH (Gazprom: 50 vH).

Quelle: Wintershall AG via Internet (<http://www.wintershall.de>), Wintershall *Geschäftsbericht* (lfd. Jgg.), *Jahrbuch Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz* (lfd. Jgg.), eigene Zusammenstellung.

Allerdings hat die Gazprom die Wintershall-Gruppe nicht mit einem Vermarktungsmonopol für russische Erdgasexporte nach Deutschland ausgestattet. Gazprom hat auch direkte Lieferverträge mit Thyssengas, VNG und Ruhrgas AG abgeschlossen (Übersicht 4). Tatsächlich war es die Ruhrgas AG, die Anfang der siebziger Jahre durch das damals umstrittene „Erdgas-Röhren-Geschäft“ den russischen Erdgasanbietern den (west-)deutschen und westeuropäischen Markt öffnete. Durch die zwischenzeitlich geschaffene Erdgas-Infrastruktur beliefert Wingas aber darüber hinaus fast alle anderen Ferngasunternehmen (Übersicht 4).

Der Versuch von Wingas, mit Hilfe eines kartellrechtlichen Anordnungsverfahrens eine Durchleitung an endverbrauchende Abnehmer nach § 103 GWB/alt zu erzwingen, war zunächst höchststrichlerlich gescheitert (vgl. Abschnitt V.5). Zwischenzeitlich beliefert die Wingas nach eigenem Bekunden neben Ferngasgesellschaften in erheblichem Umfang auch Regional- und Ortsgasversorgungsunternehmen sowie Kraftwerke und Industriebetriebe; der neueste Geschäftsbericht der Wintershall AG (1997: 14) nennt als 1997 von der Wingas vertraglich neu gebundene Kunden: Westfälische Ferngas AG; Bayerngas GmbH; VAW Aluminium AG, Kraftwerke Mainz-Wiesbaden; Gasversorgung Monheim und zu Jahresbeginn 1998 die Degussa-Werke. Wingas weist 1996, zusammen mit der Westfälischen Ferngas, mit einem Lieferanteil von 32,1 vH die höchste Endverbraucherquote aller Ferngasunternehmen auf (Tabelle 18).

Ob diese Belieferungen über Stichleitungen von den unternehmenseigenen Fernleitungen (vgl. Schaubild 4) her erfolgen oder über Durchleitungen auf privatrechtlicher Basis ist nicht bekannt. Letzteres war vermutlich nur über den Preis partieller Demarkationsabsprachen zu bewerkstelligen (vgl. u.a. Schiffer 1997: 222), wohl auch in der Form, daß sich Wingas bei Lieferungen an andere FGU verpflichtete, Kunden im Demarkationsgebiet dieser FGU nicht zu niedrigeren Gaspreisen zu beliefern als die FGU selbst (vgl. hierzu Abschnitt V.5). Insofern würden die ausstehenden Durchleitungsregeln für den Erdgasmarkt in der Energierechtsnovelle, zumindest jedoch die Durchleitungsregelungen der Kartellrechtsnovelle ab 1999 (vgl. hierzu Abschnitt II.4), die wettbewerblichen Absatzstrategien der Wingas auf eine völlig neue Basis stellen. Insofern kann nicht überraschen, daß die Erdgas-Richtlinie und Novellierung des Energiewirtschaftsrechts von der Wintershall-Gruppe uneingeschränkt begrüßt werden (Wintershall *Geschäftsbericht* 1997: 19):

In der deutschen Energierechtsreform und der zu erwartenden europäischen Gasrichtlinie sehen wir ermutigende Schritte in Richtung Liberalisierung des Gasmarktes. Insbesondere die zu erwartende europäische Gasrichtlinie wird nach der gegenwärtig bekannten Fassung die Durchleitung — natürlich gegen ein angemessenes Entgelt — ermöglichen. Somit ist die Chance für mehr Wettbewerb zum Nutzen der Verbraucher gegeben.

Abschließend sei in Hinblick auf die Wintershall-Gruppe darauf hingewiesen, daß es sich bei der Wingas keineswegs um eine der großen, sondern eher um eines der (noch) mittleren Ferngasunternehmen handelt (Tabelle 18). Auch die starke bisherige Ausrichtung auf den russischen Erdgasbeschaffungsmarkt (Übersicht 4) ist sicherlich für manchen potentiellen Kunden unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit nicht ganz unproblematisch. Allerdings hat die Wingas in letzter Zeit verstärkt und erfolgreich versucht, den Kreis seiner Lieferanten regional zu diversifizieren. Gaslieferverträge konnten bislang mit Großbritannien abgeschlossen werden. Lieferungen von dort können über den „Interconnector“ direkt über die Nordtrasse der MIDAL in das Pipelinesystem der Wingas eingespeist werden (vgl. Schaubild 4). Vertragsangebote an Gasanbieter in den Niederlanden und in Norwegen haben bislang allerdings noch zu keinem Lieferabkommen mit der Wingas geführt (vgl. u.a. Drasdo et al. 1998: 133 f.).

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß es bereits vor Inkrafttreten der Energierechtsnovelle (29. April 1998) auf dem Erdgasmarkt in Deutschland durch den Markteintritt der Wintershall-Gruppe zu Beginn der neunziger Jahre durchaus schon Ansätze zu einem Gas-zu-Gas-Wettbewerb gegeben hat. Allerdings konzentrierte sich der Erdgasabsatz der Wingas bislang überwiegend auf die Belieferung anderer Ferngasunternehmen, bei denen es horizontale Demarkationsabsprachen für derartige

Lieferungen vermutlich nicht oder nicht in wirksamer Form gab. Soweit die Wingas auch sonstige Weiterverteiler und Endverbraucher direkt belieferte, mußten Durchleitungsvereinbarungen auch mit partiellen Demarkationsvereinbarungen „erkauft“ werden. Die Wingas gehörte bislang eher zu den kleineren Ferngasunternehmen, und gegenüber ihrem bisherigen Hauptkonkurrenten Ruhrgas AG, als mit Abstand größtem deutschen Ferngasunternehmen, hat sie darüber hinaus das Handicap einer (bislang) sehr stark auf Rußland konzentrierten Bezugsstruktur.

Mit dem Inkrafttreten der Energierechtsnovelle (29. April 1998) und der sechsten Kartellrechtsnovelle (1. Januar 1999) sowie der künftigen Umsetzung der Europäischen Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas in nationales Recht werden aber die bislang schon vorhandenen Ansätze eines Gas-zu-Gas-Wettbewerbs auf dem deutschen Erdgasmarkt zweifellos eine neue Schubkraft erhalten.

VI. Preisbildung und Preisdifferenzierung in der deutschen Gaswirtschaft sowie ihre wettbewerblichen Einbindungen

Der Einräumung eines wettbewerblichen Ausnahmebereichs in Form von Gebietsmonopolen stand nach § 6 Abs. 1 EnWG/alt für die Energieversorgungsunternehmen eine Anschluß- und Versorgungspflicht gegenüber: In ihrem Versorgungsgebiet sind allgemeine Bedingungen und Tarife für den Bezug von Strom und/oder Gas öffentlich bekanntzugeben und zu diesen Bedingungen und Tarifen jedermann an ihr Versorgungsnetz anzuschließen und zu versorgen. Obgleich die Novellierung des Energiewirtschaftsrechts die wettbewerbliche Transformation der leitungsgebundenen Energiewirtschaft zum Ziel hat, sind die Vorschriften des § 6 Abs. 1 EnWG/alt fast unverändert in die Energierechtsnovelle übernommen worden (EnWG/neu Art. 1 § 10). Damit war wohl die Vorstellung verbunden, daß trotz des Verbots von Ausschließlichkeitsklauseln der Wegenutzung in Konzessionsverträgen die räumliche Verteilung der leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas noch für geraume Zeit ein nicht bestreitbares natürliches Monopol bleiben könnte (vgl. hierzu Kapitel I).

Sowohl die Anschluß- und Versorgungspflichtregelung nach dem EnWG/alt als auch nach dem EnWG/neu stellen jedoch klar, daß diese Pflicht nicht besteht, wenn sie dem Energieversorgungsunternehmen aus wirtschaftlichen Gründen nicht zugemutet werden kann. Darüber hinaus können Gasversorgungsunternehmen — ebenso wie Elektrizitätsversorgungsunternehmen — die Anbindung an das Versorgungsnetz von der Zahlung eines Zuschusses zu den Kosten der Zuleitung und des Hausanschlusses durch den Anschlußbegehrenden abhängig machen (§ 9 und 10 AVBGasV).

Neben der Anschluß- und Versorgungspflicht bestehen gesetzliche Regelungen zu Höhe und Struktur der allgemeinen Tarife der Energieversorgungsunternehmen, und zwar bei Elektrizität und Gas in unterschiedlicher Weise. Durch Verordnungen sind den Endverbrauchern mindestens zwei Tarife anzubieten; diese müssen aus einem (verbrauchsunabhängigen) Grundpreis und einem Arbeitspreis bestehen (§§ 3 und 4 BTOGas). Der Kontrahierungszwang auf der Basis der Pflichttarife besteht für die Verbrauchergruppe Haushalte und Kleinverbraucher; eine Preisdifferenzierung bei diesen Abnehmergruppen nach anderen als in den Tarifen genannten Kriterien ist nicht zulässig (*Prinzip der „Gleichpreisigkeit“*). Dies gilt sowohl für die Strom- als auch für die Gasversorgung. Der Preisbildung der beiden Pflichttarife (Kleinverbrauchs- und Grundpreistarif) liegen die Anwendungsgebiete Kochen und/oder Warmwasserbereitung zugrunde (vgl. u.a. Donath 1996: 258 f.); diesem Verwendungszweck widmen die Haushalte nur knapp 15 vH ihres Gasverbrauchs (vgl. Abschnitt IV.2) und der wichtigste konkurrierende Energieträger ist hier nicht das Heizöl, sondern die Elektrizität. Neben diesen beiden Pflichttarifen bieten fast alle Letztverbraucher beliefende Gasversorgungsunternehmen den Abnehmern aus dem Kreis der Haushalte und Kleinverbraucher darüber hinaus *Wahltarife* an. Diesen liegen die Verwendungszwecke Heizen und/oder Vollversorgung von Etagenwohnungen oder Einfamilien-

häusern zugrunde; der wichtigste konkurrierende Energieträger in diesen Anwendungsbereichen ist das leichte Heizöl.

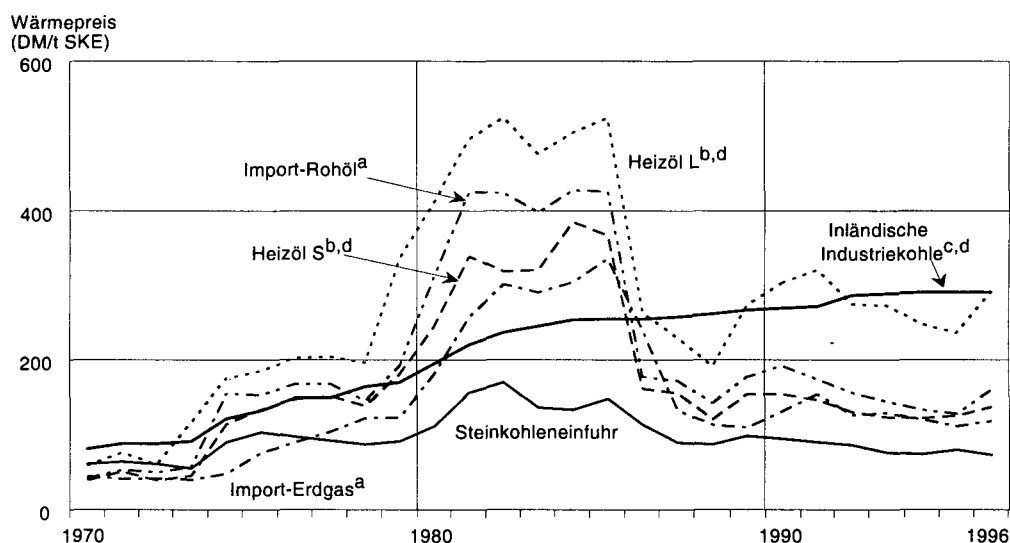
Unterschiede bestehen hinsichtlich der Vorschriften zur Tariffhöhe (Preisfindung). Für Elektrizität müssen sich die Tarife „an den Kosten der Elektrizitätsversorgung orientieren“ (§ 1 BTOelt); die Höhe, die Struktur und die Veränderung der Stromtarife unterliegen einem Genehmigungsvorbehalt seitens der Wirtschaftsministerien der Länder. Entsprechende Vorschriften zur Preisfindung der Gas- tarife und ihrer Genehmigungspflicht wurden 1959 aufgehoben; der Gesetzgeber ging davon aus, daß die *Substitutionskonkurrenz* Vorschriften zur Preishöhe und zur Preisaufsicht auf dem Gasmarkt er- übrigt (vgl. u.a. Schiffer 1997: 218 f.). Die Preise für *Sonderabnehmer* (Industriebetriebe und Kraft- werke) unterliegen weder für Strom noch für Gas einer Preisaufsicht mit Genehmigungsvorbehalt, wohl aber, ebenso wie auch die Tarifpreise (zusätzlich) der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht. Für die Tarifgestaltung in der Gaswirtschaft hat diese fallweise durchaus konkrete Bedeutung erlangt (Ab- schnitt VI.3).

1. Preisbildung nach dem Prinzip der Anlegbarkeit

Wie in Abschnitt III.1 bereits kurz dargestellt, richtet sich in Deutschland die Preisbildung auf dem Erdgasmarkt nicht nach den Kriterien der *Kosten* der Gaslieferkette, sondern nach den Preisen konkurrierender Energieträger aus der Sicht des Endverbrauchers (*Prinzip der Anlegbarkeit*). Die hieraus resultierenden Preisstrukturen auf dem Energiemarkt für einzelne Energieträger sowie für einzelne Abnehmergruppen sind aus den Schaubildern 5 und 6 ersichtlich.

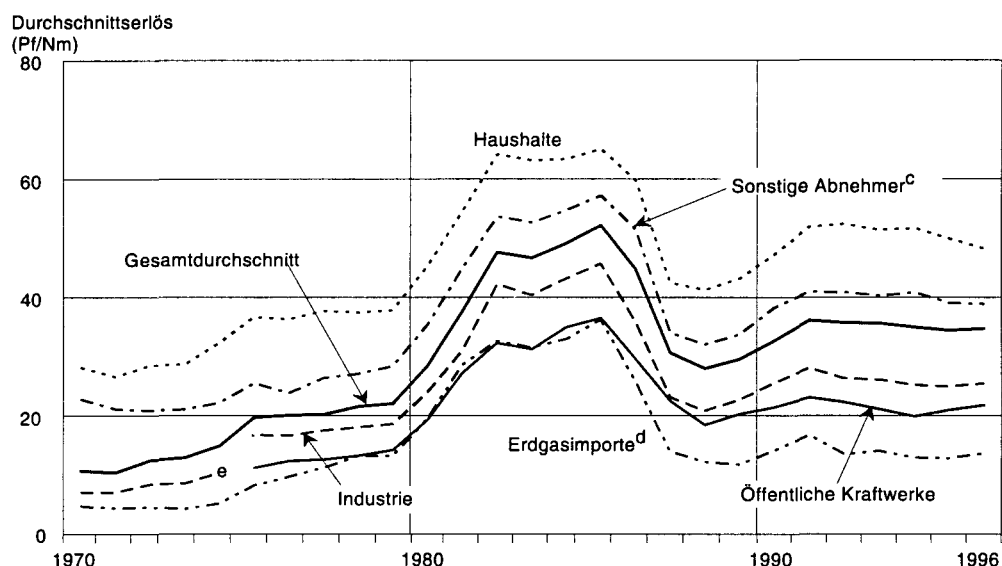
Auffällig ist hierbei insbesondere: Die Preise für leichtes und schweres Heizöl folgen ziemlich un- mittelbar der Preisentwicklung der Rohöleinfuhrpreise. Dabei ist der Wärmepreis des schweren Heiz-

Schaubild 5: Entwicklung ausgewählter Energiepreise in der Bundesrepublik Deutschland 1970–1996 (DM/t SKE)



^aPreis frei Grenze Bundesrepublik Deutschland. — ^bPreis ab Raffinerie einschließlich Bevorratungsabgabe und Heizölsteuer (ab 1.1.1989 mit dem Steuersatz von 30 DM/t bei Öleinsatz zur Erzeugung von Wärme); Schwefelgehalt bis zu 2 vH. — ^cNettolistenpreis RAG für Fett-Feinkohle. — ^dAb 1968 ohne Mehrwertsteuer. — SKE = Steinkohleneinheiten.

Schaubild 6: Durchschnittserlöse^a aus dem Erdgasabsatz der öffentlichen Gasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland^b nach Abnehmergruppen (Pf/Nm³) ($H_0=9,7692 \text{ kWh/m}^3$)



^aBis 1975 einschließlich, ab 1976 ohne Umsatzsteuer. — ^bBis 1990 früheres Bundesgebiet, ab 1991 einschließlich neuer Bundesländer. — ^cHandel und Kleingewerbe, öffentliche Einrichtungen, Heizwerke und sonstige Abnehmer. — ^dEinfuhrpreis cif (cost, insurance, freight) frei deutsche Grenze, einschließlich Grenzbereich Emsmündung. — ^eBis einschließlich 1974 wurde der Gasabsatz für Industrie und öffentliche Kraftwerke zusammen erhoben. — H_0 = oberer Brennwert.

öls in aller Regel unter dem Wärmepreis der Rohöleinfuhren angesiedelt, die Wärmepreise für leichtes Heizöl aber immer deutlich darüber. Seit Mitte der achtziger Jahre (und nach dem Sturz der Rohölpreise) vermindert sich der Abstand zwischen den Preisen für Rohöl und schwerem Heizöl (Schaubild 5). Bezogen auf das Jahr 1996 ist die Struktur der Wärmepreise für die einbezogenen Energieträger in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21: Wärmepreise für ausgewählte Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland 1996

	Wärmepreis (DM/t SKE)	Einfuhrpreis (Rohöl = 100)
Rohöleinfuhrpreis	160	100,0
Erdgaseinfuhrpreis	116	72,5
Heizöl, schwer, für industrielle Abnehmer	137	85,6
Heizöl, leicht, für industrielle Abnehmer	292	182,5
Steinkohleneinfuhrpreis	73	45,6

Die Einfuhrpreise für Erdgas folgen den Mineralölpreisen in gedämpfter und verzögerter Form. Der Preisabstand auf dem Erdgasmarkt für einzelne Verbrauchergruppen ist zeitlich stabil mit einer Ausnahme: Bis Mitte der achtziger Jahre ist der Erdgaspreis für Kraftwerke etwa in Höhe der Erdgaseinfuhrpreise angesiedelt, danach steigen sie vergleichsweise deutlich (Schaubild 6). Bezogen auf das Jahr 1996 ist die Struktur der Durchschnittserlöse der Erdgasversorgungsunternehmen nach letztverbrauchenden Abnehmergruppen in Tabelle 22 dargestellt.

Tabelle 22: Einfuhrpreise und Durchschnittserlöse der Erdgasabgabe an Abnehmergruppen in der Bundesrepublik Deutschland 1996

	Durchschnittserlöse (Pf/m ³)	Erdgaseinfuhrpreis (Erdgas = 100)
Erdgaseinfuhrpreis	12,53	100,0
Alle Endverbraucher	34,74	277,3
Industrieabnehmer	25,49	203,4
Öffentliche Kraftwerke	21,82	174,1

Preisniveau und Preisentwicklung sind für die Energieträger in den Schaubildern 5 und 6 durch das Prinzip der Anlegbarkeit wie folgt miteinander verknüpft (vgl. u.a. Schiffer 1997: 220 f.): Der anlegbare Preis für Erdgas wird in einer Vergleichsrechnung bestimmt, die neben dem Wärmeäquivalenzpreis (ersichtlich aus Schaubild 5) die quantifizierbaren Verwendungsvor- und -nachteile im Verhältnis zu der günstigsten Versorgungsalternative einschließt. Da bei einer Erdgasversorgung Kosten für die Lagerung des Brennstoffes und seiner Finanzierung entfallen und Erdgas darüber hinaus gegenüber anderen Energieträgern monetär nur schwierig bezifferbare Anwendungsvorteile aufweist (Aufwand für die Beschaffung des Energieträgers und für die Verwertung verbliebener Vorräte bei Wohnungswechsel, Art und Umfang von Umweltbelastungen), kann der anlegbare Erdgaspreis den reinen Wärmeäquivalenzpreis (etwa als DM pro Joule oder SKE (Steinkohleneinheiten) im Vergleich zur nächstgünstigsten Versorgungsalternative zum Teil deutlich überschreiten. Das Prinzip dieser Preisbildung knüpft somit an die Zahlungsbereitschaft des Endverbrauchers an und versucht auf diese Weise einen Teil der Konsumentenrente abzuschöpfen. Dieses Prinzip gilt dann nicht nur für die Festlegung des Erdgaspreises zu einem Zeitpunkt, sondern auch für die Anpassung des Erdgaspreises bei längerfristigen Lieferverträgen.

Wird die Preisbildung ausschließlich nach dem Prinzip der Anlegbarkeit vorgenommen, so besteht zwischen den zurechenbaren Kosten der Erdgaslieferkette und dem zu zahlenden Erdgaspreis kein Zusammenhang, der anlegbare Gaspreis wäre dann ein Anwendungsbeispiel für Preisdiskriminierung, bei der für ein gleiches Gut unterschiedliche Preise verlangt werden (vgl. u.a. Funk et al. 1995: 164 f.). Für den Bereich der Tarifabnehmer könnten die anlegbaren Gaspreise im Bereich der Pflichttarife (Konkurrenzenergie: Elektrizität) deutlich höher angesetzt werden als im Bereich der Wahltarife (wichtigste Konkurrenzenergie: leichtes Heizöl). Die anlegbaren Preise werden für die Haushalte und Kleinverbraucher für die Pflicht- und Wahltarife als Gruppendurchschnittspreis gemäß dem jeweiligen Verwendungszweck ermittelt, die auf den Durchschnittsverbräuchen je Abnehmergruppe basieren.

Die Frage, ob der Erdgaspreis sich wirklich in dieser strikten Form herausbildet oder mehr oder minder in „pauschalisierter Form“ (Schiffer 1997: 220) vorgenommen wird, bedürfte einer empirischen Überprüfung. Für die Tarifabnehmer des Versorgungsgebietes eines Erdgasversorgungsunternehmens sind bei den Pflichttarifen Preisdifferenzierungen für einzelne Liefervereinbarungen gemäß dem Prinzip der Anlegbarkeit rechtlich nicht zulässig, und Preisdifferenzen zwischen verschiedenen Versorgungsgebieten im Tarifbereich dürften im Prinzip nicht höher sein als die Transportkosten für Mineralölprodukte auf dem wettbewerblich organisierten Mineralölmarkt.

Die Preisstruktur der Sonderabnehmer orientiert sich an differenzierteren Kriterien. Zu den Sonderabnehmern zählen gasvollversorgte Mehrfamilienhäuser, ein Teil der Gewerbebetriebe und der öffentlichen Verwaltung sowie Industrieunternehmen, Fernwärmeerzeuger und Kraftwerke. Für diese Sonderabnehmer werden von Gasversorgungsunternehmen normierte als auch individuelle Sonderverträge angeboten. *Normierte Sonderverträge* werden mit Verbrauchern abgeschlossen, deren Erdgasverbrauch überwiegend Heizzwecken dient. Hingegen werden mit Verbrauchern mit überwiegender Nutzung des Erdgases in Form von Prozeßwärme in aller Regel *individuelle Sonderverträge* abgeschlossen; die Kriterien zur Anwendung dieser beiden Vertragstypen variieren bei den einzelnen Gasversorgungsunternehmen (vgl. u.a. Donath 1996: 275 f.).

Bei normierten Sonderverträgen wird ein (nicht leistungsbezogener) Grundpreis mit einem mengenabhängig gezonten Arbeitspreis verbunden. Hier sinken demnach nicht nur, wie auch bei den Pflicht- und Wahlтарifen im HuK-Bereich, die Durchschnittskosten mit steigendem Erdgasverbrauch, sondern auch die Grenzkosten.

Hingegen werden bei individuellen Sonderverträgen die Höhe und zeitliche Verteilung des Leistungsprofils beim Erdgasbezug regelmäßig in die Preisgestaltung einbezogen. Das Leistungspreissystem orientiert sich an der Nennleistung der eingesetzten Aggregate sowie an dem maximalen Stunden- oder Tagesbezug (Spitzenlast) der jeweiligen Abnehmer; die gezonten Arbeitspreise beziehen neben der gesamten Jahresabsatzmenge auch die durchschnittliche Benutzungsdauer (in Tagen oder Stunden pro Jahr) mit ein.

Infolge des hohen Anteils der Heizenergie am Erdgasverbrauch unterliegt der gesamte Erdgasabsatz hohen saisonalen Schwankungen; dem stehen teils hohe kontinuierliche Abnahmeverpflichtungen im Rahmen von Take-or-Pay-Verträgen gegenüber (vgl. Kapitel I, insbesondere Abschnitt I.1). Die Erdgaswirtschaft steuert den saisonalen Lastausgleich durch die Schaffung und den Einsatz von Speicherkapazitäten sowie den Abschluß von *unterbrechbaren Lieferverträgen*. Diese Vertragsvariante setzt beim Erdgasabnehmer eine bi- oder multivalente Betriebsweise des eingesetzten Energiewandlers voraus; der Abnehmer verpflichtet sich hierbei, nach Aufforderung des GVV in Spitzenlastzeiten den Einsatz von Erdgas durch andere Energieträger zu ersetzen. Bei der Preisgestaltung wird in diesen Verträgen dann auf die Erhebung eines Leistungspreises ganz oder teilweise verzichtet. Besonders häufig sind derartige Verträge beim Erdgasbezug von Spitzenlast-Kraftwerken in der Elektrizitätswirtschaft anzutreffen (vgl. u.a. Neu 1995: 29 f.).

Für die Ermittlung des anlegbaren Gaspreises ist die Frage von entscheidender Bedeutung, ob der unmittelbar konkurrierende Energieträger in schwerem oder leichtem Heizöl besteht, denn zwischen diesen beiden Energieträgern besteht eine erhebliche Preisdiskrepanz (vgl. Schaubild 5). Ob sich ein Liefervertrag bei einem anlegbaren Gaspreis in Hinblick auf dadurch verdrängtes schweres Heizöl lohnt, wird ein GVV in aller Regel durch einen Vergleich mit seinen diesem Liefervertrag zurechenbaren Kosten entscheiden. Solange durch solche Lieferverträge ein Teil der eigenen Erdgasbezugskosten des GVV gedeckt werden, sind sie ökonomisch noch sinnvoll, wenn sie Bezugsmengen betreffen, die im Rahmen von Take-or-Pay-Verträgen anderweitig nicht vermarktet oder gespeichert werden können (und gleichwohl bezahlt werden müßten). Insofern ist es auch erklärlich, daß die Bezugspreise der Elektrizitätsunternehmen die vergleichbaren Einfuhrpreise für Erdgas zeitweilig unterschritten (vgl. Schaubild 6).

In Hinblick auf die Frage einer Preisdiskriminierung bei der Ermittlung und Festsetzung der Erdgaspreise für Endverbraucher bleibt festzustellen, daß die GVV nicht ein homogenes Gut „Erdgas“ schlechthin verkaufen, sondern dies in Lieferverträgen mit sehr unterschiedlichen Lieferkonditionen und -spezifikationen anbieten. Aus diesem Grund ist es auch nicht sinnvoll, die Durchschnittserlöse der GVV (Tabelle 6) zur Prüfung der Frage heranzuziehen, ob die Preise durch Ausnutzung monopolistischer Marktmacht „überhöht“ sind, denn die Durchschnittserlöse reflektieren auch einen Durchschnitt verschiedener Arten von Lieferverträgen.

Um relativ preisgünstige und relativ teure GVV zu identifizieren, können nur die Tarife und Preise für vergleichbare Lieferfälle und Absatzsegmente herangezogen werden.

2. Preisdifferenzen zwischen Erdgasversorgungsgebieten

Unterschiede der Verbraucherpreise für Erdgas zwischen verschiedenen Ländern spiegeln zugleich auch Unterschiede von nationalen Sonderlasten auch in Form unterschiedlicher Steuern und Abgaben wider (vgl. Abschnitt III.1, insbesondere Tabelle 4). Diese Einflußfaktoren entfallen, wenn sich ein regionaler Vergleich auf Versorgungsgebiete innerhalb eines Landes bezieht. Derartige Daten werden

von Eurostat auch für Deutschland erhoben und veröffentlicht, die letztverfügbaren Daten sind für zehn dort einbezogene Versorgungsgebiete in Tabelle 23 zusammengestellt.

Für die *industriellen Verbraucher* wurden sieben Abnahmefälle, differenziert nach der Jahresverbrauchsmenge und der Jahresnutzungsdauer, gebildet. Alle Preisstrukturen weisen bei zunehmender Absatzmenge einen degressiven Preisverlauf auf, wenn auch in sehr unterschiedlichem Ausmaß: Die Erdgaspreise im Tarifbereich I 4-1 unterschreiten jene des Tarifbereichs I 1 im Durchschnitt aller zehn Versorgungsgebiete um ca. 30 vH; die Spreizung der Preisdifferenzen reicht hier von gut 40 vH in Düsseldorf bis knapp 20 vH in Frankfurt am Main.

Tabelle 23: Gaspreise^a nach Abnehmergruppen und Tarifbereichen^b in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 1.7.1996)

Tarif- bereich	Düsseldorf	Hamburg	Hannover	Dortmund	Frank- furt/M.	Stuttgart	München	Weser- Ems	Dresden	Berlin
Industrielle Verbraucher										
absolute Preise (DM/GJ)										
I 1	14,50	10,53	13,33	11,03	11,17	12,97	12,64	10,22	13,53	13,94
I 2	10,17	10,44	10,28	8,94	10,50	11,78	12,33	9,19	10,72	11,83
I 3-1	10,00	9,53	9,06	8,67	9,69	11,36	11,72	8,25	9,69	11,22
I 3-2	9,58	8,64	8,97	8,33	9,39	9,89	9,72	8,25	9,39	11,22
I 4-1	8,42	8,28	8,69	7,78	9,03	9,47	9,42	7,44	8,31	9,89
I 4-2	7,56	.	.	7,44	8,75	8,64	8,47	7,44	.	9,89
I 5	5,42	.	.	5,17	.	.	5,85	.	.	.
Gaspreisdifferenz gegenüber Weser-Ems (vH)										
I 1	41,9	3,0	30,4	7,9	9,3	26,9	23,7	0	32,4	36,4
I 2	10,7	13,6	11,9	-2,7	14,3	28,2	34,2	0	16,7	28,7
I 3-1	21,2	15,5	9,8	5,0	17,5	37,7	42,1	0	17,5	36,0
I 3-2	16,1	4,7	8,7	1,0	13,8	19,8	17,8	0	13,8	36,0
I 4-1	13,2	11,3	16,8	4,6	21,4	27,3	26,6	0	11,7	32,9
I 4-2	1,6	.	.	0	17,6	16,1	13,8	0	.	32,9
I 5	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
Haushalte und Kleinverbraucher										
absolute Preise (DM/GJ)										
D 1	31,11	31,42	28,31	32,83	30,89	34,53	26,00	26,81	37,72	28,56
D 2	23,33	20,67	22,19	22,81	23,19	28,64	20,28	19,64	27,81	16,58
D 3	14,33	13,78	14,08	13,69	13,83	16,83	14,86	12,17	16,50	13,33
D 3-b	13,44	13,19	13,33	12,64	12,44	15,39	13,50	11,33	15,08	13,33
D 4	10,33	11,14	11,92	10,17	11,22	12,56	12,89	9,92	12,56	13,33
Gaspreisdifferenz gegenüber Weser-Ems (vH)										
D 1	16,0	17,2	5,6	22,5	15,2	28,8	-3,0	0	40,7	6,5
D 2	18,8	5,2	13,0	16,1	18,1	45,8	3,3	0	41,6	-15,6
D 3	17,7	13,2	15,7	12,5	13,6	38,5	22,1	0	35,6	9,5
D 3-b	18,6	16,4	17,7	11,6	9,8	35,8	19,2	0	33,1	17,7
D 4	4,1	12,3	20,2	2,5	13,1	26,6	29,9	0	26,6	34,4
^a DM/Gigajoule (GJ) H ₂ einschließl. Verbrauchssteuern, ohne Mehrwertsteuer. — ^b Tarifbereiche industrielle Verbraucher:										
Tarif	Jahresverbrauch (GJ)					Benutzungsdauer in Tagen				
I 1	418					kein Lastfaktor				
I 2	4 186					200				
I 3-1	41 860					200				
I 3-2	41 860					250				
I 4-1	418 600					250				
I 4-2	418 600					330				
I 5	4 186 000					330				
Tarifbereich Haushalte und Kleinverbraucher (Jahresverbrauch in GJ): D 1: 8,37; D 2: 16,74; D 3: 83,70; D 3-b: 125,60; D 4: 1 047,00. — . = Zahlenwert unbekannt.										

Quelle: Eurostat Statistik kurzgefaßt: Energie und Industrie (1996 (37, 38)), eigene Berechnungen.

Die mit Abstand günstigsten Erdgaspreise für die Endverbraucher, und zwar sowohl für die Industrie als auch für die Haushalte und Kleinverbraucher, werden in den in Tabelle 23 einbezogenen Versorgungsgebieten von den GVV im Gebiet Weser-Ems angeboten. Es ist dies das vormalige Demarkationsgebiet der Ferngasgesellschaft Energieversorgung Weser-Ems AG (EWE) in Oldenburg (vgl. Schaubild 3); dieses Ferngasunternehmen gehört zum Kreis der eher kleinen Ferngasunternehmen (Tabelle 18: Nr. 13) und der Anteil der Lieferungen an Endverbraucher ist mit 12,2 vH des Gesamtaufkommens an Erdgas eher unterdurchschnittlich.

Im Zuge der Gleichgestaltung der Gaswirtschaft in den neuen Bundesländern (vgl. Abschnitt V.5) wurde ein Versorgungsgebiet in Brandenburg (östlich von Berlin) und die Kapitalmehrheit an dem dort gegründeten GVV Energiewerke Elster/Ems AG (EWE) in Brandenburg übernommen. Auch die Abnehmer dieses GVV profitierten von den vergleichsweise günstigsten Erdgaspreisen in den neuen Bundesländern; dieses Versorgungsgebiet ist aber in Tabelle 23 nicht enthalten.

Bei den *industriellen Verbrauchern* gehörten die Gaspreise, verglichen mit dem preisgünstigsten Versorgungsgebiet Weser-Ems, im Versorgungsgebiet Berlin zu den Spitzenreitern mit einem gut um ein Drittel höherem Preisniveau. Die Gaspreise der GVV in den Versorgungsgebieten Stuttgart und München überschreiten — gemittelt über alle in Tabelle 23 ausgewiesenen Abnahmefälle — das Niveau im preisgünstigsten Versorgungsgebiet Weser-Ems um jeweils etwa ein Viertel. Im gemittelten Durchschnitt der Abnahmefälle in den neun Versorgungsgebieten übersteigen dort die Erdgaspreise für industrielle Verbraucher jene im Gebiet Weser-Ems um gut 18 vH.

In etwa dem gleichen Ausmaß weichen die für die *Haushalte und Kleinverbraucher* gemittelten Abnahmefälle in den neun Versorgungsgebieten von den günstigsten Erdgaspreisen im Gebiet Weser-Ems ab. Die Spitzenreiter mit einem etwa ein Drittel höherem vergleichweisen Niveau der Erdgaspreise bilden hier die Versorgungsgebiete Stuttgart und Dresden. In den übrigen Versorgungsgebieten übersteigen die Erdgaspreise für die Haushalte und Kleinverbraucher — gemittelt über alle Tarifbereiche — jene des preisgünstigsten Versorgungsgebietes Weser-Ems zwischen gut 10 vH (Berlin) und gut 15 vH (Düsseldorf).

Insgesamt betrachtet sind die auf Heizwerte bezogenen Preisdifferenzen bei Heizöl deutlich niedriger als die regionalen Preisdifferenzen beim Erdgasabsatz (Diekmann et al. 1997: 160 f.). Bei einer wettbewerblichen Umgestaltung der Gaswirtschaft werden sich diese regionalen Erdgaspreisunterschiede voraussichtlich deutlich vermindern. Hinweise hierfür liefern auch die von den Kartellbehörden eingeleiteten und abgeschlossenen Preisprüfungsverfahren gegen Gasversorgungsunternehmen.

3. Kartellrechtliche Prüfungsverfahren — Anhaltspunkte für Preissenkungspotential durch Wettbewerb?

Im Gegensatz zu den Pflichttarifen der Elektrizitätswirtschaft unterliegen jene der Gaswirtschaft seit 1959 keiner Genehmigungspflicht durch die Wirtschaftsministerien der Länder. Die Tarifstruktur und Preisgestaltung aller Unternehmen der öffentlichen Strom- und Gasversorgung unterliegen jedoch der Mißbrauchsaufsicht durch die jeweils zuständigen Kartellbehörden. Die Prüfungsnorm ergab sich (bis zum 29. April 1998) aus § 103 GWB/alt; danach ist den zuständigen Kartellbehörden aufgetragen, gegen einen Mißbrauch monopolistischer Marktmacht Maßnahmen zu ergreifen. Ein solcher Mißbrauch war u.a. dann gegeben: „wenn ein Versorgungsunternehmen ungünstigere Preise oder Geschäftsbedingungen fordert als gleichartige Versorgungsunternehmen, es sei denn, das Versorgungsunternehmen weist nach, daß der Unterschied auf abweichenden Umständen beruht, die ihm nicht zurechenbar sind“ (§ 103 Abs. 5 Satz 2 Ziffer 2 GWB/alt).

Die Regelung der Preis-Mißbrauchsaufsicht war eine Spezialregelung gegenüber den in § 22 Abs. 4 Satz 2 Ziffer 2 und 3 GWB/alt geregelten Preisniveaumißbrauchsfällen. Der Maßstab der Preismißbrauchsprüfung ist demnach unterschiedlich (vgl. hierzu u.a. Büdenbender 1995: 136 f.): Während

§ 22 GWB/alt die Preispolitik des marktbeherrschenden Unternehmens mit jener von Unternehmen bei wirksamem Wettbewerb vergleicht (Vergleichsmarktkonzept), stellt der § 103 Abs. 5 Satz 2 Ziffer 2 GWB auf einen Preisvergleich zwischen Unternehmen mit Gebietsmonopolen ab (gleichartige Unternehmen).

Als Maßnahmen konnte die Kartellbehörde verfügen (§ 103 Abs. 6 GWB/alt):

- eine Abmahnung mit der Aufforderung zur Abgabe einer Unterlassungserklärung,
- eine Änderungs- und/oder Verbotsverfügung in Form einer einstweiligen Anordnung.

Gegen Verfügungen der Kartellbehörden können die betroffenen Unternehmen den Klageweg im Zuge der ordentlichen Gerichtsbarkeit beschreiten.

Eine entscheidende Frage in der Anwendung der Preisprüfung bei Mißbrauchsverfahren nach § 103 GWB/alt ist das Kriterium der „Gleichartigkeit“ der verglichenen Unternehmen. Die Literatur stellt hier auf die Gleichartigkeit mehrerer Strukturmerkmale der verglichenen Unternehmen ab, insbesondere in Hinblick auf die folgenden Elemente (vgl. Büdenbender 1995: 151):

- Größe des Versorgungsgebietes,
- Zusammensetzung der Kunden mit Bezugsmengen und Bedarfsarten,
- Gleichmäßigkeit/Ungleichmäßigkeit der Energieabgabe über Tag und Jahr,
- Besiedlungsdichte, Leitungslänge je Kunde,
- Geländebeschaffenheit (wegen der Leitungsverlegungskosten),
- Zugang zu den Primärenergien.

All dies sind jedoch kostenbestimmende Elemente, und auf einen Kostenvergleich kommt es bei Vergleich anlegbarer Gaspreise nach Maßgabe der Preise konkurrierender Energieträger nicht an. Insofern wählte das Bundeskartellamt für seine Preisprüfungsverfahren einen schlichteren Maßstab, nämlich die Erdgaspreise der Energieversorgung Weser-Ems AG (EWE) in Oldenburg als Vergleichsbasis für die Preisgestaltung von Erdgasversorgungsunternehmen in den alten Bundesländern sowie die Erdgaspreise der Energieversorgung Elster-Ems AG (EWE) in Brandenburg als Vergleichsbasis für die Preisgestaltung von Erdgasversorgungsunternehmen in den neuen Bundesländern. Preisabweichungen von mehr als 5 vH in den jeweiligen Tarifpositionen gegenüber der Preisgestaltung der EWE in den alten und neuen Bundesländern mußten von den geprüften Unternehmen begründet werden um zu prüfen, ob die dargelegten Gründe auf „abweichenden Umständen beruhen, die dem Unternehmen nicht zurechenbar sind“.

Für Prüfungsverfahren auf Preismißbrauch bei Erdgasversorgungsunternehmen mit länderübergreifender Geschäftstätigkeit ist das Bundeskartellamt in Berlin zuständig, für die übrigen Erdgasversorgungsunternehmen die Landeskartellämter der jeweiligen Bundesländer.

Die Prüfungsverfahren einer mißbräuchlichen Preisgestaltung von Erdgasversorgungsunternehmen durch das Bundeskartellamt in Berlin sind in Übersicht 9 aufgelistet.

Die vom Bundeskartellamt (BKA) beanstandeten mißbräuchlichen Preisüberhöhungen bewegten sich dabei durchaus in Größenordnungen, wie sie in Tabelle 23 ausgewiesen wurden. Alle in Übersicht 9 ausgewiesenen Fälle einer Preisprüfung führten zu teils substantiellen Preissenkungen, die Größenordnungen der Preisabsenkungen bewegten sich dabei von etwa 8–20 vH im Vergleich zum ursprünglichen Niveau der Verbraucherpreise für Erdgas. Nur im Falle der Spreegas GmbH Cottbus war den Preissenkungen eine gerichtliche Auseinandersetzung über die Verfügungen des BKA vorausgegangen (Übersicht 9). Allerdings haben nicht alle Preisprüfungen des BKA auch zu Beanstandungen der geprüften GVG geführt. Diese Prüfungsfälle ohne Beanstandungen sind in der Übersicht 9 nicht enthalten.

Preisprüfungsverfahren wurden im Zeitraum von Januar 1997 bis April 1998 auch durch die Landeskartellbehörden in Baden-Württemberg, Bayern, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Nie-

dersachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen durchgeführt (Übersicht 9). In allen Bundesländern mit Tätigwerden der Landeskartellbehörden waren als Ergebnis der Preisprüfungsverfahren auch Preissenkungen seitens der geprüften GvU zu verzeichnen; nur in Baden-Württemberg sind die eingeleiteten Preisprüfungsverfahren noch nicht abgeschlossen und nur in einem Fall (Brandenburg) waren Verfügungen durch die Landeskartellbehörden gerichtlich angefochten worden, letztlich jedoch ohne Erfolg.

Was den Umfang und das Ausmaß der festgestellten mißbräuchlichen Preisüberhöhungen und Preisgestaltungen anlangt, so zeichneten sich beim Bundeskartellamt sowie den Landeskartellbehörden folgende gemeinsame Merkmale ab (Übersicht 9):

- Das Ausmaß mißbräuchlicher Preisüberhöhungen war im Bereich des Kleinverbrauchs (ca. 3 000 kWh/a) deutlich höher als im Bereich der vollversorgten Haushalte (Verbrauch ca. 30 000 kWh/a). Symmetrisch hierzu waren auch die bewirkten Preissenkungen beim Kleinverbrauch deutlich höher als im Bereich der Vollversorgung; eine Ausnahme hiervon bildete das Prüfungsergebnis in Schleswig-Holstein.
- Die Fälle von festgestelltem Preisstrukturmißbrauch sind im Vergleich zu den Fällen von mißbräuchlichen Preisüberhöhungen eher selten.

In Hinblick auf die in Tabelle 23 ausgewiesenen regionalen Preisdifferenzen für die Erdgas-Endverbraucherpreise stellt sich allerdings die Frage, warum nicht auch andere Landeskartellbehörden auf den Plan gerufen wurden, zumal das Beispiel der Vorgehensweise des BKA hätte Schule machen können. Eine Teilantwort auf diese Frage ergibt sich vielleicht aus den Eigentumsverhältnissen: Ein Teil der Ferngasgesellschaften (vgl. Tabelle 18) und der überwiegende Teil der Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen befinden sich im Eigentum von Gebietskörperschaften (Tabelle 19).

So hatte das BKA zur Jahreswende 1997/1998 das Landeskartellamt Berlin der Untätigkeit gerügt in Hinblick auf die Prüfung von Preisüberhöhungen bei der Berliner Gaswerke AG (Gasag). Nach Erkenntnissen des BKA überstiegen damals die Gaspreise der Gasag das vergleichbare Niveau der EWE im Ostteil der Stadt um 32,4 vH und im Westteil der Stadt sogar um bis zu 39,5 vH, was auch durch die Ergebnisse in Tabelle 23 bestätigt wird. Das BKA selbst konnte in diesem Fall nicht tätig werden, da sich die Geschäftstätigkeit der Gasag auf das Land Berlin beschränkte.

Die Kartellbehörden des Landes Berlin wiesen diese Rüge des BKA zurück mit dem Hinweis, eigene Preisprüfungen hätten keine Beanstandungen ergeben; schließlich könne man ein Unternehmen wie die Gasag mit laufenden Verlusten und einem hohen Schuldenberg nicht auch noch zu Gaspreissenkungen zwingen (*Der Tagesspiegel*, Berlin, vom 12. Dezember 1997). Der Sachverhalt in Hinblick auf die Gasag ist unstrittig; seit Beginn der neunziger Jahre schrieb die Gasag einen jährlichen Verlustvortrag von etwa 100 Mill. DM und Ende 1997 hatte der Schuldenstand dieses Unternehmens 800 Mill. DM überschritten.

Gegen diese Sicht der Dinge wandte das BKA, wohl zu recht, ein, die Verluste der Gasag resultierten nicht aus den „zu niedrigen Preisen“, sondern aus den zu hohen Kosten. Eben dies werde durch einen Unternehmensvergleich offenbar. Mit dieser Auffassung stand das BKA nicht alleine: Auch das Kammergericht Berlin hatte in dem abgeschlossenen Rechtsverfahren in seiner Entscheidung vom Januar 1997 gegen Spreegas in Cottbus (vgl. Übersicht 9) ausdrücklich festgestellt, daß ein Unternehmen nicht mit dem Hinweis auf rote Zahlen das Kartellrecht unterlaufen könne. Verluste seien mithin kein sachlicher Grund, mit dem man Preismißbrauch rechtfertigen könne.

Zur Jahreswende 1997/98 befand sich die Gasag noch zu 51,2 vH im Eigentum des Landes Berlin und zu jeweils 11,95 vH im Eigentum der Berliner Kraft- und Licht(Bewag)-AG, der Ruhrgas und der RWE; die VEBA hielt einen Eigentumsanteil von 12,95 vH. Der Anschein, ein Unternehmen wie die Gasag mit dem oben genannten Unternehmensergebnis gehöre nicht gerade zum „Tafelsilber“ im Landesbesitz, ist jedoch unzutreffend. An einem Ende 1997 angebotenen Verkauf der Landesanteile bekundeten mehrere Konsortien Interesse. Den Zuschlag erhielt ein Konsortium aus der Gaz de France

Übersicht 9: Preisprüfungsverfahren von Kartellbehörden gegen Gasversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: Oktober 1998)

Datum der Tätigkeit	Befäßte Kartellbehörde	
	Betroffene Unternehmen und Sachverhalt	Ergebnis der Preisprüfungen
	<i>Bundeskartellamt in Berlin</i>	
Januar 1997	Spreegas GmbH, Cottbus: Abmahnung wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen.	Streitige Auseinandersetzung; Kammergericht Berlin bestätigt Verfügung (Jan. 1997); deutliche Preisabsenkungen in Richtung EWE-Niveau am 1.1.1998 zwischen 10 und 23 vH rückwirkend per 1.7.1997 (mit Erstattung dieser Preisdifferenz an die Verbraucher).
Oktober 1997	Ostmecklenburgische Gasversorgung Neubrandenburg GmbH: Abmahnung wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen.	Senkung der Erdgaspreise per 1.10.1997 sowie per 1.3.1998 auf ein Niveau, das jenes der EWE-Brandenburg nicht um mehr als 8,2–14,8 vH überschreitet.
	Hansegas GmbH (HGW), Schwerin: Abmahnung wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen um bis zu 33 vH.	Senkung der Erdgaspreise per 1.10.1997 auf ein Niveau, das jenes der EWE-Brandenburg um nicht mehr als 10 vH überschreitet sowie weitere Preissenkungen von 10–20 vH per 1.1.1998.
	Hamburger Gaswerke GmbH: Abmahnung wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen.	Preissenkung um gut 20 vH beim Kleinverbrauch und 6,4 vH bei Vollversorgung ab 1.1.1998 auf ein Niveau über EWE-Oldenburg wegen „gerechtfertigter Gründe“.
	Hastra AG in Hannover: Abmahnung wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen in Versorgungsgebieten der neuen Bundesländern.	Preissenkungen im Absatzgebiet Gardelegen in Richtung auf das Preisniveau in Lüneburg um etwa 10 vH in allen Tarifbereichen.
Februar 1998	Gasversorgung Sachsen-Anhalt GmbH, Halle: Abmahnung und Androhung einer Einstweiligen Anordnung wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen um bis zu 43 vH.	Senkung der Erdgaspreise um knapp 27 vH beim Kleinverbrauch und 8,5 vH bei Vollversorgung auf ein Niveau, das jenes der EWE-Brandenburg um nicht mehr als 10 vH überschreitet.
	Erdgas West-Sachsen GmbH, Leipzig: gleicher Sachverhalt wie Gasversorgung Sachsen-Anhalt.	Gleiches Ergebnis wie Gasversorgung Sachsen-Anhalt.
	Thüga AG, München: Abmahnung wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen im Absatzgebiet Allgäu und Rheinpfalz.	Preissenkungen um bis zu 28 vH beim Kleinverbrauch und knapp 2 vH bei Vollversorgung ab 1.4.1998.
	Verfahren gegen Contigas im Versorgungsgebiet Singen und Rheinhessen, gegen RWE im Versorgungsgebiet Rauschermühle, gegen Südwestgas in Saarbrücken, gegen Gasversorgung Main-Spessart in Aschaffenburg wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen um bis zu 45 vH sowie gegen Stadtwerke Bremen.	Erhebliche Preissenkungen zum 1.4.1998 um etwa ein Drittel beim Kleinverbrauch und um etwa 2–7 vH bei Vollversorgung, teilweise mit einer weiteren Preissenkung zum 1.10.1998.
	<i>Landeskartellamt Baden-Württemberg</i>	
April 1998	Aufforderung an alle landesansässigen 114 Gasversorgungsunternehmen zur Begründung ihrer derzeitigen Preise. Ermittlung von Überhöhungen bei den Heizgastarifen um bis zu 49 vH.	Noch offen. Nach Suspendierung des § 103 GWB ab 29.4.1998 müßten sich Preisprüfungsverfahren auf § 22 GWB stützen.
	<i>Landeskartellamt Bayern</i>	
Januar 1998	Preisprüfung bei 100 Gasversorgungsunternehmen und Abmahnung an 32 Unternehmen wegen zumindest teilweise mißbräuchlich überhöhter Preise.	Preissenkungen bei allen abgemahnten Unternehmen um bis zu 12 vH.

noch Übersicht 9

Datum der Tätigkeit	Befahzte Kartellbehörde	
	Betroffene Unternehmen und Sachverhalt	Ergebnis der Preisprüfungen
	<i>Landeskartellamt Brandenburg</i>	
Dezember 1997	Erdgas Mark Brandenburg GmbH (EMB): Abmahnung und einstweilige Anordnung wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen um bis zu 33 vH.	Streitige Auseinandersetzung; Kartellsenat Oberlandesgericht Brandenburg bestätigt Verfügung (Januar 1998). Danach deutliche Preissenkungen.
	<i>Landeskartellamt Mecklenburg-Vorpommern</i>	
März 1988	Abmahnung an 22 Gasversorgungsunternehmen wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen.	Preisreduzierungen aller abgemahnten Unternehmen von 12,5–22 vH beim Kleinverbrauch und 4–5,5 vH bei Vollversorgung, ca. 3 vH im Gewerbebereich.
	<i>Landeskartellamt Niedersachsen</i>	
März 1997	Preisprüfungsverfahren gegen zwei ländliche Gasversorgungsunternehmen.	Preissenkungen um durchschnittlich 5 vH im Verlauf des Prüfungsverfahrens.
Februar 1998	Preisprüfungsverfahren gegen 27 städtische Gasversorgungsunternehmen.	Mißbräuchliche Preisüberhöhungen bis zu 15 vH bei zwei, Preisstrukturmißbrauch bei mehreren Unternehmen; Ergebnis noch offen.
	<i>Landeskartellamt Sachsen</i>	
Januar 1998	Abmahnung an 30 Gasversorgungsunternehmen wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen von durchschnittl. 18–31 vH, teilweise um bis zu 60 vH.	Preissenkungen um bis zu 25 vH ab April 1998.
	<i>Landeskartellamt Sachsen-Anhalt</i>	
Februar 1998	Preisprüfungsverfahren gegen 26 Gasversorgungsunternehmen wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen von durchschnittlich 16 vH.	Preissenkungen in der Zeit vom 1.4.–15.5.1998 um 4–13 vH über alle Tarifbereiche, beim Kleinverbrauch teilweise um über 20 vH.
	<i>Landeskartellamt Schleswig-Holstein</i>	
Februar 1998	Preisprüfung aller 38 Gasversorgungsunternehmen über 6 Tarifbereiche, Verfahrens-Aufgriffsschwelle auf der Basis HGW-Preis + 5 vH.	Preisprüfungsverfahren wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen gegen 6 Unternehmen; dort Preissenkungen um Ø 4 vH beim Kleinverbrauch und um Ø 9 vH bei der Vollversorgung vom 1.4.–1.10.1998.
	<i>Landeskartellamt Thüringen</i>	
3. Quartal 1997	Preisprüfung und Abmahnung aller 30 GVG wegen mißbräuchlicher Preisüberhöhungen bei Tarif- und Heizgas-Sonderabnehmer.	Preissenkungen um durchschnittlich 8 vH, Gasversorgung Thüringen GmbH (GVT) per 1.12.1997, alle übrigen 29 GVG in Thüringen per 1.1.1998.

Quelle: Pressematerialien des Wirtschaftsarchivs des Instituts für Weltwirtschaft in Kiel aus der Zeit Januar 1997 bis Oktober 1998, Pressemitteilungen des Bundeskartellamtes via Internet (<http://www.bundeskartellamt.de>), Unterlagen und Hinweise des Bundeskartellamtes sowie der einbezogenen Landeskartellämter, eigene Ermittlungen.

und Bewag zu einem Kaufpreis von 1,41 Mrd. DM. Nach der im April 1998 abgeschlossenen Eigentumsübertragung des Landesanteils betrug der Kapitalanteil von Gaz de France an der Gasag 38,15 vH und die Bewag konnte ihren Kapitalanteil auf 24,99 vH (von bislang 11,95 vH) aufstocken.

Die Gaz de France (GdF) hatte sich bei der Gleichgestaltung der Gaswirtschaft in den neuen Bundesländern bereits an mehreren Unternehmen beteiligt: An der Erdöl-Erdgas-Gommern GmbH hat sie eine Mehrheitsbeteiligung von 75 vH (vgl. Tabelle 15) übernommen und an den beiden Regionalversorgungsunternehmen Erdgas Mark Brandenburg ist sie mit einem Anteil von 25,5 vH sowie an der Erdgas-Versorgung Oranienburg mit einem Anteil von 24,5 vH beteiligt. Darüber hinaus hat sie noch einen Minderheitsanteil an den Stadtwerken Brandenburg/Havel von 12,25 vH erworben. Als nun-

mehriger Mehrheitsgesellschafter der Gasag will die Gaz de France die Ertragskraft dieses Unternehmens mittelfristig auf eine Umsatzrendite von 5 vH steigern,⁷ was in Hinblick auf den Branchendurchschnitt keineswegs unrealistisch erscheint (vgl. hierzu den nachfolgenden Abschnitt).

Auf Erhöhungen der Erdgaspreise bei der Gasag wird die Gaz de France bei der Erreichung dieses Zieles aber mit Sicherheit verzichten müssen: Unbeschadet der Untätigkeit des Landeskartellamtes Berlin hat die Gasag ihre Preise zum 1. April 1998 linear um 10 vH gesenkt und hat die nächste Preissenkung um 5 vH, auch auf Drängen des Berliner Senats, auf den 1. Oktober 1998 vorgezogen (*Berliner Morgenpost* vom 4. August 1998).

Schulten, neuer Vorstandssprecher der Gasag nach ihrer Privatisierung, räumte in einem Interview (vgl. *Der Tagesspiegel*, Berlin, vom 12. September 1998) ein, die Gasag sei bis zu ihrer Privatisierung eher eine Behörde denn ein Gewerbebetrieb gewesen. Nach Benchmarking-Vergleichen mit der GVG in westdeutschen Großstädten könne man sagen, daß der Personalbestand der Gasag um mindestens 50 vH überhöht ist. Er kündigte einen grundlegenden Wandel der Unternehmensstruktur an: Die Gasag werde in 10 bis 15 Profit-Center aufgeteilt, davon sollen etwa 5 als selbständige GmbH geführt werden. Hierdurch soll eine jährliche Kosteneinsparung von etwa 100 Mill. DM erreicht werden; diese Summe entspricht in etwa dem bisherigen jährlichen operativen Verlusten der Gasag.

Ähnlich wie bei der Gasag wurden bei kartellrechtlichen Verfahren von den betroffenen GVG vorrangig Kostengesichtspunkte für die Preisgestaltung vorgetragen. Im Zuge der kartellrechtlichen Verfahren in Sachsen im Januar 1998 (vgl. Übersicht 9) wurden von den dort betroffenen GVG insbesondere die folgenden Argumente vorgetragen (VWD 1998a):

Das Einhalten der Kartellamtsforderung würde für viele, gerade erst gebildete Unternehmen das 'sichere Aus' bedeuten. Kundenfreundliche Gaspreise lägen aus Wettbewerbsgründen (Bindung an den Preis für Heizöl) ohnehin im eigenen Interesse der Gasversorger. Sie müßten aber den wirtschaftlichen Gegebenheiten und Möglichkeiten angepaßt werden. Dabei könne aufgrund von Kostenunterschieden nicht von 'gleichen Gaspreisen' in allen Unternehmen ausgegangen werden.

Die „pauschalisierende“ Form der Preisfindung nach dem Prinzip des „anlegbaren Gaspreises“ bestand dann offensichtlich darin, ihn dann zugrunde zu legen, solange die Kosten niedriger angesiedelt waren, aber eine Kostenüberwälzung zu versuchen, sobald diese den anlegbaren Gaspreis überschritten. Selbstverständlich war kein GVG verpflichtet seinen Preiskalkulationen den anlegbaren Gaspreis zugrunde zu legen. Aber nur in einem System geschlossener Versorgungsgebiete drohte einem GVG bei einer Kostenüberwälzung einer vergleichsweise ungünstigen Kostenstruktur allenfalls ein Verlust von Marktanteilen gegenüber dem konkurrierenden Energieträger Mineralöl. Bei einem Gas-zu-Gas-Wettbewerb würde es hingegen seinen Verbleib im Markt auf Spiel setzen, es sei denn, die Verluste der GVG werden dann von den jeweiligen Eigentümern hingenommen. Da sich die GVG auf der Letztverteilerstufe überwiegend im Eigentum der Gebietskörperschaften befinden und im Querverbund betrieben werden, wäre auch ein Verlustausgleich durch interne Subventionierungen denkbar (vgl. Abschnitt V.4). Allerdings werden auch die Überschüsse kommunaler Versorgungsbetriebe im wettbewerblichen Strommarkt tendenziell abnehmen. Es stellt sich hierbei allerdings auch die generelle Frage, ob das Prinzip des anlegbaren Gaspreises ein dominierendes Prinzip bei der Preisgestaltung in einem wettbewerblich organisierten Gasmarkt bleiben kann (vgl. hierzu Kapitel VIII).

Mit dem Inkrafttreten des novellierten Energiewirtschaftsrechts wurde in Deutschland die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft ab dem 29. April 1998 „in den Wettbewerb entlassen“; dabei wurde auch der § 103 GWB/alt suspendiert, auf den sich die Kartellbehörden bislang bei ihren Preisprüfungsverfahren gestützt hatten. Preisprüfungsverfahren müßten sich nun auf § 22 GWB/alt stützen, was allerdings für die Kartellbehörden gegenüber dem § 103 GWB/alt den Nachteil einer Umkehrung der Beweislast hat.

⁷ Vgl. Interview mit Jacques Deyirmendjian, dem für die Gasag zuständigen stellv. GdF-Generaldirektor, in: *Berliner Morgenpost* vom 8. Mai 1998.

Nach dem Inkrafttreten der 6. Kartellrechtsnovelle am 1. Januar 1999 ersetzt der § 19 Abs. 4 Satz 2 GWB/neu die bisherigen Vorschriften des § 22 GWB/alt.

Es bleibt die Frage, inwieweit die bislang dargestellten und analysierten Preisprüfungsverfahren durch die zuständigen Kartellbehörden Anhaltspunkte für das Ausmaß an Preissenkungen infolge einer wettbewerblichen Transformation der Gasversorgung liefern könnten. Einschränkend hierzu ist anzumerken, daß fast alle Prüfungsverfahren der Tarifgestaltung für Haushalte galten; Preisprüfungen im gewerblichen Bereich waren die Ausnahme.

Die gravierendsten Fälle von Preisüberhöhungen um bis zu 45 vH im Vergleich der zugrundegelegten Vergleichsunternehmen betrafen die Tarifgestaltung im Kleinverbrauch, also jene Haushalte, deren Gasverbrauch ausschließlich Kochzwecken und/oder Warmwasserbereitung in geringfügigem Umfang umfaßt (Jahresverbrauch ca. 1 500–3 000 kWh/a). Um dieses Marktsegment werden sich sicherlich nur in geringem Umfang wettbewerbliche Prozesse entwickeln, und dieser Bereich spielt als Absatzsegment der GvU beim Haushaltsverbrauch nur eine sehr untergeordnete Rolle. In den alten Bundesländern waren von 11,4 Mill. gasversorgten Haushalten ca. 9,3 Mill. Haushalte auch mit Heizgas versorgt (Jahresverbrauch ca. 15–35 000 kWh/a; vgl. BGW *Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland* 1996: 70). Hieraus folgt, grob, aber in der Größenordnung sicherlich zutreffend geschätzt, daß etwa 3 vH des Gasabsatzes an Haushalte auf den Kleinverbrauch und 97 vH auf die vollversorgten Haushalte entfallen.

Die Preissenkungen im Bereich der Vollversorgung infolge der kartellrechtlichen Prüfungsverfahren bewegten sich im Intervall von 5–25 vH mit einem Schwerpunkt von Preissenkungen zwischen 10–20 vH. Dies könnte wohl auch als Anhaltspunkt für das Ausmaß an Preissenkungen im Haushaltsbereich infolge wettbewerblicher Transformation herangezogen werden.

VII. Kosten und Erlöse der deutschen Gaswirtschaft sowie Ausgaben der Verbraucher für den Energie- und Gasverbrauch

Die gravierendsten Fehlentwicklungen eines Systems geschlossener Versorgungsgebiete in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft sehen ihre Kritiker in überhöhten Preisen und Gewinnen sowie fehlenden Kostensenkungsanreizen. Spiegelbildlich dazu werden von einer Deregulierung in Liberalisierung ein Zwang zur Kostensenkung und eine Kompression der Gewinne infolge von Preissenkungen erwartet, die nach dem Übergang zum Wettbewerb einsetzen werden. Die Deregulierungskommission (1991: Tz. 385) faßte diese Erwartungen wie folgt zusammen:

Intensiverer Wettbewerb wird die Versorgungsunternehmen dazu anhalten, die Kosten zu senken und Niveau und Struktur der Strompreise stärker als bisher an den Kosten zu orientieren; Strom wird vermehrt von denen produziert werden, deren Kraftwerksstruktur besonders günstig ist. Die zu erzielenden Kostenersparnisse werden den Verbrauchern in Form niedrigerer Preise zugute kommen, wenn auch das Ausmaß dieser Verbilligung im vorhinein nicht zu prognostizieren ist, ebenso wie die Vorhersage darüber schwerfällt, wie sich die Marktstruktur nach der Liberalisierung entwickeln wird.

Die Bundesregierung teilte diese positiven Erwartungen bei der Verabschiedung der Energierechtsnovelle. In einer Pressemitteilung des BMWi vom 12. November 1997 wurden diese Erwartungen wie folgt umschrieben:

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsrechts öffnen wir endlich einen der letzten Monopolbereiche für den Wettbewerb. Davon profitieren alle: Niedrigere Strom- und Gaspreise kommen Verbrauchern wie auch der Wirtschaft zugute. Die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland wird durch diese Reform gestärkt. Der ausgehandelte Kompromiß berücksichtigt die Anliegen aller Beteiligten angemessen. Er trägt insbesondere auch

den Interessen der Kommunen Rechnung und leistet einen beträchtlichen Beitrag zu mehr Umwelt- und Klimaschutz.

Nun lieferten die Analysen der Preisdifferenzen zwischen einzelnen Versorgungsgebieten (Abschnitt VI.2) sowie die Ergebnisse der kartellrechtlichen Preisprüfungsverfahren (Abschnitt VI.3) einige Anhaltspunkte dafür, in welcher Größenordnung Preissenkungen infolge einer wettbewerblichen Umgestaltung der Gaswirtschaft für einzelne Versorgungsgebiete und Gasversorgungsunternehmen angesiedelt sein könnten. Es liefert allerdings noch keine Hinweise über Kostensenkungspotentiale und Kompressionen bisheriger Gewinnmargen in der deutschen Gaswirtschaft.

1. Kosten, Erlöse und Effizienzspielräume der Gaswirtschaft

Hillebrand ((1997) hat eine Studie vorgelegt, die versucht, diese Fragen auszuloten; diese Studie konnte sich dabei auf unveröffentlichte Daten zur Gaswirtschaft beim Bundesministerium für Wirtschaft stützen. Die Studie teilt die Gaswirtschaft in zwei Segmente, den Erdgastransport als aggregierte Produzenten- und Ferngasstufe sowie die Erdgasverteilung als aggregierte Orts- und Regionalgasversorgungsstufe, die ausschließlich endverteilende Versorgungsunternehmen ausweist. Die Kostenstruktur dieser Stufen für ausgewählte Jahre ist aus Tabelle 24 ersichtlich.

Nach dem Sturz der Rohölpreise nach 1985 haben sich die Gasbezugskosten der Transportstufe in etwa halbiert, gleichwohl erreichten sie auch 1995 noch gut 60 vH der Gesamtkosten. Die Kosten der seit dem 1. Januar 1989 erhobenen Erdgassteuer schlugen 1995 mit 16,3 vH der Gesamtkosten noch stärker zu Buche als die Kapitalkosten für die Transportleitungen dieser Stufe mit 15,2 vH. Gut 90 vH der Gesamtkosten dieser Stufe sind nach dieser Berechnung und auch Wertung durch Hillebrand

Tabelle 24: Kostenstruktur der öffentlichen Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland^a nach Marktstufen 1985, 1990 und 1995

Kostenarten	1985			1990			1995		
	Mrd. DM	vH	Pf/m ³	Mrd. DM	vH	Pf/m ³	Mrd. DM	vH	Pf/m ³
<i>Erdgastransport</i>									
Gasbezugskosten	20,4	90,9	36,2	9,1	67,4	14,1	10,5	59,0	11,5
davon:									
Einfuhr	15,7	70,1	38,8	7,2	53,3	14,4	9,2	51,7	12,6
Inlandsgewinnung	4,7	20,8	29,5	1,9	14,1	12,8	1,3	7,3	7,1
Übrige Kosten	2,1	9,1	3,6	4,4	32,6	6,9	7,3	41,0	7,9
davon:									
Kapitalkosten	1,2	5,3	2,1	1,5	11,1	2,3	2,7	15,2	2,9
Arbeitskosten	0,6	2,8	1,1	0,8	5,9	1,2	1,2	6,7	1,3
Erdgassteuer	—	—	—	1,7	12,6	2,5	2,9	16,3	3,5
Sonstige Kosten	0,2	1,0	0,4	0,4	3,0	0,6	0,5	2,8	0,5
Gesamtkosten	22,4	100,0	39,8	13,5	100,0	21,0	17,8	100,0	19,4
<i>Erdgasverteilung</i>									
Gasbezugskosten	15,4	79,4	42,9	9,3	62,0	22,2	12,5	58,8	21,1
Übrige Kosten	4,0	20,6	42,9	5,7	38,0	13,7	8,8	41,2	14,8
davon:									
Kapitalkosten	2,4	12,4	11,4	3,3	22,0	7,9	5,1	23,8	8,5
Arbeitskosten	1,2	6,2	6,7	1,6	10,7	3,8	2,6	12,3	4,4
Sonstige Kosten	0,4	2,1	3,4	0,8	5,3	2,0	1,1	5,2	1,9
Gesamtkosten	19,4	100,0	54,3	15,0	100,0	35,8	21,3	100,0	35,9

^a Ab 1990 einschl. neue Bundesländer. — = kein Zahlenwert vorhanden.

Quelle: Hillebrand (1997: 138, 140).

(1997: 139) als exogen vorgegeben zu betrachten und allenfalls die verbleibenden knapp 10 vH können „als mögliches Potential für Kostensenkungen angesehen werden“. Da auch in einem wettbewerblich organisierten Markt der Transport von Gas ein leistungsfähiges Personal voraussetze, „dürften die tatsächlich realisierbaren Kostensenkungen nur einen Bruchteil dieses Wertes ausmachen“.

Ähnlich „eingemauert“ sieht der Autor die Kostenstruktur in der Verteilungsstufe: Gasbezugskosten und die Kapitalkosten für das Verteilungsnetz absorbierten 1995 immerhin gut 83 vH der Gesamtkosten und waren damit dieser Stufe quasi exogen vorgegeben. Zusammenfassend betrachtet liege der Schluß nahe, „daß auf der Verteilungsstufe kaum größere Kostensenkungspotentiale vorhanden sein dürften als auf der Transportstufe“ (Hillebrand 1997: 142).

Einen gewissen Kompressionsspielraum sieht Hillebrand in der Gewinnentwicklung, wenngleich im Zeitablauf mit deutlicher Gewichtsverlagerung (Hillebrand 1997: 146 f.). Die Umsatzrendite ist in der Transportstufe seit Beginn der neunziger Jahre tendenziell gesunken und erreichte zuletzt 5 vH (Tabelle 25); hierin komme wohl auch der zunehmende Gas-zu-Gas-Wettbewerb seit Beginn der neunziger Jahre durch Wingas zum tragen. Allerdings sei deshalb auch fraglich, ob hier eine weitere Kompression der Gewinnmargen erwartet werden könne.

Hingegen hätten die Gasversorgungsunternehmen auf der Verteilerstufe seit Beginn der neunziger Jahre durch Ausnutzung von Preiserhöhungsspielräumen bei den gewerblichen und privaten Kleinverbrauchern in monopolistisch abgeschotteten Märkten dazu genutzt, ihre Erlössituation stetig zu verbessern. Der Übergang zu mehr Wettbewerb „dürfte folglich vor allem die Preisgestaltung der Verteilungsstufe betreffen. Allerdings könnte auch dort die Umsatzrendite von durchschnittlich 5 vH im Vergleich zu anderen Sektoren nicht als überdurchschnittlich hoch angesehen werden. Zumindest diese Einschätzung ist nicht ohne weiteres nachvollziehbar (vgl. hierzu Tabelle 25). Die Umsatzrenditen aller Unternehmen sowie jener im Verarbeitenden Gewerbe waren seit Beginn der neunziger Jahre eher in der Größenordnung von 3 vH angesiedelt. Ähnlich günstig wie in der Gaswirtschaft haben sich nur die Umsatzrenditen der Chemischen Industrie entwickelt. Deutlich höher waren allerdings die Umsatzrenditen in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung angesiedelt.

In einer Pressemitteilung des RWI in Essen vom 17. März 1998 mit der Überschrift „Gravierende Preissenkungen bei Wettbewerb auf dem Gasmarkt unwahrscheinlich“ heißt es zusammenfassend in

Tabelle 25: Jahresüberschuß (vor Gewinnsteuern) in vH des Umsatzes für ausgewählte Wirtschaftsbereiche in der Bundesrepublik Deutschland^a 1980 und 1985–1995

Wirtschaftsbereich	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994 ^b	1995 ^b
Alle Unternehmen	3,5	3,1	3,4	3,3	3,5	3,4	3,5	3,2	2,6	1,9	2,6	2,6
Verarbeitendes Gewerbe	3,7	4,0	4,2	4,0	4,4	4,3	4,3	3,6	2,7	1,7	3,0	3,3
darunter:												
Chemische Industrie	5,4	6,1	6,6	7,1	8,4	7,7	6,6	5,5	4,0	3,1	5,7	7,0
NE-Metallerzeugung	2,8	2,4	2,6	2,5	3,6	3,1	3,2	2,0	2,5	0,7	0,9	3,7
Maschinenbau	4,0	4,7	4,3	3,7	4,2	4,6	4,3	3,1	2,0	1,1	2,9	2,5
Straßenfahrzeugbau	3,5	3,0	4,2	4,6	4,6	4,8	4,2	3,1	1,6	-0,2	2,0	2,6
Papier- u. Pappeverarb.	4,1	4,3	5,0	4,4	4,0	4,2	4,8	3,8	3,3	2,9	1,9	1,8
Textilindustrie	2,6	3,3	3,5	3,9	3,7	3,5	3,4	3,1	2,0	2,6	1,8	1,1
Öffentliche Elektrizitätsversorgung	4,3	11,7	12,3	15,0	12,6	12,7	12,8	11,6	13,9	.	.	.
Öffentl. Erdgasversorgung												
Transport	.	2,9	.	.	.	.	4,9	9,9	8,6	6,4	5,5	4,9
Verteilung	.	2,3	.	.	.	.	1,6	2,0	3,6	5,0	4,8	7,9

^aGebietsstand bis zum 3.10.1990. — ^bAb 1994 Übergang von der SYPRO zur NACE-Systematik. — . = Zahlenwert unbekannt.

Quelle: Deutsche Bundesbank *Monatsbericht* (lfd. Jgg.), Hillebrand et al. (1991: 136), Hillebrand (1997), Hillebrand (RWI) (unveröffentlichte Berechnungen), eigene Berechnungen und Schätzungen.

Hinblick auf die bislang angesprochene Untersuchung: Sowohl mit den EU-weiten Beschlüssen wie auch mit den entsprechenden nationalen Weichenstellungen verbinde sich die Erwartung, daß mit der Einführung wettbewerblicher Elemente ein erheblicher Wohlfahrtseffekt in Form niedriger Energiebereitstellungskosten und sinkender Energiepreise und zwar für alle Verbrauchergruppen zu erwarten sei. Dies sei aber eine zunächst eher theoretisch begründete Erwartung. Die Untersuchung zeige, daß der Übergang zu mehr Wettbewerb vor allem die Preisgestaltung im Bereich der gewerblichen und privaten Kleinverbraucher betreffe. Allerdings würden selbst bei einem vollständigen Abbau der gegenwärtigen Überschüsse die Preise um maximal 8–10 vH sinken. Erwartungen, mit dem Übergang auf eine wettbewerblich organisierte Gasversorgung wäre eine nachhaltige Verbesserung der Standortqualität Deutschlands verbunden, erschiene auch angesichts der eher geringen Bedeutung der Gaskosten in den sektoralen Produktionsprozessen übertrieben.

Die hier ausgedrückte Erwartung eines Preissenkungspotentials in der Größenordnung von maximal 8–10 vH ist jedoch eher als Untergrenze denn als Obergrenze zu interpretieren, denn die Analyse von Hillebrand ist rein statischer Natur. Dynamische Aspekte einer wettbewerblichen Umgestaltung auf die Organisationsstruktur der Gaswirtschaft und damit auch auf ihre Kostenstruktur werden völlig ausgeblendet, wenngleich auch nach Auffassung der Deregulierungskommission Voraussagen darüber, wie sich die Marktstruktur nach der Liberalisierung entwickeln wird, im allgemeinen schwerfallen dürften.

Unangesprochene Rationalisierungsreserven sind hier vor allem bei einer verstärkten Kooperation auf der Verteilungsebene sowie einer Durchleitungsregelung für den Bereich der Transport- und Verteilungsnetze zu vermuten. Diese Aspekte werden in Kapitel VIII noch einer ausführlicheren Betrachtung unterzogen.

2. Energie- und Gaskosten in der Gewerblichen Wirtschaft

Die Energiekosten als Kostenfaktor und Anteil am Bruttoproduktionswert der Gewerblichen Wirtschaft beeinflussen diese Größen auf zwei Wegen: einmal als Bestandteil der von den Unternehmen bezogenen Vorleistungen (indirekte Energiekosten) und als direkte Ausgaben für den Einsatz des Produktionsfaktors Energie im Produktionsprozeß (direkte Energiekosten). Nachfolgend werden ausschließlich die direkten Energiekosten näher betrachtet.

Tabelle 26 weist die Energiekosten als vH des Bruttoproduktionswertes für ausgewählte Wirtschaftsgruppen des Produzierenden Gewerbes und ausgewählte Jahre ab 1984 aus.

Im Bergbau hat sich der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert nach dem deutlichen Rückgang der internationalen Energiepreise nach 1985 noch erhöht, hingegen hat er sich im Durchschnitt des Verarbeitenden Gewerbes von 1984 mit 3,2 vH deutlich auf knapp über 2 vH vermindert (Tabelle 26). Der Anteil der Energiekosten im Grundstoff- und Produktionsgütergewerbe ist seit Beginn der siebziger Jahre mit gut 4 vH etwa doppelt so hoch wie im Durchschnitt des Verarbeitenden Gewerbes, allerdings ist die Streuung der Anteilswerte der Energiekosten innerhalb dieses Bereichs beträchtlich: In der Eisenschaffenden Industrie sowie in der Papier- und Pappeerzeugung erreicht der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert mit gut 9 vH bis gut 12 vH in etwa den gleichen Stellenwert wie im Bergbau (Tabelle 26).

In allen übrigen Wirtschaftsgruppen (soweit in Tabelle 26 spezifiziert ausgewiesen) sind hingegen keine gravierenden Abweichungen vom Durchschnitt des Verarbeitenden Gewerbes seit Beginn der neunziger Jahre festzustellen. Eine „Energiekostenbelastung“ von 10 vH und mehr des Bruttoproduktionswertes weisen nur die drei Wirtschaftsgruppen Bergbau, Eisenschaffende Industrie sowie die Papier- und Pappeerzeugung auf. Die drei Wirtschaftsgruppen repräsentieren etwa 5 vH des gesamten Bruttoproduktionswertes und der gesamten Beschäftigten im Verarbeitenden Gewerbe (Dieckmann et al. 1997: 44 f.).

Tabelle 26: Energiekosten in vH des Bruttoproduktionswertes im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe in der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre

Wirtschaftsgruppen	Alte Bundesländer									Deutschland		
	1984	1986	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1993	1994	1995 ^a
Bergbau	7,3	8,7	9,8	9,7	10,4	9,9	9,9	11,3	11,9	11,3	11,1	8,9
Verarbeitendes Gewerbe	3,2	2,8	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,3	2,1	2,2	2,2	2,0
Grundstoff- u. Produktions- Gütergewerbe	5,7	5,4	4,5	4,4	4,4	4,4	4,2	4,2	3,9	4,5	4,2	3,4
Mineralölverarbeitung	1,5	1,3	1,2	1,2	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Eisenschaffende Ind.	13,2	13,1	10,1	9,2	10,1	11,1	11,1	12,0	11,1	12,2	11,3	11,6
NE-Metallerg. u. NE- Metallhalbwerkzeuge	6,1	6,9	5,3	4,7	5,1	5,7	5,7	5,8	5,2	5,8	5,3	4,4
Chemische Industrie	5,4	4,5	3,6	3,7	3,8	3,7	3,5	3,5	3,3	3,9	3,6	3,6
Zellstoff-, Holzschliff-, Papier- u. Pappeerzeugung	11,2	9,5	8,0	8,3	8,6	9,2	9,2	10,4	9,1	10,7	9,3	7,5
Investitionsgüter prod. Gew.	1,5	1,4	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	1,3	1,2	1,0
Maschinenbau	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2	1,1	1,4	1,2	1,0
Straßenfahrzeugbau u. Rep. v. Kraftfahrz. usw.	1,5	1,3	1,1	1,1	1,1	1,0	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1
Verbrauchsg. prod. Gew.	2,9	2,7	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	1,3
Nahrungs- u. Genuß- mittelgewerbe	2,1	1,9	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,5
Ernährungsgewerbe	2,3	2,1	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7

^aÄnderung der Erfassungssystematik: Übergang von der SYPRO zur NACE (WZ '93).

Quelle: BMWi Energie-Daten (lfd. Jgg.).

Tabelle 27: Material- und Wareneingang von Energieträgern nach ausgewählten Wirtschaftsgruppen^a in der Bundesrepublik Deutschland^b 1990 und 1994

Wirtschaftsgruppe	Insgesamt		Feste Brennstoffe		Flüssige Energieträger		Gas		Elektrischer Strom		Fernwärme	
	1990	1994	1990	1994	1990	1994	1990	1994	1990	1994	1990	1994
	Mill. DM		vH									
Bergbau	2 539	.	22,1	31,9	5,0	.	7,7	.	56,8	52,3	8,3	3,5
Gewinnung u. Verarbeitung v. Steinen und Erden	2 562	2 731	16,1	13,4	23,2	23,5	17,9	19,1	42,7	43,8	0,2	0,3
Eisenschaffende Industrie	5 460	4 342	48,7	.	3,9	5,3	16,2	16,9	30,6	30,7	0,6	.
NE-Metallerzeugung, NE- Metallhalbzeugwerke	1 540	1 308	4,1	3,9	3,9	.	14,1	15,7	77,2	75,7	0,7	.
Maschinenbau	2 571	2 265	1,0	1,2	15,4	16,1	11,7	14,1	69,1	65,3	2,8	3,3
Straßenfahrzeugbau, Reparatur v. Kraftfahrzeugen usw.	2 817	2 846	1,8	.	11,1	11,8	11,7	12,6	66,5	67,2	8,9	.
Elektrotechnik, Reparatur v. elektr. Geräten f. d. Haushalt	2 178	2 229	0,7	0,3	12,6	11,3	9,2	10,8	74,3	73,4	3,3	4,2
Chemische Industrie	6 107	5 789	11,8	11,3	6,7	5,9	25,9	23,4	50,6	53,2	5,0	6,2
Zellstoff-, Holzschliff-, Papier- u. Pappeerzeugung	1 751	.	12,8	10,5	9,0	.	24,6	30,0	50,1	50,8	3,4	.
Herstellung von Kunststoff- waren	1 446	1 494	0,8	0,5	9,9	8,2	9,8	10,9	78,4	79,5	1,1	0,9
Textilgewerbe	1 156	927	2,9	1,4	11,6	8,2	18,7	22,7	65,9	66,0	0,9	1,7
Ernährungsgewerbe	3 208	3 425	2,5	2,6	24,8	23,0	20,2	20,4	50,2	52,0	2,3	2,0
Feinkeramik	255	210	0,1	.	3,9	4,3	53,9	51,8	41,7	43,1	0,4	.
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe insgesamt	42 193	40 581	12,2	10,9	11,6	11,2	17,0	17,4	56,2	57,1	3,1	3,4

^aUnternehmen mit 20 Beschäftigten und mehr. — ^bFrüheres Bundesgebiet. — . = Zahlenwert unbekannt.

Quelle: Statistisches Bundesamt (1996).

Tabelle 26 differenziert nicht nach einzelnen Energieträgern, eine hiernach differenzierte Zahlenangabe liegt nur in Form der Material- und Wareneingangserhebung des Statistischen Bundesamtes und nur für die Stichjahre 1990 und 1994 vor; die Ergebnisse dieser Erhebung sind aus Tabelle 27 ersichtlich.

Die Gesamtausgaben der Unternehmen im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe für den Bezug von Energieträgern beliefen sich 1994 auf 40,6 Mrd. DM; davon entfielen knapp 7,1 Mrd. DM (oder 17,4 vH der Gesamtbezüge) auf den Bezug von Gas. Den höchsten Anteil erreichten die Gasbezüge an den Gesamtenergiebezügen in der Feinkeramik mit gut der Hälfte, gefolgt von Papier- und Pappeerzeugung (30 vH), der Chemischen Industrie (23,4 vH) und der Textilindustrie (22,7 vH, vgl. Tabelle 27).

Mit Ausnahme der Feinkeramik überstiegen die Ausgaben für die Strombezüge bei weitem jene für die Gasbezüge; im Durchschnitt des Bergbaus und Verarbeitenden Gewerbes entfielen auf die Elektrizität allein gut 57 vH der gesamten Ausgaben für die Energiebezüge. Auf Elektrizität und Gas als leitungsgebundene Energieträger entfielen knapp zwei Drittel aller Ausgaben für Energiebezüge (Tabelle 27).

Welcher Stellenwert ist demnach den Energiepreisen sowie ihrer künftigen Entwicklung und damit der Energierechtsnovelle als Beitrag zum Standortfaktor für die deutsche Wirtschaft beizumessen? Hillebrand (1997: 148) gelangt zu der Schlußfolgerung, daß Erwartungen, mit dem Übergang auf eine wettbewerblich organisierte Gasversorgung allein wäre eine nachhaltige Verbesserung der Standortqualität Deutschlands verbunden, auch angesichts der geringen Bedeutung des Gases für den sektoralen Produktionsprozeß überzogen erscheinen. Dem ist kaum zu widersprechen; kritisch anzumerken ist jedoch, daß sich weder die europäischen Binnenmarkt-Richtlinien noch die Energierechtsnovelle allein auf die Gaswirtschaft erstrecken, sondern die Elektrizitätswirtschaft mit einbeziehen. Beide Energieträger zusammen repräsentieren gut zwei Drittel der Energieausgaben im Verarbeitenden Gewerbe; insofern können Preissenkungen infolge einer Deregulierung dieser Sektoren die Standortqualität Deutschlands vielleicht nicht „deutlich verbessern“, aber ganz sicherlich positiv beeinflussen.

3. Energie- und Gasausgaben der Privaten Haushalte

Die Ausgaben der Haushalte für Strom und Gas beeinflussen zwar nicht die Standortqualität der deutschen Wirtschaft, aber Preissenkungen infolge von Deregulierungen gehen zweifelsfrei mit Wohlfahrtsgewinnen für diese Verbrauchssektoren einher. Der bisherige Stellenwert der Energieausgaben insgesamt und für einzelne Energieträger als Anteile des ausgabefähigen Einkommens ist aus Tabelle 28 ersichtlich.

In den *alten Bundesländern* ist der Anteil der Energieausgaben am ausgabefähigen Einkommen im Zeitverlauf erstaunlich stabil geblieben; der Anteil der Energieausgaben nimmt im gesamten Beobachtungszeitraum mit steigendem Einkommen ab. Hieraus folgt, daß Verbrauchsteuern auf diese Energieträger stark regressiv wirken. Beim Haushaltstyp 2 nehmen die anteiligen Kraftstoffausgaben zunächst zu, beim Haushaltstyp 3 hingegen wieder ab. Die anteiligen Ausgaben für Elektrizität übersteigen bei allen Haushaltstypen deutlich die anteiligen Gasausgaben, jedoch sinken die anteiligen Stromaushgaben mit steigenden Einkommen. Hingegen sind die anteiligen Gasausgaben sowohl im Zeitverlauf als auch bei allen drei Haushaltstypen bei etwa 0,6 vH des ausgabefähigen Einkommens angesiedelt.

Etwas abweichend hiervon war die Entwicklung in den *neuen Bundesländern*. Der Gasverbrauch spielte infolge staatlicher Reglementierungen beim Energieverbrauch der Haushalte, insbesondere als Heizenergie, kaum eine Rolle (vgl. Abschnitt V.5). Hier konnte der Gaseinsatz beim Energieverbrauch der Haushalte aber sehr schnell aufholen: 1995 unterschieden sich die relativen Gasausgaben in den alten und neuen Bundesländern bei allen Haushaltstypen nur noch unwesentlich (Tabelle 28).

Tabelle 28: Energiekosten der Privaten Haushalte in vH des ausgabenfähigen Einkommens in der Bundesrepublik Deutschland für ausgewählte Jahre

Haushaltstyp und Energieart	Alte Bundesländer							Neue Bundesländer				
	1970	1980	1990	1992	1993	1994	1995	1991	1992	1993	1994	1995
Haushaltstyp 1 ^a												
Elektrizität	2,4	2,8	2,9	2,8	3,0	3,1	2,8	3,6	3,4	1,7	1,6	1,7
Gas	0,9	1,2	0,6	0,7	0,6	0,5	0,6	0,0	0,0	0,8	0,7	0,8
Heizöl	0,5	0,8	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,1	0,2	0,3	0,2	0,1
Sonstige Energie ^b	3,2	2,9	1,9	1,8	1,8	1,6	1,5	1,8	3,2	2,9	2,7	2,4
Kraftstoffe	0,0	0,0	1,4	1,4	1,5	1,6	1,5	2,3	1,9	1,8	1,7	1,7
Insgesamt	7,0	7,7	7,3	7,3	7,5	7,3	6,9	7,8	8,7	7,5	6,9	6,7
Haushaltstyp 2 ^c												
Elektrizität	1,6	1,9	1,9	1,7	1,7	1,9	1,7	2,0	2,2	1,4	1,3	1,4
Gas	0,5	0,8	0,4	0,6	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4
Heizöl	0,4	1,1	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Sonstige Energie ^b	1,6	1,5	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	1,2	2,8	2,4	2,0	1,8
Kraftstoffe	1,7	3,0	2,5	2,5	2,5	2,7	2,8	3,8	3,6	3,3	3,3	3,1
Insgesamt	5,8	8,3	6,0	6,0	5,9	6,4	6,1	7,1	8,7	7,6	7,2	6,9
Haushaltstyp 3 ^d												
Elektrizität	1,1	1,3	1,4	1,2	1,2	1,3	1,1	1,5	1,7	1,1	1,1	1,1
Gas	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,0	0,0	0,4	0,3	0,5
Heizöl	0,4	1,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1
Sonstige Energie ^b	1,1	1,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,4	2,4	2,0	1,5	1,3
Kraftstoffe	2,2	2,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,1	3,4	3,0	2,8	2,8	2,7
Insgesamt	5,2	7,0	4,6	4,6	4,6	4,8	4,4	6,3	7,2	6,5	5,9	5,7

^aZwei-Personen-Haushalte von Renten- oder Sozialhilfeempfängern mit geringem Einkommen. — ^bU.a. Fernwärme, Umlagen für Heizung und Warmwasser, Flüssiggas, sonstige Brennstoffe. — ^cVier-Personen-Haushalte von Arbeitern und Angestellten mit mittlerem Einkommen. — ^dVier-Personen-Haushalte von Angestellten und Beamten mit höherem Einkommen.

Quelle: BMWi Energie-Daten (lfd. Jgg.).

Die Darstellung der Gasausgaben als Anteil des ausgabenfähigen Einkommens läßt noch keinen Rückschluß auf die absoluten Gasausgaben zu und mithin auf die Beträge, die Haushalte bei einer Erdgasstarifsenkung sparen würden. Eine Trennung der Preis- und Mengenkomponente der Energieausgaben, bezogen auf alle Haushalte (einschließlich der Selbständigen) und für das Jahr 1993 ist anhand von Tabelle 29 möglich.

Danach betragen die durchschnittlichen Energieausgaben (einschließlich Kraftstoffe) in den alten Bundesländern gut 322 DM pro Haushalt und Monat (oder: 8,8 vH der Gesamtausgaben) und in den neuen Bundesländern gut 275 DM pro Haushalt und Monat (oder: 10,2 vH der Gesamtausgaben). Die durchschnittlichen Ausgaben für den Gasverbrauch pro Haushalt betragen nach dieser Berechnung gut 30 DM pro Haushalt und Monat (neue Bundesländer: 23 DM). Allerdings wurde bei diesem Verbrauchswert über alle Haushalte gemittelt; von den dort ausgewiesenen 35,6 Millionen Haushalten (alte und neue Bundesländer) waren aber nur 13,2 Millionen Haushalte an die öffentliche Gasversorgung angeschlossen.

Um eine realistische Ausgangslage zur Abschätzung der Ausgabenersparnis einer Gaspreissenkung zu erreichen, müssen absatzspezifische Tarifstrukturen mit abnahmetypischen Verbrauchsfällen verbunden werden. Bei der Ermittlung absatzspezifischer Preisstrukturen soll auf die bereits in Tabelle 23 benutzten Tarifierhebungen von EUROSTAT (mit Stichtag 1. Juli 1996) zurückgegriffen werden. In Übersicht 10 wurde der mit dem Gasabsatz an Haushalte gewogene Durchschnitt der Tarifstrukturen aus den zehn Versorgungsregionen aus Tabelle 23 berechnet.

Tabelle 29: Aufwendungen der Haushalte für den Privaten Verbrauch (DM/Monat) in der Bundesrepublik Deutschland 1993

Gegenstand der Nachweisung	Alte Bundesländer		Neue Bundesländer ^a	
	DM	vH	DM	vH
Haushalte insgesamt (1 000)	28 917		6 684	
Nahrungsmittel, Getränke, Tabakwaren	763,50	21,0	651,44	24,1
Kleidung, Schuhe u. -Reparaturen	281,70	7,7	215,44	8,0
Wohnungsmieten (einschl. Betriebskosten ^b)	725,92	19,9	362,86	13,4
Elektrizität, Gas, Brennstoffe	204,93	5,6	179,36	6,6
darunter:				
Elektrizität (327/192 kWh)	108,30	3,0	65,47	2,4
Gas ^c (59/45 m³)	30,30	0,8	23,11	0,9
Kohle, Koks u.ä. (6/51 kg)	4,74	0,1	18,42	0,7
Heizöl u.ä. (58/16 l)	26,76	0,7	7,22	0,3
Zentralheizung, Warmwasser	34,84	1,0	65,14	2,4
Übrige Güter der Haushaltsführung	306,24	8,4	272,65	10,1
Gesundheits- u. Körperpflege	221,40	6,1	126,73	4,7
Verkehr und Nachrichtenübermittlung	621,93	17,1	492,51	18,2
darunter:				
Kraftstoffe (ohne auf Reisen)	99,65	2,7	79,77	3,0
Fahrtkosten eigener PKW auf Reisen	17,30	0,5	15,58	0,6
Bildung und Unterhaltung	356,05	9,8	296,74	11,0
Persönliche Ausstattung u.ä.	157,18	4,3	102,21	3,8
Privater Verbrauch insgesamt	3 638,83	100,0	2 699,94	100,0

^aEinschließl. Berlin-Ost. — ^bOhne Heizungskostenumlagen. — ^cEinschließl. Flüssiggas.

Quelle: Statistisches Bundesamt (1997a), eigene Berechnungen.

Übersicht 10: Tarife für den Gasverbrauch von Haushalten in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 1.7.1996)

Haushaltstarifbereich	Gaspreis/Tarifbereich	
	DM/GJ	Pf/kWh
D1: Kleinverbrauchstarif (8,37 GJ/a = 2 326 kWh/a = 238 m³/a)	29,78	10,72
D2: Grundpreistarif (16,74 GJ/a = 4,652 kWh/a = 476 m³/a)	21,72	7,82
D 3: Vollversorgungstarif I (83,70 GJ/a = 23 260 kWh/a = 2 381 m³/a)	13,77	4,96
D 3 – b: Vollversorgungstarif II (125,60 GJ/a = 34 890 kWh/a = 3 571 m³/a)	12,83	4,62
D 4: Mehrfamilienhaus (1 047,00 GJ/a = 290 750 kWh/a = 29 762 m³/a)	11,14	4,01

Quelle: Auszug und Umrechnung von Tabelle 23.

Ein typischer Abnahmefall für einen Haushalt mit einem Gasverbrauch nur für Kochen und Warmwasserbereitung ist mit einem Jahresverbrauch von etwa 3 500 kWh/a verbunden, anzuwenden wäre demnach Tarif D 1 mit einer Jahresausgabe für Gas in Höhe von 375 DM. Eine Preissenkung in Höhe von 10 vH nach dem 1. Juli 1996 wäre hier also mit einer jährlichen Ausgabenersparnis von 37,50 DM verbunden.

Ein typischer Abnahmefall für ein vollversorgtes gasbeheiztes Einfamilienhaus ist im Durchschnitt mit einem Jahresverbrauch von 30 000 kWh verbunden (Auskunft jeweils Stadtwerke Kiel), anzuwenden wäre demnach Tarif D 3 mit einer Jahresausgabe für Gas in Höhe von 1 488 DM. Eine Preis-

senkung in Höhe von 10 vH nach dem 1. Juli 1996 wäre für den vollversorgten Gasabnehmer hier mit einer Ersparnis von knapp 150 DM pro Jahr verbunden.

In den alten Bundesländern (einschl. West-Berlin) wurden 1996 von insgesamt 27,6 Millionen Haushalten in gasversorgten Gebieten 11,4 Millionen Haushalte von öffentlichen Gasversorgungsunternehmen mit Erdgas versorgt. Von diesen gasversorgten Haushalten wurden 9,3 Millionen Haushalte auch mit Gas zu Heizzwecken versorgt (BGW *Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland* 1996: 70). Von einer Senkung der Erdgaspreise für den Sektor Haushalte profitiert demnach der ganz überwiegende Teil der gasversorgten Haushalte in erheblichem Umfang.

VIII. Auswirkungen wettbewerblicher Regelungen nach Dimension und voraussichtlicher Intensität

Mit dem Inkrafttreten der Energierechtsnovelle wurde die deutsche Gaswirtschaft am 29. April 1998 „in den Wettbewerb entlassen“; seitdem kann sich, zumindest theoretisch, jeder Erdgasverbraucher seinen Lieferanten selbst frei auswählen, allerdings nur unter der Voraussetzung konkurrierender Angebote (vgl. Abschnitt II.5). Für die Erdgaswirtschaft in allen Mitgliedsländern der Europäischen Union gilt seit dem Inkrafttreten der europäischen Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas (10. August 1998): Spätestens bis zum Juni 2000 müssen die Mitgliedsländer der EU durch Umsetzung in nationales Recht bislang abgeschottete Erdgasmärkte schrittweise öffnen, auch für Wettbewerber aus anderen Mitgliedsländern der Union (vgl. Abschnitt II.3).

Vorhersagen darüber, wie sich die Marktstrukturen nach einer Liberalisierung entwickeln werden, fallen auch nach der bereits erwähnten Einschätzung der Deregulierungskommission (1991: Tz. 385) sehr schwer und sind größtenteils auf spekulative Erwägungen angewiesen. Auch der Rekurs auf ausländische Erfahrungen bei einer Deregulierung des Gasmarktes sind nur bedingt hilfreich, da diese entweder selbst noch, wie in Großbritannien (vgl. Abschnitt III.3), in den Anfängen stecken und/oder, wie in den Vereinigten Staaten, auf gänzlich anderen strukturellen Voraussetzungen der marktlichen Ausgangslage sowie der institutionellen Regelungen beruhen (vgl. hierzu v. Weizsäcker et al. 1990: 89–99).

1. Beseitigung von Marktzutrittsbarrieren: Funktionale Disaggregation, Markteintritt und Netzzugangsregelungen

Die wesentlichste Marktzutrittsbarriere bei netzgebundenen Versorgungsleitungen bilden die für einen Markteintritt notwendigen hohen Fixkosten mit erheblicher Spezifität der vorgenommenen Investitionen (vgl. Kapitel I). Soweit der Bau eigener Versorgungsleitungen aus wirtschaftlichen oder rechtlichen Gründen ausscheidet, so sind für eine Öffnung dieser Versorgungsmärkte für wettbewerbliche Entwicklungen gesetzliche Regelungen für den Zutritt von Wettbewerbern zu „wesentlichen Einrichtungen“ des bisherigen Monopolunternehmens notwendig.

Auf dem Gasmarkt in Deutschland hat sich die Position der Netzbetreiber auf der Ferngasstufe durch den Markteintritt der Wintershall-Gruppe zu Beginn der neunziger Jahre mit einem eigenen Fernleitungsnetz zumindest als „angreifbar“ erwiesen. Dies basierte aber auf besonderen Voraussetzungen, die künftig höchst selten anzutreffen sein dürften (vgl. hierzu Abschnitt V.6). Auch bei der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts in Deutschland ging die Bundesregierung davon aus, daß der Wettbewerb nur geringfügig zunehmen würde, wenn ein in den Markt eintretender Wettbewerber

ausschließlich auf den Bau eigener Versorgungsleitungen angewiesen wäre. In der Begründung zu dem Gesetzentwurf von 1996 heißt es hierzu (EnWG/Entwurf 1996: 41):

Für die Versorgungsunternehmen wird die Möglichkeit eröffnet, ihre wirtschaftlichen Aktivitäten über ihre bisherigen Versorgungsgebiete hinaus auszudehnen und mit anderen Unternehmen beim Absatz ihrer Leistungen um einzelne Abnehmer in Konkurrenz zu treten. Soweit hierzu die Errichtung eigener Leitungen sinnvoll ist, stehen Ausschließlichkeitsrechte anderer Versorgungsunternehmen künftig nicht mehr entgegen. Durch den Wegfall der Möglichkeit zum Abschluß von Konzessionsvereinbarungen mit Ausschließlichkeitscharakter ist ein von Wettbewerbsbeschränkungen freier Leitungsbau gewährleistet. In vielen Fällen wird die Versorgung neuer Abnehmer über eigene Leitungen jedoch aus tatsächlichen Gründen nicht möglich sein, insbesondere wenn eine solche Versorgung nicht wirtschaftlich wäre oder wenn eigene Leitungen nicht schnell genug geschaffen werden können bzw. an öffentlich-rechtlichen Genehmigungserfordernissen scheitern. Hier wird es darauf ankommen, Wettbewerb durch Durchleitungen zu ermöglichen.

Was die institutionellen Rahmenbedingungen und Ausgestaltung von Durchleitungsrechten als Voraussetzung wettbewerblicher Energielieferungen in Versorgungsnetzen anlangt, so bestanden sowohl bei den Richtlinienentwürfen der Kommission als auch im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts in Deutschland recht konträre Auffassungen über die geeignete Organisationsform. Hierbei standen sich im wesentlichen das Modell eines institutionellen Netzbetreibers (common carriage) und das Modell des Netzzuganges Dritter (third party access (TPA)) gegenüber. Im ersten Fall wären alle Aktivitäten des Netztransportes, auch vom bisherigen Netzeigentümer, auf eine Netzgesellschaft zu übertragen und diese hätte dann, unter Aufsicht und Eingriffsmöglichkeit einer staatlichen Regulierungsbehörde, die Nutzungsrechte am Netz allen Interessenten nach transparenten und uniformen Regeln gleichermaßen zu gewähren (vgl. u.a. Lang 1996: 138 f.; für den Erdgasmarkt Rügge 1995: 60 f.).

Beim Modell des TPA verbleibt das Eigentum an den Netzen bei den bisherigen Netzbetreibern und ihnen wird auch ein prioritäres Nutzungsrecht an den eigenen Versorgungsleitungen eingeräumt. Allerdings wird anderen potentiellen Marktbeteiligten („Dritten“) das Recht zugesprochen, die bestehenden Versorgungsleitungen für Transportleistungen zu nutzen, wenn der Eigentümer über freie Leitungskapazitäten verfügt. Das Recht auf den Netzzugang Dritter ist an die Zahlung eines angemessenen Durchleitungsentgelts geknüpft und hat auf nichtdiskriminierende Weise zu erfolgen (vgl. hierzu auch Kapitel I).

Nach den Bestimmungen der BRG haben die Mitgliedsländer bei der Organisation des Netzzuganges in der Gaswirtschaft die Wahl zwischen einer Zugangsregelung auf der Basis von Verhandlungen (negotiated third party access) oder auf der Basis gesetzlicher Regulierungen (regulated third party access). Die Energierechtsnovelle in Deutschland hat entsprechende Vorschriften bislang nur für den Elektrizitätssektor kodifiziert; die „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“ vom 22. Mai 1998 stellt insoweit eine Option für den verhandelten Netzzugang dar (vgl. Abschnitt II.4). Eine entsprechende gesetzliche Regelung für die Gaswirtschaft im Rahmen des EnWG/neu steht noch aus; allerdings wird derzeit mit „Hochdruck“ von den Marktbeteiligten an einer „Verbändevereinbarung für die deutsche Gaswirtschaft“ gearbeitet und ein erster Entwurf für derartige Durchleitungsregelungen soll bis Ende 1998 vorgelegt werden (VWD 1998b). Somit ist damit zu rechnen, daß auch in der Gaswirtschaft analog zur Elektrizitätswirtschaft in Deutschland der Weg des verhandelten Netzzuganges beschritten wird.

Durchleitungen in der bislang angesprochenen Art sind hier zugleich *wettbewerbsbegründende Durchleitungen*. Davon zu unterscheiden sind Transit-Transportleistungen im Erdgasnetz. Auf freiwilliger Basis werden diese bereits seit langer Zeit zwischen Erdgasproduzenten und Ferngasunternehmen sowie unter Ferngasunternehmen untereinander praktiziert (vgl. hierzu Abschnitt III.1 und V.2). Das Novum an den Durchleitungsverpflichtungen gemäß der BRG und dem EnWG/neu ist der wettbewerbsbegründende Hintergrund der Transportleistungen der Netzbetreiber: Ein Dritter gewinnt nicht

nur Abnehmer von einem bisherigen Versorger, sondern der Dritte nimmt für diese Wettbewerbshandlung das Leitungsnetz des bisherigen Versorgers in Anspruch.

Eine Durchleitung und/oder Transit-Transportleistung durch das Erdgasnetz umfaßt neben dem eigentlichen Gastransport simultan auch ein ganzes Bündel weiterer Leistungen (vgl. u.a. Utsch 1997: 46 f.): So ist der Netzbetreiber im bisherigen System der gaswirtschaftlichen Infrastruktur zusätzlich für die Qualitätssicherung der Gasbeschaffenheit, die Drucksteuerung in den Leitungen, Wartung und Ausbau des Netzes, Deckung von Netzverlusten und Bereitstellung von Sicherheitsreserven in Speichieranlagen sowie für die Ermittlung und Verrechnung dieser Leistungen verantwortlich.

Neben den Kapitalkosten für den Netzbetrieb müßte auch eine adäquate Kompensation dieser Leistungsbündel in direkter oder indirekter Form in der Festsetzung angemessener Durchleitungsentgelte ihren Niederschlag finden. Rammner (1997: 20) weist zu Recht darauf hin, daß die Ermittlung und Verrechnung dieser Leistungen zur Festsetzung von Durchleitungsentgelten mit erheblich höheren Transaktionskosten verbunden wäre und er mutmaßt, daß hierdurch ein Großteil der Preissenkungsspielräume infolge von mobilisierten Rationalisierungsreserven aufgezehrt werden könnte. Hierzu ist zweierlei anzumerken: Zum einen sind solche Entgeltberechnungen auch im derzeit praktizierten System von Transit-Transportleistungen notwendig. Zum anderen wird die avisierte Verbändevereinbarung, ähnlich wie in der Elektrizitätswirtschaft, hier Wege zu pauschalisierten und vereinfachenden Verrechnungsverfahren finden.

Mit dem Verbot der Demarkationsverträge und von Ausschließlichkeitsklauseln des Wegerechts in Konzessionsverträgen ging das EnWG/neu für Deutschland im Umfang der wettbewerblichen Marktöffnung weit über das Maß hinaus, das die Umsetzung der BRG als Umsetzung in nationales Recht mindestens erfordert hätte (vgl. Abschnitte II.3 und II.4). Der hierdurch ausgelöste künftige Strukturwandel wird sich weitgehend durch die Reaktionen der derzeitigen und künftigen Marktbeteiligten in der Erdgasversorgung bestimmen: Werden künftig Strategien und Handlungen dominieren, Chancen auf neu geschaffenen Absatz- und Beschaffungsmärkten zu nutzen oder werden Strategien und Handlungen dominieren, den Anpassungsdruck infolge wettbewerblicher Strukturen zu unterlaufen oder aktiv zu konterkarieren? In Kapitel V wurden hierzu bereits einige Hinweise dargelegt; sie sollen nachfolgend aufgegriffen und ausführlicher angesprochen werden.

2. Veränderungen der Marktstruktur und der Vertragsformen?

Mit dem Verbot von Demarkationsverträgen und den Regelungen eines Anspruchs auf Durchleitungen ist prinzipiell jedes Absatzsegment des Erdgasverbrauchs von jedem bisherigen und künftigen Anbieter von Gas gegenüber dem bisherigen Lieferanten bestreitbar, und zwar nicht nur auf dem Inlandsmarkt, sondern auch ab Mitte 2000, wenn auch nur stufenweise, in den Mitgliedsländern der Europäischen Union. Insofern erscheint eine Unterscheidung zwischen einem „Kernmarkt“ (alte Regelung) und einem „Drittliefermarkt“ (neue Wettbewerbsregelung, so u.a. bei Utsch 1997: 51 f.) wenig sinnvoll. Wichtiger scheint hingegen die Frage, ob der Wettbewerb sich vorrangig um bereits belieferte Kunden konzentrieren wird oder sich auch um neue Kunden und Marktsegmente entfalten kann.

Damit stellt sich die Frage nach der künftigen Expansion des Erdgasmarktes allgemein und der einzelner Verbrauchssegmente in den Mitgliedsländern der Europäischen Union. Der Erdgasmarkt gehörte in der Vergangenheit sowohl in der Europäischen Union als auch in Deutschland zu den am stärksten expandierenden Energiemärkten. In den Mitgliedsländern mit weitgehend eigener Erdgasversorgung ist der Anteil dieses Energieträgers weitaus höher als in den übrigen Mitgliedsländern; die Gasversorgung in den Mitgliedsländern Spanien, Portugal, Griechenland und Schweden befindet sich dabei erst im Stadium des Aufbaus (vgl. Abschnitt III.1). Die hierbei zu erwartende starke Expansion des Erdgasabsatzes können die dortigen Monopolgesellschaften nach Inkrafttreten der BRG nicht mehr (vollständig) gegen ausländische Anbieter abschotten.

In Deutschland hatte der Primärenergieverbrauch seit 1980 praktisch stagniert, deutlich an Marktanteilen hinzugewinnen konnten neben dem Erdgas vor allem die Kernenergie und die sonstigen (einschl. der regenerativen) Energieträger (Tabelle 9). Auch in Zukunft wird nach einer langfristigen Projektion der Kommission der Primärenergieverbrauch in der Union insgesamt und in Deutschland in den vier analysierten Szenarien bis zum Jahr 2020 in der Tendenz stagnieren, der Verbrauch an Erdgas hingegen noch vergleichsweise kräftig expandieren (Tabellen 7 und 10). Diese Gewinne des Erdgaseinsatzes beim Primärenergieverbrauch konzentrieren sich aber mehr oder weniger auf den Einsatz in der Elektrizitätserzeugung. Beim Endenergieverbrauch werden im Vergleich zur vergangenen Entwicklung nur noch geringe Zunahmen erwartet. Sollte die neue Bundesregierung den avisierten Ausstieg aus der Kernenergie zeitlich stark straffen, so dürften die in Tabelle 10 ausgewiesenen Zuwachsraten beim Erdgaseinsatz zur Elektrizitätserzeugung deutlich überschritten werden. Etwas niedriger schätzt eine Studie der Prognos AG den Verstromungseinsatz des Erdgases bis zum Jahr 2020 ein (vgl. Abschnitt IV.1); auch diese Studie ging bei der Projektion nicht von einem Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kernenergie aus. Zusammenfassend kann aber davon ausgegangen werden, daß sich die Absatzstrukturen des künftigen Erdgasverbrauchs zunehmend zugunsten des Verstromungseinsatzes verschieben werden.

Neue Absatzmärkte auf dem heimischen Erdgasmarkt sind demnach vorrangig bei der Erdgasverstromung und hierbei insbesondere in GuD-Kraftwerken zu erwarten; in allen übrigen Absatzsegmenten wären neue Absatzmärkte weitgehend nur durch einen Verdrängungswettbewerb gegenüber den bisherigen Gaslieferanten zu erstreiten. Die Gaslieferungen an die öffentliche Elektrizitätswirtschaft entsprach 1996 mit 7,43 Mrd. m³ etwa 7,8 vH des gesamten inländischen Gasabsatzes an Endabnehmer (Tabelle 14).

Diese Gasbezüge der öffentlichen Stromversorgung verteilten sich 1996 wie folgt auf die einzelnen Marktstufen (Tabelle 30).

Tabelle 30: Gasbezüge der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland nach Marktstufen 1996

Marktstufe	Bezüge öffentlicher Elektrizitätsversorgung absolut	Bezüge öffentlicher Elektrizitätsversorgung	
		Anteil an den Bezügen öffentlicher Elektrizitäts- versorgung	Anteil am Absatz jeweiliger Marktstufe an Endabnehmer
	Mrd. m ³	vH	
Erdgasproduzenten	0,22	3,0	12,4
Ferngasunternehmen	2,40	32,3	9,3
Regional- und Ortsgasunternehmen	4,81	64,7	7,2
<i>Insgesamt</i>	<i>7,43</i>	<i>100,0</i>	<i>7,8</i>

Quelle: Auszug und Umrechnung aus Tabelle 14.

Soweit Erdgasproduzenten und Ferngasunternehmen als Direktlieferanten von Endabnehmern in Erscheinung traten, so hatten die Lieferungen an die öffentliche Stromversorgung dort einen sehr viel höheren Anteil als bei den Regional- und Ortsgasunternehmen (vgl. Tabelle 30).

Ob die Marktstufen von einer expansiven Nachfrage nach Gas zur Verstromung nach Maßgabe der bisherigen Lieferstrukturen (Tabelle 30) profitieren werden, erscheint höchst fraglich. GuD-Kraftwerke sind, im Gegensatz zu bisherigen multivalent befeuerbaren Spitzenlastkraftwerken, nicht auf unterbrechbare Lieferverträge hin ausgerichtet. Soweit sie im Rahmen des von der neuen Bundesregierung avisierten Ausstiegs aus der Kernenergie zunehmend im Bereich der Grundlastherzeugung eingesetzt werden, bieten Lieferverträge zur Erdgasversorgung dieser Kraftwerke einen langfristigen und kontinuierlichen Bezugsrahmen für Erdgaslieferungen. Dies sind, wie anschließend dargelegt wird,

fast ideale Voraussetzungen zum Abschluß langfristiger Lieferverträge mit den Produzenten. Bislang haben als Anteilseigner bei den Ferngasunternehmen die internationalen Mineralölkonzerne dominiert, wenngleich Stromverbundunternehmen als Anteilseigner auch bislang schon in Erscheinung getreten sind (vgl. Tabelle 18, Nr. 5: RWE bei Thyssengas, Nr. 10: VEW, Nr. 13: PreußenElektra bei EWE).

Dieser bereits teilweise bestehende „Querverbund“ zwischen Elektrizitätswirtschaft und Erdgashandel und Ferntransport wird künftig aller Voraussicht nach deutlich an Bedeutung gewinnen. Dagegen werden die bisherigen übrigen Marktstufen beim Gasabsatz an Elektrizitätsversorger künftig eher Absatzeinbußen zu befürchten haben.

Ein bisheriger oder künftiger Marktbeteiligter in der Lieferkette des Gasmarktes kann nur in dem Umfang neue Bezugsquellen und Absatzmärkte erschließen, soweit künftigen Lieferanten und Abnehmern der Abschluß eines Liefervertrages rechtlich und faktisch möglich ist. Art und Dauer bisheriger Lieferverträge in der Gaswirtschaft sind also eine entscheidende Variable dafür, in welchem Umfang und mit welchem Zeithorizont sich wettbewerbliche Prozesse in einem deregulierten Gasmarkt darstellen werden.

In der Lieferbeziehung zwischen Erdgasproduzenten und (importierenden) Ferngasunternehmen dominierten bislang langfristige Lieferverträge mit Mindestabnahmeverpflichtungen und Preisanpassungsklauseln als sogenannte „Take-or-Pay(ToP)-Verträge“. Langfristige Lieferverträge sind vor dem Hintergrund der Risikoallokation im internationalen Ressourcenhandel zu sehen; für den Anbieter von Erdgasressourcen bestehen diese Risiken vor allem in den hohen und spezifischen Investitionen der Erschließung des Erdgasvorkommens sowie der Fortleitung zum Übergabepunkt an den Abnehmer in Hinblick auf unvorhersehbare Änderungen der Marktentwicklung und möglicherweise opportunistisch handelnde Abnehmer. Verträge über die Lieferungen von Erdgasressourcen können hinsichtlich der Risikoallokation in einem Kontinuum zwischen Rückwärts- („upstream“) und Vorwärts- („downstream“)integration angesiedelt werden. Bei einer Rückwärtsintegration sind das Investitions- und Marktrisiko voll dem Abnehmer der Erdgaslieferungen zurechenbar, bei einer vertikalen Vorwärtsintegration werden die wirtschaftlichen Risiken allein vom Anbieter der Erdgasressourcen getragen. In der Mitte zwischen diesen beiden Eckpunkten einer ausschließlichen Risikoordnung sind langfristige Verträge über Abnahmeverpflichtungen mit Preisgleitklauseln, die sich bei Erdgaslieferverträgen am Ölpreis orientieren, angesiedelt (vgl. u.a. Siebert 1988: 217 f.). Bei diesen Verträgen findet eine Risikoteilung zwischen den Vertragsparteien statt, die wiederum eine Grundvoraussetzung für die Stabilität solcher langfristigen Lieferverträge darstellt. Die Zeitdauer solcher Verträge beträgt mindestens 10 Jahre, aber auch Laufzeiten bis zu 30 Jahren sind in der Gaswirtschaft anzutreffen.

Dieser auf der Marktstufe der Ferngasunternehmen (bislang) dominierende Vertragstypus der Erdgasbeschaffung erscheint aus mindestens zwei Gründen konträr zu den Erfordernissen eines wettbewerblich strukturierten Erdgasmarktes sowie von Durchleitungsregeln auf TPA-Basis zu stehen:

- Zum einen liegt die „Latte“ der Mindestabnahmemengen und der Fristigkeiten bei ToP-Verträgen für neu in den Markt eintretende Akteure auf dieser Stufe sehr hoch,
- zum anderen stellt die Existenz von ToP-Verträgen für die Netzbetreiber nach der BGR neben der mangelnden Kapazität eine eigenständige Einrede gegen eine Durchleitungsverpflichtung dar (vgl. Abschnitt II.3). Diese Bestimmungen können jedoch weit oder eng ausgelegt werden und ihre Umsetzung in nationales Recht im Kontext des EnWG steht noch aus (vgl. Abschnitt II.4).

Veränderungen von ToP-Verträgen hinsichtlich Mindestabnahmemenge und Fristigkeit sind zwar denk- und darstellbar (vgl. hierzu u.a. Rügge 1993), aber in ihren Auswirkungen ungewiß und in der Praxis (bislang) unerprobt. Der erfolgversprechendste Weg scheint der graduelle Aufbau eines *Spot- und Terminhandels* als Fristentransformation von Erdgaslieferungen zu sein, auf den überschüssige Bezugsmengen aus ToP-Verträgen „scheibchenweise“ angeboten werden. Nachfrage könnte sich hierbei nach solchen Kontrakten seitens der Verteilungsunternehmen und Großabnehmer entfalten, die nicht ihre gesamten Bezugsmengen über langfristige Lieferverträge absichern wollten oder konnten

(vgl. u.a. Ellwanger und Canterbury 1997: 520 f.). Voraussetzung hierfür sind dann allerdings ein funktionsfähiges Durchleitungssystem sowie eine hinreichende Kontraktstandardisierung (Hensing et al. 1998: 152 f.). Die Überlegungen und konzeptionellen Vorarbeiten zur Einrichtung einer *Strombörse* nach ausländischen Vorbildern sind in Deutschland schon recht weit vorangeschritten (VWD 1998c).

Auch die Verträge zwischen den Ferngasunternehmen und den Regional- und Ortsgasversorgungsunternehmen sind nach dem Prinzip von ToP-Regelungen ausgestaltet (Rügge 1993: 1); über die genauen Modalitäten und Fristigkeiten ist jedoch wenig bekannt. Immerhin war es Wingas gelungen, im Demarkationsgebiet anderer FGU einige Regional- und Ortsgasversorgungsunternehmen als Abnehmer zu gewinnen (vgl. Abschnitt V.6).

Konzessionsverträge der Wegenutzung zwischen den Erdgas-Endverteilungsunternehmen und der endversorgten Gebietskörperschaft haben, seit der 4. Kartellrechtsnovelle von 1980, eine maximale Laufzeit von 20 Jahren. Vorschläge während der Beratungen zur Novellierung des Energiewirtschaftsrechts diese Frist auf maximal 10 Jahre zu begrenzen, haben in das EnWG/neu keinen Eingang gefunden. Der wesentliche Grund hierfür ist im § 17 Abs. 2 EnWG/neu zu sehen; danach ist ein Energieversorgungsunternehmen im Falle der Nichtverlängerung des Konzessionsvertrages verpflichtet, „seine für die allgemeine Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung zu überlassen“. Selbstverständlich stand und steht es jeder Gemeinde frei zu versuchen, mit dem jeweiligen Energieversorgungsunternehmen auch eine kürzere Laufzeit der Konzessionsverträge zu vereinbaren und nach Vertragsende die Neuvergabe des Versorgungsvertrages an eine vorherige Ausschreibung zu binden. Wie häufig dies bislang erfolgreich durchgesetzt werden konnte, ist freilich nicht bekannt.

Die Novellierung des EnWG hat die Laufzeit bisheriger Konzessionsverträge nicht verändert, nur die Ausschließlichkeitsklauseln der Wegenutzung in solchen Verträgen sind nach dem 29. April 1998 nichtig. Seitdem ist der Zugang auch im Rahmen bisheriger Konzessionsverträge für weitere Wettbewerber offen.

Die Preisbildung des Gasabsatzes bei *Sonderabnehmern* erfolgt in den dort abgeschlossenen Lieferverträgen gemäß einem gezonten Mengentarif (vgl. Abschnitt VI.1). Die Laufzeiten dieser Sonderverträge betragen minimal 2–3 Jahre und maximal 5–10 Jahre; die Vertragsdauer ist dabei auch von der zugrundeliegenden Anpassungsart sowie von Art und Umfang einer Rabattgewährung abhängig. Nach Auskunft des Bundesverbandes der Energie-Abnehmer (VEA) e.V. wenden sich derzeit Gasversorgungsunternehmen in erheblichem Umfang, unabhängig von Restlaufzeiten alter Verträge, an Sonderabnehmer und bieten neue Lieferverträge an. Hierbei werden Preissenkungen in der Größenordnung von 2–9 vH, verbunden mit vergleichsweise günstigeren Rabattsystemen, angeboten; in der Tendenz möchten die GVV bei einem neuen Vertragsabschluß die Laufzeiten solcher Verträge im Vergleich zu bisherigen Laufzeiten verlängern.

Mit Tarifabnehmern werden Erdgasversorgungsverträge von unbestimmter Dauer geschlossen. Hier haben aber die Abnehmer jederzeit das Recht, die geschlossenen Versorgungsverträge fristlos zu kündigen. Die höchste vertragliche Flexibilität bei den Erdgaslieferverträgen hat also jener Abnehmerkreis, der auf absehbare Zeit die geringsten Chancen hat, eine alternative Bezugsquelle des Erdgasverbrauchs zu erschließen.

3. Stärkung der Marktmacht der Produzenten und Zunahme der Vorwärtsintegration?

Ein Standardargument gegen eine Deregulierung des Erdgasmarktes wird dahingehend vorgetragen, daß eine konstante Zahl von Ressourcenanbietern einer wettbewerbsbedingt höheren Anzahl von Importeuren gegenüber steht; hieraus leite sich, so folgert die Überlegung, eher eine Tendenz zu steigen-

den denn zu sinkenden Erdgaspreisen ab (so u.a. Rammner 1997: 20). Richtig an dieser Überlegung ist sicherlich, daß der Kreis der Lieferländer bisheriger Erdgaseinfuhren von EU-Mitgliedsländern sich (derzeit) fast ausschließlich auf vier Exportländer konzentriert, und zwar auf Lieferungen aus Rußland, Norwegen und Algerien sowie dem EU-Mitgliedsland Niederlande (vgl. Tabelle 18). Aber: jedes dieser Lieferländer beliefert derzeit mehrere EU-Mitgliedsländer, und zwar: Norwegen 7, Rußland 5, Algerien 4 und die Niederlande 5 Mitgliedsländer. Deutliche Preisdifferenzierungen der Ausfuhrpreise dieser Anbieter in Hinblick auf die einzelnen Lieferregionen sind derzeit nicht zu erkennen (vgl. Tabelle 4).

Eine hiervon stark abweichende Praxis der Preisgestaltung wird auch künftig für die bisherigen Lieferländer kaum möglich sein, denn durch die zunehmenden Integrationsschritte in Richtung auf einen Binnenmarkt für Energie erhöhen sich auch gleichzeitig die Möglichkeiten und Wahrscheinlichkeiten für Arbitragelieferungen zwischen den einzelnen Bezugsregionen. Ein Gleichschritt der Liberalisierungsschritte in den Mitgliedsländern im Sinne der Mindestanforderungen der BRG für eine Markttöffnung ist aber nicht zu erwarten: Großbritannien hat seinen Gasmarkt bereits vollständig liberalisiert (vgl. Abschnitt III.3) und in Deutschland erfolgt die Markttöffnung ohne Zwischenschritte (vgl. Abschnitt II.4).

Die Reichweite der Gasressourcen der bisher wichtigsten Lieferregionen ist sehr unterschiedlich; die statische Reichweite (Relation von Förderung zu sicher gewinnbaren Reserven) betrug Ende 1998 (BP 1998: 20):

- Algerien: 54,8 Jahre,
- Niederlande: 22,5 Jahre,
- Norwegen: 31,7 Jahre,
- Rußland: 85,9 Jahre.

Die unterschiedliche Reservesituation sowie Unterschiede in den Produktions- und Transportkosten und der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der Gasexporte in den einzelnen Exportländern lassen Kartellierungstendenzen auch bei einer wettbewerblich erhöhten Anzahl von Erdgasimporteuren eher unwahrscheinlich erscheinen (vgl. Funk et al. 1995: 250 f.).

Als zusätzliche Anbieter sind bislang Libyen und Dänemark in Erscheinung getreten (Tabelle 18); die bisherigen Lieferungen und das Lieferpotential dieser Länder ist allerdings eher gering. Durch die Inbetriebnahme der Pipelineverbindung „Interconnector“ wird die Erdgaswirtschaft von Großbritannien sowohl als Exporteur als auch als Importeur in Erscheinung treten und dadurch die Flexibilität des westeuropäischen Erdgasmarktes deutlich erhöhen. Auf mittlere Sicht und bei steigenden Erdgaspreisen kann sich darüber hinaus der Kreis potentieller Lieferländer mittels Flüssiggas (LNG)-Transporten deutlich ausweiten (vgl. Abschnitt III.1).

Eine weitere Befürchtung einer preissteygernden Wirkung liberalisierter Erdgasmärkte wird dahingehend geäußert, die bisherigen Lieferländer könnten verstärkt durch Vorwärtsintegration unmittelbar als Direktlieferanten auf der Ferngasstufe in Erscheinung treten (vgl. u.a. Rammner 1997: 19). Unklar ist bei diesem Argument, wodurch bei einer solchen Entwicklung die preissteygernden Tendenzen ausgelöst werden sollen. Zwar würde sich hierdurch das potentielle Exportangebot vermindern, aber gleichzeitig auch das potentielle Gasangebot im Inland erhöhen. Eine Vorwärtsintegration in diesem Sinne hat bislang in Deutschland nur in Form eines Joint Ventures der Gazprom und der Wintershall und durch den Markteintritt der Wingas stattgefunden. Aber auch in diesem Fall hat Gazprom die gemeinsame Ferngasgesellschaft keineswegs mit einem Vermarktungsmonopol ausgestattet und der Markteintritt der Wingas hat die bisherigen Erdgaspreise eher vermindert denn angehoben (vgl. Abschnitt V.5 und 6).

Was die bisherige Vertragsgestaltung in Form der Take-or-Pay-Verträge anlangt, so sind infolge einer Liberalisierung der Erdgasmärkte keine Tendenzen zu erkennen, diese „wettbewerbsfreundlicher“ im Sinne geringerer Mindestabnahmemengen und kürzerer Laufzeiten zu gestalten. Bei diesbe-

züglichen Zugeständnissen an neue Marktbeteiligte liefen die Erdgasanbieter Gefahr, solche Zugeständnisse auch auf bisherige Verträge ausdehnen zu müssen (im einzelnen vgl. Utsch 1997: 56 f.).

4. Zersplitterung der Nachfrage auf der Ferngasstufe und Zunahme der vertikalen Konzentration?

Langfristige Lieferverträge in Form von ToP-Verträgen können jedoch eine Markteintrittsbarriere für neue Anbieter auf der Ferngasstufe darstellen, sofern nicht die Möglichkeit besteht, überschüssige Mindestabnahmemengen an einen Spot- oder Terminmarkt durchzureichen (vgl. Abschnitt VIII.2). Neue Anbieter auf der Ferngasstufe als Tochterunternehmen bisheriger Ressourcenanbieter im Sinne einer Vorwärtsintegration hätten hier sicherlich gegenüber anderen neuen Anbietern auf dieser Marktstufe Wettbewerbsvorteile, allerdings auch ein nicht unerhebliches Handicap: Sie verfügten gegenüber bisherigen Akteuren nur über eine geringe Diversifizierung ihrer Bezugsquellen und würden damit ein höheres Risiko der Versorgungssicherheit (Funk et al. 1995: 181 f.) verbinden. Nicht zuletzt aus diesem Grund unternimmt die Wingas erhebliche Anstrengungen, um den Kreis ihrer Lieferquellen zu erhöhen (vgl. Abschnitt V.6).

In erheblichem Umfang ist eine Markteintritt neuer Akteure auf der Ferngasstufe aus dem Bereich der öffentlichen Elektrizitätsversorgung zu erwarten als Reflex stark steigender Mengen bei der Erdgasverstromung (vgl. Abschnitt VIII.2). Soweit die Mindestabnahmemengen aus ToP-Verträgen den eigenen Verstromungsbedarf übersteigen, werden sie als Anbieter von Erdgas für andere Ferngasunternehmen oder auf nachgelagerten Stufen in Erscheinung treten, bei geeigneten Voraussetzungen auch auf Spot- und Terminmärkten. Soweit hierdurch bereits bestehende Lieferverträge mit der öffentlichen Stromversorgung ersetzt werden (vgl. Tabelle 28), kommt es insoweit zu einer Verkürzung bisheriger Lieferketten.

Wettbewerb auf dem Beschaffungsmarkt der Ferngasgesellschaften war in Deutschland, wenngleich auch in beschränktem Umfang, bereits vor der Deregulierung des Erdgasmarktes anzutreffen (vgl. Abschnitte V.2 und 6). In Hinblick auf die fortbestehenden Marktzutrittsbarrieren auf der Beschaffungsseite wird sich die Anzahl neuer Akteure in überschaubarer Größenordnung halten. Demnach ist nicht von einer „Zersplitterung der Nachfrage“ im Sinne von einer Umkehr bisheriger Strukturen auf dem Erdgasbeschaffungsmarkt auszugehen; preisbestimmende Einflüsse werden hiervon mit aller Wahrscheinlichkeit nicht ausgehen. Deutlich anders wird sich für die Ferngasunternehmen der Strukturwandel voraussichtlich auf der Absatzseite infolge der Deregulierung darstellen.

Bislang haben die Ferngasunternehmen auf der Absatzseite zu 84 vH andere Gasversorgungsunternehmen und zu gut 15 vH Endverbraucher direkt beliefert (Tabelle 18). Nach dem Verbot der Demarkationsverträge infolge der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts (vgl. Abschnitt II.4) und unter der Voraussetzung einer wirksamen Durchleitungsregelung (vgl. Abschnitt VIII.1) ist prinzipiell jeder Absatzmarkt nach Maßgabe der Restlaufzeit bisheriger vertraglicher Bindungen durch jedes Ferngasunternehmen bestreitbar. Wie die bisherigen Ferngasunternehmen mit vormaligen Demarkationsgebieten (vgl. Schaubild 3) hierauf reagieren werden, ist indes völlig offen. Die Palette möglicher Reaktionen reicht von einem „Wohlverhaltenskartell“ (Motto: Pflege jeder den Kreis seiner bisherigen Kunden) bis zur „Abwerbung“ bislang in anderen vormaligen Demarkationsgebieten angesiedelter Weiterverteiler und Sondervertragskunden. Starke wettbewerbliche Impulse sind hier aber sicherlich von der weiteren Geschäftstätigkeit der Wingas und den Markteintritt neuer Akteure aus der Elektrizitätswirtschaft zu erwarten.

Die Ferngasstufe in Deutschland war vor der Deregulierung in erheblichem Umfang durch Kapitalbeteiligungen untereinander und durch Kapitalbeteiligungen an Regional- und Ortsgasversorgungsunternehmen auch vertikal integriert (vgl. Abschnitt V.2 und 3 sowie Tabelle 18). Insofern besteht nach der Deregulierung die Gefahr, daß die Ferngasgesellschaften die vertikale Konzentration deutlich er-

höhen und dadurch den Einfluß auf die Geschäftspolitik dazu nutzen können, wettbewerbliche Gasangebote im Sinne eines „market foreclosure“ (vgl. Abschnitt II.5) zu konterkarieren und so Folgen wettbewerblicher Strukturen zu unterlaufen. Hierfür spricht, daß es auf der Ferngasstufe, insbesondere bei der Ruhrgas AG, Bestrebungen gibt, das Engagement auf der Ortsgasstufe deutlich zu verstärken (Funk et al. 1995: 223 f.).

Dem entgegen steht die Fusionskontrolle der zuständigen Kartellbehörden (vgl. Abschnitt II.4), und diese sind offensichtlich nicht untätig geblieben. So beklagte sich kürzlich Bergmann, stellvertretender Vorstandsvorsitzender der Ruhrgas AG, darüber, daß das Bundeskartellamt die Möglichkeiten der deutschen Gasunternehmen auf dem heimischen Markt durch „eine viel zu enge Auslegung der Wettbewerbsvorschriften“ einenge. Bergmann bezog sich dabei auf die Beschränkung für deutsche Gasunternehmen, mehr als 20 vH des Kapitalanteils an regionalen Verteilungsunternehmen zu erwerben. Ruhrgas besitzt Kapitalanteile an rund 20 der ca. 700 regionalen und lokalen Gasverteiler. Die Ruhrgas AG hatte mehrfach versucht, größere Beteiligungen an regionalen Gasversorgungsunternehmen zu erwerben, konnte dies aber wegen der Sorge des Bundeskartellamtes vor einer dominanten Stellung des Unternehmens in regionalen Märkten regelmäßig nicht realisieren (vgl. VWD 1998e).

Einer Abwehrstrategie der Ferngasunternehmen gegen die Folgen wettbewerblicher Strukturen in Richtung einer verstärkten vertikalen Konzentration auf dem Gasmarkt sind demnach durch das deutsche Kartellrecht und seiner Anwendung relativ enge Grenzen gesetzt. Hieran wird sich nach dem Inkrafttreten der 6. Kartellrechtsnovelle ab dem 1. Januar 1999 (vgl. Abschnitt II.4) grundsätzlich nichts ändern.

5. Abnahme der Anbieterzahl und Zunahme der horizontalen Konzentration auf der Verteilerstufe?

Von den gesamten Erdgaslieferungen an Letztverbraucher von gut 95 Mrd. m³ im Jahr 1996 entfielen 67,1 Mrd. m³ (oder gut 70 vH) auf die Marktstufe der Regional- und Ortsgasversorgungsunternehmen (OVU) (vgl. Tabelle 14). Insofern ist es durchaus gerechtfertigt, diese Marktstufe als die „eigentliche“ Verteilungsstufe anzusehen. Dieser Marktstufe wurden 1996 etwa 710 Unternehmen zugerechnet; ihre Struktur ist sehr viel heterogener als die Stufen der Erdgasproduzenten (vgl. Abschnitt V.1) und der Ferngasunternehmen (vgl. Abschnitt V.2).

Gemessen am Erdgasabsatz umfaßt diese Marktstufe Unternehmen wie den Spartenprimus Thüga AG bis hin zu einer Vielzahl von Ortsgasunternehmen mit einer eher dörflichen Absatzstruktur. Das regionale Energieversorgungsunternehmen Thüga AG ist neben seinen Stromversorgungsaktivitäten am Gasabsatz über eigene Versorgungsbetriebe nur mit 3,3 Mrd. kWh beteiligt; über Kapitalbeteiligungen an 42 regionalen und kommunalen Energieversorgungsunternehmen erreicht der konsolidierte Absatz im Geschäftsbereich Erdgas im Jahr 1996 gut 194 Mrd. kWh (*Jahrbuch für Bergbau* 1998: 312 f.). Der konsolidierte Gasabsatz dieses Unternehmens erreichte somit durchaus die Gasabsatzvolumen der großen Ferngasunternehmen (vgl. Tabelle 18) ohne selbst dieser Marktstufe zugezählt zu werden. Das kleinste OVU in Schleswig-Holstein (Stadtwerke Leck) hatte einen Lieferanteil von 0,1 vH des Erdgasabsatzes in diesem Bundesland und belieferte 3000 Haushalte; die Hälfte aller 35 OVU in Schleswig-Holstein vereinte auf sich nur knapp 10 vH des gesamten Erdgasabsatzes in diesem Bundesland (IfW 1998: Tabelle 19). Die Absatzgebiete dieser kleinen OVU sind hierbei ausnahmslos mit den Gemeindegrenzen dieser kommunalen Energieversorgungsunternehmen identisch.

Fast alle Marktbeobachter stimmen darin überein, daß sich im Zuge der Deregulierung der leitungsgebundenen Energieversorgung die Anzahl der Gasanbieter, und analog auch die der Stromanbieter, auf der Letztverteilerstufe drastisch vermindern wird (vgl. hierzu u.a. Baum 1998: 26 f.). Auch der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) hält diese Entwicklung im Prozeß der Liberalisierung der

leitungsgebundenen Energieträger für unausweichlich und empfiehlt seinen Mitgliedern, hierbei einen aktiven Part zu übernehmen (vgl. Abschnitt V.4).

Die Gründe für diese Erwartung eines nachhaltigen Konzentrationsprozesses auf der Verteilerebene sind naheliegend: Knapp 70 vH der OVU befinden sich in öffentlichem und gut 26 vH in gemischt-wirtschaftlichem Eigentum (vgl. Tabelle 19). Der Zuschnitt des Absatzgebietes und der daraus resultierenden Betriebsgröße folgte in aller Regel den Gemeindegrenzen der Eigentümer des OVU; Gesichtspunkte einer optimalen Absatz- und Betriebsgröße spielten demgegenüber eine höchst untergeordnete Rolle. Insofern könnten im Sinne des Transaktionskostenansatzes durch horizontale Konzentration Größenvorteile (economies of scale) und Verbundvorteile (economies of scope) erreicht und hierdurch die Wettbewerbsposition der daran beteiligten Unternehmen durchaus langfristig gestärkt werden. Dies gilt insbesondere auch für die Transaktionskosten der Erdgasbeschaffung (vgl. Abschnitt II.5).

Auch horizontale Konzentrationen unterliegen im Prinzip der Fusionskontrolle der zuständigen Kartellbehörden. Zum einen ist aber zu prüfen, ob die „Wesentlichkeitsschwellen“ hin zu einer marktbeherrschenden Stellung überschritten werden und zum anderen muß geprüft werden, ob die durch die Fusion bewirkten Verbesserungen der Marktstruktur die Nachteile einer Marktbeherrschung überwiegen (vgl. hierzu Abschnitt II.4). Insofern wird das Ergebnis immer einer Einzelfallprüfung vorbehalten bleiben und unterschiedlich für Unternehmen vom Zuschnitt der Thüga AG oder der Gasag sowie für kleinere Kommunalversorger ausfallen. Generell gilt, daß mit dem Verbot der ausschließlichen Wege-rechte in Konzessionsverträgen die Gebietsmonopole in Deutschland auch auf der Letztverteilerstufe durch Inkrafttreten der Energierechtsnovelle entfallen sind. Fusionierende Letztverteiler können zwar untereinander den Wettbewerb im neuen Versorgungsgebiet ausschließen oder beschränken, sich aber nicht mehr vor der Konkurrenz durch Dritte abschotten. Insofern werden durch das Kartellrecht für Fusionen auf der Letztverteilerstufe nur relativ weite Grenzen gesetzt.

Als weitaus größerer Hemmschuh für eine Kooperations- und Konzentrationsstrategie könnte sich hingegen die bislang häufig geübte Praxis des kommunalen Querverbunds sowie die damit verbundene Quersubventionierung erweisen (vgl. Abschnitt V.4, insbesondere Tabelle 20). Da die Art des Querverbundes und das Ausmaß der Quersubventionierung zwischen den Unternehmen in aller Regel stark differiert, wird es sich als schwierig erweisen, für einzelne Sparten eine konsensfähige Fusionsbasis zu finden, es sei denn, der bisherige Spartenverbund wird zumindest für den betreffenden Versorgungs-betrieb durch Ausgliederung aufgelöst. Dies wäre dann gleichzeitig ein Schritt zu mehr kostenorientierter Betriebsführung, den viele Kritiker des kommunalen Querverbundes bislang vergeblich vorge-schlagen und gefordert hatten (vgl. Abschnitt V.4).

6. Mehr Anbieter und günstigere Preise für die Erdgasverbraucher?

Alle bisherigen Analysen der Anpassungsprozesse auf der Anbieterseite als Folge zunehmenden Wettbewerbs in der Gasversorgung führten zu dem Ergebnis, daß die Letztverbraucher bei hinreichender kartellrechtlicher Aufsicht in aller Regel künftig von mehreren Anbietern umworben werden. Dies gilt allerdings nicht für alle Letztverbraucher gleichermaßen.

Unternehmen der *Elektrizitätsversorgung* werden als Gasverbraucher ihre Gasbeschaffung und -versorgung künftig wahrscheinlich zunehmend in Eigenregie übernehmen; hierdurch wird die Lieferkette der bisherigen Versorgungswege deutlich eingekürzt. Soweit die *sonstigen Sonderabnehmer* nicht bislang schon auf konkurrierende Angebote der Gasversorgung zurückgreifen konnten (vgl. hierzu Abschnitt V.6), so werden sie hierzu nach Maßgabe der Laufzeit bisheriger Lieferverträge zunehmend in der Lage sein und hierbei auch auf neue Marktformen in Gestalt von Spot- und Terminmärkten zurückgreifen können (vgl. hierzu Abschnitt VIII.2).

Nicht ganz so schnell und vielleicht auch nicht ganz so nachhaltig werden sich Preissenkungstendenzen infolge wettbewerblicher Transformationen der Gastwirtschaft für den Kreis der *Tarifabnehmer* einstellen. Das Verteilungsnetz zu den Haushalten und Kleinverbrauchern im Bereich der Tarifabnehmer ist auch nach dem Verbot ausschließlicher Wegrechte in Konzessionsverträgen weitestgehend ein unbestreitbares natürliches Monopol (vgl. hierzu Kapitel I). Auch die bereits getroffenen oder noch ausstehenden Durchleitungsregelungen werden hieran wegen der damit verbundenen hohen Transaktionskosten nicht viel ändern (vgl. Abschnitt VIII.1), es sei denn, für diese Transaktionskosten treten nachhaltige technologische und organisatorische Neuerungen auf.

Kritiker einer wettbewerblichen Regelung der Erdgasversorgung tragen die Befürchtung vor, die Preisgestaltung für die Tarifabnehmer könnte sich für diese sogar zu ihren Ungunsten ändern. Durch das Herausbrechen lukrativer Marktsegmente und Abnehmer („Rosinenpicken“) aus den bisherigen geschlossenen Absatzgebieten könnten sich die bisherigen Gasanbieter gezwungen sehen, die nunmehr fehlenden Kostendeckungsbeiträge der abgeworbenen Kunden den verbliebenen Abnehmern anzulasten (vgl. u.a. Rammner 1997: 20). Die Tarifabnehmer als „gefangene Verbraucher“ könnten sich hiergegen nicht durch einen Wechsel der Bezugsquelle zur Wehr setzen.

In ähnlicher Form ist dieses Argument auch als nachteilige Wirkung einer Deregulierung des Elektrizitätsmarktes vorgetragen worden (vgl. hierzu Kumkar und Neu 1997: 72 f.). Gegen diese Hypothese einer Preiserhöhung durch Kostenabwälzung an die Tarifabnehmer sprechen insbesondere die folgenden Gesichtspunkte:

- Bildet der anlegbare Gaspreis bereits die Obergrenze, so ist eine (weitere) Preiserhöhung infolge Kostenabwälzung durch Kundenverlust mit einem Verlust an Marktanteilen gegenüber dem leichten Heizöl als wichtigsten konkurrierenden Energieträger verbunden.
- Falls ein Wettbewerb im Absatzgebiet um Tarifkunden ausgeschlossen bleibt, so findet ein *Wettbewerb um Versorgungsgebiete* zwischen alternativen Versorgern statt.

Nach Auslaufen des Konzessionsvertrages liefe ein Versorger mit ungünstigem Kosten- und Preisniveau Gefahr, seinen Konzessionsvertrag zugunsten eines anderen Anbieters zu verlieren; diesem müßte er dann auch, gegen angemessene Entschädigung, das komplette Verteilungsnetz nebst sonstiger Betriebsanlagen übereignen. Zudem liefe ein preisungünstiger Anbieter im Tarifbereich stets Gefahr, von Sanktionen durch die Kartellbehörden betroffen zu werden (vgl. Abschnitt VI.3). Insofern besteht bei einer wettbewerblichen Umgestaltung der Gasversorgung auch für die Anbieter auf der Letztverteilerstufe ein immanenter Zwang, sich bei ihrer Preisgestaltung für die Tarifabnehmer nicht primär an ihren eigenen Kosten, sondern an der Tarifgestaltung der preisgünstigsten Anbieter zu orientieren.

Kritiker attestierten der leitungsgebundenen Energiewirtschaft als wettbewerblichem Ausnahmebereich überhöhte Preise und Gewinne sowie fehlende Kostensenkungsanreize. Die bisherigen Analysen zeigten, daß die Erwartung eines Drucks auf die Kosten, Preise und Gewinne bei einer Deregulierung des Erdgasmarktes aus vielen Gründen und auf allen Stufen der Lieferkette durchaus berechtigt ist. Es bleibt zu fragen, in welchem Ausmaß sich dies in (absoluten oder relativen) Preissenkungen für die Erdgasverbraucher niederschlagen wird.

Hillebrand, der sich sehr stark an einer statischen Kosten- und Ertragsanalyse der Erdgaswirtschaft orientierte, bezifferte die maximalen Preissenkungen für die Gasverbraucher in einer Größenordnung von 8–10 vH der bisherigen Verbraucherpreise (vgl. Kapitel VII.1). Andere Marktanalytiker schätzen die (absoluten oder relativen) *Preissenkungspotentiale* auf dem Erdgasmarkt infolge der wettbewerblichen Transformation in der Größenordnung von 10–20 vH (vgl. Auer 1998: 33 f.). Die Preissenkungen infolge von Interventionen der zuständigen Kartellbehörden gingen teilweise weit über die letztgenannten Margen hinaus (vgl. Abschnitt VI.3). Die Schätzung der meisten Marktbeobachter für den Elektrizitätsmarkt veranschlagen die wettbewerblichen Auswirkungen bei einem Preissenkungspotential in der Größenordnung von mindestens 20–30 vH (vgl. Auer 1998: 31 f.). Bei dieser vergleichswei-

se höheren Einschätzung des Preissenkungspotentials kommt sicherlich auch die vergleichsweise höhere Gewinnmarge in der Elektrizitätswirtschaft (vgl. Tabelle 25) zum Ausdruck. Bei der Analyse der Auswirkungen der Deregulierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft sollten beide Potentiale zusammen in die Betrachtung einbezogen werden.

Die Preissenkungspotentiale für Gas und Strom betrafen damit ca. drei Viertel der bisherigen gesamten Energiekosten des Verarbeitenden Gewerbes, wenngleich der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert mit durchschnittlich 2 vH relativ gering war. Hieraus läßt sich aber nicht der Schluß ableiten, die Energiepreise und deren Veränderung seien für den „Standort Deutschland“ ohne Belang (vgl. hierzu Abschnitt VII.2).

Bei den Privaten Haushalten repräsentierten die Ausgaben für Strom und Gas etwa die Hälfte der Ausgaben für Brennstoffe und sonstige Heizungsaufwendungen oder 3,8 vH (alte Bundesländer) bzw. 3,3 vH (neue Bundesländer) der jeweiligen Gesamtausgaben (vgl. Abschnitt VII.3, insbesondere Tabelle 29).

Ob sich diese Preissenkungspotentiale bei Gas und Strom für die Verbraucher in Form von absoluten oder relativen Preissenkungen niederschlagen, hängt vorrangig von der Entwicklung der folgenden drei exogenen Faktoren ab:

- von der Entwicklung der Rohölpreisnotierungen in Dollar als Leitpreis der internationalen Energiemärkte (vgl. Abschnitt III.1),
- von dem Außenwert der D-Mark als Eingangspreis für Rohöl für den nationalen Energiemarkt,
- von den fiskalischen Belastungen der Energieträger mit Verbrauchsteuern und spezifischen Abgaben sowie ihrer Veränderung (vgl. Abschnitt III.1).

Hatten die internationalen Rohölnotierungen 1996 mit 20,66 Dollar pro Barrel in etwa dem Richtpreis der OPEC (21 Dollar pro Barrel) entsprochen, so haben sich die Preise bis Herbst 1998 bis auf etwa 12 Dollar pro Barrel vermindert; gleichzeitig hat sich die D-Mark im Vergleich zum Dollar abgewertet, was beides in Richtung einer Verminderung des inländischen Energiepreinsniveaus wirkte. Wenn demnach die Erdgasversorger in nächster Zeit ihre Verbraucherpreise senken werden, so ist dies nicht unbedingt ein Zeichen beginnenden Wettbewerbs, sondern ein Reflex vorangegangener Rohölpreissenkungen, die mit Zeitverzögerung auf den Erdgaspreis durchschlagen (nach dem Prinzip der Anlegbarkeit, vgl. hierzu Abschnitt VI.1).

Auf der Seite zusätzlicher fiskalischer Belastungen von Energieträgern haben bislang die Vorschläge und Pläne für eine *ökologische Steuerreform* im Vordergrund des Interesses gestanden. Diese Pläne haben nach der Bundestagswahl vom 27. September 1998 durch die Koalitionsvereinbarung der neuen Regierungskoalition in Deutschland konkrete Gestalt angenommen. Es bleibt zu fragen, ob die bereits beschlossenen und angekündigten Schritte zu einer ökologischen Steuerreform eine Größenordnung erreichen, die die Preissenkungspotentiale infolge der wettbewerblichen Regelungen bei Strom und Gas ausschöpfen oder überkompensieren.

IX. Umweltauswirkungen des Energieeinsatzes: Anhebung des Energiepreinsniveaus im Rahmen einer ökologischen Steuerreform?

Jede Energiegewinnung und Energieumwandlung (einschließlich ihrer Nutzung durch Endverbraucher) ist stets mit der Freisetzung von Schadstoffen verbunden, wenngleich in unterschiedlicher Form und in unterschiedlichem Ausmaß (vgl. hierzu u.a. Erdmann 1995: 19 f.). Sofern diese sozialen Kosten der Schadstoffemissionen nicht über die Energiepreise durch die Endverbraucher abgegolten werden, ist die Gewinnung und Umwandlung von Energie stets mit externen Kosten verbunden.

Als wichtigster externer Effekt der Gewinnung und Umwandlung von Energie steht seit geraumer Zeit der sogenannte *Treibhauseffekt* im Vordergrund des Interesses. Durch die anthropogene Emission von Treibhausgasen, insbesondere CO₂ sowie anderer Gase (vgl. hierzu Abschnitt II.4), wird eine langfristige Änderung der Zusammensetzung der Erdatmosphäre und bedingt dadurch ein Anstieg der globalen durchschnittlichen Temperaturen der unteren Schichten der Erdatmosphäre für wahrscheinlich gehalten. Damit könnten dann ein Ansteigen des Meeresspiegels mit regional erheblichen Verlusten an Küstenland, regionale Klimaverschiebungen mit deutlichem Einfluß auf die Vegetation und Nahrungsmittelproduktion sowie eine Zunahme von heftigen Klima- und Umweltkatastrophen verbunden sein. Wenngleich das Ausmaß des zu erwartenden Temperaturanstiegs und seiner voraussichtlichen Folgen auch unter Naturwissenschaftlern nicht unumstritten ist, so besteht doch weitgehende Einmütigkeit dahingehend, daß zur Abwendung eines schwerwiegenden und irreversiblen Risikos vorsorgliche und rechtzeitige Gegenmaßnahmen unumgänglich sind (Heister et al. 1991: 16–21).

Auf der 3. Weltklimakonferenz im Dezember 1997 in Kyoto verpflichteten sich die Mitgliedsländer der Europäischen Union, bei Zugrundlegung eines 6-Gas-Ansatzes die Emission dieser Treibhausgase bis zur Budgetperiode 2008–2012 um insgesamt 8 vH zu reduzieren (vgl. Abschnitt III.4). Als Wege zur Reduktion stehen zur Verfügung:

- Energieeinsparung,
- Substitution von Energieträgern,
- Optimierung von Energieanlagen.

Als Strategien zur Beschreitung dieser Emissionsminderungsstrategien stehen grundsätzlich den Vertragsstaaten die folgenden Mittel zur Verfügung (vgl. Michaelis 1996: 25 f.):

- Standards, Gebote (einschließlich Selbstverpflichtungsabkommen) sowie Verbote und Auflagen,
- steuerliche und sonstige fiskalische Belastungen des Energieeinsatzes,
- Handel mit Emissionszertifikaten und Emissionsminderungsgutschriften.

Die Instrumente eines „clean development mechanism“ in Form eines „joint implementation and emission trading“ wurden auf der Konferenz in Kyoto ausdrücklich für zulässig erklärt (vgl. Abschnitt III.4); über deren konkrete Ausgestaltung soll auf der im November 1998 in Buenos Aires begonnenen 4. Weltklimakonferenz beraten und, soweit möglich, entschieden werden.

Steuern und umweltspezifische Abgaben sind ein durchaus geeigneter marktwirtschaftlicher Ansatz, um die externen Effekte der Umweltbelastung in die Endverbraucherpreise zu internalisieren. Die ex ante Festsetzung eines Steuersatzes, der den sozialen Kosten des Energieeinsatzes entspräche (sogenannte Pigou-Steuer) ist aber im Falle der Treibhausgase ausgeschlossen, da der Umfang und Zeitpfad dieser sozialen Kosten nicht quantifizierbar ist. Eine Annäherung an ein rational vertretbares Abgabenniveau könnte hier aber der sogenannte *Standard-Preis-Ansatz* herbeiführen: Hierbei setzt der Staat kraft eigener Entscheidung oder infolge internationaler Verpflichtungen einen Emissionsstandard fest und erhöht anschließend einen Steuersatz auf die Emissionen in vorhersehbaren Schritten und Intervallen so lange, bis dieser Standard erreicht ist (vgl. u.a. Erdmann 1995: 22). Der Intention nach könnte man derartige Steuern als „Ökosteuern“ bezeichnen. Ihrer Wirkung nach sind sie demnach als Lenkungssteuern eingesetzt, sie zielen auf eine Einsparung an Energie und/oder Energieträgersubstitution ab.

Der Einsatz von Energieträgern ist derzeit in allen Mitgliedsländern der Europäischen Union für die Endverbraucher mit erheblichen allgemeinen und spezifischen Verbrauchsteuern belastet (vgl. Abschnitt III.1, insbesondere Tabelle 6), wenngleich in unterschiedlichem Ausmaß aber nach folgendem gleichen Belastungsmuster:

- Die Kraftstoffe werden deutlich höher belastet als die Brennstoffe. Dahinter steht wohl die (gemeinsame) Vorstellung, die Kraftstoffverbraucher mit zur Finanzierung der Infrastruktur des Straßenverkehrs heranzuziehen.
- Die privaten Nachfrager werden deutlich höher belastet als die gewerblichen Energieverbraucher. Dahinter steht wohl die (ebenfalls gemeinsame) Vorstellung, die internationale Wettbewerbsfähigkeit der nationalen Industrie durch spezifische Energiesteuern nicht zu stark zu belasten.

An eine Ökosteuer als Lenkungsinstrument ist aber zu ihrer Wirksamkeit die Forderung zu knüpfen, daß sie nach dem Verursacherprinzip an der „richtigen“ Bemessungsgrundlage ansetzt, nämlich an derjenigen, die den entstehenden Umweltschaden (Schadstoffanfall) exakt wiedergibt. Eine Ökosteuer als intendierte Klimasteuer müßte somit (zumindest auch) CO₂-Emissionen besteuern und nicht undifferenziert einfach beim Energieverbrauch ansetzen (Peffekoven 1998: 61). Dieser Forderung genügen die derzeit erhobenen spezifischen Energiesteuern und Verbrauchsabgaben nicht; sie müßten vielmehr, zumindest teilweise, die relativen Schadstoffemissionen nach Maßgabe der Übersicht 11 widerspiegeln.

Trotz der bisherigen Verbrauchsteuern auf den Energieverbrauch führen alle Projektionen der Kommission zum Energieverbrauch in der Union bis zum Jahr 2020 zu dem Ergebnis, daß die Treibhausgasemissionen jenes Maß weit überschreiten werden, das auf der Kyoto-Konferenz 1998 vereinbart wurde, und zwar auch in dem Konsens-Szenario, in dem eine moderate Ökosteuer einbezogen wurde (vgl. Abschnitt III.4). Wohl auch vor dem Hintergrund dieser Entwicklungstendenz schlug die Europäische Kommission 1992 ein kombiniertes CO₂-Energiesteuerkonzept vor, das den oben genannten Anforderungen entsprochen hatte. Aber sowohl das Konzept von 1992 als auch eine 1995 modifizierte Version wurden vom Europäischen Ministerrat verworfen (Schiffer 1997: 297). Ein neuer Vorschlag der Kommission von 1997 sieht Mindeststeuersätze vor (Kommission 1997), die stufenweise angehoben werden sollen; die entsprechenden Steuersätze sind in Übersicht 13, Spalten 6–8, dargestellt.

Nach 1992 konzentrierte sich das wissenschaftliche Interesse weniger auf das Aufkommen als vielmehr auf die *Verwendung* desselben aus einer Ökosteuer; hieraus wurde die Konzeption einer *ökologischen Steuerreform* (ÖSR) entwickelt. Neben der „ersten Dividende“ einer Verbesserung der Umweltqualität infolge der Ökosteuern wurde aufgrund von Modellanalysen eine „zweite Dividende“ in Aussicht gestellt, die in Form einer Verminderung der Arbeitslosigkeit eintreten kann, wenn das Mittelaufkommen aus der Ökosteuer ganz oder überwiegend dazu verwendet wird, die Lohnnebenkosten zu senken.

Die meisten Vorschläge sehen vor, einen Teil der Sozialversicherungsbeiträge durch das Aufkommen einer Ökosteuer abzudecken (zu den einzelnen Modellvarianten und ihren spezifischen Auswir-

Übersicht 11: Kohlendioxid-Koeffizienten ausgewählter Energieträger

Energieträger	Relativer Wert	CO ₂ /kg Brennstoff	CO ₂ /kg SKE	CO ₂ /kWh Heizwert	kg CO ₂ /GJ
	Erdgas = 100	kg			
Braunkohle	209	a	3,25	0,40	111,1
Steinkohle	172	2,60	2,68	0,33	91,7
Erdöl	152	3,15	2,30	0,29	77,8
Erdgas	100	2,75	1,50	0,19	52,8
Kernenergie und regenera- tive Energieträger	0	0	0	0	0

^aAbhängig von der Braunkohlenart. — GJ = Gigajoule. — SKE = Steinkohleneinheiten . — . = Zahlenwert unbekannt.

Quelle: Neu (1995: 41).

kungen vgl. u.a. Klepper und Scholz 1998). Vereinfacht ausgedrückt lautet das Konzept der ÖSR: Arbeit ist reichlich vorhanden, und Umweltressourcen sind knapp; deshalb muß Arbeit relativ billiger und Umweltbelastung muß relativ teurer werden.

Indes: Für diesen „Königsweg“ einer simultanen Lösung umwelt- und wirtschaftlicher Strukturprobleme in Form einer „Quersubventionierung“ der Sozialversicherungsbeiträge durch die Energieverbraucher gibt es keine ökonomische Begründung. Der Sachverständigenrat (1995: Ziff. 336) lehnte deshalb eine derartige Koppelung entschieden ab: „Auf eine Zweckbindung des Aufkommens einer Umweltsteuer sollte verzichtet werden; Umweltsteuern haben sachlogisch nichts mit der Notwendigkeit einer Reform der Einkommensteuer oder der Unternehmensbesteuerung oder der Senkung von Lohnnebenkosten zu tun.“

Unter Wahrung der Neutralität des Aufkommens an Ökosteuern solle dieses flexibel zur Lösung von finanzpolitischen Zielen eingesetzt werden, das in der jeweiligen Situation „als besonders dringlich angesehen wird“. Dies schließt freilich nicht aus, auch die Arbeitslosigkeit als „besonders dringlich“ zu betrachten.

Ob und in welcher Höhe es bei einer ÖSR zu einer „doppelten Dividende“ in Form eines Rückgangs der Arbeitslosigkeit kommt, hängt im wesentlichen davon ab (Böhringer et al. 1998: 170 f.),

- wie stark die Energienachfrage aufgrund der Ökosteuern zurückgeht,
- wie stark die Produktion in den energieintensiven Sektoren infolge der Ökosteuer sinkt und die Arbeitsnachfrage in anderen Sektoren bei einer Senkung der Lohnnebenkosten steigt.

Eine Synopsis der wichtigsten Ergebnisse der Wirkungen einer ÖSR für die deutsche Wirtschaft wurde in Übersicht 12 zusammengestellt.

Übersicht 12: Modellansätze und Simulationsergebnisse von Vorschlägen für eine ökologische Steuerreform in der Bundesrepublik Deutschland

Studie	Umweltsteuer	Rückverteilung	Ergebnis (gegenüber Referenz-Szenario ohne Steuerreform)
DIW ^a 1994	Progressiv steigende Energiesteuer über 15 Jahre (reale Verteuerung von Energie um jährlich 7 vH)	Senkung der Sozialversicherungsbeiträge der Arbeitgeber und pauschale Rückverteilung an Haushalte (Ökobonus)	hohe Beschäftigungsgewinne (+0,6 Mill.), leichter Rückgang des Bruttoinlandsprodukts (-2,2 vH)
IER ^b 1997	Verschiedene Vorschläge von Parteien und Institutionen zu – Energiesteuer – CO ₂ -Steuer	Alternativ: Senkung von Abgaben auf Arbeit, Kapital, Konsum oder pauschale Rückverteilung an Haushalte	Einbußen an Beschäftigung und Bruttoinlandsprodukt (abhängig von Erhebungs- und Rückverteilungsvariante)
IEW ^c 1997	Progressiv steigende CO ₂ -Steuer über 10 Jahre (von 10 DM/t auf 420 DM/t CO ₂)	Senkung der Sozialversicherungsbeiträge der Arbeitgeber	sehr hohe Beschäftigungsgewinne (+1,5 Mill.), Rückgang des Bruttoinlandsprodukts (-2,8 vH)
RWI ^d 1997	Steuerpfad wie DIW	Rückverteilung wie DIW	hohe Beschäftigungsverluste (-0,4 Mill.), Verluste beim Bruttoinlandsprodukt

^aDeutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Bach, S. et al., Wirtschaftliche Auswirkungen einer Ökologischen Steuerreform, Berlin, 1994. — ^bInstitut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Böhringer, C., et al.: Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern, Forschungsbericht 37, Universität Stuttgart, 1997. — ^cInstitut für Empirische Wirtschaftsforschung, Meyer, B., et al.: Was kostet eine Reduktion der CO₂-Emissionen?, Beitrag Nr. 55, Universität Osnabrück, 1997. — ^dRheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Buttermann, H.G., und B. Hillebrand: Regionalwirtschaftliche Auswirkungen von Steuern und Abgaben auf den Verbrauch von Energie — das Beispiel Nordrhein-Westfalen, Essen, 1996.

Dieser Vergleich zeigt insbesondere folgendes:

- Die Auswirkungen einer ÖSR auf die Höhe des Bruttoinlandsprodukts werden in allen vier Studien negativ ausgewiesen.
- Die Änderung der Beschäftigungssituation wird in zwei Studien in Form hoher Beschäftigungsgewinne ausgewiesen; in den anderen beiden Studien wird mit einem Beschäftigungsrückgang gerechnet.

Welcher der unterschiedlichen Modellparameter in der Realität bei einer Einführung einer ÖSR zutreffend sein wird, bleibt dabei eine offene Frage. Alle vier Studien gehen davon aus, daß sowohl der Produktions- als auch der Konsumptionsbereich mit Ökosteuern belastet werden. Der negative Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt ließe sich sicher mildern oder beseitigen, wenn die energieintensiven Sektoren oder der Produktionsbereich insgesamt von der Erhebung von Ökosteuern ausgespart werden. Tatsächlich folgen westeuropäische Länder, die bislang schon im nationalen Alleingang Ökosteuern eingeführt haben, eben diesem asymmetrischen Belastungsmuster (Ribbe und Seifert 1995).

Neben einer deutlichen Reduzierung beim Zielbetrag einer Umweltentlastung ist aber eine solche asymmetrische Belastungsstruktur einer Ökosteuer nicht notwendigerweise auch mit Beschäftigungsgewinnen verbunden: Ökosteuern führen durch die Preisniveausteigerung bei den Haushalten dort zu einem negativen Einkommenseffekt. Wird dieser mit zum Anlaß für Lohnerhöhungen genommen und können diese durchgesetzt werden, so sinken zwar infolge des kompensatorischen Einsatzes der Ökosteuern die Lohnnebenkosten, aber die Gesamtkosten des Faktors Arbeit blieben dann weitgehend unverändert (Peffekoven 1998: 64).

Wird nur der private Energieverbrauch belastet und die Einnahmen zur Senkung der Lohnnebenkosten verwendet, so wird für einen Teil der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten das Nettoeinkommen zunehmen und dadurch dort einen Teil des negativen Einkommenseffektes kompensieren. Die ohnehin regressive Wirkung von Ökosteuern würde dann bei den Beziehern von Transferleistungen (Haushaltstyp 1 in Tabelle 28) kumulieren. Diesen Effekt kompensierende zusätzliche Transferleistungen (Heizkostenbeihilfen, Benzingutscheine o.ä.) würden wiederum die Lenkungsfunktion der Ökosteuern noch weiter herabsetzen.

Durch das deutsche Sozialversicherungssystem würden, wenn auch mit Zeitverzögerung, die Bezieher von Transferleistungen von einer Erhöhung der Nettolöhne bei den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten profitieren. Allerdings entstehen dadurch wiederum Tendenzen zu Beitragserhöhungen in den Sozialsystemen; dieser Effekt kann so groß werden, daß der Staat die Lohnnebenkosten durch die Einnahmen aus der Ökosteuer nicht mehr in dem gewünschten Umfang senken kann (Klepper und Scholz 1998: 52 f.). Während der letzten Legislaturperiode des Deutschen Bundestages haben alle dort vertretenen Fraktionen Vorschläge und Gesetzesinitiativen zur Einführung einer ökologischen Steuerreform entwickelt und veröffentlicht (im einzelnen hierzu vgl. Schiffer 1997: 297 f.).

In der Koalitionsvereinbarung vom 20. Oktober 1998 zwischen den Koalitionsparteien SPD und Bündnis 90/Die Grünen wurde ein schrittweiser Einstieg in eine ökologische Steuerreform zusammen mit ersten Eckwerten festgelegt. In Abschnitt III.3 der Koalitionsvereinbarung heißt es hierzu unter anderem:

Mit der ökologischen Steuer- und Abgabenreform setzen wir marktwirtschaftliche Anreize für die Entwicklung energiesparender und umweltschonender Produkte und neuer Produktionsverfahren und für ein umweltbewußtes Verhalten der Verbraucherinnen und Verbraucher. Die ökologische Steuer- und Abgabenreform ist ein marktwirtschaftliches Instrument moderner Technologie- und Industriepolitik. Sie fördert den Strukturwandel und schafft neue Arbeitsplätze.

...

Unser Ziel ist eine in zeitlich vorgegebenen Schritten kalkulierbare Belastung des Energieverbrauchs. Diese Grundidee wird bereits in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union, wie z.B. Großbritannien, praktiziert. Das Ziel, die Sozialversicherungsbeiträge auf unter 40 Prozent zu senken, wollen wir in drei Schritten erreichen.

In einem ersten Schritt werden wir 1999 die Sozialversicherungsbeiträge um 0,8 Prozentpunkte senken. Hierfür sind die Erhöhung der Mineralölsteuer für Kraftstoffe um 6 Pfennig pro Liter, eine Anhebung der Steuer auf Heizöl um 4 Pfennig pro Liter, bei Gas um 0,32 Pfennig pro kWh und für Strom um 2 Pfennig pro kWh vorgesehen. In der Stromerzeugung eingesetzte Energieträger werden ausschließlich über die Besteuerung des Stroms erfaßt. Wegen der noch ausstehenden europäischen Harmonisierung der Energiebesteuerung wird in diesem ersten Schritt die energieintensive Wirtschaft bei Heizöl, Gas und Strom nicht belastet.

Wir werden den Einsatz regenerativer Energieträger fördern und diese durch die ökologische Steuerreform nicht belasten. Damit verbessern wir die preisliche Wettbewerbsfähigkeit der Erzeugung und des Handels erneuerbarer Energien. Auch für die Stromerzeugung aus Kraftwerken mit hohen Wirkungsgraden werden wir Anreize schaffen.

Dieses Konzept einer ökologischen Steuer- und Abgabenreform entspricht in den Grundzügen den Vorschlägen der Europäischen Kommission zur Harmonisierung der Energiebesteuerung, die auch eine Besteuerung des Stromverbrauchs vorsehen.

Als weiteren energiepolitischen Eckpunkt schreibt die Koalitionsvereinbarung vom 20. Oktober 1998 (in Abschnitt IV.3.2) fest, den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie innerhalb der anstehenden Legislaturperiode umfassend und unumkehrbar gesetzlich zu regeln. Wie in Abschnitt III.4 bereits dargelegt, wäre dies mit einem erheblich verstärkten Rückgriff auf den Erdgaseinsatz zur Elektrizitätserzeugung verbunden.

Die bisherigen energiespezifischen Steuersätze in Deutschland sowie ihre geplante Anhebung im Zuge der 1. Stufe einer ÖSR ab 1. Januar 1999 sind aus Übersicht 13 ersichtlich; ebenfalls dort aufgezichnet sind die Vorschläge der Kommission zur Einführung einheitlicher Mindeststeuern vom 12. März 1997, auf die in der Koalitionsvereinbarung Bezug genommen wird. Ein Vergleich der deutschen Steuersätze mit den avisierten Mindeststeuersätzen des Kommissionsvorschlages zeigt: Bereits nach der 1. Stufe der ÖSR (ab 1. April 1999) übersteigen die deutschen Steuersätze bei fast allen Energieträgern die (vorläufig) avisierte Endstufe der Mindeststeuern (ab 1. Januar 2002) bereits deutlich. Insofern ist nicht nachvollziehbar, inwiefern eine europäische Harmonisierung der Mindeststeuersätze Anhaltspunkte und Einbettungen für die geplanten Stufen 2 und 3 einer ÖSR in Deutschland liefern könnte.

Stärker noch als die Vorschläge der Kommission läßt die derzeitige Energiebesteuerung in Deutschland und ihre Veränderung im Rahmen der 1. Stufe der ÖSR keinerlei Bezug zum Schadstoffgehalt der Energieträger (vgl. Übersicht 11) im Sinne einer Lenkungsfunction von Ökosteuern gemäß dem Verursacherprinzip erkennen. Die Erhöhung des Steuersatzes ist bei dem relativ schadstoffarmen Energieträger Erdgas am stärksten (knapp 90 vH, Übersicht 13); hingegen sind und bleiben, im Gegensatz zum Kommissionsvorschlag, die relativ schadstoffhaltigen Kohleverbräuche von einer Besteuerung ausgenommen. Dies ist bei dem regional- und beschäftigungspolitischen Hintergrund dieser Energieträger in Deutschland nicht unverständlich; gleichwohl stellt sich die Frage, ob die Bezeichnung „Ökosteuern“ für die avisierten Steuererhöhungen nicht vielleicht eine falsche Bezeichnung darstellt und damit Lenkungsfunctionen suggeriert, die diese nicht erfüllen können, zumindest nicht in Hinblick auf eine nachhaltige Reduzierung der Treibhausgase.

Die Mineralölsteuern hatten 1997 ein Gesamtaufkommen von knapp 66 Mrd. DM (ohne MWSt., Tabelle 31).

Die Besteuerung der Heizstoffe leichte Heizöle und Erdgas sowie der Kraftstoffe Benzin und Diesel erbrachten 1997 gut 99 vH des gesamten Aufkommens an Mineralölsteuer; das Aufkommen aller übrigen Versteuerungstatbestände ist vernachlässigbar gering.

Alle geplanten Steuererhöhungen im Zuge der 1. Stufe der ÖSR sollen nach Vorstellungen der Koalitionsvereinbarung mit einem zusätzlichen Steueraufkommen in Höhe von gut 12 Mrd. DM (einschl. MWSt.) pro Jahr verbunden sein; hiermit sollen die Sozialversicherungsbeiträge von derzeit 42 vH (Arbeitnehmer- und Arbeitgeberanteil) um 0,8 Prozentpunkte gesenkt werden. Nach Abschluß von zwei weiteren Stufen der ÖSR sollen diese unter 40 vH abgesenkt werden.

Übersicht 13: Verbrauchsteuersätze auf Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland per 31.12.1997, Steuersätze der Öko-Steuerreform sowie Entwicklung der Mindeststeuersätze gemäß dem Richtlinien-Vorschlag der Europäischen Kommission vom 12.3.1997

Energieträger Einsatzbereich	Dimension	Steuersatz Deutsch- land	Änderung Steuersatz ^a Öko-Steuerreform 1. Stufe (ab 1.4.1999)		Mindeststeuersatz lt. Kommissionsvorschlag ab dem		
		31.12.1997	absolut	vH Sp. 3	1.1.1998	1.1.2000	1.1.2002
1	2	3	4	5	6	7	8
Brennstoffe							
Erdgas	Pf/m ³	3,5	3,126/0,625	89,3/17,9	1,4	3,15	4,9
Leichtes Heizöl	Pf/l	8,0	4,0/0,8	50,0/10,0	4,1	4,5	5,1
Schweres Heizöl	DM/t	30 ^b	c/8,90	-/29,7	35,10	44,85	54,60
Feste Brennstoffe	DM/t SKE	–	nicht beabsichtigt		11,43	25,72	40,01
Elektrizität	Pf/kWh	–	2,0/0,4	–/–	0,195	noch kein Vorschlag	
Kraftstoffe							
Bleifreies Benzin	Pf/l	98	6,0/–	6,1/–	81,3	87,7	97,5
Dieselmotortreibstoffe	Pf/l	62	6,0/–	9,7/–	60,5	66,9	76,7
Erdgas	Pf/m ³	18,27	keine Steuererhöhung		20,46	24,69	31,75
Flüssiggas	Pf/kg	24,1	keine Steuererhöhung		27,5	33,9	43,7

^aLinke Seite in Sp. 4 und 5: Regelsteuersatz; rechte Seite: Steuersatz für das Produzierende Gewerbe. — ^bZur Wärmeerzeugung. Steuersatz bei Stromerzeugung mit Nennleistung über 1 MW: DM 55,—/t. — ^cEinsatz ausschließlich im Produzierenden Gewerbe. — SKE = Steinkohleneinheiten. — – = kein Zahlenwert vorhanden.

Quelle: MinöStG, Bundestags-Drucksachen 14/40 und 14/408, Bundesrats-Drucksache 105/99 vom 5. März 1999, Kommission (1997), eigene Umrechnungen.

Mit dem am 3. März 1999 im Deutschen Bundestag beschlossenen „Gesetzentwurf zum Einstieg in die ökologische Steuerreform“, der am 1. April 1999 in Kraft treten soll, sind gegenüber der ursprünglichen Koalitionsvereinbarung einige Änderungen und Ergänzungen vorgenommen worden (vgl. Bundesrats-Drucksache 105/99 vom 5.3.1999 sowie u.a. Stromthemen Nr. 3/1999 und Handelsblatt Nr. 44 vom 4.3.1999:4):

- Die ursprünglich avisierten Steuersätze werden ab 1.4.1999 nur bei den *Haushalten und Kleinverbrauchern* (mit Ausnahme der Landwirtschaft) angewendet (Regelsteuersatz); für bereits (bis 1.4.1999) bestehende Nachtspeicherheizungen wird nur der halbe Stromsteuersatz (1 Pf/kWh) erhoben.
- Für das *Produzierende Gewerbe*⁸ gilt generell ein verminderter Steuersatz in Höhe von 20 vH der Regelsteuersätze; im Vergleich zur Entlastung durch die verminderten Arbeitgeberanteile zur Sozialversicherung entstehen ab bestimmter Schwellwerte und Bagatellgrenzen Erstattungsansprüche. Entgegen der ursprünglichen Koalitionsvereinbarung sind für energieintensive Bereiche der Wirtschaft keine Sonderregelungen vorgesehen; die *Landwirtschaft* wird steuerlich in Hinblick auf die Ökosteuern dem Produzierenden Gewerbe gleichgestellt.
- Die *Deutsche Bahn AG* und der schienengebundene öffentliche Personenverkehr wird mit dem halben Satz der Stromsteuer (1 Pf/kWh) belastet; die erhöhte Mineralölsteuer wird hingegen in Höhe des Regelsatzes erhoben.
- Anlagen zur *Kraft-Wärme-Koppelung* werden ab einem Jahresnutzungsgrad 70 vH von der derzeitigen Mineralölsteuer sowie ihrer Erhöhung befreit; die *Eigenerzeugung von Strom* in Anlagen unter 0,7 MW werden darüber hinaus auch von der Stromsteuer befreit. Das „*Contracting*“ (neue Energiedienstleister zur Versorgung von Unternehmen und Häuserblocks) wird der Eigenstromerzeugung gleichgestellt.

⁸ Hierzu zählen Unternehmen und Betriebe des Bergbaus, des Verarbeitenden Gewerbes, des Baugewerbes sowie der Elektrizitäts-, der Gas-, der Fernwärme- und der Wasserversorgungswirtschaft.

Tabelle 31: Versteuerte Mineralölmengen und Aufkommen an Mineralölsteuer in der Bundesrepublik Deutschland 1997 sowie Schätzung des jährlichen Steueraufkommens aus der 1. Stufe der Öko-Steuerreform ab 1.4.1999 (jeweils ohne MWSt)

Art der Mineralöle	Mengen- einheit	1997			Schätzung Aufkommen Ökosteuern 1. Stufe
		Menge absolut	Aufkommen		
				1 000 DM	vH
Abschnitt I: Heizöle, Erdgas und andere Heizstoffe					
Leichtes Heizöl	m³	41 701 736	3 336 139	5,1	> 1 250 000
Leicht- u. mittelschwere Öle					
(§ 3 Abs. 2 Nr. 4 MinöStG)	m³	1	0	0	.
Schweres Heizöl zur Wärmeerzeugung	t	1 203 091	36 093	0,1	.
Schweres Heizöl zur Stromerzeugung	t	1 239 536	68 175	0,1	.
Vergütungen für schweres Heizöl	t	-784 557	-19 614	-0	.
Mineralöle n. § 2 Abs. 1 Nr. 8 MinöStG	t	-56 488	-847	-0	.
Differenzsteuer Pos. 4/5	t	1 752	44	0	.
Leicht- u. mittelschwere Öle					
(§ 3 Abs. 6 MinöStG)	m³	2 920	117	0	.
Zwischensumme			3 420 106	5,2	.
Erdgas u. andere gasförm. Kohlenwasserstoffe	MWh	844 539 980	3 040 344	4,6	.
darunter (nach Verbrauchssektoren):					
Land- u. Forstwirtschaft	MWh	3 029 812	10 907	0	< 2 000
Öffentl. Elektrizitäts- u. Fernwärmeversorg.	MWh	114 244 970	411 282	0,6	?
Verarbeitendes Gewerbe	MWh	332 486 860	1 196 953	1,8	> 213 000
Haushalte u. Kleinverbraucher	MWh	394 778 338	1 421 202	2,2	> 1 260 000
Flüssiggase	t	1 838 220	91 912	0,1	.
Zwischensumme			3 132 255	4,7	.
Zusammen			6 552 361	9,9	.
Abschnitt II: Mineralöle (ohne Heizöle, Erdgas und andere Heizstoffe)					
Benzin, unverbleit, o. Flugkraftstoffe	m³	40 602 349	39 790 300	60,3	> 2 300 000
Benzin, verbleit, o. Flugkraftstoffe	m³	13 545	14 624	0	.
Flugbenzin	m³	29 024	31 343	0,1	.
Flugturbinenkraftstoff (Kerosin)	m³	25 808	25 334	0	.
Mittelschwere Öle, ohne Flugkraftstoffe	m³	4 783	4 683	0	.
Gasöle u. ihnen im Siedeverhalten ent- sprechende Mineralöle (Diesel)	m³	31 423 215	19 482 395	29,5	< 1 900 000
Sonstige Mineralöle	m³	12	7	0	.
Flüssiggase (§ 2 Abs. 1 Nr. 7 MinöStG)	t	63	117	0	.
Flüssiggase (§ 3 Abs. 1 MinöStG)	t	79 237	48 550	0,1	.
Erdgas u. andere gasförm. Kohlenwasserstoffe	MWh	17 775	846	0	.
Flüssiggase als Kraftstoff für Fahrzeuge des öffentlichen Verkehrs	t	2 715	654	0	.
Vergütungen bei Verwendung von Flüssig- gasen in Fahrzeugen	t	-21	-8	-0	.
Erdgas u. andere gasförm. Kohlenwasserstoffe für Fahrzeuge des öffentlichen Verkehrs	MWh	625	12	0	.
Differenzsteuer Abschnitt I Pos. 9/16	MWh	95 127	1 437	0	.
Zusammen			59 400 366	90,1	.
Insgesamt			65 952 727	100,0	.
Nachrichtlich: Netto-Elektrizitätsverbrauch	MWh	479 658 000	-	.	.
darunter (nach Verbrauchssektoren):					
Verarbeitendes Gewerbe	MWh	222 429 000	-	.	> 780 000
darunter: Eigenstromerzeugung	MWh	27 622 000	-	.	?
Verkehr	MWh	16 545 000	-	.	165 000
Öffentliche Einrichtungen	MWh	38 174 000	-	.	< 760 000
Land- u. Forstwirtschaft	MWh	7 773 000	-	.	< 31 000
Private Haushalte	MWh	134 151 000	-	.	2 460 000
darunter: Heizstrom	MWh	22 400 000	-	.	224 000
Handel und Gewerbe	MWh	60 586 000	-	.	> 1 200 000
. = Zahlenwert unbekannt. — = kein Zahlenwert vorhanden. — ? = Anwendbarkeit von Sonderregelungen nicht bekannt.					

. = Zahlenwert unbekannt. — = kein Zahlenwert vorhanden. ? = Anwendbarkeit von Sonderregelungen nicht bekannt.

Quelle: Statistisches Bundesamt (1998: Tabelle 6), eigene Berechnungen und Schätzungen.

Die Steuermehreinnahmen aufgrund dieser Regelungen sind aus Tabelle 31 aufgrund einer eigenen Schätzung auf Jahresbasis ersichtlich. Die Bundesregierung rechnet für das Restjahr 1999 mit Mehreinnahmen von 8,4 Mrd. DM (ohne MWSt.); bezogen auf ein Normaljahr wären dies Mehreinnahmen von ca. 11,2 Mrd. DM (ohne MWSt.). Unsere Schätzung der Steuermehreinnahmen aufgrund der 1. Stufe der Öko-Steuerreform in Tabelle 31 beläuft sich für ein Normaljahr auf 12,3 Mrd. DM; allerdings sind hierbei von den Bruttoeinnahmen noch nicht die Erstattungen im Bereich des Produzierenden Gewerbes (s.o.) saldiert. Das voraussichtliche Ausmaß des Energiepreisanstiegs infolge der 1. Stufe der Öko-Steuerreform ist für den Verbrauchssektor Haushalte und Kleinverbraucher (ohne Landwirtschaft) annäherungsweise aus Übersicht 14 ersichtlich.

Übersicht 14: Steuerbedingte Preiserhöhungen infolge der 1. Stufe der Öko-Steuerreform in der Bundesrepublik Deutschland für die Haushalte und Kleinverbraucher (ohne Landwirtschaft) ab dem 1.4.1999

Energieträger	Verbrauchsfall oder Tarifbereich	Dimension	Ausgangspreis ^a Ø 1996	Neuer Preis ^b 1.4.1999	Steuerbedingte Preiserhöhung (vH)
Normalbenzin	Markenware, unverbleit	Pf/l	156,60	163,50	4,4
Diesel	Ø Tankstellenpreis	Pf/l	122,00	128,90	5,7
Erdgas	Grundpreistarif	Pf/kWh	8,99	9,36	4,1
	Vollversorgungstarif	Pf/kWh	5,70	6,07	6,5
Heizöl, leicht	Lieferung an Haushalte	Pf/l	50,70	55,30	9,1
Elektrizität	Haushaltsverbrauch ^c	Pf/kWh	32,99	35,29	7,0
	Heizstrom-Sonderverträge	Pf/kWh	11,69	12,84	9,8

^aEinschließlich spez. Verbrauchsteuer und Mehrwertsteuer. — ^bEinschließlich spez. Verbrauchsteuererhöhung und Mehrwertsteuer. — ^cOhne Heizstrom-Sonderabkommen.

Quelle: BMWi (1997/98: 45) sowie Übersicht 13; eigene Berechnungen und Schätzungen.

Die durch die 1. Stufe der ÖSR bewirkte Preissteigerung ab 1. April 1999 wird demnach, verglichen mit den jeweiligen Referenzpreisen des Jahres 1996, für leichtes Heizöl deutlich höher angesiedelt sein als in den verschiedenen Tarifbereichen des Erdgasverbrauchs bei den Haushalten und Kleinverbrauchern. Die relative Wettbewerbsfähigkeit des Erdgases gegenüber dem leichten Heizöl wird demnach durch die 1. Stufe der ÖSR nicht geschwächt, sondern eher gestärkt. Werden die Steuersätze der 1. Stufe der ÖSR auf die Verbrauchsmengen und Ausgabenstruktur der Durchschnittshaushalte (Tabelle 29) bezogen, so ergeben sich für den Durchschnittshaushalt monatliche Mehrausgaben (einschl. MWSt.) von 19 DM in den alten und von 12 DM in den neuen Bundesländern. Die tatsächlichen Mehrausgaben der Haushalte bestimmen sich weitgehend nach dem jeweiligen Beheizungssystem. Diesen Mehrausgaben sind die Minderausgaben infolge einer geplanten Abnahme der Arbeitnehmeranteile zur Sozialversicherung gegenüberzustellen.

Durch die in der 1. Stufe der ÖSR zu erwartenden Preiserhöhungen werden weder für die Erdgasverbraucher noch die Tarifabnehmer von Strom ohne Heizstromabkommen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher die infolge der wettbewerblichen Transformation zu erwartenden Preissenkungen ausgeschöpft. Sollten die avisierten weiteren beiden Stufen der ÖSR in etwa der gleichen Größenordnung wie die 1. Stufe liegen, so werden Preissenkungen bei Gas und Strom infolge wettbewerblicher Strukturen voraussichtlich ausgeschöpft oder überkompensiert sein. Allerdings können in diesen Zeiträumen exogene Preisbestimmungsfaktoren (Rohölpreisänderungen und Wechselkursverschiebungen) diese Preisdifferentiale weit übersteigen.

Ob durch die in Deutschland eingeleitete ÖSR eine „zweite Dividende“ in Form einer verminderten Arbeitslosigkeit anfallen wird, ist durchaus möglich, aber keineswegs als sicher einzustufen. Eine „erste Dividende“ in Form einer Verbesserung der Umweltqualität wird sich in dieser allgemeinen und unspezifizierten Form sicherlich einstellen. Einen Zielbeitrag zu einer Verminderung der Treibhaus-

gase als gemeinschaftliche Verpflichtung der Europäischen Union wird sie schwerlich leisten können, da sie nicht beim Verursacherprinzip ansetzt. Die Erreichung dieses umweltpolitischen Zieles wird hingegen durch einen verstärkten Einsatz des Erdgases beim Primär- und Endenergieverbrauch eher erleichtert, durch den avisierten Ausstieg aus der Kernenergie aber wiederum eher erschwert.

Die teilweise hochgesteckten Erwartungen einer „doppelten Dividende“ infolge einer ökologischen Steuerreform werden von den wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstituten in ihrem jüngsten Herbstgutachten (Arbeitsgemeinschaft 1998: 41) wie folgt kommentiert: „Eine deutliche Verringerung der Umweltbelastungen und einen gleichzeitig nennenswerten Abbau der Arbeitslosigkeit kann eine ökologische Steuerreform nicht leisten.“

X. Zusammenfassung und Ausblick

Die leitungsgebundene Energieversorgung wurde, wie auch andere netzgebundene Versorgungsmärkte, über lange Zeiträume durch „*Besonderheitenlehren*“ den wettbewerblichen Ausnahmebereichen zugeordnet und so gesetzlich vor brancheninternem Wettbewerb geschützt. Die Unterschiede der „*Besonderheiten*“ auf den Elektrizitäts- und Gasmärkten sind zwar vielfältig, spielten in der Subsumtion der wettbewerblichen Ausnahmebereiche und ihren gesetzlichen Regelungen aber keine Rolle. Diese Zuordnung als „wettbewerblicher Ausnahmebereich“ basierte explizit oder implizit auf der Vorstellung, bei diesen netzgebundenen Versorgungsmärkten handele es sich um „natürliche Monopole“, und zwar über alle Stufen der Versorgungskette.

Rechtlich und faktisch abgesichert wurden die regionalen Versorgungsmonopole auf den Strom- und Gasmärkten durch eine Ausnahme vom Kartellverbot wettbewerbsbeschränkender Absprachen. Rechtlich abgesichert wurden diese Gebietsmonopole durch eine staatliche Investitionskontrolle, die spartengleichen Wettbewerb faktisch weitgehend verhinderte. Diese *staatlichen Regulierungen* richteten sich freilich auch gegen einen möglichen Mißbrauch der Marktmacht durch die Gebietsmonopolisten: Die Konditionen und Preise der leitungsgebundenen Energiewirtschaft unterlagen gesetzlichen Mindestanforderungen. Bezüglich der Preiskontrollen wurde zwischen den Strom- und Gasmärkten unterschieden: Nur die Stromtarife unterliegen nach Höhe und Struktur einer behördlichen Genehmigungspflicht. Die Höhe und Struktur der Preisgestaltung beider Versorgungsmärkte unterliegen hingegen gleichermaßen der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht.

Die traditionelle Theorie der Regulierung natürlicher Monopole und daraus abgeleiteter wettbewerblicher Ausnahmebereiche fokussierte um die Frage, welche Regulierungen vorzusehen sind, um einem Mißbrauch der Marktmacht der regionalen Monopolisten auf den Strom- und Gasmärkten vorsorglich und nachträglich zu begegnen. Einen völlig anderen Ansatzpunkt stellt die „*Essential Facilities Doctrine*“ dar, die sich aus dem Antitrust-Recht in den Vereinigten Staaten entwickelte: Hier steht die Frage im Mittelpunkt, durch welche institutionellen und vertraglichen Regelungen die Marktzutrittsbarrieren des Netzzugangs und der Netzbenutzung als Merkmale natürlicher Monopole relativiert oder beseitigt werden können. Theoretische Lösungen hierzu stellen die strikte funktionale und unternehmerische Trennung der einzelnen Glieder der Versorgungskette („*Poollösungen*“) sowie Durchleitungsregelungen ohne oder mit prioritärem Durchleitungszugriff der Netzbetreiber dar („*common carriage*“ versus „*third party access*“). Auch diese Marktzugangsregeln sowie ihre Implementierungen und Überwachung erfordern in aller Regel staatliche Regulierungen (oder Re-Regulierungen); der Umfang solcher Re-Regulierungen hängt dabei auch von der Art der Marktzugangsmodalitäten zu den „wesentlichen Einrichtungen“ in Form der Versorgungsnetze ab.

Seit Beginn der neunziger Jahre hat die Transformation bisheriger wettbewerblicher Ausnahmebereiche nachhaltig Impulse sowohl auf nationaler Ebene als auch auf europäischer Ebene in Hinblick auf einen *europäischen Binnenmarkt* erhalten, die zwischenzeitlich zu einer völlig veränderten „ener-

giewirtschaftlichen Landschaft“ geführt haben. Die dabei entwickelten Richtlinien und Gesetzesnovellen orientierten sich dabei weitgehend an den Grundkonzepten der Zugangsregelungen bei wesentlichen Einrichtungen (essential facilities).

In der ersten Stufe auf dem Weg zum europäischen Binnenmarkt für Energie wurden vom Rat auf Vorschlag der Kommission drei Richtlinien verabschiedet, die die Transparenz der Gas- und Strompreise für industrielle Endverbraucher sowie den Transit von Elektrizität und Gas zwischen den Mitgliedsländern betreffen. Diese drei Richtlinien stellten aber noch nicht das Prinzip geschlossener Versorgungsgebiete für Strom und Gas auf nationaler Ebene in Frage und zielten nicht hin auf einen brancheninternen Wettbewerb.

Die Beratungen über *europäische Binnenmarkt-Richtlinien für Elektrizität und Erdgas* begannen 1992 und waren zunächst durch einen erheblichen Interessensgegensatz der Vertreter der einzelnen Mitgliedsländer gekennzeichnet, der auch die Interessen der in den jeweiligen Ländern Hauptmarkt beteiligten widerspiegelte. Wenig strittig war hierbei das Ziel einer stufenweisen Einführung brancheninternen Wettbewerbs, äußerst strittig hingegen war die Art und der Umfang wettbewerbsbegründender Durchleitungen.

Zunächst wurde die Binnenmarkt-Richtlinie Strom verabschiedet; sie trat am 19. Februar 1997 in Kraft und muß bis zum 18. Februar 1999 in nationales Recht umgesetzt werden. Ihr folgte zeitlich verzögert die Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas. Sie trat am 10. August 1998 in Kraft und muß ebenfalls binnen zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden.

Die Richtlinie stellt das System geschlossener Versorgungsgebiete zunächst nicht insgesamt in Frage, sondern schreibt eine schrittweise Transformation der Rahmenbedingungen der Marktgestaltung vor. Diese betreffen

- die Genehmigungsverfahren für den Bau und Betrieb von Erdgasanlagen,
- die Regelungen zur Organisation des Netzzuganges sowie seiner Verweigerung,
- die Regelungen zu organisatorischen Strukturen von integrierten Unternehmen im Gasmarkt,
- das Ausmaß der Marktöffnung und den Kreis der zugelassenen Kunden.

In Deutschland wurde die *Novellierung des Energiewirtschafts- und Wettbewerbsrechts* weitgehend parallel zu den Reformschritten der Entscheidungsgremien der Europäischen Union vorangetrieben. Die Novellierung des Energiewirtschaftsrechts trat am 29. April 1998 in Kraft. Eckpunkte dieser Gesetzesnovelle sind die

- Abschaffung der kartellrechtlichen Freistellung für ausschließliche Wegerechte sowie für Demarkations- und Verbundverträge,
- rechtliche Absicherung von Durchleitungsrechten mittels freiwilliger Vereinbarungen oder administrativer Verordnungen,
- Rückführung der staatlichen Aufsicht auf ein noch „unbedingt erforderliches Maß“ sowie Abschaffung der Investitionsaufsicht in Form eines Investitionslenkung.

In der Umgestaltung der Marktregelungen für Strom und Gas geht die Novelle des Energiewirtschaftsrechts weit über Regelungen hinaus, die bei einer Umsetzung der Binnenmarkt-Richtlinie Erdgas mindestens erforderlich gewesen wären. Die bisherigen Zugangsregelungen zum Versorgungsnetz betreffen bislang nur den Strommarkt; entsprechende Regelungen für den Erdgasmarkt im Rahmen des Energiewirtschaftsrechts stehen bislang noch aus.

Eine wichtige Funktion der *kartellrechtlichen Aufsicht* wird künftig darin bestehen zu verhindern, daß wegfallende Wettbewerbshindernisse durch andersartige mit gleicher Wirkung ersetzt werden. Sowohl das derzeitige Wettbewerbsrecht als auch die ab 1999 in Kraft tretende 6. Kartellrechtsnovelle stellen hierbei durchaus wirksame Mittel bereit um zu verhindern, daß die Wirkungen einer Deregulierung in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft durch eine Konzentration — und Marktmacht — Mißbrauchsstrategien unterlaufen und konterkariert werden.

Sowohl die *Organisationsstruktur* der Gaswirtschaft auf den einzelnen Marktstufen als auch die *Preisbildungsprinzipien* auf dem Erdgasmarkt differieren zwischen den einzelnen Mitgliedsländern der Europäischen Union erheblich. Alle Mitgliedsländer der Union sind über Ferngasleitungen mit den wichtigsten Anbietern außerhalb der Union als auch untereinander vernetzt. Ab Herbst 1998 ist auch Großbritannien durch den Interconnector mit Westeuropa verbunden. Vollständig liberalisiert wurde in den Mitgliedsländern der EU bislang allein der Gasmarkt in Großbritannien, mit dieser Marktöffnung für Endabnehmer wurde 1994 begonnen und 1998 für alle Endabnehmer abgeschlossen. Sowohl die Deregulierung des Gasmarktes als auch die des Elektrizitätsmarktes erfolgte in Großbritannien in einzelnen Schritten im Gegensatz zur stufenlosen Deregulierung dieser Märkte ab 1998 in Deutschland.

Die Lieferpreise von Erdgas einzelner Produzentenländer sowie die Erdgas-Beschaffungspreise der westeuropäischen Länder differierten nur marginal. Die Verbraucherpreise für Erdgas (und auch andere Energieträger) differierten für die einzelnen Verbrauchergruppen zwischen den einzelnen Mitgliedsländern hingegen sehr deutlich. Dies ist weniger auf die derzeit noch unterschiedlichen Organisationsstrukturen der Gasmärkte in den Mitgliedsländern der Union als vielmehr auf die stark differierenden spezifischen und allgemeinen *Verbrauchssteuern* zurückzuführen. In allen Ländern werden die gewerblichen Verbraucher deutlich niedriger belastet als die Haushalte und Kleinverbraucher. Im Vergleich zur Belastung der Energieträger Erdgas, leichtes Heizöl und Elektrizität mit indirekten Steuern und Abgaben in den anderen Mitgliedsländern der Union sind diese Belastungen für die Haushalte in Deutschland auf mittlerem Niveau angesiedelt.

Eine *Projektion des Energieverbrauchs* der Mitgliedsländer der EU bis zum Jahr 2020 durch die Kommission führt zu dem Ergebnis, daß in allen vier einbezogenen Szenarien beim Primär- und Endenergieverbrauch der Einsatz von Erdgas deutlich stärker zunimmt als der aller übrigen Energieträger. Der zusätzliche Erdgasabsatz konzentriert sich in allen vier Szenarien weitgehend auf den Einsatz des Erdgases zur Verstromung und zur Kraft-Wärme-Koppelung. In keinem dieser Szenarien wurde ein Ausstieg aus der Kernenergie angenommen. Die mit diesen Energieverbrauchsprojektionen bis zum Jahr 2010 verbundenen Emissionen an Treibhausgasen übersteigen deutlich die Zielvorgaben einer Emissionsminderung der Mitgliedsländer der EU anlässlich der 3. Welt-Klimakonferenz Ende 1997 in Kyoto.

Der Marktstufe inländischer *Erdgasproduzenten* werden zehn Unternehmen zugerechnet; sie steuern etwa ein Fünftel des inländischen Erdgasverbrauchs bei. Alle bedeutsamen Unternehmen der inländischen Erdgasförderung sind mit den nachfolgenden Absatzstufen nicht nur über Lieferverträge, sondern auch über Kapitalbeteiligungen verbunden. Diese starke vertikale Konzentration der inländischen Erdgasförderunternehmen ist einer wettbewerblichen Struktur eher hinderlich, da neue Anbieter nicht ohne weiteres auch auf inländische Bezugsquellen zurückgreifen können; eine ähnliche Einschränkung besteht jedoch nicht bei einem Rückgriff auf ausländische Bezugsquellen.

Von den 17 der *Ferngasstufe* zugerechneten Unternehmen treten 7 Unternehmen auch als Importeure in Erscheinung. Hierbei sind etwa 60 vH der Gesamteinfuhren an Erdgas auf die Ruhrgas AG konzentriert. Geht man von der (realistischen) Annahme aus, daß die Ruhrgas AG neben den Einfuhren nur Erdgaslieferungen von inländischen Erdgasproduzenten kontrahiert, so entstammten 1996 gut zwei Drittel des Endverbrauchs an Erdgas aus Ursprungslieferungen der Ruhrgas AG. Trotz erheblicher horizontaler Kapitalverflechtungen untereinander, waren auf dem Beschaffungsmarkt bereits im beschränkten Umfang wettbewerbliche Strukturen anzutreffen: Alle Ferngasunternehmen ohne eigene originäre Bezugsquellen konnten auf die Lieferung von mindestens zwei (oder mehr) anderen Ferngasunternehmen zurückgreifen.

Von den 17 Ferngasunternehmen in Deutschland waren nur 2 Unternehmen *ohne* horizontale und vertikale *Demarkationsgebiete*: die Mobil-Erdgas-Erdöl und die Wingas (Wintershall-Gruppe). Die Mobil-Erdgas-Erdöl vermarktete ihren Erdgasabsatz fast ausschließlich an andere Ferngasunterneh-

men; die Wingas hingegen traf als Newcomer zu Beginn der neunziger Jahre auf bereits kartellierte Absatzmärkte der nachfolgenden Marktstufen.

Für den Markteintritt der *Wingas* (Wintershall-Gruppe) als neuer Anbieter ohne eigenes Demarkationsgebiet auf dem deutschen Erdgasmarkt zu Anfang der neunziger Jahre kamen drei günstige Faktoren zusammen:

- Mit der BASF als Muttergesellschaft stand ein finanzkräftiges und kreditfähiges Unternehmen im Hintergrund, um die notwendige Infrastruktur (Erdgasfernleitungen und Erdgasspeicher) zu finanzieren. Dies dürften für neue Anbieter in der Regel die höchsten Marktzugangshürden darstellen.
- Mit der Gazprom als Joint-Venture-Partner, dem größten europäischen Erdgasexporteur, bot sich eine sehr flexible Erdgasbeschaffungssituation.
- Durch die gaswirtschaftliche Gleichgestaltung in den neuen Bundesländern wurden bisherige Strukturen aufgelockert und „die Karten — zumindest teilweise — neu gemischt“.

Es kann demnach kaum davon ausgegangen werden, daß nach der wettbewerblichen Transformation des Erdgasmarktes auf der Ferngasstufe noch sehr viel weitere Markteintritte analog zur Wingas erfolgen könnten, zumindest auf mittlere Sicht.

Die Marktstufe der 711 *Regional- und Ortgasversorgungsunternehmen* ist sehr viel heterogener als jene der Erdgasproduzenten und Ferngasunternehmen. Auf dieser Marktstufe dominieren die Unternehmen im alleinigen oder teilweisen öffentlichen Eigentum; in ihrer Mehrzahl sind diese OVU als Querverbundunternehmen strukturiert. Die hieraus resultierenden Quersubventionierungen sowie der Querverbund von Gas und Fernwärme (als Konkurrenzenergien) sind aus wettbewerblicher Sicht nicht unproblematisch.

Die Preisbildung nach dem *Prinzip der Anlegbarkeit* hat auf dem Gasmarkt nur einen sehr eingeschränkten Erklärungswert. Für den Bereich der Tarifabnehmer erfolgt die Anwendung dieses Prinzips in eher pauschalisierender denn in strikter Form. Ein regionaler Vergleich der Preisdifferenzen des Gasabsatzes für einzelne Verbrauchergruppen und Tarifbereiche zeigt, daß diese regionalen Preisdifferenzen deutlich höher sind als vergleichbare regionale Preisdifferenzen beim Absatz an leichtem Heizöl.

Kartellrechtliche Preisprüfungsverfahren von Gasversorgungsunternehmen orientieren sich nicht an dem Kriterium angemessener Anlegbarkeit, sondern an der Preisgestaltung vergleichbarer GVV. Das Bundeskartellamt hat in der Vergangenheit die Preisgestaltung von etwa 16 überregional tätigen GVV geprüft; ähnliche Preisprüfungsverfahren wurden durch die Kartellbehörden von neun Bundesländern durchgeführt. Das Ausmaß mißbräuchlicher Preisüberhöhungen beim Gasabsatz war im Bereich des Kleinverbrauchs in fast allen Fällen deutlich höher als im Bereich der vollversorgten Haushalte (unter Einschluß gasbetriebener Heizungssysteme).

Eine Untersuchung der Kosten und Erlöse der Gaswirtschaft in Deutschland des RWI gelangt zu dem Ergebnis, daß gravierende *Preissenkungen* bei einem *Wettbewerb* auf dem Gasmarkt als wenig wahrscheinlich einzuschätzen seien: Preissenkungen wären maximal in einer Größenordnung von 8–10 vH anzusiedeln. Allerdings ist diese Untersuchung rein statischer Natur: Mögliche Verkürzungen der Lieferketten, der Auftritt neuer Marktbeteiligter sowie das Entstehen völlig neuer Marktformen werden bei dieser Analyse völlig ausgeblendet.

Der Anteil der *Energiekosten* am Bruttoproduktionswert des Verarbeitenden Gewerbes ist zwar mit durchschnittlich 2 vH relativ niedrig; dies für sich genommen kann aber nicht dahingehend interpretiert werden, die Energiekosten hätten für den Standort Deutschland eine sehr nachrangige Bedeutung. Zum einen ist der Stellenwert der Energiekosten in einigen Wirtschaftsgruppen bei hoher regionaler Konzentration deutlich höher angesiedelt und zum anderen repräsentieren die einer Deregulierung unterworfenen Energieträger Strom und Gas gut zwei Drittel der gesamten Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe.

Bei den *Privaten Haushalten* nimmt der Anteil der Ausgaben für Heizenergie sowie Elektrizität mit steigendem Einkommen ab; demzufolge wirken Verbrauchsteuern auf diese Energieträger stark regressiv. Etwas anders ist der Sachverhalt bei den Kraftstoffen: Der Anteil der Ausgaben für diese Energieträger nimmt zunächst mit steigenden Einkommen zu und sinkt erst wieder bei relativ hohen Einkommen. Von einer wettbewerblich bedingten Senkung der Gaspreise für den Sektor Haushalte würde der ganz überwiegende Teil der gasversorgten Haushalte in erheblichem Umfang profitieren.

Über die institutionellen Rahmenbedingungen und Ausgestaltungen von *Durchleitungsrechten* als Voraussetzung wettbewerblicher Erdgaslieferungen bestanden in der Kommission und bei der Gesetzgebung in Deutschland äußerst kontroverse Meinungen und Vorstellungen. Die Novellierung des Energiewirtschaftsrechts regelt die institutionellen Rahmenbedingungen einer Durchleitung lediglich für die Elektrizitätswirtschaft; diese wurden durch eine Vereinbarung zwischen den Marktbeteiligten ausgestaltet, vorläufig zumindest. In der Gaswirtschaft sind die Marktbeteiligten (noch) auf die Regelungen des Wettbewerbsrechts verwiesen; eine analoge Ausgestaltung im Energiewirtschaftsrecht steht hier noch aus.

Die *Abnehmerstruktur* auf dem Gasmarkt in Deutschland und den übrigen Mitgliedsländern der EU wird sich künftig deutlich verändern: Die Zunahme des Erdgasabsatzes wird sich fast ausschließlich auf den Verstromungsbereich konzentrieren. Diese Tendenz wird sich durch den von der neuen Bundesregierung avisierten Ausstieg aus der Kernenergie noch deutlich verstärken. Dies wird die Vertriebswege im Erdgashandel deutlich verändern: Hier werden zunehmend die Elektrizitätsversorger ihre Erdgasbezugsquellen selbst erschließen und bisherige Lieferstrukturen über Ferngasunternehmen durch eigene Vertriebsorganisationen ersetzen.

Die bisherige Dominanz von *Take-or-Pay-Verträgen* in den Einfuhrbezugsverträgen wird sich auf mittlere Sicht kaum verändern. Sie werden auch künftig die vorherrschende Form der Risikoallokation zwischen Erdgasproduzenten und Großabnehmern darstellen. Eine Tendenz zu „wettbewerbsfreundlicheren“ Vertragsgestaltungen im Sinne geringerer Mindestabnahmemengen und kürzerer Laufzeiten ist nicht zu erkennen, da solche Zugeständnisse auch auf bisherige Verträge rückwirken könnten.

Eine nachhaltige Stärkung der Marktmacht bis hin zu ihrer *Kartellierung* ist für den Kreis der bisherigen *Erdgasproduzenten* nicht zu erwarten. Zum einen differieren die Absatzstrategien dieser Länder beträchtlich und der Kreis potentieller Lieferländer kann sich bei einem Anstieg der Erdgaspreise noch beträchtlich ausweiten.

Wegen der vergleichsweise hohen Rigidität der *Take-or-Pay-Verträge* wird sich der *Markteintritt* neuer Unternehmen auf der *Ferngasstufe*, von den Elektrizitätsunternehmen einmal abgesehen, in relativ engen Grenzen halten. Auf der Absatzseite hingegen ist zu befürchten, daß die Ferngasunternehmen durch verstärkte vertikale Integration die Auswirkungen wettbewerblicher Strukturen teilweise zu neutralisieren versuchen. Das deutsche Kartellrecht und die Tätigkeit des Bundeskartellamtes setzt solchen Abwehrstrategien eines „market foreclosure“ aber relativ enge Grenzen.

Auf der *Endverteilungsstufe* ist mit zunehmender Tendenz einer horizontalen Konzentration durch Fusionen und Kooperationen zu rechnen. Hierbei könnte durch Größen- und Verbundvorteile die Wettbewerbsfähigkeit der daran beteiligten Unternehmen langfristig gestärkt werden und hierdurch auch Vorteile für die Gasverbraucher erwachsen. Als Hemmschuh für derartige Konzentrationsprozesse auf horizontaler Ebene könnten sich hierbei allerdings die bisherigen Querverbundstrukturen kommunaler Energieversorgungsunternehmen erweisen.

Direkte preissenkende Wirkungen infolge des Wettbewerbs in der Gasversorgung sind zunächst für den Kreis der *Sonderabnehmer* zu erwarten. In einem Wettbewerb um Versorgungsgebiete werden hiervon aber auch zunehmend die *Tarifabnehmer* mit günstigeren Gaspreisen rechnen können. Für diesen Abnehmerkreis bleibt die kartellrechtliche Preis-Mißbrauchsaufsicht in vollem Umfang erhalten, so daß Versuche, bisherige Kostenbeiträge abgewandelter Großkunden auf die verbliebenen Tarifabnehmer abzuwälzen („Rosinenpicker-Theorem“) allein schon aus diesem Grunde nicht sonderlich erfolversprechend erscheinen. Bisherige Abschätzungen des Preissenkungspotentials auf dem Gas-

markt infolge des Wettbewerbs siedeln dieses in einer Größenordnung von 10–20 vH an. Deutlich höher mit 20–30 vH wird das analoge Preissenkungspotential auf den Elektrizitätsmärkten eingeschätzt.

Diese prospektiven Preissenkungen auf den Gas- und Elektrizitätsmärkten infolge wettbewerblicher Strukturen werden durch die geplante Einführung von *Ökosteuern* durch die neue Bundesregierung ganz oder teilweise kompensiert. In der 1. Stufe der geplanten Ökosteuern werden ab 1999 die Erdgaspreise im Kleinverbrauch um ca. 4 vH und für die Haushalte mit Vollversorgungstarifen um ca. 6,5 vH angehoben. Sollten auch die nachfolgenden beiden Stufen einer ökologischen Steuerreform in dieser Größenordnung angesiedelt sein, so würden hierdurch die Preissenkungen auf dem Gasmarkt infolge des Wettbewerbs ausgeglichen oder überkompensiert.

Durch den zunehmenden Anteil des Erdgases am Energieverbrauch der Mitgliedsländer der Europäischen Union werden die *Emissionen* relativ zur Vergangenheit abnehmen, absolut aber bei den Treibhausgasen im Jahr 2020 das Ausgangsniveau von 1990 noch deutlich übersteigen. Derzeit ist völlig offen, wie die Mitgliedsländer der EU das in Kyoto eingegangene Reduktionsziel erreichen wollen (Abnahme von 8 vH für die Budgetperiode von 2008 bis 2012 auf Basis des 6-Gas-Ansatzes). Nachdem Ökosteuern in Form kombinierter CO₂-Energie-Steuern als Instrument der Emissionsreduktion auf Gemeinschaftsebene verworfen wurden, ist der verbliebene Vorschlag gemeinsamer Mindeststeuern denkbar ungeeignet, die festgelegten *Emissionsminderungsziele* zu erreichen, zumal den einzelnen Mitgliedsländern EU-intern durchaus unterschiedliche Minderungsziele vorgegeben sind. Ein wirksames Mittel zur Herbeiführung dieser Emissionsminderungen wäre die Einführung von handelbaren Emissionsrechten (emmission trading) zwischen den Mitgliedsländern der Union; der fakultative Weg zum Rückgriff auf dieses Instrument wurde im Protokoll von Kyoto ausdrücklich festgeschrieben. Bislang haben die Beratungs- und Entscheidungsgremien der Union noch keinerlei Schritte eingeleitet, um dem Einsatz dieses Instruments auf Gemeinschaftsebene den Weg zu ebnen.

In Deutschland wird die Einführung einer Ökosteuer nach bisherigen Gesetzgebungsschritten und Berechnungen mit einer deutlich reduzierten Steuerbelastung des Produzierenden Gewerbes (sowie weiterer Ausnahmeregelungen) einhergehen; dies steht dann durchaus im Einklang mit anderen Systemen von Ökosteuern in Ländern, die diese bislang im nationalen Alleingang eingeführt haben. Dies schränkt eine mögliche *Lenkungsfunktion* dieses Steuersystems weiter ein. Die Einführung von Ökosteuern in Deutschland (Erhöhung bisheriger Steuersätze auf Energie und zusätzliche Besteuerung des Stromabsatzes) läßt erhebliche Zweifel zu, ob ihnen überhaupt eine Lenkungsfunktion in Hinblick auf eine Reduktion der Treibhausgase zugemessen werden kann: Sie haben in ihrer Ausgestaltung keinerlei Bezug zu einer schadstoffäquivalenten Bemessungsgrundlage gemäß dem Verursacherprinzip. Auch für Deutschland gilt bislang: Im politischen Diskussions- und Entscheidungsprozeß wurden bislang keinerlei Schritte eingeleitet, um dem Instrument von handelbaren Emissionsrechten zur Reduzierung von Treibhausgasen den Weg zu ebnen.

Literaturverzeichnis

- ABl. (*Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L: Rechtsvorschriften*) (1990a). Richtlinie des Rates zur Einführung eines gemeinschaftlichen Verfahrens zur Gewährleistung der Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreise. 33 (L 185): 16–24.
- (1990b). Richtlinie des Rates über den Transit von Elektrizitätslieferungen über große Netze. 33 (L 313): 30–33.
- (1991). Richtlinie des Rates über den Transit von Erdgas über große Netze. 34 (L 147): 37–40.
- Arbeitsgemeinschaft (Arbeitsgemeinschaft deutscher wirtschaftswissenschaftlicher Forschungsinstitute e.V.) (1998). *Die Lage der Weltwirtschaft und der deutschen Wirtschaft im Herbst 1998*. Beurteilung der Wirtschaftslage durch die Mitglieder der Arbeitsgemeinschaft wirtschaftswissenschaftlicher Forschungsinstitute e.V. Berlin.
- Auer, J. (1998). Energiewirtschaft im Umbruch. Auswirkungen der Liberalisierung auf Produktion, Verteilungsstrukturen und kommunale Versorger. *Branchenberichte Deutsche Bank Research*, 2. Juni.
- AVBEltV (Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden vom 21. Juni 1979. *Bundesgesetzblatt*, 1979, Teil I (29): 684–692.
- AVBGasV (Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden) vom 21. Juni 1979. *Bundesgesetzblatt*, 1979, Teil I (29): 676–683.
- Baum, V. (1998). German Deregulation: A Political Hot Potatoe. *Petroleum Economist* 65 (3): 26–27.
- Baumol, W.J. (1982). Contestable Markets: An Upspring in the Theory of Industry Structure. *American Economic Review* 72 (1): 1–15.
- Baur, J.F., M. Moraing und P. Pérez-Maletz (1990). *Marktzutrittsbeschränkungen beim Erdgas in den EG-Mitgliedsstaaten: Eine nach Sachgebieten geordnete Länderanalyse*. Baden-Baden.
- Bechthold, R. (1997). Zum Referentenentwurf der 6. GWB-Novelle. *Betriebs-Berater* 52 (37): 1853–1858.
- BGW (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.) (Hrsg.) (1996). *Jahresbericht*. Bonn.
- (lfd. Jgg.). *Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland*. Bonn.
- (lfd. Jgg.) *Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland*. Bonn.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft) (Hrsg.) (lfd. Jgg.). *Energie-Daten*. Bonn.
- Böhringer, C., A. Pahlke, F. Vöhringer, U. Fahl und A. Voß (1998). Ökosteuerstudien — ein kritischer Vergleich. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48 (3): 167–172.
- BP (The British Petroleum Company p.l.c.) (Hrsg.) (1998). *BP Statistical Review of World Energy 1997*. London.
- BTOElt (Bundestarifordnung Elektrizität) vom 18. Dezember 1989. *Bundesgesetzblatt*, 1989, Teil I (59): 2255–2259.
- BTOGas (Bundestarifordnung Gas). Verordnung über allgemeine Tarife für die Versorgung mit Gas. Vom 10. Februar 1959. *Bundesgesetzblatt*, 1959, Teil I (7): 46–47. Geändert durch die Verordnung zur Änderung der Bundestarifordnung Gas. Vom 26. Juni 1963. *Bundesgesetzblatt*, 1963, Teil I (34): 442.
- Büdenbender, U. (1995). *Die Kartellaufsicht über die Energiewirtschaft*. Baden-Baden.
- Coenen, R., und G. Sardemann (1998). Kioto: Quantitative Bewertung der Verhandlungsergebnisse. Das Kioto-Protokoll vor dem Hintergrund derzeitiger und prognostizierter CO₂-Emissionen. *atomwirtschaft-atomtechnik* 43 (6): 397–401.
- Deregulierungskommission (Hrsg.) (1991). Unabhängige Expertenkommission zum Abbau marktwidriger Regulierungen. *Markttöffnung und Wettbewerb: Deregulierung als Programm?* Stuttgart.
- Deutsche Bundesbank (lfd. Jgg.). *Monatsbericht*. Frankfurt am Main.

- Diekmann, J., M. Horn und H.-J. Ziesing (1997). *Energiepreise als Standortfaktor für die deutsche Wirtschaft*. Berlin.
- Donath, R. (1996). *Gaspreisbildung in Europa*. Idstein.
- Drasdo, P., J. Drillisch, I. Hensing, M. Kreuzberg, P. Kreuzberg, A. Nalden, J. Perner, C. Riechmann, W. Schulz, T. Schuppe und F. Starrmann (1998). *Konzentration und Wettbewerb in der Energiewirtschaft*. München.
- Ellwanger, N., und M. Canterbury (1997). Energiehandel an Spot- und Terminmärkten: Möglichkeiten, Erfolgsfaktoren und Vorbereitung für deutsche Versorgungsunternehmen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 47 (9): 520–525.
- EnWG/alt (Energiewirtschaftsgesetz). Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft. Vom 13. Dezember 1935. *Reichsgesetzblatt*, 1935, Teil I (139): 1451–1456.
- EnWG/Entwurf (Energiewirtschaftsgesetz-Entwurf). Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts. Gesetzentwurf der Bundesregierung und amtliche Begründung. Bonn, 16.9.1996 (III B 1 — 10 51 08).
- EnWG/neu (Energiewirtschaftsgesetz). Gesetz zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts. Vom 24. April 1998. Artikel 1: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. *Bundesgesetzblatt*, 1998, Teil I (23): 730–736.
- Erdmann, G. (1995). *Energieökonomik: Theorie und Anwendung*. Zürich.
- Eurostat (Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften) (1997). *Energie — Jährliche Statistiken*. Luxemburg.
- (lfd. Jgg.). *Statistik kurzgefaßt: Energie und Industrie*. Luxemburg.
- Funk, C., C. Millgram und W. Schulz (1995). *Wettbewerbsfragen in der deutschen Gaswirtschaft*. Oldenburg.
- Gröner, H. (1997). Technische Restriktionen als Wettbewerbsproblem — Das Beispiel des Marktes für elektrische Energie. In H. von Delhaes und U. Fehl (Hrsg.). *Dimension des Wettbewerbs: Seine Rolle bei der Entstehung und Ausgestaltung von Wirtschaftsordnungen*. Stuttgart.
- Gröner, H., und H.-D. Smeets (1988). Regulierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. In M. Krakowski (Hrsg.), *Regulierung in der Bundesrepublik Deutschland: Die Ausnahmebereiche des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen*. Hamburg.
- GWB/alt. Neufassung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (Kartellgesetz). In der Fassung der Bekanntmachung vom 20. Februar 1990. *Bundesgesetzblatt*, 1990, Teil I (7): 235–265.
- GWB/neu. Sechstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen. Artikel 1: Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB). *Bundesrats-Drucksache* 418/98 vom 8. Mai 1988.
- Haefliger, N. (1997). *Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft in der Europäischen Gemeinschaft: Unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Auswirkungen der EU-Richtlinie für einen Elektrizitätsbinnenmarkt auf die Schweiz*. Bern.
- Heister, J., P. Michaelis et al. (1991). *Umweltpolitik mit handelbaren Emissionsrechten: Möglichkeiten zur Verringerung der Kohlendioxid- und Stickoxidemissionen*. Kieler Studien 237. Tübingen.
- Hensing, I., W. Pfaffenberger und W. Ströbele (1998). *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*. München.
- Hillebrand, B. (1997). Wettbewerb und Effizienz in der Gasversorgung. *RWI-Mitteilungen* 47 (3/4): 133–149.
- Hillebrand, B., O. Knieper, G. Schmidt und H.-W. Schmidt (1991). *Auswirkungen des EG-Binnenmarktes auf Verbraucher und Energiewirtschaft in der Bundesrepublik*. Essen.
- IEA (International Energy Agency) (Hrsg.) (1997). *Energy Balances of OECD Countries 1994–1995*. Paris.
- (lfd. Jgg.). *Energy Prices and Taxes*. Paris.
- (lfd. Jgg.). *Natural Gas Information*. Paris.

- IfW (Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel) (1998). *Energiebilanz Schleswig-Holstein 1996*. Erarbeitet im Auftrag des Ministers für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein. Kiel.
- Jahrbuch für Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz* (lfd. Jgg.). Essen.
- Klepper, G., und C.M. Scholz (1998). Ausgestaltung und Wirkung einer ökologischen Steuerreform. *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 47 (1): 43–57.
- Klodt, H., J. Stehn et al. (1992). *Die Strukturpolitik der EU*. Kieler Studien 249. Tübingen.
- Knieps, G. (1995). *Das Konzept des offenen Netzzuganges: Lösungsansätze einer disaggregierten Regulierungspolitik*. Freiburg im Breisgau.
- Koalitionsvereinbarung* (1998). *Koalitionsvereinbarung zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands und Bündnis 90/Die Grünen*. Bonn, 20. Oktober. Via Internet: <http://www.gruene-fraktion.de/aktuell> vom 22. Oktober 1998.
- Kommission (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (Hrsg.) (1988). *Der Binnenmarkt für Energie*. KOM (88) 238 endg. Luxemburg.
- (Generaldirektion Energie) (Hrsg.) (1992). Task Force 1: Integration der Gemeinschaft, Vollendung des Binnenmarktes, Vollendung des Binnenmarktes für Elektrizität und Gas. Brüssel, 21. Januar.
- (Generaldirektion Energie) (Hrsg.) (1996a). *Die Energie in Europa bis zum Jahre 2020: Ein Szenarien-Ansatz*. Luxemburg.
- (1996b). *Die Energie in Europa bis zum Jahre 2020: Ein Szenarien-Ansatz. Zusammenfassung*. Luxemburg.
- (1997). *Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen*. KOM (97) 30 endg. Luxemburg.
- Kruse, J.K. (1989) Ordnungstheoretische Grundlagen der Deregulierung. In H. S. Seidenfus (Hrsg.), *Deregulierung — eine Herausforderung an die Wirtschafts- und Sozialpolitik in der Marktwirtschaft*. Berlin.
- Kumkar, L. (1998). Regulierung vertikal strukturierter Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomie. Kieler Arbeitspapiere 874. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L., und A.D. Neu (1997). *Nach beschlossener Markttöffnung auch Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft? Status quo und Perspektiven in Deutschland und Europa*. Kiel.
- Lamprecht, F. (1998). Kyoto-Gipfel hat deutliches Zeichen gesetzt. Die 3. VSK zur KRK: Ausgangslage, Verhandlungsdynamik, Ergebnis. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48 (1/2): 6–10.
- Lang, G. (1996). „Common carriage“ und „third party access“: Zwei Gestaltungsmodelle für den europäischen Energiemarkt. *Wirtschaftswissenschaftliches Studium* 25 (3): 138–140.
- Ley, S. (1998). Ab Montag starten die Briten den Wettbewerb um Stromkunden. Auch Private profitieren. *Welt am Sonntag*, 13. September: 52.
- Markert, K. (1998). Fusionskontrolle in der Energieversorgung. In J.F. Baur (Hrsg.), *Die Energiewirtschaft im Gemeinsamen Markt: Rechtliche Probleme, Handlungsmöglichkeiten*. Baden-Baden.
- Meyding, T. (1993). Erfahrungen mit der Privatisierung der Energiewirtschaft in Großbritannien. In M. Henssler, T.M. Kolbeck und H.W. Moritz (Hrsg.), *Europäische Integration und globaler Wettbewerb*. Heidelberg.
- Michaelis, P. (1996). *Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik: Eine anwendungsorientierte Einführung*. Heidelberg.
- Millgramm, C. (1996). Wettbewerb im britischen Gashandel: Entwicklung, Funktionsweise und Auswirkungen auf die britische Gasindustrie. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 20 (1): 65–88.
- MinöStG (Mineralölsteuergesetz) in der Fassung des Verbrauchsteuer-Binnenmarktgesetzes vom 21. Dezember 1992. *Bundesgesetzblatt*, 1992, Teil I (59): 2150–2210. Geändert durch Erstes Gesetz zur Umsetzung des Spar-, Konsolidierungs- und Wachstumsprogramms vom 21. Dezember 1993. *Bundesgesetzblatt*, 1993, Teil I (72): 2353–2368. Geändert durch Berichtigung des Ersten Gesetzes zur Umsetzung des Spar-, Konsolidierungs- und Wachstumsprogramms. *Bundesgesetzblatt*, 1994, Teil I (2): 72.

- Monopolkommission (Hrsg.) (1986). *Gesamtwirtschaftliche Chancen und Risiken wachsender Unternehmensgröße*. Hauptgutachten 1984/1985. Baden-Baden.
- (1991). *Die Mißbrauchsaufsicht über Gas und Fernwärmeunternehmen: Wettbewerb zwischen Systemen im Wärmemarkt*. Sondergutachten. Baden-Baden.
- (1994). *Mehr Wettbewerb auf allen Märkten*. Hauptgutachten 1992/1993. Baden-Baden.
- Müller, M. (1996). Deregulierung und Privatisierung aus ökonomischer Sicht. In R. Sturm und S. Wilks (Hrsg.), *Wettbewerbspolitik und die Ordnung der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und in Großbritannien*. Baden-Baden.
- Neu, A.D. (1992). Anpassungsprozesse in der ostdeutschen Energiewirtschaft — Analyse und Bewertung. Kieler Diskussionsbeiträge 179/180. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- (1995). Der Beitrag des Naturgases zur globalen Energieversorgung seit 1950 — Rückblick und Ausblick. Kieler Arbeitspapiere 674. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Nolte, S. (1998) *Quersubventionen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft und deren Vereinbarkeit mit Europäischem Wettbewerbsrecht*. Münster.
- Peffekoven, R. (1998). Ausgestaltung und Wirkung einer ökologischen Steuerreform. *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 47 (1): 58–69.
- Price Waterhouse (Hrsg.) (1996). *Regulated Industry: The UK Framework*. London.
- Prognos AG (Hrsg.) (1996). *Energiereport II. Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa — Perspektiven bis zum Jahr 2020*. Stuttgart.
- Rammner, P. (1997). Voraussichtliche Folgen einer regulierten Gasdurchleitung. *ifo Schnelldienst* 50 (25/26): 17–23.
- Rat (Rat der Europäischen Union) (Hrsg.) (1997). Richtlinie 96/92 EG des Europäischen Parlaments und des Rats vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L: Rechtsvorschriften* 40 (L 27): 20–29.
- (1998). Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rats vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt. *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L: Rechtsvorschriften* 41 (L 204): 1–12.
- Ribbe, L., und K. Seifert (1995). *Ökologische Steuerreform — Internationale Erfahrungen und praktische Perspektiven*. Rheinbach.
- Rügge, P. (1993). *Alternative Vertragsformen der Erdgasbranche unter TPA? Ansatz zur Gestaltung kurzfristiger Verträge in einem wettbewerblich organisierten Markt*. Oldenburg.
- (1995). *Zur Deregulierung des europäischen Erdgasmarktes*. Frankfurt am Main.
- Ruhrgas AG (Hrsg.) (lfd. Jgg.). *Geschäftsbericht*. Essen.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (Hrsg.) (1995). *Im Standortwettbewerb*. Jahresgutachten 1995/96. Stuttgart.
- Schafhausen, F. (1998). Kyoto — und was kommt danach? Die Bedeutung der 3. VSK zur KRK für die globale Klimavorsorge. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 48 (1/2): 11–16.
- Schiffer, H.-W. (1997). *Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland*. Köln.
- Schmidt, I. (1997). Hauptprobleme der 6. Kartellnovelle. *Wirtschaftsdienst* 77 (11): 637–646.
- Schmitt, D., und R.A. Dudenhausen (1996). Die Umstrukturierung der britischen Gaswirtschaft. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 46 (8): 516–524.
- Scholz, R., und S. Langer (1992). *Europäischer Binnenmarkt und Energiepolitik*. Berlin.
- Schulte, J.L. (1998). Änderungen der Fusionskontrolle durch die 6. GWB-Novelle. *Die Aktiengesellschaft* 43 (7): 297–308.
- Seicht, G. (1992). Querverbund und Strompreiskalkulation: Überlegungen zur Kostenrechnung kommunaler Versorgungsunternehmen. *Das öffentliche Haushaltswesen in Österreich* 33 (1/3): 74–84.

- Siebert, H. (1988). Langfristige Lieferverträge im internationalen Ressourcenhandel. *Zeitschrift für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften* 108 (2): 195–225.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (1996). *Wirtschaft und Statistik* (11): 700.
- (1997a). *Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 1993. Heft 5: Aufwendungen privater Haushalte für den privaten Verbrauch*. Stuttgart.
- (1997b). *Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland*. Stuttgart.
- (1998) *Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft* (Dezember und Jahr 1997).
- Utsch, W. (1997). *Third-Party-Access-Wettbewerb in der Gaswirtschaft*. Bochum.
- VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.) (Hrsg.) (lfd. Jgg.). *Statistik der Energiewirtschaft*. Essen.
- VKU (Verband kommunaler Unternehmen e.V.) (1997). *Geschäftsbericht 1996/1997*. Köln.
- VNG (Verbundnetz Gas AG) (Hrsg.) (1998). *Das Medium Gas* (3): 5.
- (lfd. Jgg.). *Geschäftsbericht*. Leipzig.
- VWD (Vereinigte Wirtschaftsdienste) (Hrsg.) (1998a). *vwd Neue Bundesländer* (15): 1.
- (1998b). *vwd Energiemärkte Aktuell* (188): 1, 4.
- (1998c). *vwd Energiemärkte Aktuell* (192): 3.
- (1998d). *vwd Energiemärkte Aktuell* (199): 3.
- (1998e). *vwd Energiemärkte Aktuell* (201): 1.
- (1998f). *vwd Energiemärkte Aktuell* (214): 6.
- Weizsäcker, C.C. von, W. Schulz, H.K. Schneider und D. Schmitt (Hrsg.) (1990). *Erdgas im europäischen Binnenmarkt*. München.
- Wintershall AG (Hrsg.) (lfd. Jgg.). *Geschäftsbericht*. Kassel.