

Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse

Nicole Angenendt

Gernot Müller

Marcus Stronzik

Matthias Wissner

Nr. 297

August 2007

**WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail info@wik.org

[Impressum](#)

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK 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.

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	III
Zusammenfassung	V
Summary	VI
1 Erzeugung	1
1.1 Wettbewerbsökonomische Grundlagen der Marktabgrenzung	1
1.2 Entwicklung seit 1996	4
1.3 Indikatoren zur Bestimmung von Marktmacht	11
1.4 Marktstruktur	15
1.4.1 Ansatz	16
1.4.2 Ergebnisse	18
1.5 Preis-Grenzkosten-Marge	21
1.5.1 Stromgestehungskosten	21
1.5.2 Großhandelsmarkt	23
1.6 Markteintrittsbarrieren	28
1.7 Zusammenfassung	30
2 Stromvertrieb	32
2.1 Entwicklung und Struktur des Marktes	32
2.2 Methodik	35
2.3 Analyse der Markteintrittsbarrieren	36
2.3.1 Administrativ-rechtliche Markteintrittsbarrieren	37
2.3.2 Strukturelle Markteintrittsbarrieren	40
2.3.3 Strategische Markteintrittsbarrieren	46
2.4 Fazit	54
Literaturverzeichnis	55
Annex 1: Weitere Erläuterungen zum HM Test	59
Annex 2: Detailergebnisse zur Marktstrukturbetrachtung	61
Annex 3: Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Bruttostromerzeugung nach Erzeuger	5
Abbildung 1-2:	Unterschiedliche Kraftwerkstypen	6
Abbildung 1-3:	Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern	7
Abbildung 1-4:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern	8
Abbildung 1-5:	Freie Kapazitäten	9
Abbildung 1-6:	Stromimport und Exportsaldo	10
Abbildung 1-7:	Kapitalbeteiligungen im deutschen Kraftwerkspark	16
Abbildung 1-8:	Entwicklung der Marktstruktur (Kapazität/Gesamtmarkt)	20
Abbildung 1-9:	Preisnotierungen für Baseload und Peakload an der EEX sowie deren Differenz	23
Abbildung 1-10:	Preis-Kostenmarge (langfristig)	25
Abbildung 1-11:	Preis-Kostenmarge (kurzfristig)	26
Abbildung 1-12:	Clean Spreads	27
Abbildung 1-13:	Entwicklung der Kraftwerksinvestitionen	30
Abbildung 2-1:	Entwicklung des Nettostrompreises in Deutschland	33
Abbildung 2-2:	Ablauf und Auswirkungen des Wettbewerbs im deutschen Strommarkt	34
Abbildung 2-3:	Beteiligung der vier großen Verbundunternehmen an regionalen und lokalen Stromversorgern	42
Abbildung 2-4:	Kapitalverflechtung in der deutschen Verbundunternehmen zu Beginn der Liberalisierung	44
Abbildung 2-5:	Die Wechselbereitschaft im Vergleich 2001/2002/2004	45
Abbildung 2-6:	Zusammensetzung Strompreis Haushalte (Cent/kWh)	50
Abbildung 2-7:	Anteil von Vertrieb und Marge am Strompreis für Haushaltskunden (2005)	51
Abbildung 2-8:	Anteil von Vertrieb und Marge am Strompreis für Haushaltskunden (2006)	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Kritische Werte für Konzentrationsmaße	3
Tabelle 1-2:	Kategorisierung von Indikatoren	12
Tabelle 1-3:	Volllaststunden	17
Tabelle 1-4:	Entwicklung der Stromgestehungskosten [€/MWh]	23
Tabelle 1-5:	Vorlaufzeiten für Kraftwerksinvestitionen [in Monaten]	29
Tabelle 0-1:	Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Betreiber in MW (1995)	61
Tabelle 0-2:	Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Kapazitäten (1995)	61
Tabelle 0-3:	Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Produktion (1995)	62
Tabelle 0-4:	Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Betreiber in MW (2000)	62
Tabelle 0-5:	Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Kapazitäten (2000)	62
Tabelle 0-6:	Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Produktion (2000)	63
Tabelle 0-7:	Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Betreiber in MW (2004)	63
Tabelle 0-8:	Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Kapazitäten (2004)	63
Tabelle 0-9:	Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Produktion (2004)	63
Tabelle A-1:	Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten 1995	64
Tabelle A-2:	Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten 2000	65
Tabelle A-3:	Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten 2004	66

Zusammenfassung

Mit der Öffnung der Energiemärkte kam es ab 1997 zu einer Reihe von Markteintritten in den deutschen Strommarkt. Inzwischen haben diese Newcomer in ihrer Mehrzahl den Markt wieder verlassen. Als Gründe hierfür werden Planungsfehler der neuen Anbieter ebenso genannt wie die mangelnde Wechselbereitschaft der Konsumenten und präventive Preisnachlässe der Incumbents. Gleichzeitig hat sich seit der Liberalisierung die Zahl der großen Versorgungsunternehmen in Deutschland aufgrund von Fusionen und Übernahmen deutlich reduziert. Die Angebotsseite des Marktes ist außerdem geprägt durch einen weiter voranschreitenden Trend zur Vorwärtsintegration der großen Erzeuger sowie Konzentrationsbemühungen regionaler Versorgungsunternehmen. Die Wettbewerbssituation im deutschen Strommarkt ist insgesamt unbefriedigend, die Strompreise steigen in Deutschland seit Jahren kontinuierlich.

Mit der Einrichtung der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für die Übertragungs- und Verteilnetze in den Märkten für Strom und Gas und der Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2009 sollten sich die Entgelte der Netznutzung perspektivisch für neue Marktteilnehmer und Verbraucher positiv entwickeln. Wie aber sieht es mit den den Netzen vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen, dem Erzeugungsbereich und dem Stromvertrieb aus?

Diese Studie analysiert mit dem wettbewerbsökonomischen Instrumentarium die Bereiche Stromerzeugung und Vertrieb und stellt dabei insbesondere auf Wettbewerbshemmnisse aufgrund des institutionellen Rahmens und der spezifischen Sektorstruktur, nämlich dem hohen Grad an vertikaler Integration der vier großen Verbundunternehmen ab.

Ziel des Beitrages ist es aufzuzeigen, welche Kräfte nach der Marktöffnung in den Bereichen Erzeugung und Vertrieb wirken konnten und die jetzige Wettbewerbssituation prägen. Dabei ist der Beitrag untergliedert in zwei selbständige Studien, wobei die jeweiligen Wettbewerbssituationen näher beleuchtet und die wesentlichen Entwicklungstendenzen dargestellt werden. Für die Stromerzeugung zeigt sich dabei, dass die Teilmärkte für Grund- und Spitzenlast durch hohe Marktkonzentrationen gekennzeichnet sind, was bezüglich der Spitzenlast vor dem Hintergrund der relativ preisunelastischen Stromnachfrage als besonders problematisch einzustufen ist. Dem Grenzanbieter erwächst dadurch im engen Markt zu Spitzenlastzeiten die Möglichkeit der erhöhten Einflussnahme auf die Preise. Im Stromvertrieb liegen Marktzutrittsbarrieren vor allem in Form überhöhter Netznutzungsentgelte von solchen Netzbetreibern vor, die zugleich Versorger oder in erheblichen Maße an Versorgern beteiligt sind. Ergebnisse des Subtraktionstests, durch den der implizite Strompreis ermittelt werden kann, deuten darauf hin, dass viele vertikal integrierte Unternehmen den Strompreis subventionierten, z.T. soweit, dass negative Gewinnmargen auftraten. Dies machte es für neue Wettbewerber so gut wie unmöglich, in den Markt einzutreten.

Summary

After the liberalisation of energy markets a number of market entries into the German power market from the year 1997 on took place. By now, the majority of these newcomers has left the market again. Reasons for this are planning failures of new suppliers as well as lacking willingness of customers to switch suppliers and pre-emptive price reductions of incumbents. At the same time, the number of big utilities has decreased strongly due to mergers and acquisitions. Moreover, the supply side of the market is characterised by a continuing trend of forward integration by the big electricity producers and by concentration efforts of regional utilities. The competitive situation on the German power market is generally unsatisfying, power prices in Germany have increased continuously for years now.

With the installation of the German regulatory authority (the “Bundesnetzagentur”) for transmission and distribution grids for power and gas markets and the introduction of incentive regulation from 2009 onwards, one might expect a positive development of grid charges for newcomers and consumers. But what about the stages of the value chain preceding and following the grid, namely power generation and supply?

This article analyses the sectors of power generation and supply by means of competition economics and focuses on barriers to competition due to the institutional framework and the specific sector structure, namely the high degree of vertical integration of the four big network companies.

Objective of this article is to show what forces could operate in the fields of generation and supply after the market opening and are characteristic for the present competitive situation. Therefore, the article is split into two independent studies, illuminating the respective competitive situation and elucidating the essential tendencies of development. For power generation, it becomes obvious that the sub-segments for base and peak load are characterized by a high degree of market concentration, a fact that can be classified as extraordinary problematic when taking the relatively inelastic power demand into account. In the narrow market at peak load times the marginal seller therefore has the chance of increased exertion of influence on prices. Within the supply sector, barriers to entry mainly exist in the form of excessive grid charges of those grid companies that are electricity producers at the same time or have a share in generation to a high degree. Results of the subtraction test, by which the implicit power price can be identified, indicate that many vertically integrated companies cross-subsidise the power price, partly so much that negative margins have been found. These has made it nearly impossible for newcomers to enter the market.

1 Erzeugung

In diesem Abschnitt wird die Wettbewerbssituation im Bereich der Stromerzeugung näher beleuchtet. Nach einer kurzen Erörterung der wettbewerbsökonomischen Grundlagen der Marktabgrenzung erfolgt eine Darstellung wesentlicher Entwicklungstendenzen in der Stromerzeugung seit 1996 anhand ausgewählter Größen wie verfügbarer Kapazitäten, Stromproduktion und Reservekapazitäten. Anhand grundlegender Wettbewerbsindikatoren werden ferner mögliche Kennzahlen diskutiert, die insbesondere im Bereich der Stromerzeugung Anwendung finden. Die eigentliche Untersuchung der Wettbewerbsintensität in der Stromerzeugung ist zweigeteilt: Zum einen werden verschiedene Konzentrationsmaße bestimmt (Abschnitt 1.4), zum anderen werden die Stromgestehungskosten für ausgewählte Technologien ermittelt (Abschnitt 1.5). Anschließend werden die Ergebnisse mit der tatsächlichen Preisentwicklung an der deutschen Strombörse konfrontiert.¹ Abschnitt 1.6 gibt einen Überblick über mögliche Eintrittsbarrieren im Markt für Erzeugungskapazitäten. Der Aufsatz schließt mit einer Kurzzusammenfassung.

1.1 Wettbewerbsökonomische Grundlagen der Marktabgrenzung

Die Idealform des Wettbewerbs ist die vollständige Konkurrenz, bei der die Grenzkosten der Produktion genau dem Marktpreis für das entsprechende Gut entsprechen. Marktmacht auf einem Gütermarkt bedeutet, dass Unternehmen im Verhältnis zu ihren Wettbewerbern eine überragende Marktstellung aufweisen und diese nutzen, um höhere Preise für ihr Gut durchzusetzen. Auch der umgekehrte Fall ist denkbar, dass ein Unternehmen einen geringeren Preis durchzusetzen versucht (Dumping). Während ersteres zu einer direkten Gewinnerhöhung beiträgt, intendiert der zweite Fall die Abwehr (potenzieller) Konkurrenten und die Sicherung bzw. Erhöhung des eigenen Marktanteils. Generell geht es also darum, inwiefern Unternehmen in einem Markt die Fähigkeit besitzen, die Preise vom Wettbewerbsniveau weg zu bewegen und einen anderen Preis für ein Gut durchzusetzen, als es die Grenzkosten der Produktion es verlangen würden.

Um Marktmacht konkret in einem Markt zu bestimmen, muss zunächst einmal klar sein, welches der relevante Markt ist, im zeitlichen, räumlichen und vor allem sachlichen Sinne. In den so definierten relevanten Märkten ist die Marktstruktur dann maßgeblich für die marktbeherrschende Stellung eines oder mehrerer Unternehmen. Wichtige Elemente der Marktstruktur sind Anzahl der Anbieter/Nachfrager im Markt, Höhe und Streuung der Marktanteile, Verflechtung der Anbieter eines Marktes mit Unternehmen vor- und

¹ Der Teilmarkt für Regelenergie wird an dieser Stelle nicht betrachtet, da er Gegenstand eines eigenständigen Gutachtens des WIK in 2007 sein wird.

nachgelagerter Wertschöpfungsstufen, die Art der Produktionstechnologie sowie die Höhe der so genannten Marktzutrittsschranken.²

Es gibt unterschiedliche Maße für die Messung von Marktmacht. Im Folgenden sollen die geläufigsten Indices kurz dargestellt werden. Direkt an der Preis-Grenzkosten-Marge setzt der Lerner-Index L an, der ein Maß für den marktmachtbedingten Preisaufschlag auf die Grenzkosten darstellt:

$$L = \frac{p - c_i}{p}, \text{ mit}$$

c_i : Grenzkosten der Güterbereitstellung

p : Marktpreis.

Für diesen Index müssen allerdings entsprechende Daten zu Preisen und Grenzkosten vorliegen.

Konzentrationsraten abstrahieren von den direkten Kosten und Preisen und geben den Anteil a_i am Gesamtumsatz an, den die j größten Unternehmen auf sich vereinigen:

$$CR_j = \sum_{i=1}^j a_i .$$

Der wichtigste Vorteil dieses Indices liegt in seiner einfachen Berechnung, d.h. es werden nur die expliziten Daten der j größten Unternehmen und der Umsatz im Gesamtmarkt benötigt. Allerdings wird die relative Konzentration, d.h. die Verteilung innerhalb der Konzentrationsrate, nicht berücksichtigt. Die einfachste Konzentrationsrate CR_1 bestimmt den Marktanteil des größten Unternehmens in Relation zum Gesamtmarkt.

Der Herfindahl-Hirschman Index (HHI) berücksichtigt im Gegensatz zu den Konzentrationsraten die Verteilung zwischen den Unternehmen und wird durch die Quadrierung der Marktanteile aller Unternehmen errechnet:

$$HHI = \sum_{i=1}^n a_i^2 .$$

Zur Berechnung müssen allerdings entsprechende Daten aller am Markt tätigen Unternehmen vorhanden sein. Ferner sagt der HHI auch nichts über eine eventuelle vertikale Integration der Unternehmen aus.

Zwischen Lerner-Index als Ausdruck des Marktergebnisses und dem HHI als Ausdruck der Konzentration besteht unter der Annahme gewinnmaximierender Mengenstrategien im homogenen Cournot-Oligopol ein direkter Zusammenhang.³ Für symmetrische An-

² Vgl: z.B. Dichtl/Issing (1987).

³ Für nachfolgende Ausführungen vgl. z.B. Wied-Nebbeling (2004: 144ff.) und Tirole (1999: 475ff.).

bieter mit identischen Grenzkosten ($c_i = c$ für $i=1, \dots, n$) lässt sich aus der allgemein formulierten Gewinggleichung für einen Anbieter i herleiten, dass der Lerner-Index gleich dem Verhältnis aus Marktanteil zur Preiselastizität der Nachfrage ($\epsilon_{x,p}$) ist:

$$L = \frac{p - c}{p} = \frac{a_i}{|\epsilon_{x,p}|}$$

Die Preis-Grenzkosten-Marge ist damit umso höher, je größer der Marktanteil des repräsentativen Anbieters i und je geringer der Betrag der Preiselastizität der Marktnachfrage sind. Zu einer Aussage über den Gesamtmarkt gelangt man, indem die Preis-Grenzkosten-Margen der einzelnen Anbieter mit ihrem Marktanteil gewichtet und aufsummiert:

$$\sum_i a_i \frac{p - c}{p} = \frac{\sum_i a_i^2}{|\epsilon_{x,p}|} \Leftrightarrow HHI = |\epsilon_{x,p}| \times \sum_i a_i \frac{p - c}{p}$$

Daraus lässt sich schließen, dass bei gegebener Preiselastizität der Nachfrage der Gewinn umso höher ist (gemessen an der durchschnittlichen Preis-Grenzkosten-Marge), je stärker der Markt konzentriert ist. Umgekehrt ist die Konzentration, gemessen durch den Herfindahl-Index, c.p. umso größer, je höher die mit den Marktanteilen gewogene Preis-Grenzkosten-Marge ausfällt und damit um so größer, je weiter sich die Preise vom Wettbewerbsniveau entfernen.⁴

Tabelle 1-1: Kritische Werte für Konzentrationsmaße

Konzentrationsrate CR	Herfindahl-Hirschman Index HHI
<i>Marktbeherrschung</i>	<i>Wettbewerb</i>
CR1 > 33,3%	HHI < 1.000
CR3 > 50%	<i>Moderate Konzentration</i>
CR5 > 66,7%	1.000 < HHI < 1.800
	<i>Hohe Konzentration</i>
	HHI > 1.800

⁴ Es sei darauf hingewiesen, dass dieser Zusammenhang nur unter den getroffenen Annahmen gilt, wobei der Mengenstrategie und der Cournot-Annahme eine herausragende Bedeutung zukommt (Mengenwettbewerb). Bei engen Oligopolen mit Bertrand-Konkurrenz (Preiswettbewerb) oder auf völlig angreifbaren Märkten mit nur wenigen Anbietern nimmt der HHI als Summe der quadrierten Marktanteile ebenfalls hohe Werte an, obwohl keine überhöhten Preise vorliegen. Vgl. z.B. Tirole (1999: 455ff.).

Es stellt sich nun die Frage, ab welchem Niveau bei den jeweiligen Maßen von einer unzureichenden Marktsituation ausgegangen werden kann. Sowohl die Konzentrationsraten als auch der HHI finden dabei eine gesetzliche Fundierung (siehe auch Tabelle 1-1). Das deutsche Kartellrecht rekurriert in § 19 GWB auf die Konzentrationsraten, wobei folgende kritischen Werte benannt sind:

- eine marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens wird bei einem Marktanteil von mindestens einem Drittel vermutet ($CR1 > 33,3\%$);
- bei drei oder weniger Unternehmen wird eine marktbeherrschende Stellung bei einem gemeinsamen Marktanteil von zumindest 50 % vermutet ($CR3 > 50\%$);
- bei fünf oder weniger Unternehmen wird eine marktbeherrschende Stellung bei einem gemeinsamen Marktanteil von zumindest zwei Dritteln vermutet ($CR5 > 66,7\%$).

In den USA wird im Rahmen der Antitrust-Gesetzgebung der HHI verwendet. Die Interpretationsregeln besagen, dass ein Indexwert unter 1.000 keine Konzentrationsgefahr bedeutet, bei einem Wert zwischen 1.000 und 1.800 wird der Markt als gemäßigt konzentriert angesehen, während bei einem HHI von mehr als 1.800 eine hohe Konzentration vermutet wird.⁵

Hinsichtlich der Preis-Grenzkosten-Marge beschäftigen sich Wettbewerbsbehörden typischerweise mit der Frage, ob ein Anbieter den Preis 5 % bis 10 % über den Grenzkosten setzen kann.⁶

Es sei abschließend noch darauf hingewiesen, dass die Konzentrationsmaße keine Aussagen über die tatsächliche Wettbewerbsintensität einer Branche bzw. eines Sektors machen. Sie deuten jedoch auf die Bereiche hin, in denen unter Umständen eine unzureichende Wettbewerbssituation vermutet werden kann und die daher einer genaueren Analyse unterzogen werden sollten.

1.2 Entwicklung seit 1996

Die Stromerzeugung in Deutschland war nach der Wiedervereinigung leicht rückläufig, seit Mitte der 1990er Jahre ist ein leichter, aber stetiger Anstieg zu verzeichnen (siehe Abbildung 1-1). Im Berichtsjahr (2004) betrug die Bruttostromerzeugung 609,4 TWh, wobei die öffentlichen Kraftwerke⁷ mit 87,5% den Großteil der Bereitstellung der bundesdeutschen Stromnachfrage decken. Dieser Anteil ist seit 1991 nur leichten Schwankungen unterworfen. Er liegt konstant zwischen 85% und 90%. Während die privaten

⁵ Vgl. U.S. DOJ (2005).

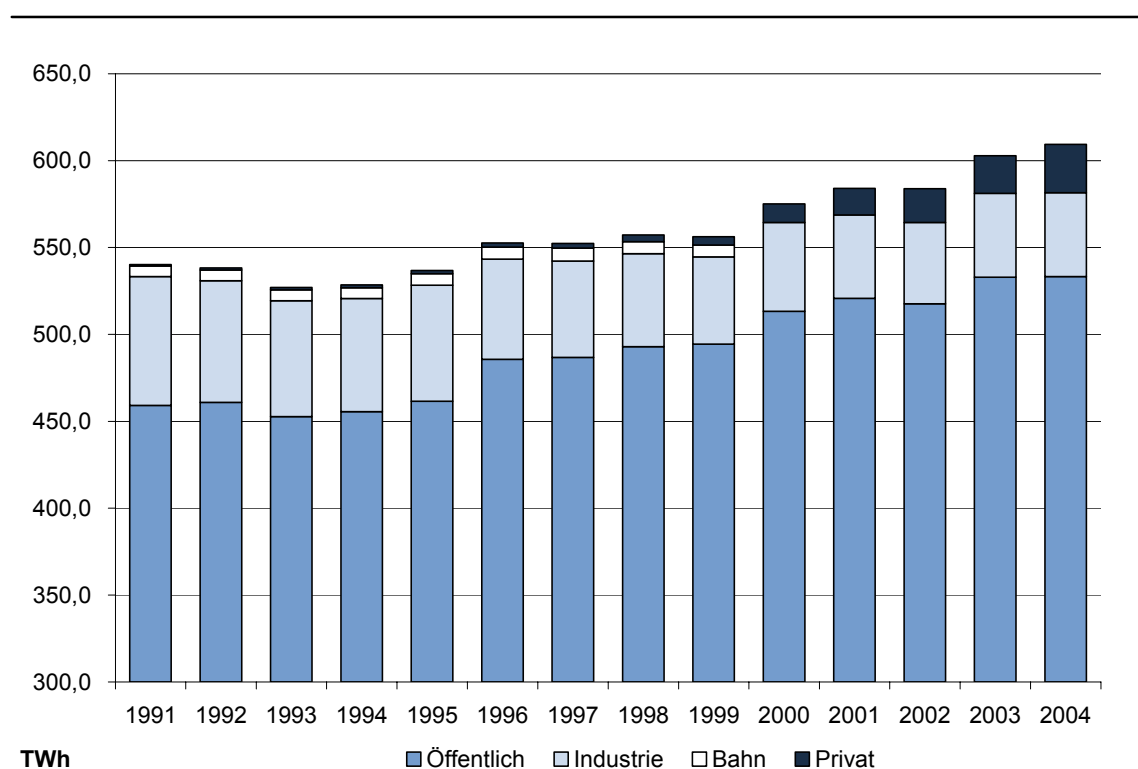
⁶ Vgl. Ockenfels (2004).

⁷ Kraftwerke in der Hand von Unternehmen, die der öffentlichen Versorgungsaufgabe verpflichtet sind.

Betreiber ihren Anteil erhöhen konnten, ist der industriell bereitgestellte Strom kontinuierlich zurückgegangen. Der Anstieg durch private Anbieter bereitgestellten Stroms geht hauptsächlich auf den Ausbau der Windenergie zurück.

Das zweite Phänomen kann durch die lange Zeit sinkenden Endkundenpreise insbesondere im Bereich der Sondertarifikunden, zu denen vor allem große stromintensive industrielle Anlagen gehören, erklärt werden, was die Eigenproduktion zunehmend unattraktiv werden ließ. Vor dem Hintergrund dieser Preisentwicklung hat die deutsche Industrie einen Teil ihrer Selbstverpflichtung zur Reduktion ihrer Kohlendioxidemissionen auch durch Abschaltung eigener Kraftwerke erfüllt. Erst in jüngerer Vergangenheit haben steigende Strompreise dazu geführt, dass wieder industrielle Kraftwerke in der Planung sind.

Abbildung 1-1: Bruttostromerzeugung nach Erzeuger⁸



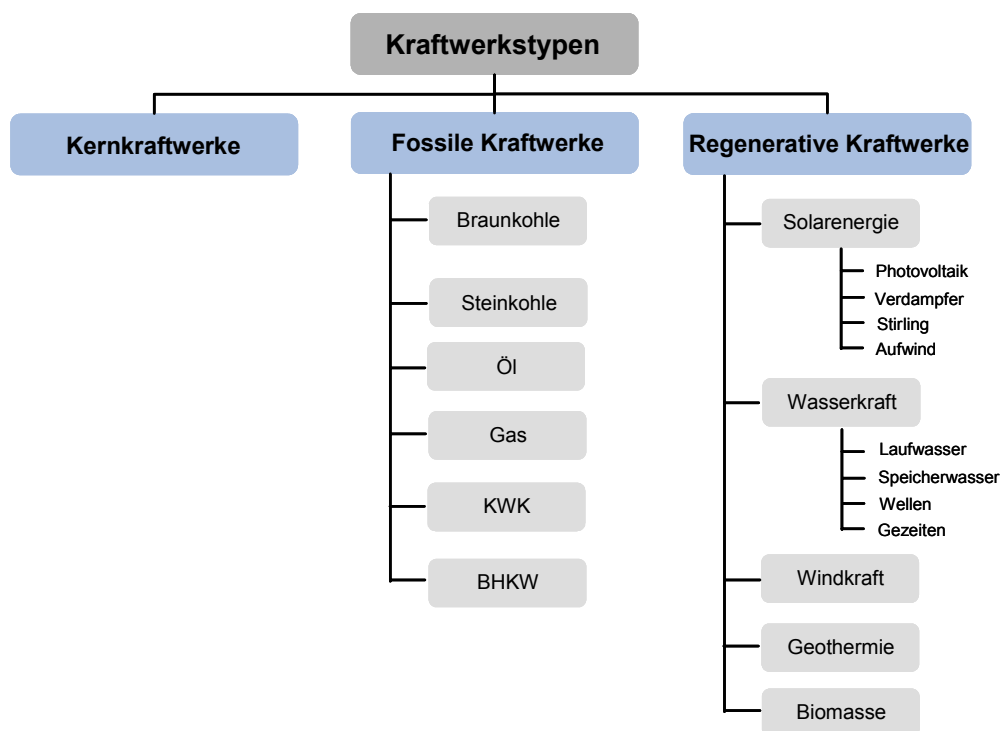
Quelle: eigene Darstellung nach BMWi (2006).

Im Bereich der öffentlichen Kraftwerke gab es jedoch innerhalb der Anbietergruppe Änderungen durch die Fusionen der großen Energieversorgungsunternehmen⁹, die zu einem Rückgang an Markttiefe - gemessen an der Zahl der Akteure - geführt haben.

⁸ Anmerkung: ab 2000 öffentliche Kraftwerke inklusive Bahnstrom

Bei einer wettbewerblichen Analyse des Erzeugungsmarktes sollte beachtet werden, dass in Deutschland eine Reihe unterschiedlicher Kraftwerkstypen zur Erzeugung von Elektrizität eingesetzt werden. Dabei lassen sich, wie Abbildung 1-2 zeigt, zunächst Kernkraftwerke von fossilen Kraftwerken unterscheiden, die in unterschiedlicher Art und Weise Kohlenstoffe verbrennen (Braunkohle, Öl, Gas etc.). Hinzu kommt in den vergangenen Jahren eine steigende Anzahl von mit regenerativer Energie betriebenen Kraftwerken, die sich wiederum bezüglich der eingesetzten Technologie unterscheiden lassen (Solar, Wasser, Wind usw.). Folge der unterschiedlichen Erzeugungstechniken sind zum einen unterschiedliche Aggregatgrößen. Zusätzlich unterscheiden sich die Kraftwerke in ihren Wirkungsgeraden und Einsatzmöglichkeiten, was Folgen für ihre Bedeutung im Gesamtmarkt hat.

Abbildung 1-2: Unterschiedliche Kraftwerkstypen



Quelle: Eigene Darstellung.

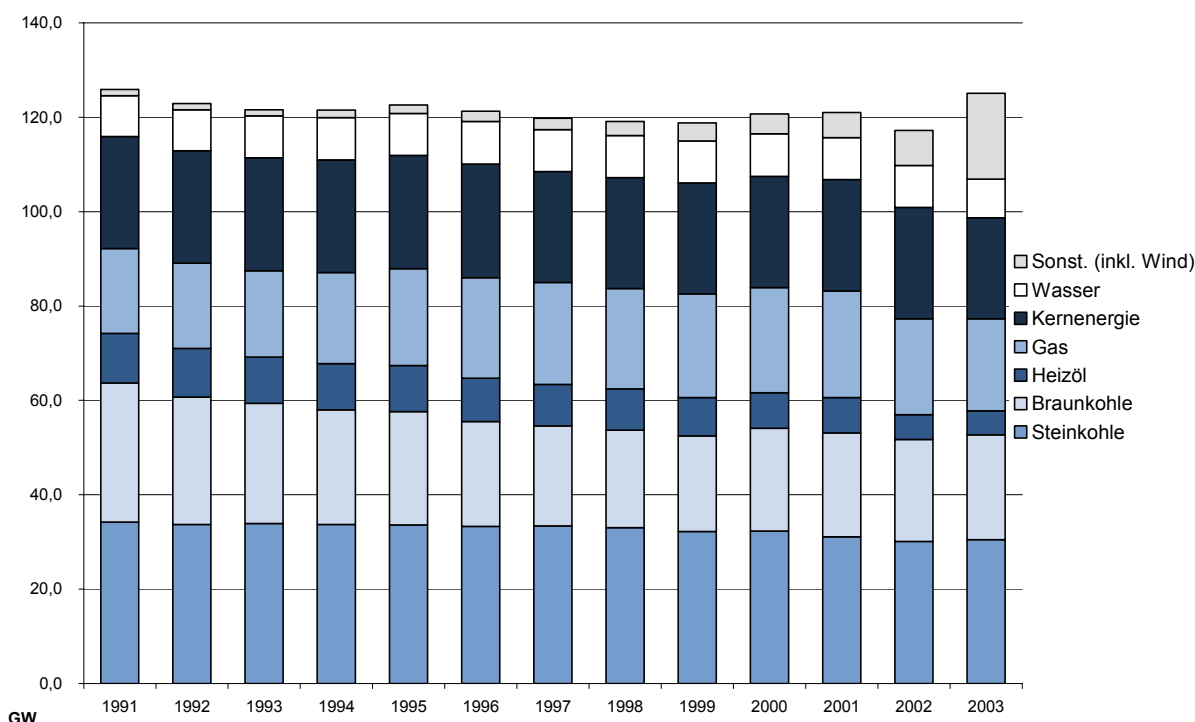
- 9 Den Anfang machten in Deutschland die beiden baden-württembergischen Versorgungsunternehmen Badenwerk AG und Energieversorgung Schwaben AG (EVS), die sich zum 1. Januar 1997 zur EnBW Energie Baden-Württemberg AG zusammenschlossen. Zusätzlich verkauften das Land Baden-Württemberg und andere Anteilseigner im Jahr 2000 und danach Teile des neuen Unternehmens an die französische EDF, die damit den Sprung in den deutschen Markt schaffte. Im Oktober 2003 wurden noch die Neckarwerke Stuttgart AG eingegliedert. Die beiden größten Zusammenschlüsse in Deutschland fanden ebenfalls im Jahr 2000 statt. Dabei fusionierte das RWE mit seinem Mitbewerber Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen (VEW). Zusätzlich entstand in diesem Jahr die E.ON AG aus einer Fusion der VEBA und der VIAG. Eine ihrer Töchter, die E.ON Energie AG, München, entstand dabei aus der PreussenElektra und den Bayernwerken.

Während die erzeugte Strommenge um rund 13% seit 1991 gestiegen ist, sind die Stromerzeugungskapazitäten annähernd unverändert geblieben (siehe Abbildung 1-3). Insgesamt waren 2003 125,1 GW installiert, die sich wie folgt auf die verschiedenen Energieträger verteilen:

- Steinkohle: 24,4 %,
- Braunkohle: 17,7 %,
- Kernenergie: 17,1 %,
- Gas: 15,6 %,
- Sonstige (insbesondere Wind): 14,5 %,
- Wasser: 6,6 % und
- Öl: 4,1 %.

Die Kapazitätsrückgänge bei Stein- und Braunkohle sowie Heizöl wurden durch den Ausbau der Windenergie kompensiert; Wasser, Gas und Kernenergie blieben seit 1991 nahezu unverändert. Den größten Rückgang hat dabei Braunkohle zu verzeichnen, was auf die Stilllegungen bzw. Modernisierungen der veralteten Kraftwerke in den östlichen Bundesländern zurückzuführen ist.

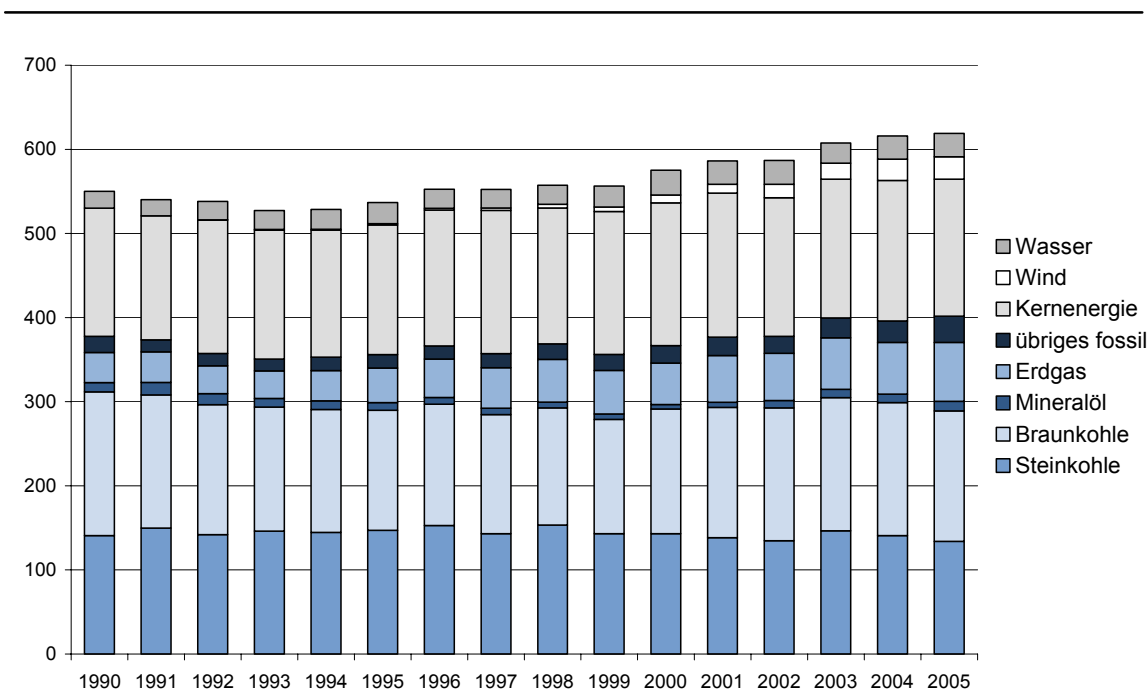
Abbildung 1-3: Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi (2006).

Stellt man den Kapazitäten die effektiv erzeugten Strommengen gegenüber, verschieben sich die Gewichte der einzelnen Energieträger und die entsprechenden Lastbereiche, in denen diese operieren, werden deutlich (vgl. Abbildung 1-4). Braunkohle (25 %) und Kernenergie (26,3 %) werden überwiegend in der Grundlast betrieben, während Steinkohle mit 21,6 % typische Mittellast darstellt. Bei allen anderen Energieträgern ist der Anteil an der Stromerzeugung geringer als der Anteil an der Gesamtkapazität, was sie in den Bereich der Spitzenlast fallen lässt, wobei Gas und Wasser noch einer Unterscheidung bedürfen. Der Anteil von Gas ist von 6,5 % in 1990 auf 11,3 % in 2005 gestiegen. Grund hierfür ist der vermehrte Einsatz von Gas- und Dampfkraftwerken (GuD), die eher in den Bereich der Mittellast fallen, wohingegen reine Gaskraftwerke typische Spitzenlastproduzenten sind, da sie nur geringe Anfahrzeiten benötigen und somit schnell ans Netz gehen können. Hinsichtlich Wasser ist zwischen Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken zu differenzieren, wobei erstere für die Grundlastversorgung herangezogen werden, während letztere dazu dienen, in Zeiten von Lastspitzen den Mehrbedarf abzudecken.

Abbildung 1-4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern



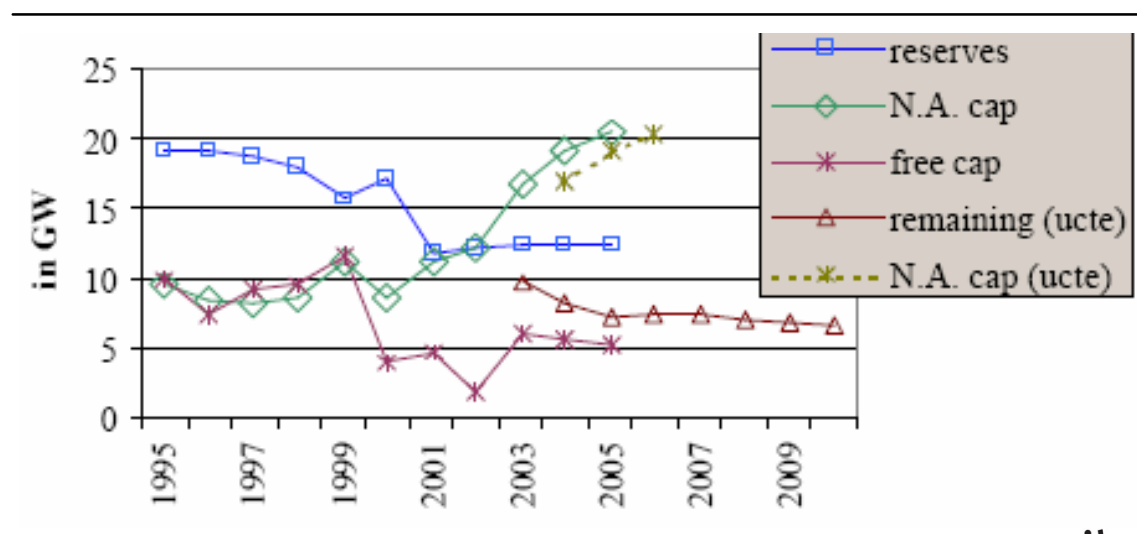
TWh

Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi (2006).

Die beobachtbare Aktivität der einzelnen Kraftwerkstypen in den Lastbereichen ist im Verein mit dem spezifischen Investitionsbedarf der verschiedenen Technologien entscheidend für die wettbewerbliche Positionierung der einzelnen Akteure.

Ein weiterer wichtiger Indikator auf Sektorebene ist die Entwicklung der Reservekapazitäten. Der Wettbewerbsdruck hängt zu einem wesentlichen Teil vom Verhältnis der installierten Kapazitäten zur Höhe der Nachfrage (peak) ab.¹⁰ Hinsichtlich der installierten Leistung steht allerdings nicht die Gesamtkapazität zur Befriedigung der Nachfrage zur Verfügung. Von der insgesamt installierten Leistung müssen Kapazitäten in Abzug gebracht werden, die nicht bzw. nicht ständig zur Nachfragedeckung bereitstehen. Dies sind zum einen nicht verfügbare Kapazitäten (non-available capacity, N.A. cap) aufgrund stochastischer Energieeinspeisung (insbesondere Wind)¹¹ und langzeitkonservierte Kraftwerke. Wie aus Abbildung 1-5 ersichtlich wird, steigt diese Größe seit 1995, was überwiegend auf die zunehmende Windeinspeisung zurückgeführt werden kann. Zum anderen ist die Gesamtkapazität noch um Revisionen und Ausfälle sowie die Reserve für Systemdienstleistungen zu bereinigen (reserves). Im Rahmen der ersten Kategorie werden sowohl geplante Kraftwerksstilllegungen als auch die Wahrscheinlichkeit von ungeplanten Ausfällen berücksichtigt.¹² Zu den Systemdienstleistungen zählen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufnahme und Betriebsführung, wobei hinsichtlich des ersten Dienstes die Primärregel-, Sekundärregel- und die Minutenreserve von Relevanz sind.

Abbildung 1-5: Freie Kapazitäten



Quelle: Brunekreeft und Twelemann (2005: 115).

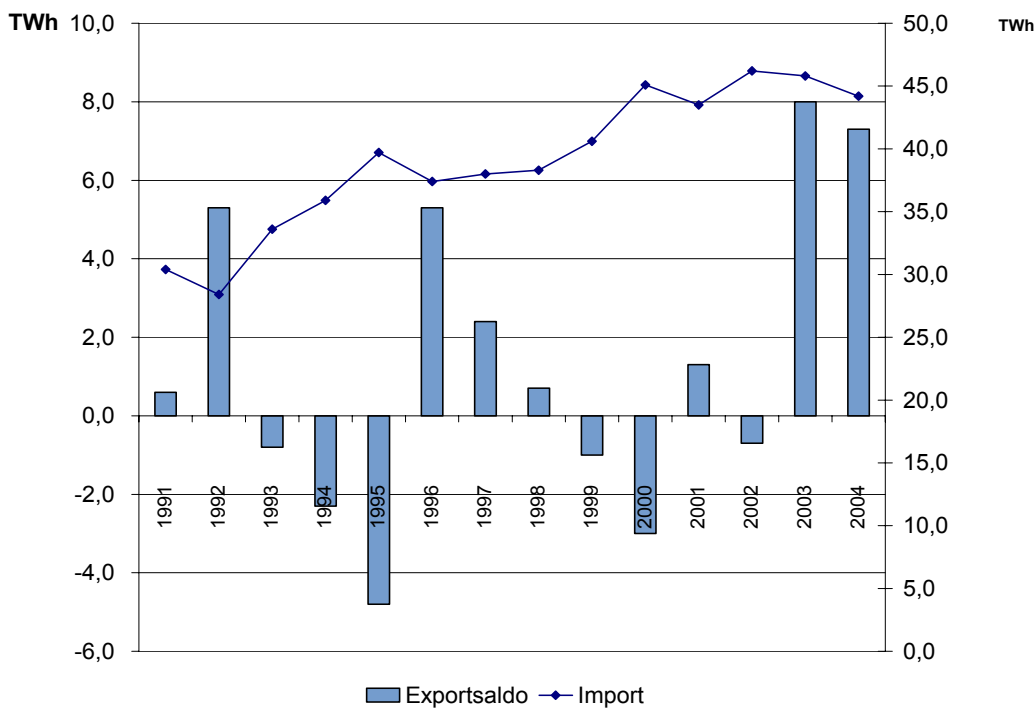
¹⁰ Kapazitätsengpässe erhöhen die Möglichkeiten für den Missbrauch von Marktmacht und können zu einer extremen Preisentwicklung mit hoher Volatilität führen. Hohe Reservekapazitäten hingegen haben eine preisglättende Wirkung, da missbräuchliches Verhalten, z.B. indem Kapazitäten zurückgehalten werden, nicht mit einer hinreichenden Drohwirkung versehen werden kann.

¹¹ Der wegen un stetigen Windangebots nicht einsetzbare Anteil an installierter Windkraftleistung wird bei jedem Übertragungsnetzbetreiber über stochastische Reservebedarfsberechnungen ermittelt; er liegt i. a. in der Größenordnung von 90 - 95 % (5 - 10 % Leistungskredit bei Windkraftwerken) (vgl. VDN 2004).

¹² Der starke Rückgang bei der Kategorie „reserves“ ist vor allem auf eine veränderte Politik bei Revisionen zurückzuführen. Die Zeit zwischen zwei Revisionen wurde erhöht und die Dauer einer Revision verkürzt (vgl. Brunekreeft und Twelemann 2005: 116).

Der dann noch verbleibenden Kapazität werden Spitzenlasten auf der Nachfrageseite gegenübergestellt. Das Ergebnis ist die verbleibende (remaining capacity) bzw. freie Kapazität (free capacity).¹³ Tendenziell ist seit 1995 ein Rückgang der freien Kapazität zu beobachten. Trotz geänderter Revisionspolitik konnten die durch die Windeinspeisung und die gestiegene Nachfrage hervorgerufen Effekte nur bedingt abgefedert werden. In 2004 lag Deutschland mit rund 10% verbleibender freier Kapazität leicht unter dem UCTE-Durchschnitt von ca. 12%, wobei ein weiteres Absinken prognostiziert wird.¹⁴

Abbildung 1-6: Stromimport und Exportsaldo



Quelle: Eigene Darstellung nach BMWi (2006).

Abschließend soll noch kurz auf die Wechselbeziehungen des deutschen Strommarktes mit seinen Nachbarn eingegangen werden. Ein Absinken der freien Kapazitäten würde eine steigende Importabhängigkeit vermuten lassen. Seit 1991 ist die importierte

¹³ Die verbleibende Kapazität basiert auf den Leistungsbilanzen des VDN, wohingegen die freie Kapazität auf UCTE-Berechnungen fußt. Die Unterscheidung wurde gemacht, da es einen Bruch in den zugrunde liegenden Berechnungsmethoden gab. Erst seit 2005 hat der VDN sein Verfahren komplett auf das der UCTE umgestellt (zu den Unterschieden siehe VDN 2004). Während die VDN-Zahlen bis 1995 zurückreichen, sind erste länderspezifische Werte für Deutschland bei UCTE erst seit 2003 verfügbar. Darüber hinaus veröffentlicht UCTE auch Vorhersagen für die nächsten Jahre (vgl. UCTE 2005a). Im folgenden wird der Terminus „freie Kapazitäten“ stellvertretend für beide Methoden verwendet.

¹⁴ Vgl. UCTE (2005b).

Strommenge (rechte Skala in Abbildung 1-6) um rund 45% auf 44,2 TWh gestiegen. Demgegenüber weist der Exportsaldo als Differenz von Exporten zu Importen keine eindeutige Tendenz auf. Eine zunehmende Importabhängigkeit würde jedoch gleichzeitig eine Erhöhung des negativen Exportsaldos bedeuten, was jedoch in den letzten beiden Jahre, die von einem hohen Ausfuhrüberhang gekennzeichnet waren, nicht bestätigt werden konnte. Die Liberalisierung im Strommarkt hat zu einem regeren Handel über Ländergrenzen hinaus geführt, eine größere Abhängigkeit Deutschlands von eingeführten Strommengen kann jedoch nicht bestätigt werden. Daher wird im Folgenden davon ausgegangen, dass der relevante geografische Markt für eine Analyse des Erzeugungsmarktes Deutschland ist.

1.3 Indikatoren zur Bestimmung von Marktmacht

Anknüpfend an die Ausführungen in Kapitel 1.1 geht es bei der Analyse, ob missbräuchliches Verhalten der Marktakteure auftreten kann oder aufgetreten ist, um den Vergleich von Marktpreisen und den Grenzkosten der Güterbereitstellung. Die konkrete Evaluierung von Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung ist dabei ein nicht triviales Unterfangen, da Strommärkte folgende wettbewerbspolitisch relevante Besonderheiten aufweisen:

- Nichtspeicherbarkeit des Gutes Strom, so dass die erzeugte Menge auch gleichzeitig dem Marktangebot entspricht;
- Kurzfristig preisunelastische Nachfrage, so dass der Bedarf auch gleichzeitig die Marktnachfrage darstellt;
- Saisonale, wöchentliche und stündliche (stochastische) Schwankungen des Strombedarfs und zum Teil auch des Angebots (Windenergie);

Dies impliziert, dass die Erzeugung dem schwankenden Bedarf zu jeder Zeit exakt angepasst werden muss. Ferner weist die Erzeugung (zumindest nahe an den Kapazitätsgrenzen) nur eine geringe Flexibilität auf, die in Verbindung mit der – zumindest kurzfristig – ebenfalls unelastischen, aber stochastisch schwankenden Nachfrage zu hoch volatilen Preisen führen kann.

Während sich die Marktpreise durch die Notierung an der Börse noch relativ gut beobachten lassen, besteht das Hauptproblem der weiteren Analyse in der Bestimmung adäquater Grenzkosten. Tabelle 2 gibt einen Überblick über in der Praxis zur Anwendung kommende Indikatoren hinsichtlich der Evaluierung von Marktmacht im Erzeugungssektor. Diese können zum einen darin unterschieden werden, ob ex-ante das Potenzial für Marktmacht betrachtet oder ex-post die tatsächliche Ausübung von Marktmacht analysiert werden soll. Zum anderen kann dahingehend differenziert wer-

den, ob das kurzfristige, direkte Verhalten der Akteure am Markt im Fokus steht oder eher langfristige, strukturelle Gegebenheiten betrachtet werden.

Tabelle 1-2: Kategorisierung von Indikatoren

	Ex-ante (Marktstruktur)	Ex-post (Marktverhalten)
Langfristanalyse	<ul style="list-style-type: none"> • Strukturindizes (z.B. Konzentrationsraten, HHI, Residualangebotsindex) • Simulationsmodelle strategischen Verhaltens 	<ul style="list-style-type: none"> • Benchmarking auf Basis historischer Kosten • Vergleich von Marktgeboten mit gewinnmaximierenden Geboten
Kurzfristanalyse	<ul style="list-style-type: none"> • Screening der Gebote mit Referenzgeboten • Strukturindizes (z.B. Pivotal Supplier Indicator) 	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse der Residualnachfrage • Analyse von Kraftwerksausfällen, Kapazitätszurückhaltungen (Withholding)

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Twomey et al. (2005: 10).

Die bereits in Abschnitt 1.1 vorgestellten Indikatoren, der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) und die Konzentrationsraten, zielen darauf ab, die Marktstruktur zu analysieren und potenzielle Gefahren hinsichtlich wettbewerbswidrigen Verhaltens zu identifizieren. Einer der Hauptkritikpunkte an diesen Methoden bezüglich der Anwendung im Strommarkt ist, dass sie rein statischer Natur sind und Dominanz im Markt auch dann ausgeübt werden kann, wenn der Anbieter nur einen geringen Marktanteil besitzt, da nur die Angebotsseite abgedeckt wird, die Nachfrage aber unberücksichtigt bleibt. Die Marktbedingungen am Strommarkt können sich jedoch stündlich verschieben. So kann insbesondere in Spitzenlastzeiten, wenn die Nachfrage nahe der Kapazitätsgrenze liegt, ein Produzent Marktmacht ausüben, auch wenn er nur über einen geringen Marktanteil verfügt.¹⁵

Aufbauend auf dieser Beobachtung versuchen moderne Indikatoren, die Nachfrageseite des Marktes in die Analyse einzubeziehen. An dieser Stelle setzen z.B. der Pivotal Supplier Indicator (PSI), der Residualangebotsindex (Residual Supply Index, RSI) und die Analyse der Residualnachfrage (Residual Demand Analysis, RDA) an. Der PSI untersucht, ob ein bestimmter Anbieter notwendig ist, um eine gegebene Marktnachfrage zu befriedigen und somit eine Schlüsselrolle (pivotal) im Markt einnehmen könnte.¹⁶ Der Indikator ist binär definiert. Zu jeder Stunde wird untersucht, ob einem Produzenten diese Rolle zufällt oder nicht. Der PSI für jede Stunde wird dann über ein ganzes Jahr aggregiert.¹⁷ Kritisch bei den bisherigen praktischen Anwendungen des PSI wird gesehen, dass er aufgrund seiner binären Struktur sehr restriktiv ist und in der Regel nur in

¹⁵ Sheffrin (2001) hat z.B. herausgefunden, dass in Kalifornien kein Unternehmen einen Marktanteil von mehr als 20 % besaß. Zu ähnlichen Ergebnissen gelangen Blumsack/Lave (2004), die einen HHI von 664 berechneten. Nichtsdestotrotz kam es zur bekannten Krise im kalifornischen Strommarkt.

¹⁶ Auch die Monopolkommission vertritt die Ansicht, dass einzelne Anbieter auch bei geringer Größe den Marktpreis durch Zurückhalten von Mengen manipulieren könnten (Monopolkommission 2006: 9).

¹⁷ Vgl. z.B. Bushnell et al. (1999).

Spitzenlastzeiten wirksam wird und somit die Möglichkeit kollusiven Verhaltens auch zu anderen als den peak-Zeiten vernachlässigt.¹⁸

Der RSI ist eine Weiterentwicklung des PSI und begegnet der dortigen Kritik, indem er als kontinuierliche Größe definiert ist und versucht, auch die Möglichkeit missbräuchlichen Verhaltens außerhalb der Spitzenlastzeiten zu erfassen. Er misst die im Markt verbleibende Angebotskapazität nach Abzug der Kapazität des betrachteten Unternehmens und setzt diese ins Verhältnis zur Nachfrage, wobei Stromimporte bei der verfügbaren Gesamtkapazität und bereits eingegangene vertragliche Lieferverpflichtungen des betrachteten Unternehmens mit ins Kalkül gezogen werden. Der Index kann sowohl unternehmensindividuell als auch für den gesamten Sektor angewendet werden. Wenn der RSI kleiner als 100 % ist, bedeutet dies, dass der Produzent eine zentrale Marktstellung einnehmen würde. In diesem Fall würde der PSI den Wert Eins annehmen. Im Gegensatz zu diesem bietet der RSI jedoch eine größere Flexibilität hinsichtlich der Setzung von Schwellenwerten, ab denen potenziell die Gefahr einer marktmächtigen Stellung eines Anbieters besteht, wodurch Kollusion außerhalb von Spitzenlastzeiten berücksichtigt werden kann. Empirische Untersuchungen für Kalifornien kommen zu dem Ergebnis, dass eine kritische Marktsituation besteht, wenn der RSI kleiner als 110% ist in mehr als 5% der betrachteten Zeitspanne.¹⁹ Während PSI und RSI eher in die Kategorie der ex-ante Methoden nach obiger Definition fallen, ist die Residual Demand Analysis eine ex-post Anwendung, d.h. es wird untersucht, inwiefern tatsächlich Marktmacht ausgeübt wurde. Zu diesem Zweck werden Residualnachfragekurven gebildet, denen sich der betrachtete Stromproduzent gegenüberstellt, indem von der Gesamtnachfrage die Marktgebote aller anderen Marktteilnehmer abgezogen werden.²⁰

Die anderen ex-post Methoden setzen direkt am Verhalten der Anbieter im Markt an, indem die tatsächlichen Handelsaktivitäten (Preis- und Mengengebote) analysiert werden, und basieren in der Regel auf der bereits in Abschnitt 1.1 vorgestellten Preis-Grenzkosten-Marge. Die Grenzkosten werden bei längerfristigen Betrachtungen aus dem Investitionskalkül abgeleitet und bei Kurzfristuntersuchungen aus den variablen Grenzkosten. Letztere bestimmen sich aus dem Brennstoffeinsatz und dem thermischen Wirkungsgrad des betrachteten Kraftwerks, wobei aufgrund fehlender Daten oft mit vereinfachenden Annahmen gearbeitet werden muss.²¹ Eine Anwendung der Preis-Grenzkosten-Marge ist die Net Revenue Benchmark Analysis, bei der untersucht wird, inwiefern ein Kraftwerk auf Basis der am Markt erzielbaren Preise und der eigenen Grenzkosten seine Fixkosten decken kann.²² Der Vergleich der Kosten mit den Erlösen

¹⁸ Vgl. Vassilopoulos (2003).

¹⁹ Vgl. Shiffrin (2001).

²⁰ Vgl. Baker/Breshnahan (1992) und Wolak (2000).

²¹ So hängt der thermische Wirkungsgrad eines Kraftwerkes zu einem nicht unwesentlichen Teil von seiner Auslastung ab. Der optimale Wirkungsgrad wird in der Regel nur im Vollastbetrieb erreicht. Werden Kraftwerke in Teillast gefahren, führt dies zu Einbußen bei der thermischen Effizienz mit der Folge höherer Grenzkosten.

²² Vgl. z.B. Joskow (2003). Hohe Nettoerlöse sind per se kein Anzeichen für das Vorherrschen wettbewerbswidrigen Verhaltens. Für Spitzenlastkraftwerke sind diese Erlöse notwendige Voraussetzung, da

kann zum einen auf Basis historischer Kosten erfolgen oder sich an einem kontrafaktischen Benchmark orientieren, das sich z.B. aus theoretischen Überlegungen zur Gewinnmaximierung ableiten lässt. Je nach Datenlage können auf dieser Grundlage auch Betrachtungen angestellt werden, ob Kapazitäten wettbewerbswidrig dem Markt entzogen werden (Withholding). Wird ein Kraftwerk nicht betrieben, obwohl es zu den vorherrschenden Marktbedingungen profitabel wäre, so deutet dies auf ein missbräuchliches Verhalten hin. Allerdings sind diese Analysen mit großen Schwierigkeiten verbunden, da eine klare Unterscheidung zwischen missbräuchlichem Nichtbetrieb und notwendigen Stilllegungen aus revisions- und wartungstechnischen Gründen oft nicht möglich ist.²³

Eine dritte Möglichkeit der Herangehensweise bieten modellgestützte Analysen, wobei in Energiesystemmodelle auf der einen Seite und Simulationsmodelle strategischen Verhaltens auf der anderen Seite unterschieden werden kann. Die erste Modellgruppe versucht eine ganzheitliche Abbildung des betrachteten Energiesystems und leitet daraus Systemgrenzkosten ab, die der tatsächlichen Preisentwicklung gegenübergestellt werden.²⁴ Kurzfristig sollten die Preise den variablen Grenzkosten des marginalen Kraftwerkes entsprechen. Dieser Ansatz versucht nun, modellgestützt dasjenige Kraftwerk zu bestimmen, das an der Grenze zum Einsatz kommt. Kritisch zu hinterfragen ist, inwiefern Unsicherheiten und Zeitverzögerungen bei Kapazitätserweiterungen bzw. Ersatzinvestitionen in den Modellen erfasst sind.²⁵ Die Gruppe der Simulationsmodelle versucht dynamische Aspekte über spieltheoretische Ansätze abzubilden. Kraftwerke werden dabei als zweistufiges Spiel aufgefasst, bei welchem die Unternehmen gleichzeitig die zu installierende Kapazität und im Anschluss daran, nachdem sie Kenntnis von den Kapazitäten der anderen Marktteilnehmer erhalten haben, gleichzeitig die Preise festlegen.²⁶ Die Unternehmen treffen also erst eine Investitionsentscheidung und im Anschluss daran eine Preisentscheidung. In der ersten Stufe findet somit ein Mengenwettbewerb statt (Cournot), während die zweite Stufe einen Wettbewerb in den Preisen (Bertrand) darstellt, wobei beide Stufen miteinander verbunden sind. Überkapazitäten in der ersten Phase führen zu einem anschließend abgemilderten Preiswettbewerb, was – rational agierende – Unternehmen zu vermeiden suchen.

sie nur in wenigen Stunden eines Jahres betrieben werden, in denen sie einen entsprechenden Anteil der Investitionskosten wieder einspielen müssen (Peak-Load-Pricing).

23 Vgl. Joskow/Kahn (2002) und Stoff (2002).

24 In den letzten Jahren wurden eine Reihe von Studien zur Analyse der Preis-Grenzkostenmarge für den deutschen Strommarkt veröffentlicht. Während Müsgens (2006) mittels der Berechnung von Systemgrenzkosten eine langfristige Perspektive einnimmt, sind die anderen Untersuchungen über die Ermittlung von variablen Grenzkosten eher im Kurzfristbereich anzusiedeln (siehe z.B. Lang/Schwarz (2006), Schwarz/Lang (2006), Hirschhausen et al. (2007) sowie Swider et al. (2007)). Für einen Überblick über die jüngsten Studien siehe auch Ockenfels (2007).

25 Diese beiden zentralen Fragestellungen – Unsicherheit und zeitliche Dynamik – erhöhen die Modellkomplexität beträchtlich und sind numerisch oft nicht adäquat abzudecken, so dass sie – wenn überhaupt – nur äußerst rudimentär über grobe Daumenregeln in den Modellen enthalten sind.

26 Vgl. Tirole (1999: 470 ff.).

Ziel der nachfolgenden Analysen ist es, einen Überblick über die Entwicklung der Wettbewerbsbedingungen im Bereich der Stromproduktion seit 1996 zu geben. Um methodische Konsistenz zu wahren und vor dem Hintergrund der über den gesamten Zeitraum verfügbaren Datenbasis wird auf den HHI und die Konzentrationsraten als Indikatoren für die Entwicklung der Marktstruktur und die Preis-Grenzkosten-Marge als verhaltensorientierter Ansatz zurückgegriffen, wobei eine Langfristperspektive eingenommen wird. Ex-ante Kurzfristanalysen, die auf das tatsächliche Verhalten der Anbieter am Markt abzielen, erfordern Informationen über das konkrete Bieterverhalten. Da diese Daten nicht verfügbar sind, werden sie an dieser Stelle nicht weiter verfolgt.²⁷ Auch die Modellherangehensweise ist aufgrund eines fehlenden Tools und der weiter oben genannten methodischen Einwände nicht weiter Gegenstand der Betrachtungen. Die weiteren Analysen sind somit zweigeteilt. Zum einen werden einfache Konzentrationsmaße abgeleitet, um Aussagen über die gegenwärtige Struktur auf dem Strommarkt ableiten zu können. In einem zweiten Schritt werden die Preis-Kostenmargen benutzt, um die Situation für Newcomer näher zu beleuchten und der Frage nachzugehen, wie angreifbar der deutsche Markt für neue Stromproduzenten vor dem Hintergrund des herrschenden Preisniveaus war.²⁸

1.4 Marktstruktur

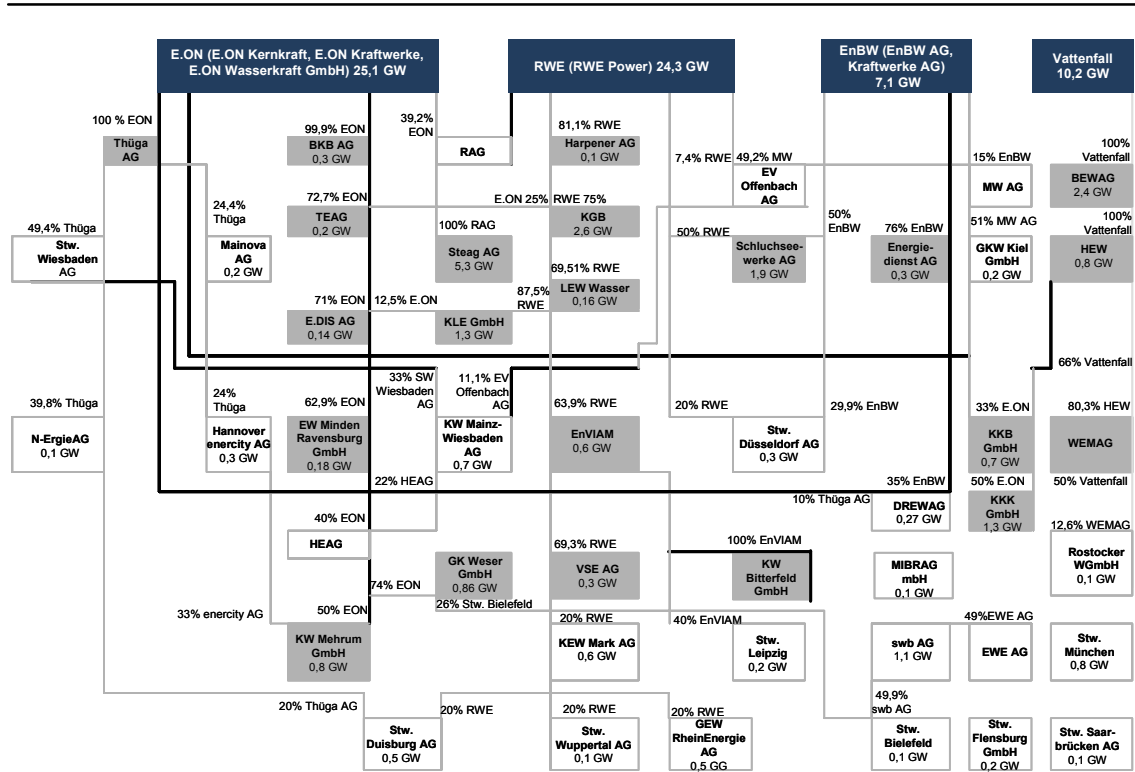
Einleitend sei die derzeitige Marktstruktur im deutschen Erzeugungsmarkt dargestellt. In Abbildung 1-7 sind im Wesentlichen die Kapazitäten aufgeführt, die auch Teil der folgenden analytischen Betrachtung sein werden. Die festzustellende Verflechtung – in der zudem auch noch direkte Beziehungen zwischen einigen der großen Erzeuger zu beobachten sind –, existierte in ähnlicher Form bereits vor 1996 (z.B. im Falle der STEAG); sie hat sich aber durch die in Fußnote 8 geschilderte Fusionswelle um das Jahr 2000 nochmals deutlich verstärkt. Im Endeffekt hat sich ein Oligopol aus den vier großen Erzeugungsgesellschaften herausgebildet, das durch eine Reihe kleinerer Anbieter (competitive fringe) ergänzt wird. Beachtet werden sollte zudem, dass viele der kleineren Anbieter wiederum durch Kapitalverflechtungen mit den großen Anbietern verbunden sind. Ein solch enges Oligopol legt die Vermutung nahe, dass als Resultat dieser veränderten Erzeugungslandschaft eine Umgebung entstanden ist, die nicht geeignet erscheint, (kollusives) Parallelverhalten durch wettbewerblichen Druck zu unterbinden. Bevor jedoch auf die Preis-Grenzkostenmarge näher eingegangen wird, soll in

²⁷ Einen Spotmarkt für Strom gibt es in Deutschland erst seit dem Jahr 2000. Darüber hinaus sind diese Informationen auch heute nicht öffentlich zugänglich.

²⁸ Diese Fragestellung bildet das Zentrum der Theorie der Contestable Markets, die Ende der 70er und Anfang der 80er Jahre entwickelt wurde. Ein Markt wird dabei als perfekt angreifbar angesehen, wenn sowohl der Ein- als auch der Austritt mit keinen Kosten verbunden ist und keine Zeitverzögerungen bei Anpassungsmaßnahmen entstehen mit dem Ergebnis einer so genannten hit-and-run Konkurrenzsituation. Unter diesen Annahmen würde auch ein Monopolist nur zum Grenzkostenpreis anbieten (siehe z.B. Baumol et al. 1988). Diese Bedingungen liegen im Bereich der Stromproduktion sicherlich nicht vor. Der Bau von Kraftwerken erfordert hohe Investitionssummen und ist mit erheblichen Zeitverzögerungen verbunden.

diesem Abschnitt die Entwicklung der Marktstruktur seit Beginn der Liberalisierung dargestellt werden.

Abbildung 1-7: Kapitalbeteiligungen im deutschen Kraftwerkspark



Quelle: Eigene Darstellung nach Pfeiffer (2005: 31).

1.4.1 Ansatz

Um die Entwicklung der Marktstruktur seit 1996 adäquat abzubilden, wurden drei Stützjahre verwendet; 1995 als Referenzpunkt der Situation vor Beginn der Liberalisierung, 2000 zur Abbildung der Situation nach der ersten Phase mit der Umsetzung der ersten europäischen Richtlinie und 2004 zur Beschreibung der gegenwärtigen Situation. Als Datenbasis dienen die entsprechenden Jahrgänge des Jahrbuchs der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft, das vom Glückauf-Verlag herausgegeben wird.²⁹ Die Datenbank enthält alle Kraftwerke in Deutschland mit einer installierten Leistung von mindestens 100 MW sowie Angaben über die Eigentumsverhältnisse, die verwendeten Brennstoffe sowie die Technologie.

²⁹ Vgl. Meller et al. (1996, 2001, 2005 und 2006).

Die Analysen beschränken sich auf den Bereich der öffentlichen Kraftwerke.³⁰ Neben der Datenverfügbarkeit kann dies auch sachlich gerechtfertigt werden. Da es um eine Wettbewerbsanalyse geht, sollten nur Stromerzeugungskapazitäten einbezogen werden, die sich – zumindest potenziell – einem solchen Wettbewerb ausgesetzt sehen.³¹ So fallen die erneuerbaren Energien weitestgehend aus einer solchen Untersuchung heraus (Ausnahme größere Wasserkraftwerke), da sie öffentlich gefördert werden und für sie eine Abnahmegarantie besteht.³² Ferner ist fraglich, ob industrielle Kraftwerke mit einzubeziehen sind, da sie eher dazu dienen, den Eigenbedarf zu decken als offen am Markt tätig zu werden. Nur die Überschussmengen werden dort wirksam, fallen aber eher als Nebenprodukt an. Des Weiteren kann auch der Bahnstrom unberücksichtigt bleiben, da es sich aufgrund der Frequenzunterschiede um einen separaten Markt handelt.³³ Bezogen auf diese Abgrenzung werden in 2004 durch die Datenbank sowohl kapazitäts- als auch mengenbezogen ca. 90 % des Marktes abgedeckt.³⁴

Tabelle 1-3: Volllaststunden

Technologie	Angenommene Volllaststunden
Kernkraftwerke	7.570
Braunkohle	7.300
Laufwasser	4.900
Steinkohle	4.850
GuD-Anlagen	5.000
Gasturbine	2.400
Pumpspeicherwasserkraftwerk	1.200
Öl	250

Quellen: Leprich et al. (2004) und VDEW (2004).

Eine weitere Unterscheidung wurde vorgenommen, indem die Kraftwerke anhand der in der Datenbank aufgeführten Angaben zu Technologie und den verwendeten Brennstoffen den Bereichen Grund-, Mittel- und Spitzenlast zugeordnet wurden.³⁵ Da keine An-

³⁰ Ähnliche Untersuchungen wurden von Schwarz/Lang (2005) sowie Eikmeier/Gabriel (2005) veröffentlicht, die zu vergleichbaren Resultaten kommen. Der Hauptunterschied liegt in der vorgenommenen Marktabgrenzung.

³¹ Unternehmen, die Strom aus erneuerbaren Energien anbieten, sehen sich daher mit einem anderen Markteintrittskalkül konfrontiert als konventionelle Anbieter. Auch wenn sie hier zunächst vernachlässigt werden, sollte man diesen Kapazitäten eine mittelfristige Wirkung auf das Marktergebnis nicht absprechen. Tendenziell nämlich steigt so die Zahl der unabhängigen Akteure und die Markttiefe nimmt zu, was kollusives Verhalten erschwert und die oligopolistische Tendenz abschwächt.

³² Eine ähnliche Argumentation kann für Strom aus kleinen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen angeführt werden.

³³ Konsequenterweise müsste auch die Produktion für den Regelenergiemarkt herausgerechnet werden. Diese Angaben waren kraftwerksbezogen jedoch nicht verfügbar.

³⁴ 1996 und 2000 lagen die Werte leicht höher. Bezogen auf die gesamte deutsche Stromproduktion werden in 2004 noch ca. 80 % abgedeckt, was hauptsächlich auf Windkraftanlagen zurückgeführt werden kann, die sich zu großen Teilen in der Hand kleinerer privater Betreiber befinden.

³⁵ Diese Zuordnung wurde – soweit möglich – durch Angaben der Betreiber auf deren Internetseiten verifiziert.

gaben über produzierte Strommengen in der Datenbank enthalten sind, wurde auf die für Technologien typische Volllaststundenzahlen zurückgegriffen (siehe Tabelle 1-3).

Hinsichtlich der Zuordnung der Kraftwerke auf die Betreiber muss darüber hinaus festgelegt werden, wie Mehr- bzw. Minderheitsbeteiligungen von Unternehmen behandelt werden. Dies gilt zum einen für Fälle, in denen mehrere unabhängige Betreiber Eigentümer eines gemeinsamen Kraftwerkes sind, zum anderen für Eigentümer eines Kraftwerkes, die selbst abhängig sind von anderen Unternehmen. Im vorliegenden Fall wurde die Dominanzmethode angewendet, die Kapazitäten bzw. Produktionsmengen beherrschter Unternehmen vollständig den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zuschreibt. Bei einem Beteiligungsverhältnis von jeweils 50 % der beiden Gemeinschaftseigentümer erfolgt eine hälftige Zurechnung. Die Dominanzmethode liefert die tatsächlich „beherrschte“ Kapazität bzw. Stromproduktion eines Unternehmens.³⁶

Auf Basis dieser Annahmen wurden sowohl für die Kapazitäten als auch für die kalkulierten Strommengen die Konzentrationsraten CR1, CR3 und CR5 wie auch der HHI berechnet. Kapazitäten sind dabei eher ein Ausdruck von potenzieller Marktmacht, während die Mengenbetrachtung in Richtung einer ex-post Analyse geht, inwiefern einzelne Unternehmen zu bestimmten Zeitpunkten marktbeherrschend waren. Die Marktsegmentierung in verschiedene Lastbereiche wird nur für die Kapazitäten vorgenommen, nicht für den Fall der Produktionsmengen, da eine Unterscheidung aufgrund der angenommenen Volllaststunden nicht sinnvoll ist und zu fast identischen Ergebnissen wie die aggregierte Betrachtung führt.

1.4.2 Ergebnisse

Die Marktstruktur hat sich seit 1996, bevor der Liberalisierungsprozess begann, bis zum heutigen Tag erheblich gewandelt (siehe Abbildung 1-8). In der Ausgangssituation gab es zwar regionale Monopole, hinsichtlich der Erzeugerstruktur war das Bild jedoch recht diversifiziert. 51 Unternehmen waren im Besitz von Kraftwerken mit einer Kapazität größer als 100 MW, wobei die neun dominierenden Verbundunternehmen (RWE, PreussenElektra, VEW, VEAG, Bayernwerk, EVS, Badenwerk, HEW und die BEWAG)

³⁶ Die Dominanzmethode stellt den üblichen Ansatz bei Konzentrationsmessungen dar (vgl. z.B. Schwarz/Lang 2005). Neben der Dominanzmethode kann die Zuordnung auch mittels Anteilsmethode erfolgen, bei der eine Zurechnung auf Grundlage der tatsächlichen Beteiligungsanteile vorgenommen wird. Ist ein Versorger zu 20% an einem Kraftwerk beteiligt, wird ihm die zugehörige Kapazität zu 20% zugeschrieben. Ist ein Versorger zu 90% an einem Kraftwerk beteiligt, dem ein Kraftwerk zu 70% gehört, werden dem Versorger 63% von dessen Kapazität zugerechnet. Bei der Dominanzmethode bekommt er diese vollständig angerechnet. Die Anteilsmethode errechnet die Kapazität bzw. Stromproduktion, die den Unternehmen Ansprüche auf Gewinnbeteiligung liefert. Die Ergebnisse gemäß der Anteilsmethode weichen nur leicht von den hier vorgestellten Resultaten nach der Dominanzmethode ab. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf die Darstellung dieser Ergebnisse verzichtet. Ausgangspunkt der Zuordnungen waren die Angaben der Besitzverhältnisse in der Datenbank. Zur Validierung sowie zur Bestimmung der unternehmerischen Verflechtungen waren umfangreiche Recherchen notwendig, wobei neben Internetquellen auch die Geschäftsberichte diverser Betreiber herangezogen wurden.

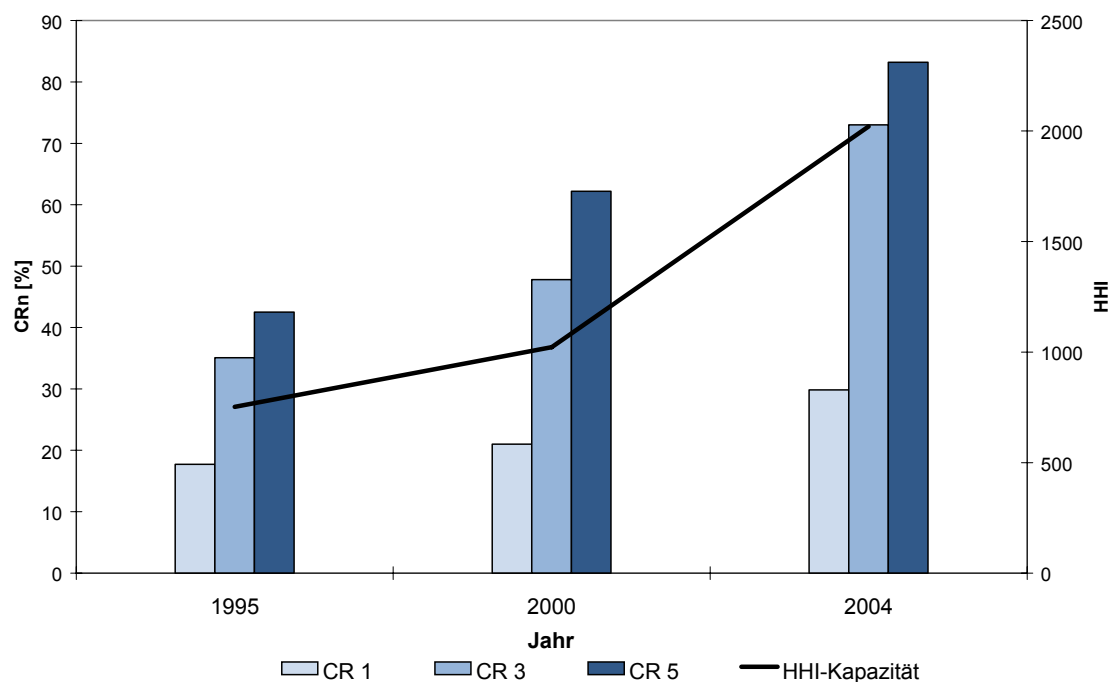
61% der Kapazität auf sich vereinen konnten - mit dem RWE als größtem Betreiberunternehmen mit einem Anteil von 17,7%.³⁷ Die in Abschnitt 1.1 aufgelisteten kritischen Schwellenwerte für die einzelnen Konzentrationsmaße werden hinsichtlich des Gesamtmarktes in keinem Fall überschritten. Insbesondere der HHI, der auch die relative Konzentration, d.h. die Verteilung innerhalb der Konzentrationsrate, berücksichtigt ist mit 752 unkritisch. Werden jedoch die einzelnen Marktsegmente betrachtet, fällt auf, dass für die Grundlast die Grenzwerte oft knapp erreicht, im Fall der CR3 sogar leicht übertroffen werden. Die Grundlastkraftwerke sind zum überwiegenden Teil im Besitz der großen Verbundunternehmen, was auf die Kapitalintensität dieser Investitionen zurückzuführen ist, die von kleineren Stadtwerken nicht geleistet werden kann. Dies hat auch zur Folge, dass die Werte für die einzelnen Konzentrationsmaße hinsichtlich der Stromproduktion in Relation zur Kapazitätsbetrachtung etwas höher liegen.³⁸

Aus Abbildung 1-8 geht hervor, dass sich die Werte aller Konzentrationsmaße seit Beginn der Liberalisierung deutlich erhöht haben. Dies ist vor allem auf zwei Aspekte zurückzuführen. Zum einen sind kleinere Stadtwerke systematisch von größeren Energieversorgern übernommen worden und zum anderen hat sich die Zahl der großen Verbundunternehmen durch Fusionen auf vier reduziert (RWE, Eon, Vattenfall und EnBW). Der steilere Anstieg der Werte nach 2000 ist darauf zurückzuführen, dass die Datenbank den Stand zum 31.12. des Vorjahres wiedergibt und die 2000er Werte somit noch nicht die Großfusionen von RWE und Eon enthalten, die erst Mitte des Jahres 2000 bekannt gegeben wurden, sondern nur den Zusammenschluss der EVS und des Badenwerks zur EnBW.

³⁷ Die detaillierten Ergebnisse für die Konzentrationsmaße und den HHI für die einzelnen Jahre sowie die beiden betrachteten Fälle – Kapazität und Produktion – sind im Annex 2 aufgelistet.

³⁸ Da dies der Hauptunterschied zwischen beiden Berechnungen ist, wird im weiteren auf separate Erläuterungen zu den Produktionsmengen verzichtet.

Abbildung 1-8: Entwicklung der Marktstruktur (Kapazität/Gesamtmarkt)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank

wik

Während der HHI für 2000 noch recht moderate Werte aufweist, liegen die Konzentrationsraten in fast allen Fällen relativ nahe an den Grenzwerten. Am deutlichsten ist die Konzentration im Grundlastbereich gestiegen. Die fünf größten Unternehmen haben rund 90% der Kapazität auf sich vereint mit einem HHI von 2.368 Punkten.

Im Jahr 2004 nach den Fusionen von RWE, Eon und Vattenfall liegt für den Gesamtmarkt nur die CR1 mit 30% unter dem kritischen Wert.³⁹ Ansonsten ist auffällig, dass in der Grundlast nun nahezu 100% auf die vier Verbundunternehmen entfallen und sie auch in der Spitzenlast 85% auf sich vereinen. Insbesondere der letzte Punkt erscheint vor dem Hintergrund der Besonderheiten des Strommarktes hinsichtlich wettbewerbspolitischer Überlegungen nicht unkritisch, da zu Spitzenlastzeiten keine weiteren Kapazitäten mehr an den Markt gebracht werden können und somit der Spielraum für kollusives Verhalten größer wird.

³⁹ Aufgrund der nur noch vier verbliebenen Verbundunternehmen wurde für 2004 die Konzentrationsrate CR5 durch CR4 ersetzt.

1.5 Preis-Grenzkosten-Marge

Als zweiter Ansatz für die Messung von Wettbewerbsintensität wird die Preis-Grenzkosten-Marge verwendet, die eher auf das Verhalten der Marktakteure abstellt. Da der Fokus auf die Situation für Newcomer gerichtet ist und somit die Frage von Neuinvestitionen im Vordergrund steht, werden die Stromgestehungskosten auf Vollkostenbasis mittels einer Investitionsabwägung berechnet. Es handelt sich somit um langfristige Grenzkosten, die später als Proxy für die Evaluierung der tatsächlichen Preisentwicklung am Strommarkt herangezogen werden. In einem zweiten Schritt wird die Preisbildung auf der Großhandelsebene betrachtet und eine Forwardkurve abgeleitet, da diese – im Gegensatz zu den reinen Spotpreisen – zukünftige Preiserwartungen widerspiegelt, die für eine Investitionsbetrachtung besser geeignet erscheinen. Abschließend werden beide Größen gegenübergestellt, um der eingangs gestellten Frage der Angreifbarkeit des Strommarktes nachgehen zu können. Analog den Ausführungen zur Marktstruktur wurden drei Stützjahre gewählt.

1.5.1 Stromgestehungskosten

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten werden in zwei Schritten berechnet. Ausgangspunkt sind die über die Betriebszeit jährlich anfallenden Kosten:

- Kapitalkosten: Abschreibungen und Zinsen,⁴⁰
- Brennstoffkosten⁴¹
- Betriebskosten: Personal, Instandhaltung und Wartung, Versicherungen
- Abriss- und Rückbaukosten.

Diese Kosten werden auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abdiskontiert. Der Barwert wird in einem zweiten Schritt mittels des Kapitalwiedergewinnungsfaktors $(i \cdot (1+i)^n) / ((1+i)^n - 1)$, mit dem Kalkulationszinssatz i) in eine jährlich konstante Zahlung über den Betrachtungszeitraum umgewandelt. Die Stromgestehungskosten ergeben sich aus dem Bezug dieser jährlichen Durchschnittskosten auf die jährliche Strommenge.⁴²

Es werden folgende Kraftwerkstypen betrachtet:

- Steinkohlekraftwerk,

⁴⁰ Es wird eine lineare Abschreibung sowie 100% Eigenfinanzierung unterstellt, so dass ertragssteuerliche Aspekte vernachlässigt werden können.

⁴¹ Bei Gas sind die steuerlichen Besonderheiten berücksichtigt. Während die Erdgassteuer auf den eingesetzten Brennstoff entrichtet werden muss, erhält der Kraftwerksbetreiber – in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad – eine Steuerleichterung hinsichtlich der Stromsteuer, um eine Doppelbesteuerung zu vermeiden.

⁴² Für eine detaillierte Beschreibung des Ansatzes siehe Schneider (1998).

- Braunkohlekraftwerk,
- Gas- und Dampfkraftwerk (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT),
- Gasturbine und
- Kernkraftwerk

wobei zu den einzelnen Stützjahren jeweils die neueste auf dem Markt verfügbare Technologie unterstellt wird. Für Kernenergie werden die Stromgestehungskosten einmal ohne Kosten für die Entsorgung des Atomabfalls und das andere Mal mit Entsorgungskosten ermittelt. Die Durchschnittskosten sind reale Größen, denen folgende wesentliche Annahmen zugrunde liegen:^{43 44}

- Realer Kalkulationszins: 9 % p.a.,⁴⁵
- Entwicklung der Brennstoffpreise (real):
 - Gas: + 1 % p.a.,
 - Steinkohle: + 0,7 % p.a.,
 - Braunkohle und Uran: keine Änderung,
- Keine CO₂-Kosten.

Die Vernachlässigung von Kosten für CO₂ geschieht aus zwei Gründen. Zum einen war zumindest für das erste Stützjahr die Einführung eines Emissionshandels noch nicht absehbar. Das Kyoto Protokoll wurde 1997 und somit zwei Jahre später verabschiedet. Die Pläne für einen EU-weiten Handel konkretisierten sich zudem erst mit der Veröffentlichung des Grünbuches durch die Europäische Kommission im Jahr 2000. Im weiteren Verlauf der Diskussionen um die Implementierung des Emission Trading Regimes in Europa konnte ein Kraftwerksinvestor von einer freien Vergabe der Emissionsrechte im Zuge eines Grandfatherings ausgehen. Bei diesem Vergabeverfahren sind die Emissionsrechte jedoch für eine Investition zunächst nicht kosten- und somit auch nicht entscheidungsrelevant.

Tabelle 1-4 enthält die Ergebnisse für die verschiedenen Kraftwerkstypen und Stützjahre. Die langfristigen Grenzkosten sind für Braunkohle und GuD-Anlagen am geringsten, während Gasturbinen trotz geringer Investitionskosten die höchsten Stromgestehungskosten ausweisen, was auf einen relativ geringen Wirkungsgrad zurückzuführen ist. Die technischen Verbesserungen und somit steigenden Wirkungsgrade führen auch dazu, dass die steigenden Preise für Steinkohle und Gas kompensiert werden können.

⁴³ Annex 3 enthält für die einzelnen Stützjahre die weiteren Annahmen, wie z.B. Angaben über den Wirkungsgrad, die einzelnen Kostengrößen sowie Brennstoffpreise.

⁴⁴ Sensitivitätsanalysen für die genannten Parameter sind auf Anfrage bei den Autoren erhältlich.

⁴⁵ Da reine Eigenfinanzierung unterstellt wird, entspricht dieser Zinssatz dem kalkulatorischen Eigenkapitalkostensatz.

Tabelle 1-4: Entwicklung der Stromgestehungskosten [€/MWh]

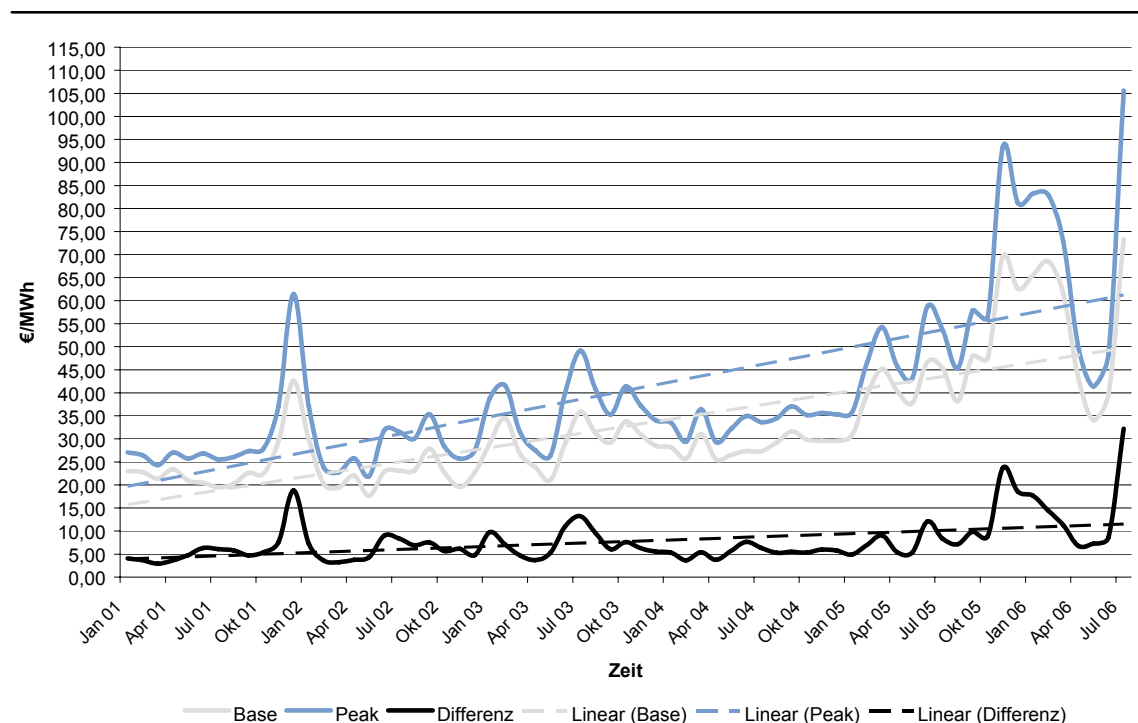
	Steinkohle	Braunkohle	CCGT	Gasturbine	Kernkraft mit Entsorgung	Kernkraft ohne Entsorgung
1995	52,7	40,1	41,8	90,9	75,4	55,1
2000	52,8	42,1	49,2	90,2	62,7	44,1
2004	45,3	39,6	43,7	74,2	58,3	39,7

Quelle: Eigene Berechnungen.

1.5.2 Großhandelsmarkt

Zur Analyse der Preis-Kosten-Marge werden zuerst die Preisentwicklungen an der deutschen Strombörse European Energy Exchange (EEX) betrachtet. Bemerkenswert ist bei der Analyse der Großhandelsstrompreise, wie sie an der Leipziger Strömbörse täglich für den deutschen Markt ermittelt werden, dass die Preisdifferenz zwischen den ermittelten Preisen für Grundlast (Base) und Spitzenlast (Peak) in den vergangenen Jahren einen positiven Trend aufwies (vgl. Abbildung 1-9).

Abbildung 1-9: Preisnotierungen für Baseload und Peakload an der EEX sowie deren Differenz



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von EEX-Preisen.

Für die Öffnung der Peak-Base-Schere gibt es zwei mögliche Erklärungsansätze. Zum einen kann dies auf unterschiedliche Entwicklungen in den Brennstoffpreisen zurückgeführt werden. Während Kohle vor allem in der Grund- (Braunkohle) und Mittellast (Steinkohle) zur Anwendung kommen, wird die Spitzenlast zum überwiegenden Teil durch Gaskraftwerke bedient. Hinsichtlich der Brennstoffpreise ist in den letzten fünf Jahren eine relative Stabilität bei Steinkohle zu beobachten,⁴⁶ während die Gaspreise seit 2000 einem deutlichen Aufwärtstrend unterliegen. Zum anderen kann die Preisentwicklung an der EEX als Indiz einer zunehmenden Knappheit der Kapazitäten im Vergleich zur Nachfrage bewertet werden, da gerade in Phasen hoher Nachfrage überdurchschnittlich hohe Preise bezahlt werden. In diesem Fall würde sich der Markt strukturell immer weiter in eine Situation hinein bewegen, die marktmächtiges Verhalten ermöglicht. Solch wohlfahrtsminderndes Verhalten wird damit wahrscheinlicher, denn mit zunehmenden Knappheitsrenten wird z.B. die Zurückhaltung einzelner – zumal kleiner Peak-Kapazitäten – profitabler. Für diesen Punkt sprechen die weiter oben dargestellten abnehmenden Reservekapazitäten.⁴⁷

Aufgrund der oben genannten Eigenschaften und der hohen Volatilität eignen sich Spotpreise nur bedingt für einen Vergleich mit den Stromgestehungskosten. Aus Investorsicht sind eher die Futures-Preise von Relevanz, da diese eine Aussage über mögliche zukünftige Zinsentwicklungen geben. Daher wird eine Forwardkurve für den Strompreis auf Basis der Futures-Preise für die Grundlast konstruiert.⁴⁸

Aus Abbildung 1-10 wird ersichtlich, dass bis 2005 für alle betrachteten Kraftwerkstypen die Strompreise unter den Stromgestehungskosten lagen, was Kraftwerksinvestitionen unrentabel erscheinen lässt.⁴⁹ Erst gegen Ende des Betrachtungszeitraumes sind die Strompreise soweit gestiegen, dass sich der Bau neuer Kraftwerke rechnet. Gasturbinen und Kernkraftwerke bleiben jedoch aus dieser Perspektive weiterhin nicht profitabel. Der Markt für Stromerzeugungskapazitäten kann mithin bis 2005 als nicht angreifbar charakterisiert werden.

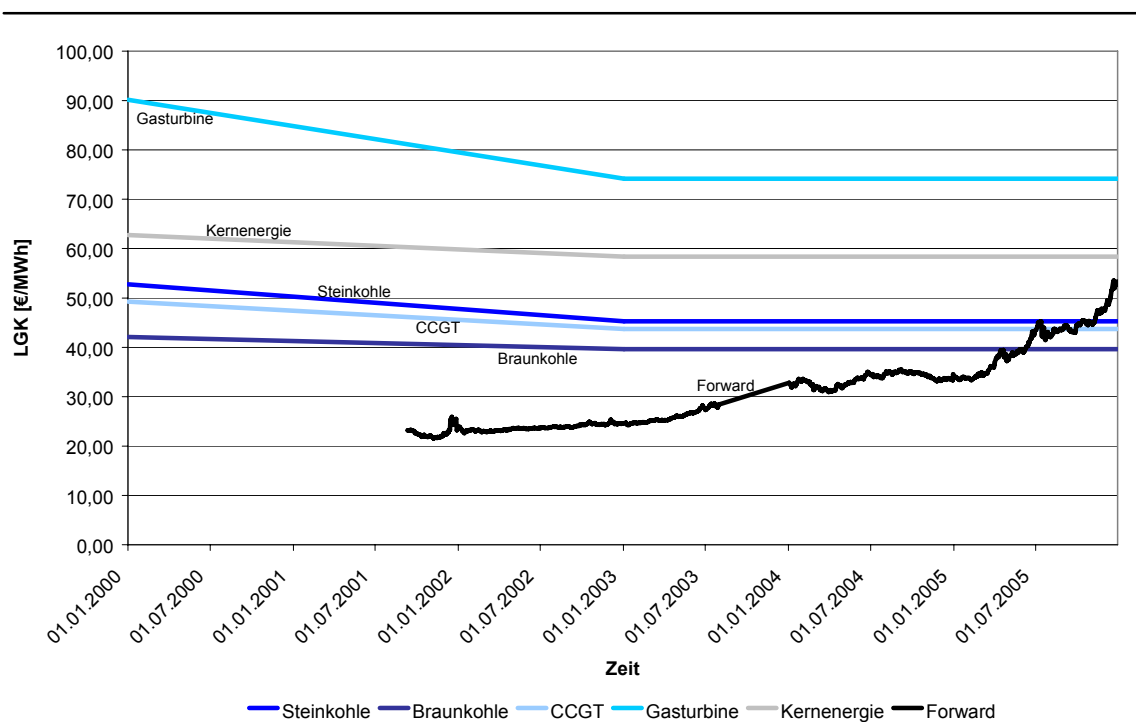
⁴⁶ Für Braunkohle existieren keine Marktpreise.

⁴⁷ Vgl. hierzu auch Stadler/Auer (2004).

⁴⁸ Zum Zeitpunkt der Berechnungen wird hierbei auf einjährige Futurespreise zurückgegriffen, da die Liquidität für längerfristige Futures nicht gegeben war. Für zukünftige Analysen ist folglich die Bestimmung der Forwardkurve anzupassen, sofern die Liquidität der langfristigen Futures steigt und die damit erzielten Preissignale an Aussagefähigkeit gewonnen haben.

⁴⁹ Aussagen für den Zeitraum vor 2000 können nicht getroffen werden, da für diese Zeit keine Marktdaten für Strom vorhanden sind. Der Handel an der EEX wurde erst 2001 eingerichtet.

Abbildung 1-10: Preis-Kostenmarge (langfristig)

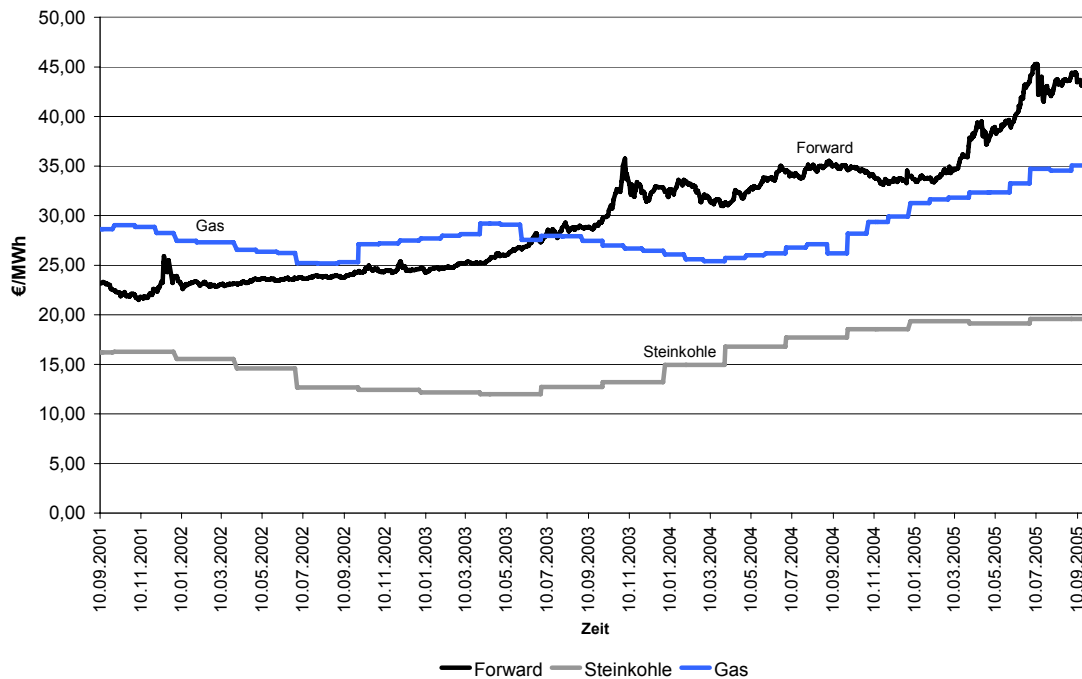


Quelle: Eigene Berechnungen.

Neben der langfristigen Betrachtung ist zu fragen, inwiefern sich der Betreiber bestehender Kraftwerke gerechnet hat. Hierzu werden die Strompreise mit den kurzfristigen Grenzkosten verglichen (vgl. Abbildung 1-11). Die kurzfristigen Grenzkosten ergeben sich aus dem Brennstoffpreis und den unterstellten Wirkungsgraden des betrachteten Kraftwerkstyps. Während für Steinkohle die Grenzkosten über den gesamten Zeitraum unterhalb der Strompreise lagen und somit aus operativer Sicht ein Anlagenbetrieb rentabel war, gilt dies für Gas (CCGT) erst seit Mitte 2003. Der letzte Punkt ist aus wettbewerblicher Sicht nicht unproblematisch, da die Graphik im Endeffekt besagt, dass Kraftwerksbetreiber unterhalb ihrer variablen Grenzkosten angeboten haben.⁵⁰ In einem funktionsfähigen Wettbewerbsumfeld kann eine solche Situation – jedenfalls über einen längeren Zeitraum – nicht auftreten. Ein Anbieter, der dauerhaft unter seinen variablen Grenzkosten anbietet, macht Verluste, die ihn langfristig aus dem Markt ausscheiden lassen würden. Abbildung 1-11 gibt somit einen deutlichen Hinweis auf einen – jedenfalls temporär - verzerrten Wettbewerb im Erzeugungsbereich.

⁵⁰ Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass dieses Ergebnis nur gültig ist, wenn die Annahmen die Realität adäquat erfassen.

Abbildung 1-11: Preis-Kostenmarge (kurzfristig)



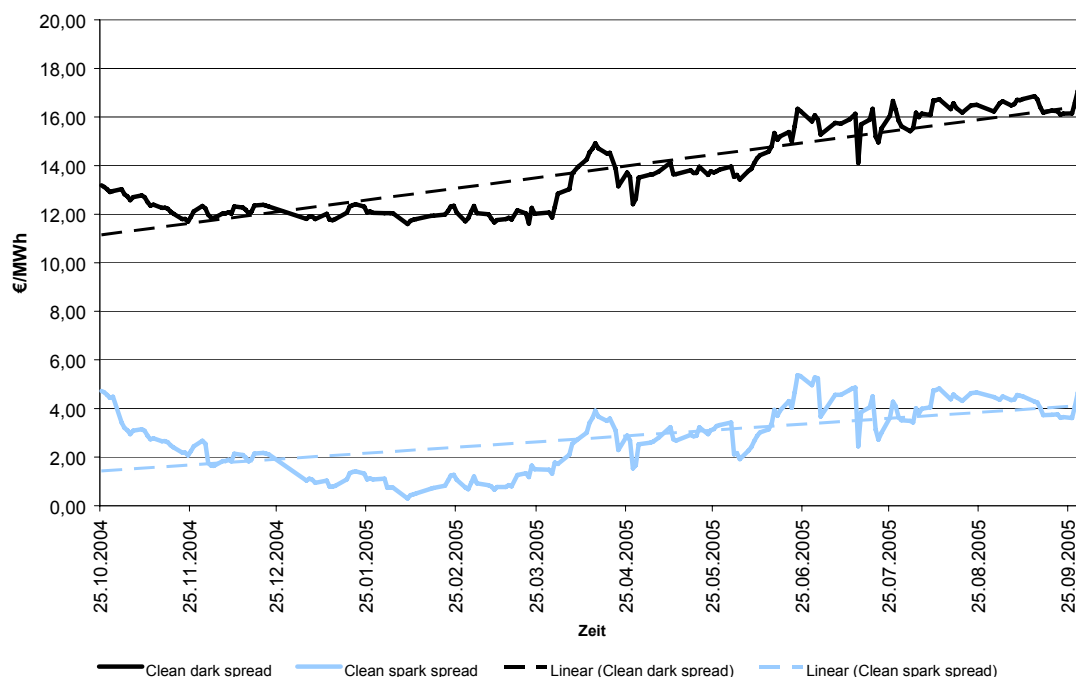
Quelle: Eigene Berechnungen.

wik

Die Differenz aus Strompreis und Brennstoffkosten unter Berücksichtigung des Anlagenwirkungsgrades wird auch als Spread bezeichnet, wobei Steinkohle den so genannten Dark Spread und Gas den so genannten Spark Spread bilden. Während Preise für Emissionsrechte bei freier Vergabe für die Investitionsentscheidung nicht relevant sind, beeinflussen sie den operativen Betrieb von Kraftwerken jedoch erheblich, da die Kosten für CO₂ Opportunitätskosten darstellen und somit Eingang in das Entscheidungskalkül des Anlagenbetreibers finden. Der Emissionshandel startete offiziell am 01.01.2005 innerhalb der Europäischen Union. Der börsennotierte Handel setzte bereits vorher ein. Erste verlässliche Preissignale liegen für Ende Oktober 2004 vor. An dieser Stelle soll untersucht werden, inwiefern sich die in Abbildung 1-11 dargestellten Relationen durch die Berücksichtigung des Emissionshandels eventuell verschieben.⁵¹

⁵¹ In der Zwischenzeit gibt es eine Reihe von Studien, die sich dem Zusammenhang von Strompreis und CO₂-Preis widmen. Beispielhaft seien Sijm et al. (2005) und Sijm et al. (2006) angeführt, da sie die umfassendste bisher vorliegende Analyse für den Europäischen Strommarkt bereitstellen.

Abbildung 1-12: Clean Spreads



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Entwicklung der Preiskostendifferenz unter Berücksichtigung der Kosten für Emissionszertifikate, Clean Spread, ist in Abbildung 1-12 dargestellt. Beide betrachteten Kraftwerkstypen, Steinkohle- und GuD-Kraftwerke, weisen über die gesamte Zeitspanne seit Beginn des Emissionshandels positive Werte für den Spread aus. Der relative Vorteil von Gas gegenüber Kohle aufgrund einer deutlich geringeren CO₂-Intensität reicht nicht aus, um den Kostenvorteil von Kohle signifikant zu reduzieren, was vor allem auf die gestiegenen Gaspreise zurückzuführen ist. Während der Clean Spark Sread einen Wert von 5 Euro selten übersteigt, liegen die Werte für ein Kohlekraftwerk jenseits der 10-Euro-Marke. Ein Kohlekraftwerk kann mithin einen höheren Deckungsbeitrag erwirtschaften als ein CCGT, was aufgrund der höheren Investitionskosten auch erforderlich ist.⁵² Zu beobachten ist ferner, dass in beiden Fällen der Clean Spread einem steigenden Trend unterliegt, was die Möglichkeiten der Gewinnerzielung verbessert. Die Einführung des Emissionshandels hat somit nicht zu einer Konterkarierung des Investitionsanreizes geführt, da weiterhin positive Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden konnten. Aus wettbewerblicher Perspektive erscheint allerdings der steigende Trend der Preis-Kostenmarge nicht unproblematisch. Ob überhöhte Preise vorliegen, kann an dieser Stelle jedoch nicht abschließend beantwortet werden. Hierzu wäre eine

⁵² Es sei darauf hingewiesen, dass dies eine ex-post Betrachtung darstellt. Für die konkrete Einsatzentscheidung einer Anlage sind die Investitionskosten als sunk cost nicht relevant.

detaillierte Analyse der Kosten des jeweils marginalen Kraftwerks gespiegelt an den Preisen an der EEX erforderlich, die den Rahmen dieser Studie übersteigen würde.

1.6 Markteintrittsbarrieren

Für eine Beurteilung der Wettbewerbssituation auf dem Erzeugungsmarkt sind neben den bisher betrachteten Marktstrukturen und dem Verhalten der Marktakteure auch mögliche Markteintrittsbarrieren in die Bewertung einzubeziehen, da sie den Markteintritt von Newcomern erschweren und somit den Wettbewerbsdruck im Erzeugungsmarkt reduzieren.

Der Bau neuer Kraftwerke erfordert oft Investitionssummen von mehreren hundert Millionen Euro. Am oberen Ende der Skala liegen Braunkohlekraftwerke mit Beträgen von rund einer Milliarde Euro aufgrund höherer spezifischer Kosten (€/KW) und größerer Kraftwerksblöcke, während Gasturbinen bei einer installierten Kapazität von 250 MW bereits für etwas weniger als 100 Millionen Euro errichtet werden können. Die Investitionen zeichnen sich zudem durch lange Kapitalbindungsdauern und eine hohe Spezifität aus. Letzteres führt – insbesondere bei einem unterentwickelten bzw. nicht vorhandenen Sekundärmarkt für Kraftwerkskapazitäten - dazu, dass ein Teil der Investitionskosten versunken ist und bei einem Marktaustritt nicht wieder erlöst werden kann.⁵³

Eine weitere Barriere kann im Zugang zu den benötigten Inputfaktoren identifiziert werden. Dies gilt insbesondere für Anlagen auf Braunkohlebasis. Dieser Brennstoff ist aufgrund seines relativ geringen Brennwertes mit hohen Transportkosten verbunden, was den Transport über lange Strecken unwirtschaftlich macht. Dies impliziert, dass sich der Bau einer neuen Erzeugungseinheit nur in unmittelbarer Nähe zu den relevanten Abbauorten rentiert, so dass z.B. Vattenfall in Ostdeutschland ein Wettbewerbsvorteil entsteht, da die Braunkohlenförderung integrierter Bestandteil des Unternehmens ist.

Eine wichtige Rolle spielen in diesem Kontext auch Faktoren, die mit der Planung und dem Bau neuer Kapazitäten zusammenhängen. So sind lange Vorlaufzeiten bei der Errichtung einzukalkulieren, die eine unmittelbare Reaktion des Marktes erschweren. Diese Vorlaufzeiten reichen von rund 3 Jahren bei CCGT bis hin zu ca. 7 Jahren bei Braunkohle (siehe Tabelle 1-5).

⁵³ Ein Sekundärmarkt für Kraftwerke hat sich erst in den letzten Jahren des Betrachtungszeitraumes langsam entwickelt.

Tabelle 1-5: Vorlaufzeiten für Kraftwerksinvestitionen [in Monaten]

	Planung und Genehmigung	Bau	Summe
CCGT	12	20	32
Steinkohle	18	24	42
Braunkohle	24	60	84

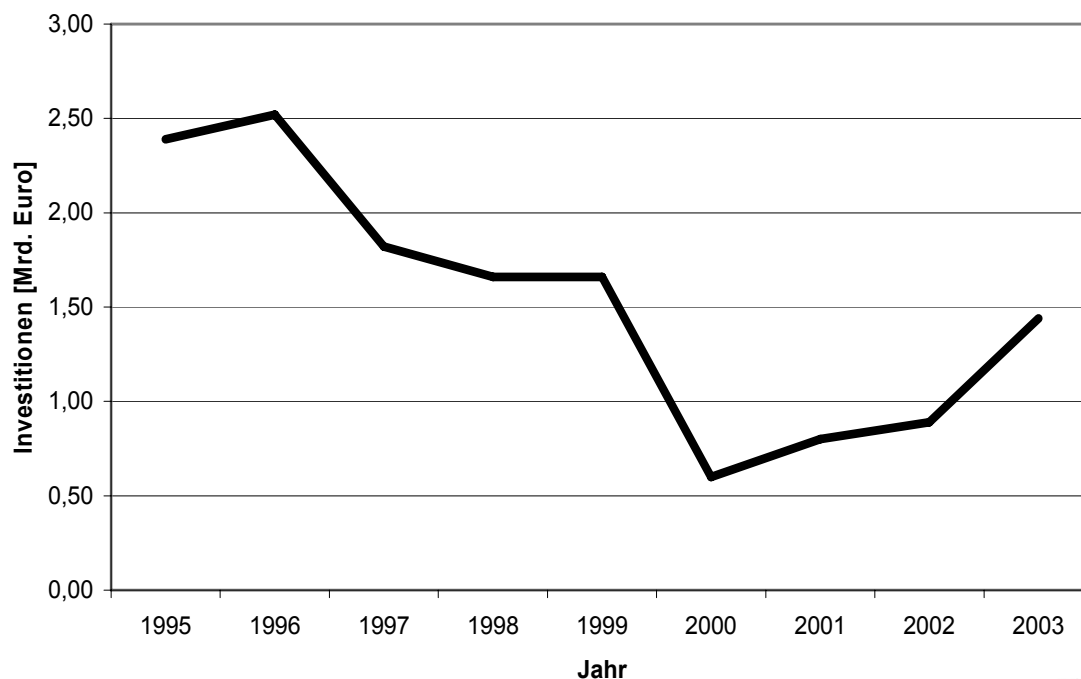
Quellen: Bode et al. (2005).

Des Weiteren können die Wettbewerbskräfte durch die Verfügbarkeit von Standorten für neue Kraftwerke eingeschränkt werden. Die Genehmigungsverfahren gestalten sich oft schwierig und sehr zeitintensiv, u.a. aufgrund der mit dem Bau und dem Betrieb verbundenen Umweltwirkungen. Etablierte Unternehmen haben hier einen Vorteil, da sie oft auf bereits bestehende Standorte zurückgreifen können (z.B. durch Schließung eines alten Kraftwerks). Das Risiko der Ablehnung des Antrags auf Genehmigung dürfte in diesen Fällen deutlich niedriger liegen als bei komplett neuen Standorten. Diese regulatorischen Risiken können somit zu einem Wettbewerbsnachteil für neu in den Markt eintretende Unternehmen führen. Eine weitere Wirkung entfalten diese Risiken, indem sie Kraftwerksinvestitionen verteuern, da sie die Kapitalkosten erhöhen, was zu einer reduzierten Investitionstätigkeit beiträgt. Für die letzten Jahre kann eine Reihe von Regulierungseingriffen angeführt werden, die einen Kraftwerksneubau zumindest nicht gefördert haben, da unklare und diskretionären Veränderungen unterliegende Rahmenbedingungen das ordnungspolitische Umfeld definierten.⁵⁴ Dies spiegelt sich auch im Investitionsverhalten der Unternehmen wieder, das seit 1995 deutlich zurückgegangen und seit 2000 wieder ansteigt (vgl. Abbildung 1-13).⁵⁵ Dieser Trend verstärkt sich in der jüngsten Vergangenheit, nachdem mit der Einführung des Emissionshandels sowie der Verabschiedung der EnWG-Novellierung wichtige Rahmenbedingungen fixiert wurden.

⁵⁴ Beispielhaft seien die für den Erzeugungsbereich besonders relevanten Aspekte des Emissionshandels, der Kraftwerksanschlussverordnung sowie die Diskussionen um die GWB-Novelle angeführt.

⁵⁵ Eine gewisse Relativierung erfährt diese Aussage dadurch, dass nach der Wiedervereinigung erhebliche Investitionen getätigt wurden, die das Anfangsniveau nach oben verzerren.

Abbildung 1-13: Entwicklung der Kraftwerksinvestitionen



Quelle: VDEW (2005).

wik

1.7 Zusammenfassung

Die Nichtspeicherbarkeit des elektrischen Stroms bedingt Koordinationsbedarfe zwischen den einzelnen Akteuren, die auf derselben Wertschöpfungsstufe kollusives Verhalten befördern kann. Diese Gefahr besteht insbesondere auf engen Märkten. Seit Beginn der Liberalisierung hat sich als Folge der Fusionen und Übernahmen in der Erzeugungswirtschaft die Zahl der unabhängigen Entscheidungseinheiten deutlich vermindert. Der Konzentrationsprozess mit einer geringeren Anzahl unabhängiger Entscheider hat zur Herausbildung oligopolistischer Strukturen und damit zu einer wesentlich geringeren Markttiefe geführt, was Abweichungen vom wettbewerblichen Referenzmarktergebnis vermuten lässt. Bezüglich der Marktstruktur im deutschen Erzeugungsmarkt kann festgestellt werden, dass die vier großen Erzeugungsgesellschaften ein enges Oligopol bilden, dass durch eine Reihe kleinerer Anbieter (competitive fringe) ergänzt wird. Beachtet werden sollte, dass sich viele der kleineren Anbieter wiederum durch Kapitalverflechtungen mit den großen Anbietern auszeichnen. Resultat dieser veränderten Erzeugungslandschaft dürfte wiederum eine Umgebung sein, die nicht geeignet ist, (kollusives) Parallelverhalten durch wettbewerblichen Druck zu unterbinden. Dabei sind vor allem die Teilmärkte für Grund- und Spitzenlast durch hohe Marktkonzentrationen gekennzeichnet, was bezüglich der Spitzenlast vor dem Hintergrund der relativ preisunelastischen Stromnachfrage als besonders problematisch einzustufen

ist.⁵⁶ Dem Grenzanbieter erwächst dadurch im engen Markt zu Spitzenlastzeiten die Möglichkeit der erhöhten Einflussnahme auf die Preise.

Aufgrund der mangelnden Grenzübergangskapazitäten bzw. der mit deren wettbewerblicher Vergabe verbundenen Probleme ist derzeit auch nicht davon auszugehen, dass dieses enge Oligopol durch (ad hoc) Angebote aus dem Ausland beeinflusst wird. Diese eingeschränkte Angebotssubstitution aus dem Ausland impliziert zudem, dass die gewählte Marktabgrenzung (Deutschland) plausibel ist.

Hinsichtlich der Großhandelspreise lässt sich konstatieren, dass diese lange Zeit auf einem Niveau lagen, das Neuinvestitionen unrentabel erscheinen ließ. Verstärkt wurde dieser Effekt durch ein lange Periode mit erhöhtem regulatorischen Risiko. In dieser Zeit lagen die Preise zum Teil unterhalb der variablen Grenzkosten, was einem funktionsfähigen Wettbewerb widerspricht. Der danach einsetzende Preisanstieg kann aufgrund der abnehmenden Reservekapazitäten neben erhöhten Brennstoff- und CO₂-Kosten auch auf eine gewisse Knappheitsrente hindeuten.

Abschließend sei ein Zitat der Europäischen Kommission aus dem „Sector Inquiry 2006“ angeführt, das die Ergebnisse hervorragend zusammenfasst:

„At the wholesale level, (...) electricity markets remain national in scope, and generally maintain the high level of concentration of the pre-liberalisation period. This gives scope for exercising market power.“⁵⁷

⁵⁶ Die International Energy Agency (IEA) schätzt für die kurzfristige Nachfrageelastizität bei Strom einen Wert von 0,14, d.h. eine Strompreiserhöhung von 100% würde nur zu einem 14%en Mengenrückgang führen. Vgl. IEA (2005).

⁵⁷ Vgl. Europäische Kommission (2006: 5).

2 Stromvertrieb

Durch die EU-Richtlinie 96/92/EG und die damit verbundene Liberalisierung der Strommärkte fand in Deutschland wie in vielen anderen europäischen Staaten ein Paradigmenwechsel statt. Monopolistische Verbundunternehmen sollten entflochten werden und die Errichtung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkts wurde angestrebt. Dies geschah nicht zuletzt in der Hoffnung, durch den entstehenden Wettbewerb sowohl im Erzeugungsbereich als auch im Endkundenbereich niedrigere Strompreise für die Verbraucher zu erreichen. Nach einem anfänglichen Abwärtstrend sind die Strompreise in Deutschland allerdings wieder auf das Niveau vor der Liberalisierung gestiegen. Neben oligopolistischen Tendenzen im Erzeugungsbereich und verschiedenen staatlichen Belastungen können auch Wettbewerbshindernisse im Endkundenmarkt für diese Entwicklung verantwortlich gemacht werden.

In diesem Aufsatz erfolgt daher zunächst eine kurze Darstellung der wesentlichen Entwicklungen auf dem Endkundenmarkt für Strom seit Beginn der Liberalisierung. Anschließend wird das Referenzsystem der bestreitbaren Märkte (*contestable markets*) beschrieben, anhand dessen die Analyse hauptsächlich erfolgt.

Schließlich wird in den einzelnen Abschnitten näher auf tatsächliche administrativrechtliche, strukturelle und strategische Markteintrittsbarrieren eingegangen, die verantwortlich dafür sein könnten, den Wettbewerb im Endkundenmarkt zu behindern.

2.1 Entwicklung und Struktur des Marktes

Vor der Liberalisierung war der deutsche Strommarkt durch Gebietsmonopole gekennzeichnet. Acht Verbundunternehmen⁵⁸ waren alleinige Anbieter von Elektrizität in klar definierten geographischen Bereichen, die auch vertraglich gegeneinander abgegrenzt waren. Die Verbundunternehmen waren also nicht nur im Besitz der Netze, sondern hatten auch die alleinige und ausschließliche Versorgungsaufgabe.

Dies änderte sich mit der Marktöffnung durch die EU-Richtlinie 96/92/EG. Nun war es für neue Anbieter nicht mehr notwendig, eigene Netzinfrastruktur aufzubauen, um in den Markt einzudringen, d.h. Stromlieferanten brauchten keine eigenen Leitungen mehr, um Abnehmer mit Elektrizität zu versorgen, sondern konnten im Rahmen eines „third-party access“ die Netze der Etablierten nutzen.

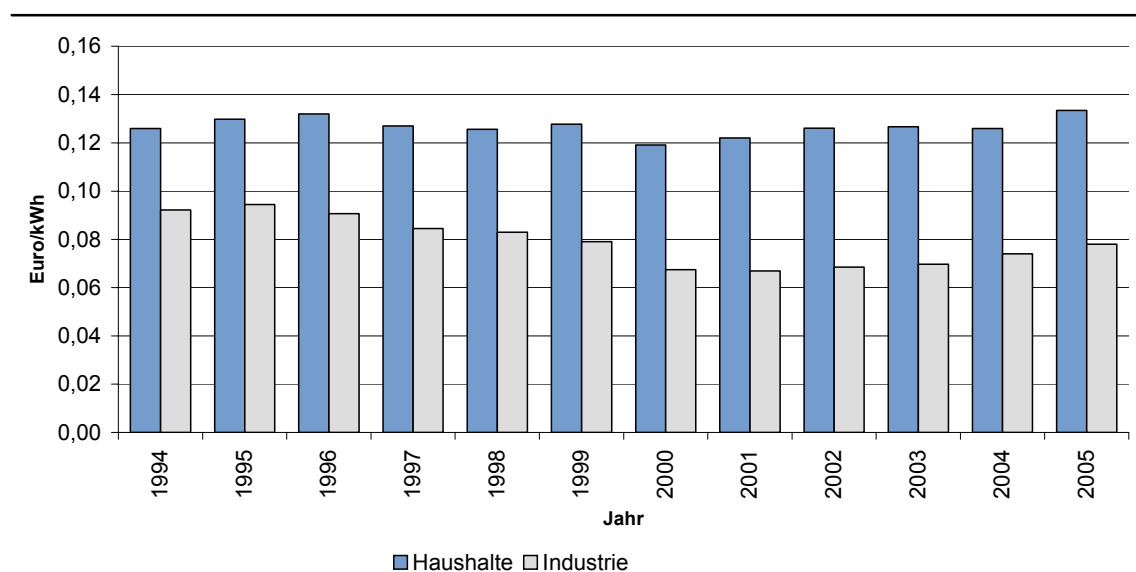
Hierbei wählte Deutschland zunächst die nach der EU-Richtlinie zulässige Alternative des verhandelten Netzzugangs (*negotiated TPA*). Aus heutiger Sicht und im Lichte der tatsächlichen Verteilung der Verhandlungsmacht kann es nicht verwundern, dass die getroffenen Vereinbarungen zwar geeignet waren, eine Durchleitung von Strom generell zu ermöglichen, ihre wirtschaftliche Bedeutung sich aber vor allem bei großen Ein-

⁵⁸ RWE, PreussenElektra, Bayernwerk, EnBW, VEAG, VEW, HEW und BEWAG.

zelkunden entfaltete. Zwar konnten auf Basis der Verbändevereinbarungen⁵⁹ relativ schnell liquide Handelsplätze entwickelt werden; eine Massengeschäftsfähigkeit war jedoch lange Zeit nicht gegeben. Dies ist letztlich auf die hohen Transaktionskosten zurückzuführen, denn aufgrund der Vielzahl der Netzbetreiber und des verwaltungstechnischen Aufwands der mit einer Durchleitung selbst unter den Bedingungen der „VV II plus Strom“ verbunden war, waren (wirtschaftlich) erfolgreiche Vertragsabschlüsse immer singuläre Ereignisse. Bei Kunden einer gewissen Größe kam es daher zwar zu deutlichen Bewegungen und sei es im Zuge von Nachverhandlungen mit dem etablierten Versorger, der Markt für kleinere Kunden war aber immer als schwierig zu bezeichnen.

Die angestoßene Liberalisierung betraf dabei letztlich alle Wertschöpfungsstufen, wobei der zusätzliche Wettbewerb sich auch auf den Endkundenstrompreis auswirkte, wie Abbildung 2-1 zeigt.

Abbildung 2-1: Entwicklung des Nettostrompreises in Deutschland



Quelle: Eurostat 2005

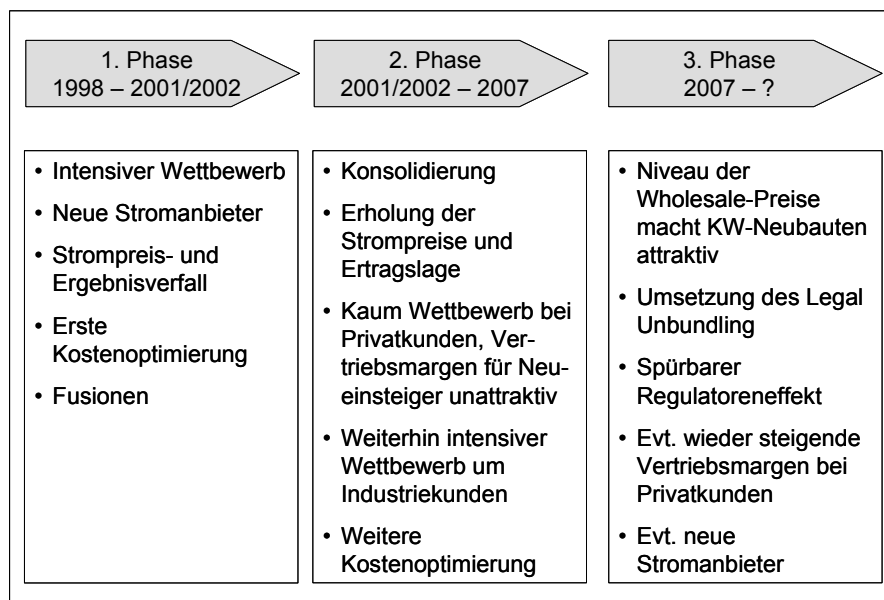
Nachdem der Preis in den Jahren 2000 (Haushalte) und 2001 (Industrie) auf einen Tiefpunkt gesunken war, stieg er in den folgenden Jahren wieder an. Bis zum Jahr 2005 betrug die Steigerung im Vergleich zum jeweiligen Tiefpreis 12% (Haushalte) bzw. 16,6% (Industrie). Während der Zeit des intensiven Wettbewerbs ergaben sich Preisunterschiede zwischen Etablierten und Newcomern von bis zu 20%.⁶⁰

⁵⁹ Vgl. zu den Verbändevereinbarungen auch Ritzau, M.; Zander, W. (2001); sowie Müller-Kirchenbauer, J. und Ritzau, M. (2000).

⁶⁰ Brunekreeft/Keller (2001).

Gleichzeitig wurde es mit der Marktöffnung für die Endverbraucher möglich, den Status des „gefangenen Kunden“ zu überwinden und den Energieversorger frei zu wählen. Bisher haben von den Haushaltskunden 5 % (CEC 2005) ihren Anbieter gewechselt, während die Quote im Industrie-/Großkundenbereich bei 41 % (CEC 2005) liegt. Damit liegt Deutschland im europäischen Vergleich im Haushaltsbereich in der Schlussgruppe, während es im Industrie-/Großkundenbereich einen Mittelplatz einnimmt (CEC 2005). Einen Gesamtüberblick über die Marktgeschehnisse seit der Liberalisierung gibt Abbildung 2-2.

Abbildung 2-2: Ablauf und Auswirkungen des Wettbewerbs im deutschen Strommarkt



Quelle: WIK-eigene Darstellung in Anlehnung an Reutersberg, B. (2005).

Bezüglich der Anbieterzahl wurden die neuen Chancen im Endkundensegment des deutschen Strommarktes zunächst von circa einhundert neuen Marktteilnehmern wahrgenommen. Allerdings schieden in den Jahren von 2000 bis 2005 unter anderem die anfänglich erfolgreich gestarteten Unternehmen Vossnet, Zeus Strom AG, EuroPower Energy, abos Energie AG, Zweitausend Stromvertrieb AG, Ares Energie AG, astro.mo.de, Nordstrom AG, DAS Deutsche Strom AG, Ares Energie direkt GmbH und Riva Energie AG wieder aus dem Markt aus.⁶¹ Weitere Anbieter sind inzwischen insolvent oder wurden von größeren Anbietern übernommen. Viele ausländische Energieversorger haben sich aus dem deutschen Markt zurückgezogen – hierbei dürfte die „Enron-Pleite“ und der ihr folgende Exodus von Kapital aus Energiehandelsgeschäften zwar

⁶¹ Vgl. Beschluss des BKartA (2003b) vom 14.2.2003 – TEAG, B11 14/01, S. 41.

eine nicht unwesentliche Rolle gespielt haben, jedoch scheint es auch Zweifel an der grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit von reinen Energievertrieben gegeben zu haben. Ein Indiz hierfür ist, dass es weder ares noch RIVA zunächst gelungen ist, ihre deutschlandweiten Kundenbeziehungen (zusammen immerhin rund 270.000 Adressen) zu veräußern.⁶²

Die Zahl der unabhängigen, bundesweit agierenden Anbieter hat sich damit inzwischen auf unter zehn reduziert. Weiterhin im Markt vertreten sind die vier großen Energieversorger EnBW, RWE, Vattenfall und E.ON, die die eigene Stromlieferung jedoch größtenteils auf ihr Netzgebiet beschränken. Tatsächlich treten E.ON und RWE erst seit Frühjahr 2007 bundesweit auf. Lediglich die Stromvertriebstochter der EnBW, Yello, ist seit etlichen Jahren aktiv.

Die unabhängigen Stadtwerke beschränken sich zumeist ebenfalls auf ihr angestammtes Versorgungsgebiet, da sie zum einen nicht die entsprechenden finanziellen und organisatorischen Mittel besitzen, um außerhalb ihres Gebietes in den Wettbewerb einzusteigen (zum Teil ist ihnen dies auch durch die jeweiligen Gemeindeordnungen untersagt, siehe Kapitel 2.3.1.1). Zum anderen erscheint eine solche Strategie auch deshalb sinnvoll, weil der Anbietertyp (Regionalversorger, Neuer Versorger, Ökostromanbieter etc.) neben dem Preis und der Servicequalität für viele Kunden ein entscheidendes Kriterium bei der Wahl ihres Stromversorgers darstellt und der alteingesessene kommunale Anbieter hier einen strategischen Vorteil besitzt.⁶³

Die wenigen unabhängigen, bundesweiten Stromversorger besetzen zumeist die Ökonomie („grüner Strom“), weisen aber insgesamt nur geringe Marktanteile auf.

2.2 Methodik

Zur Analyse der Entwicklung auf dem deutschen Endkundenmarkt für Strom werden verschiedene Wettbewerbshindernisse aufgezeigt. Die Beobachtung orientiert sich dabei hauptsächlich an der theoretisch-methodischen Grundlage des Konzeptes der bestreitbaren Märkte.⁶⁴ Diese befasst sich insbesondere mit dem Eintritt potenzieller Konkurrenten. Theoretische Rahmenbedingungen für die potenzielle Konkurrenz sind die Existenz von Konkurrenten mit gleicher Produktionstechnik und Kostenfunktion wie der natürliche Monopolist, die vollständige Information aller Akteure sowie ein kostenloser Marktein- und -austritt. Nach dieser Theorie gehen von den erhöhten Preisen und den Gewinnen eines etablierten Unternehmens Anreize für die potenziellen Wettbewerber aus, ebenfalls tätig zu werden und dabei niedrigere Preise zu offerieren. Reagiert der ehemalige Monopolist verzögert auf den Marktzutritt und passt seinen Preis erst ver-

⁶² Vgl. ebenda S. 40 und 41.

⁶³ Bollheimer, T. et al. (2006).

⁶⁴ Vgl. Baumol/Panzar/Willig (1982).

spätet an, so wechseln die Nachfrager sofort zu den neuen Anbietern über, was den Incumbent zum Marktaustritt zwingt. Senkt dieser den Preis, so können die potenziellen Konkurrenten den Markt kostenfrei verlassen. Antizipiert der Monopolist das Verhalten seiner möglichen Wettbewerber und setzt direkt lediglich kostendeckende Preise, so wird der Marktzutritt für Dritte uninteressant, der Monopolist aber durch die Markteintrittsdrohung diszipliniert.

Maßgeblich für das Ausmaß der disziplinierenden Wirkung potenziellen Wettbewerbs ist die Existenz von Markteintrittsbarrieren für die möglichen Wettbewerber. Hierunter sind die Kosten zu verstehen, die potenzielle Konkurrenten im Gegensatz zu den etablierten Anbietern zu berücksichtigen haben; allerdings wird auch auf das Vorhandensein überhöhter Renten abgehoben, die ein *Incumbent* abschöpfen kann, ohne Markteintritt hervorzurufen. Unter Markteintrittsschranken können folgende Aspekte subsumiert werden:⁶⁵

- Rechtsvorschriften, regulatorische Vorgaben und Verwaltungsverfahren, z. B. im Zusammenhang mit der Erfüllung subjektiver und objektiver Zulassungsvoraussetzungen;
- die Existenz von Irreversibilitäten, die insbesondere auf der Vornahme spezifischer Investitionen beim Markteintritt beruhen und mit hohen versunkenen Kosten einhergehen;⁶⁶
- Größenvorteile und speziell zunehmende Skalenerträge, die bei kleineren Neueinsteigern zu höheren Durchschnittskosten führen;
- Lernkurveneffekte, die für auf dem Markt befindliche Unternehmen Kostenvorteile mit sich bringen;
- strategisches Verhalten etablierter Anbieter, das z. B. den Marktzutritt Dritter erschwert; hierzu gehören z. B. Preisunterbietungen, der Aufbau von Überkapazitäten, die Erhöhung von Inputpreisen, gezielte Produktdifferenzierungen sowie die vertikale Integration auf vor- oder nachgelagerten Produktionsstufen.

2.3 Analyse der Markteintrittsbarrieren

Im folgenden Abschnitt wird nun überprüft, ob und in welchem Ausmaß diese Aspekte vorliegen und wie sie die Wettbewerbssituation im Stromvertrieb determinieren.

⁶⁵ Zu beachten ist, dass auch Marktaustrittsschranken geeignet sind, die wettbewerbliche Wirkung des potenziellen Wettbewerbs einzuschränken; hier vor allem das Vorliegen „versunkener Kosten“, die bei einem Verlassen des Marktes nicht rückholbar sind.

⁶⁶ Vgl. Baumol/Panzar/Willig (1982).

2.3.1 Administrativ-rechtliche Markteintrittsbarrieren

2.3.1.1 Gemeindeordnungen

Ein Charakteristikum des deutschen Strommarktes ist die starke Beteiligung der Kommunen an der Stromversorgung. Traditionell findet diese durch Stadtwerke und Regionalversorger statt, die vor der Liberalisierung in den Händen der Städte und Gemeinden lagen und heute z.T. teilweise oder gänzlich privatisiert sind. Viele Kommunen halten allerdings weiter an unabhängigen, gemeindeeigenen Versorgungsbetrieben fest.

In den Gemeindeordnungen der einzelnen Bundesländer ist unter anderem die Zulässigkeit der wirtschaftlichen Betätigung der Gemeinden geregelt. Voraussetzung für eine solche Betätigung ist zumeist, dass

- (1) ein öffentlicher Zweck die Betätigung erfordert,
- (2) die Betätigung nach Art und Umfang in einem angemessenen Verhältnis zu der Leistungsfähigkeit der Gemeinde steht und
- (3) der öffentliche Zweck durch andere Unternehmen nicht besser und wirtschaftlicher erfüllt werden kann.

Somit wird zunächst ein öffentlicher Zweck der Betätigung gefordert. Der dringende öffentliche Zweck der Versorgungsbetriebe folgt aus ihrer Aufgabenstellung. Die Belieferung der Bevölkerung mit Energie dient lebenswichtigen Bedürfnissen der Gemeinschaft und gehört daher zur sog. Daseinsvorsorge⁶⁷. Die höchstrichterliche Rechtsprechung hat die Daseinsvorsorge als eine „öffentliche Aufgabe“ bezeichnet und ferner festgestellt, dass ein der gemeindlichen Daseinsvorsorge gewidmeter Betrieb, der sich in der Hand eines Trägers öffentlicher Verwaltung befindet, nur eine besondere Erscheinungsform darstelle, in der öffentliche Verwaltung ausgeübt werde, unabhängig davon, ob das wirtschaftliche Unternehmen der Gemeinde in öffentlich-rechtlicher oder privatrechtlicher Rechtsform, etwa als Handelsgesellschaft, betrieben werde. Dabei kann eine Kommune im Bereich der Energieverteilung aus Art. 28 Abs. 1 GG i. V. m. dem Energiewirtschaftsgesetz eine Rechtsposition ableiten, die zumindest ihre Gleichwertigkeit mit konkurrierenden Unternehmen als Versorgungsträgerin auf ihrem Hoheitsgebiet begründet.⁶⁸

Als weitere Voraussetzung für die wirtschaftliche Betätigung nennt das Gesetz, dass das Unternehmen nach Art und Umfang in einem angemessenen Verhältnis zur Leistungsfähigkeit der Gemeinde steht. Diese Voraussetzung ist eine Ausformung des all-

⁶⁷ BGH, NJW 1969 S. 2195 mit weiteren Nachweisen, Urt. vom 15. 4. 1986; BVerfG, Beschl. vom 7. 6. 1977, NJW 1977 S. 1960; Beschl. vom 16. 5. 1989, NJW 1990 S. 1783.

⁶⁸ Bayerischer Verwaltungsgerichtshof mit Urt. vom 13. 7. 1992 (VKU-ND Nr. 524 S. 4).

gemeinen verfassungsrechtlichen Maßstabs der Erforderlichkeit. Das Merkmal darf allerdings nicht als Verbot missverstanden werden, zusätzliche Aufgaben, die ein öffentlicher Zweck erfordert oder rechtfertigt, zu übernehmen. Sofern innerhalb des Gemeindegebiets der Bedarf an Leistungen der Daseinsvorsorge voraussichtlich wächst (z. B. wegen steigender Nachfrage in Neubaugebieten, verstärkten Ausbaus der Erdgas- oder Fernwärmeversorgung usw.), kann es unter dem Blickwinkel des Abs. 1 Nr. 2 nicht allein auf die gegenwärtige Leistungsfähigkeit der Gemeinde ankommen. Der Kommune obliegt es, neben der Möglichkeit, Drittunternehmen mit Versorgungsaufgaben zu betrauen, auch die Alternative zu prüfen, die Leistungsfähigkeit des eigenen Unternehmens den steigenden Anforderungen anzupassen.

Insbesondere die 3. Bedingung („...der öffentliche Zweck durch andere Unternehmen nicht besser und wirtschaftlicher erfüllt werden kann.“, sog. einfache Subsidiaritätsklausel) stellt für die öffentlich-kommunalwirtschaftlichen Energieversorger eine Markteintrittsbarriere dar, da sie zum einen nachweisen müssen, dass sie „besser und wirtschaftlicher“ arbeiten als andere (d.h. in der Regel private) Anbieter, was in der Praxis mit erheblichen Schwierigkeiten und Kosten verbunden sein dürfte. Zum anderen sind sie auf ihr jeweiliges Gemeindegebiet beschränkt.

In einigen Bundesländern (etwa Nordrhein-Westfalen) sind Energieversorgungsunternehmen von dieser Subsidiaritätsklausel explizit ausgenommen. Die Novelle zur wirtschaftlichen Betätigung der Kommunen (§§ 107 ff. Gemeindeordnung NRW) ist demnach notwendig geworden, um die Stadtwerke von allzu engen Fesseln des kommunalen Wirtschaftsrecht zu befreien. Ihnen soll die Möglichkeit der gleichberechtigten Teilnahme am liberalisierten Energiemarkt eröffnet werden. Dazu soll der Vorrang privatwirtschaftlicher Betätigung vor der Kommunalwirtschaft für die Energieversorgung ebenso entfallen wie die strenge Bindung der Geschäftstätigkeiten kommunaler Unternehmen an die Gebietsgrenzen der Gemeinde.

Die öffentlich-kommunalwirtschaftlichen Unternehmen in NRW genießen also volle Wettbewerbsfreiheit mit den privatwirtschaftlichen Unternehmen und unterliegen „nur“ den Regeln des Energiewirtschaftsgesetzes. In NRW wird derzeit allerdings über eine Abschaffung der Ausnahmeregelung für Energieversorgungsunternehmen diskutiert, der Vorrang privatwirtschaftlicher Betätigung soll also wiederhergestellt werden. Es stellt sich daher grundsätzlich die Frage, ob öffentlich-kommunalwirtschaftliche Betriebe überhaupt Teil des Wettbewerbs sein sollen. In anderen Wirtschaftsbereichen ist dies bereits der Fall (z.B. Sparkassen, Staatsbrauereien), ohne dass hier von den privaten Wettbewerbern über Wettbewerbsverzerrung oder Ähnliches geklagt wird. Der Marktzutritt sollte also auch dem Energiebereich möglich sein, da dadurch eine Intensivierung des Wettbewerbs erwartet werden kann.

Dienstleistungen, die im unmittelbaren Zusammenhang mit der Stromversorgung erbracht werden, können dabei als zulässig angesehen werden, soweit sie im Verhältnis zum Kerngeschäft selbst eine untergeordnete Rolle spielen. Im Bereich des Stromhandels soll das Handelsvolumen in einem angemessenen Verhältnis zum eigenen Absatz

des kommunalen Unternehmens stehen. Insoweit sind von der Neuregelung nicht nur die traditionell mit der Stromversorgung vorhandenen Betätigungen wie Energieberatung erfasst, sondern zugleich auch alle Formen des Stromhandels mit dem Ziel, die örtliche Bevölkerung mit Energie zu versorgen.

Als Entscheidungsregel sollte daher gelten, dass öffentlich-kommunalwirtschaftlichen Unternehmen nicht wirtschaftlicher arbeiten sollen als Privatunternehmen, sondern auf Dauer wirtschaftlich arbeiten, d.h. insbesondere nicht aus öffentlichen Mitteln oder anderen Betätigungsfeldern der Gemeinden quersubventioniert werden. Hier gilt es also darauf zu achten, zwischen der Gemeinde und gemeindeeigenen Betrieben bzw. deren Finanzflüssen zu unterscheiden.

2.3.1.2 Regulierungseingriffe

Die Endkundenpreise für Strom in Deutschland bedurften in der Vergangenheit in den meisten Bundesländern einer Genehmigung der zuständigen Landesbehörden. So wurde eine Preisgenehmigung nur erteilt, wenn „das Elektrizitätsversorgungsunternehmen nachweist, dass entsprechende Preise in Anbetracht der gesamten Kosten- und Erlöslage bei Elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung erforderlich sind.“ (§ 12 (2) BTOEltV). Weiterhin war die Genehmigung „unter Beifügung der notwendigen Unterlagen mindestens 3 Monate vor dem Zeitpunkt zu beantragen, zu dem sie wirksam werden soll; in Ausnahmefällen kann die Behörde eine kürzere Frist zulassen. Zur Feststellung der Kosten- und Erlöslage hat das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die gesamte Kosten- und Erlöslage der Elektrizitätsversorgung sowie die Zuordnung dieser Kosten und Erlöse zum Tarif- und Sonderabnehmerbereich darzustellen.“ (§ 12 (3) BTOEltV). Eine Regulierung der Endkundenpreise im Haushaltsbereich erfolgt auch in 20 weiteren EU-Staaten, nur in Österreich, Luxemburg, Schweden und Großbritannien (sowie in Norwegen als Nicht-EU-Land) existiert diese nicht (mehr).⁶⁹

Die BTOElt wurde allerdings zum 30.06.2007 aufgehoben. Dies erscheint sinnvoll, da eine Überprüfung der Endverbraucherpreise zum einen mit Transaktionskosten verbunden ist (Anmeldung der Preisgenehmigung, Kostenprüfung durch Behörden etc.) und zum anderen die Preise letztendlich durch den Marktmechanismus bestimmt werden sollten, um korrekte Signale auszusenden. Der Regulierer soll sich somit auf die Regulierung des natürlichen Monopols der Stromnetze beschränken, da bei Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs die Intensivierung des Wettbewerbs auf der Versorgungsebene erwartet werden kann und die Gefahr zweier sich im schlimmsten Fall widersprechenden Eingriffe (einmal im Rahmen der BTOElt und einmal aufgrund der StromNEV), die teilweise dieselben Tatbestände zum Inhalt ihrer Prüfung haben, vermieden werden kann.

⁶⁹ Europäische Kommission (2005).

2.3.2 Strukturelle Markteintrittsbarrieren

2.3.2.1 Vorwärtsintegration der Netzbetreiber

Bis 1998 existierte in Deutschland eine so genannte dreistufige Versorgungsstruktur bestehend aus:

- 8 überregionalen Verbundunternehmen, die 82 Prozent des Stroms erzeugten,
- ca. 80 regionalen Versorgungsunternehmen (7 Prozent der Stromerzeugung),
- ca. 900 kommunalen Versorgungsunternehmen (11 Prozent der Stromerzeugung).

Die Versorgungsunternehmen der unteren beiden Ebenen waren mehrheitlich im Eigentum von Städten und Gemeinden; aber auch Anteile der Verbundunternehmen wurden durch die öffentliche Hand kontrolliert. In den vor der Liberalisierung bestehenden geschlossenen Versorgungsgebieten existierte jeweils nur ein Stromanbieter. Die Exklusivität wurde durch Konzessionsverträge zwischen der Gebietskörperschaft und dem Energieunternehmen sichergestellt. Darin waren ausschließliche Wegerechte für die Verlegung von Stromleitungen an öffentlichen Straßen und Wegen verankert. In so genannten Demarkationsverträgen verpflichteten sich die Stromanbieter gegenseitig, keine Kunden im Gebiet des jeweils anderen Stromanbieters zu beliefern.

Die Verabschiedung der europäischen Richtlinie 96/92 zur Schaffung eines einheitlichen Marktes für Elektrizität in Europa kann als Ausgangspunkt einer Entwicklung beschrieben werden, die dauerhaft und nachhaltig das Gesicht der betroffenen Industrie verändert hat. Dabei ist es vor und nach dem Inkrafttreten der Richtlinie im Jahr 1999 in Deutschland und Europa zu einer bis dahin nicht gekannten Welle der Konzentration gekommen.⁷⁰

Parallel zur Transformation der ursprünglichen Verbundunternehmen hin zu den heute bekannten vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) hat sich auch die Struktur der weiterverteilenden Unternehmen in Deutschland deutlich gewandelt. Obwohl auch nach der Liberalisierung die regionalen Stromanbieter innerhalb ihres Netzgebietes grundsätzlich immer noch eine Anschluss- und Versorgungspflicht haben, wonach jeder Haushalt in dem Netzgebiet zu den Allgemeinen Stromtarifen an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden und jederzeit mit Strom versorgt werden muss, kam es zu einer breiten Vorwärtsintegration der Verbundunternehmen hin zur Ebene der

⁷⁰ Vgl. zur europäischen Entwicklung auf der Verbundebene und darunter Codognot et al. (2002). Die Autoren beschreiben 96 inner- und zwischenstaatliche Fusionen oder Übernahmen in der Elektrizitätswirtschaft genauer und listen ca. 100 weitere auf, die unterhalb des in der Studie erfassten Volumens liegen.

Regionalversorgung und in den Bereich der Verteilunternehmen. Wesentlich für diese Übernahmen dürfte dabei die Idee einer Verlängerung der Wertschöpfungskette gewesen sein, d.h. der Versuch durch strategische Mehr- und Minderheitsbeteiligungen eine Sicherung des eigenen Absatzes zu erreichen und so alle Aspekte der Elektrizitätsversorgung aus einer Hand anbieten zu können.⁷¹

Vereinfacht ausgedrückt beruhte diese Strategie auf der Hypothese, dass die Wechselbereitschaft gerade auch kleinerer (nicht leistungsgemessener) Kunden gering sein würde. Das eigentliche Asset bei der Übernahme ganzer Stadtwerke dürfte daher die Anzahl der Kunden bzw. der mit dieser verbundene Gesamtstromabsatz (Kunden im allgemeinen Tarif und Sonderverträge) gewesen sein. Zudem wurden die sinkenden Preise an den Großhandelsmärkten, die direkt nach der ersten Welle der Liberalisierung zu beobachten waren, von den Endverteilern nur zögerlich weitergegeben. Den eigenen Unternehmensanteil an der Endverteilung zu erhöhen, beinhaltete somit gewissermaßen einen „natural hedge“. Aus diesen und ähnlichen Gründen verloren nach Angaben des VKU bis zum Jahr 2006 über 50% der 696 strom- und gasversorgenden Mitgliedsunternehmen ihre Selbständigkeit, in der Regel an einen direkten Vorlieferanten.⁷² Dementsprechend sind nur rund 340 Mitgliedsunternehmen des Verbandes heute noch vollständig in kommunalem Besitz.

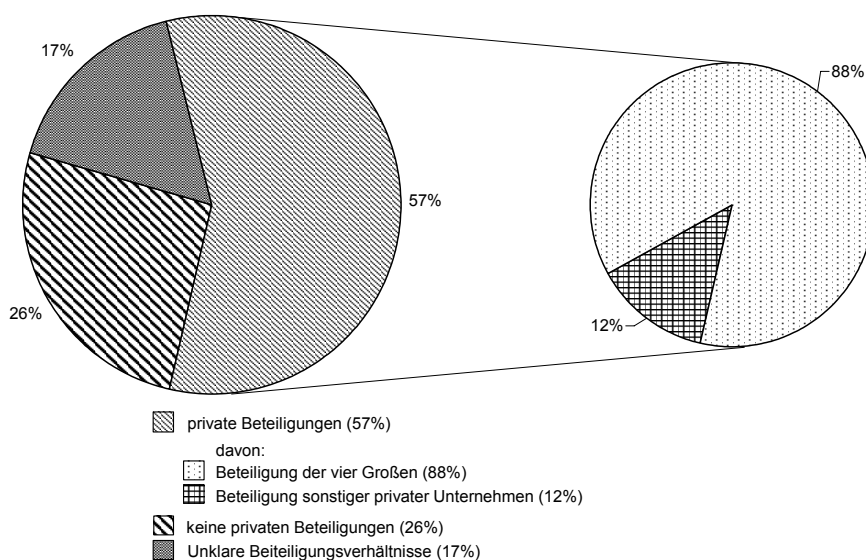
Eine eigene Analyse der Autoren für das Jahr 2005 ergab,⁷³ dass die vier großen Energieunternehmen an rund 50% der in der Untersuchung repräsentierten kommunalen und regionalen Stromversorger direkt oder indirekt beteiligt sind (siehe Abbildung 2-3). Immerhin 26% der Unternehmen werden noch als Eigenbetriebe geführt oder sind im Besitz der öffentlichen Hand. Insgesamt konnten aufgrund der Datenlage nur 58 Regionalversorger und 147 Stadtwerke ausgewertet werden; allerdings addiert sich der gesamte Stromabsatz der Stadtwerke und der sonstigen Endverteiler, für die Angaben verfügbar waren, auf rund 141 TWh, sodass durch die hier vorgestellte Analyse rund 71 % des gesamten Endkundenmarktes abgedeckt werden.

⁷¹ Zu denken ist hier aber auch an eine bessere Auslastung zentraler Einheiten.

⁷² VKU (2005). 44 Stadtwerke verkauften bis zu 25 Prozent ihrer Anteile an private Unternehmen, 196 bis zu 50 Prozent und etwa 140 mehr als die Hälfte.

⁷³ Grundlage bilden die in Meller et al. (2006) aufgeführten regionalen und kommunalen Stromversorger.

Abbildung 2-3: Beteiligung der vier großen Verbundunternehmen an regionalen und lokalen Stromversorgern



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Meller, E. et al. (2006).

Rein praktisch gingen selbst bei Erhalt der Eigenmarken alle übernommenen Unternehmen mehr oder weniger schnell in den Vertriebsorganisationen der übernehmenden Einheiten auf, da nur so Beschaffungs- und Absatzportfoliooptimierungen erreicht werden können. Durch diese Vorgehensweise werden langfristige Lieferverträge quasi ersetzt und Absatzmärkte gesichert. Verbunden mit einer Lieferbeschränkung der vier Verbundunternehmen auf ihr traditionelles Versorgungsgebiet werden hierdurch die Gebietsmonopole de facto wiederhergestellt.⁷⁴

Die Höhe der Beteiligungen ist recht unterschiedlich. Immerhin belaufen sich die Besitzanteile in ca. 67% der relevanten Fälle auf mindestens 25%. Bei rund 30% der ermittelten Beteiligungen beträgt der Anteil sogar über 50%.

Seit dem Jahr 2003 wurde es aufgrund der steigenden Marktanteile der nach Zusammenschlüssen bzw. Übernahmen begehrenden Unternehmen aus Sicht des Bundeskartellamtes immer schwieriger, weitere Zusammenschlüsse – und sei es unter Auflagen – zu genehmigen, so dass es im Falle E.ON Mitte/Stadtwerke Eschwege zu einer ersten Untersagung kam.⁷⁵ Derzeit dürfte es wegen der kartellrechtlich festgestellten

⁷⁴ Monopolkommission (2006).

⁷⁵ Vgl. BKartA (2003a). Die Verfügung des Bundeskartellamtes vom 12.09.2003 hat im Kern folgende Aussage: Durch das Zusammenschlussvorhaben werden die marktbeherrschenden Stellungen, die E.ON zusammen mit RWE auf den bundesweiten Märkten für die Belieferung von weiterverteilenden Stromversorgungsunternehmen und Stadtwerken sowie für die Belieferung von industriell-

wettbewerbsschädlichen Wirkungen auf den Endkundenmärkten zumindest für E.ON und RWE quasi unmöglich sein, weitere lokale Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Stadtwerke u.a.) zu kaufen. Es wird allgemein erwartet, dass im Rahmen der Einführung einer strikteren Entgelt- bzw. Anreizregulierung mit einem erneuten Aufflammen der strukturellen Veränderungen in der Energiewirtschaft zu rechnen ist.⁷⁶ Fraglich bleibt, ob sich in diesem Falle Vertriebsorganisationen und Netze zunehmend voneinander trennen, wofür z.B. eine gewisse Tendenz zur Verpachtung von Netzen an größere Einheiten durch kleinere Stadtwerke als Indiz gewertet werden könnte, oder ob Dritte derzeit nicht wesentlich in der Elektrizitätswirtschaft engagierte Unternehmen einen solchen Prozess treiben werden.

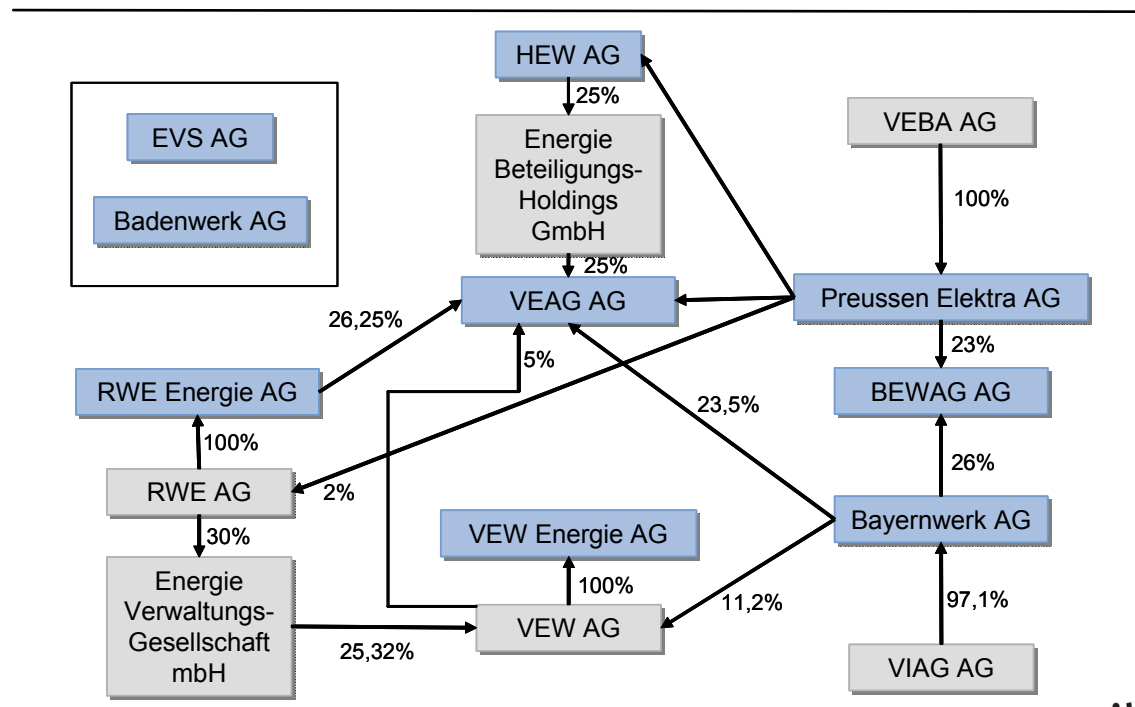
Es wäre jedoch voreilig, aus der oben geschilderten Entwicklung zu schließen, dass der Ausgangszustand der deutschen Energiewirtschaft Mitte der 90er Jahre mehr wettbewerbliches Potenzial geborgen habe. Abbildung 2-4 zeigt die Kapitalverflechtung auf der Verbundebene vor den zwischenzeitlich erfolgten Fusionen und Zusammenschlüssen. Hinzu kamen die hier nicht dargestellten Querverbindungen, die im Zusammenhang mit Gelsenwasser bestanden und die erst durch die Auflagen zur Übernahme von Ruhrgas durch E.ON aufgelöst wurden. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass auch in einem weiteren Oligopol von 10 Verbundunternehmen wesentliche Wettbewerbshemmnisse bestanden hätten bzw. sich solche aufgrund der Kapitalverbindungen zwischen den Unternehmen, die kollusives Verhalten befördert haben sollten, entwickelt hätten. Nichtsdestotrotz zweifelt der Ex-Präsident des Bundeskartellamtes Ulf Böge inzwischen an den getroffenen Entscheidungen und hält sie für eine möglicherweise folgenschwere Fehlentscheidung des Bundeskartellamtes und der EU-Kommission.⁷⁷

len/gewerblichen Großkunden inne hat, verstärkt. Die Konzerne RWE und E.ON bilden mit ihren Unternehmen auf beiden bundesweiten Märkten ein marktbeherrschendes Duopol.

76 Stellvertretend für viele andere Stakeholder hierzu eine Aussage von Volker Staufert, Netzvorstand bei Rheinenergie, der anlässlich eines Vortrags im Januar 2006 bemerkte, dass langfristig nur eine zweistellige Anzahl von Netzbetreibern übrig bleiben könne. Vgl. Energiate (2006).

77 Vgl. Böge, (2006).

Abbildung 2-4: Kapitalverflechtung in der deutschen Verbundunternehmen zu Beginn der Liberalisierung



Quelle: Eigene Darstellung.

2.3.2.2 Wechselverhalten und Wechselbereitschaft

In den sieben Jahren der Strommarktliberalisierung haben nach Meldung des VDEW B rund 13 Millionen Haushalte einen neuen Stromvertrag abgeschlossen. Knapp 11 Millionen Kunden wechselten seit 1998 zu einem anderen Stromtarif des bisherigen Versorgers. Somit haben nur zwei von gut 39 Millionen Haushalten den Stromanbieter gewechselt. Dies entspricht einer Wechselquote von 5,1 Prozent.⁷⁸

Bedeutend stärker hat sich die Liberalisierung bei den Gewerbetreibenden ausgewirkt. Rund 60 Prozent der kleinen Unternehmen und Handwerker entschieden sich nach Angaben des VDEW für neue Stromprodukte oder wechselten den Lieferanten. Die stärksten Veränderungen verzeichnete der Branchenverband im Bereich der Industrie. Hier sei von 100 Prozent aller Kunden ein neuer Vertrag ausgehandelt worden. Rund 40 Prozent der Betriebe hätten sogar ihren Stromlieferanten gewechselt.⁷⁹

⁷⁸ Die Zahlen berücksichtigen nicht, dass viele Kunden mehrfach den Stromanbieter wechselten oder wieder zu ihrem lokalen Stromanbieter zurückkehrten. Damit dürfte die tatsächliche Wechselquote deutlich unter fünf Prozent liegen, Vgl. Stollberger, Thomas, verivox.de, 26.09.2005. Laut Zinnbauer, Markus / Bakay, Zoltán (2004) liegt der Anbieterwechsel bei 2-5 Prozent.

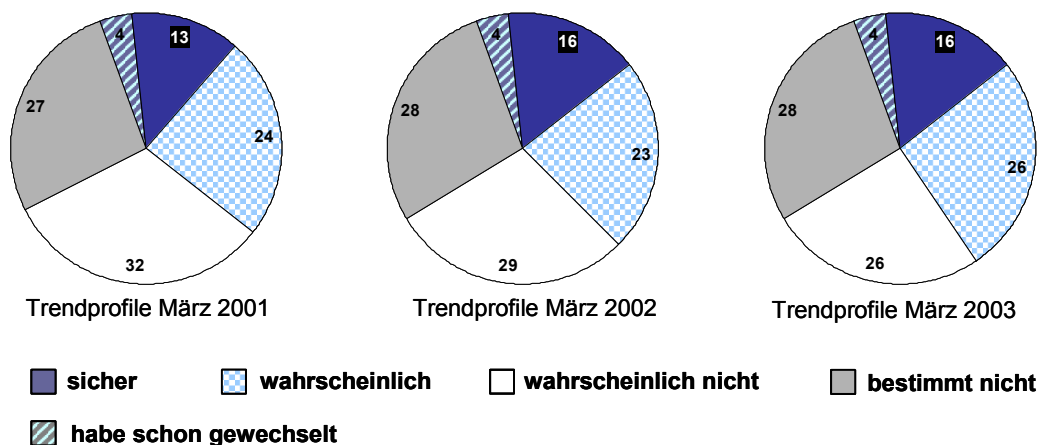
⁷⁹ Vgl. Stollberger, Thomas, verivox.de, 26.09.2005.

Anhand dieser Zahlen wird deutlich, dass eine hohe Korrelation zwischen einem erfolgten Lieferantenwechsel und der Kundengröße vorliegt, die wiederum den nicht unerheblichen Transaktionskosten eines solchen Wechsels geschuldet sein dürfte.

Ein stagnierendes Bild bei der Wechselbereitschaft im Haushaltsbereich ergibt sich auch aus der Umfrage des Stern (vgl. Abbildung 2-5).

Abbildung 2-5: Die Wechselbereitschaft im Vergleich 2001/2002/2004

Frage: Wären Sie grundsätzlich dazu bereit, den Stromversorger zu wechseln, wenn Sie dadurch die Stromkosten senken könnten?



Quelle: Stern TrendProfile – Der Strommarkt 10/04

Für die mangelnde Wechselbereitschaft wurden von verschiedener Seite aber auch psychologische Gründe ausgemacht, so formulierte Eberhard Meller Hauptgeschäftsführer des VDEW im Jahr 2000: *„Eine Studie des Marktforschungsinstituts 'ifm Wirkungen + Strategien', Köln, hat die grundlegenden Widerstände bei den Haushalten in einem tief verwurzelten Vertrauens-, Schutz- und Abhängigkeitsverhältnis (sic!) des Kunden gegenüber seinem Versorger ausgemacht. Stromversorgung ist eine Selbstverständlichkeit, die vom Kunden nicht hinterfragt werden will. Mögliche Sparpotenziale eines Versorgerwechsels, die man als mündiger Kunde natürlich gerne realisieren möchte, werden durch Unsicherheitsmomente überlagert, die unter anderem aus Zweifeln an der Zuverlässigkeit der neuen Anbieter herrühren.“*

2.3.3 Strategische Markteintrittsbarrieren

2.3.3.1 Organisation des Lieferantenwechsels – Best Practice-Empfehlungen⁸⁰

Bis zum Erlass des neuen Energiewirtschaftsgesetzes wurde der Wechselprozess im deutschen Strommarkt durch den Verbandsausschuss beim BMWi Referat „Netzzugang Strom und Gas“, dem auch die Unterzeichner der Verbändevereinbarung II plus angehörten, erarbeitet. Dieser Ausschuss befasste sich mit Fragen zur Verbesserung des Wettbewerbs im deutschen Strommarkt. Hierzu erarbeiten die Mitglieder – im Konsens – so genannte Best-Practice-Empfehlungen.

Die Verbände der Netzbetreiber, Stromwirtschaft, neuer Anbieter und Endverbraucher sowie das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie strebten auf der Grundlage der Verbändevereinbarung II plus praktikable Lösungen für einen zügigen Lieferantenwechsel an. Diese sollten schnell und umfassend zur Anwendung gebracht werden, um in der Praxis aufgetretene Probleme zu vermeiden und die anfallenden Prozesse nicht zuletzt durch Nutzung moderner Kommunikationsmedien zu beschleunigen.

Als wichtiger Schritt zu einem solchen „Best-Practice-Katalog“ wurde im März 2002 unter Rückgriff auf eine Richtlinie der Netzbetreiber und der Stromwirtschaft zu Datenaustausch und Energiemengenbilanzierung Einigkeit über die Daten und die Datenformate erzielt, die beim Wechsel des Stromlieferanten zwischen altem und neuem Lieferanten (Kündigung) sowie Netzbetreibern (Bilanzkreiswechsel) verwendet werden konnten. Die Daten konnten mit dem Industriestandard (EDIFACT, XML) oder auf Wunsch eines Partners der Kommunikation – zunächst auf der Basis eines EXCEL-kompatiblen CSV-Formates in elektronischer Form ausgetauscht werden. Dies hätte allen Beteiligten eine kurzfristige Umsetzung ermöglicht, ohne weitergehende Modernisierungen zu behindern. Die Verbände und das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit empfahlen den am Strommarkt beteiligten Lieferanten und Netzbetreibern die Verwendung und Akzeptanz dieser Formate möglichst ab dem 1. Mai 2002. Der dazu notwendige Übergang mit der Schaffung der erforderlichen Voraussetzungen sollte bis zum 1. August 2002 abgeschlossen sein, so dass die Kommunikation dann ausschließlich auf elektronischem Wege über die oben genannten Datenformate erfolgen konnte. Eventuell bestehende Vereinbarungen über abweichende Formen des Informationsaustausches waren vor der Umstellung entsprechend anzupassen.

Des Weiteren verständigten sich die Verbände erneut darauf, für die Abwicklung des Lieferantenwechsels zwischen den beteiligten Lieferanten und Netzbetreibern – nach

⁸⁰ Vgl. hierzu auch Best Practice Empfehlung – Datenformate und Vorlage von Originaldokumenten - Mit Schnittstellenbeschreibung - Aktualisierte Fassung vom 24. September 2003. Das angegebene Dokument vermittelt einen Eindruck davon, in welchem Umfang Regelungen zu treffen sind, um einen möglichst reibungslosen und aus Sicht der Kunden preiswerten Lieferantenwechsel darstellen zu können.

entsprechender bilateraler Vereinbarung – in der Regel auf die Vorlage von Aufträgen und Vollmachten zunächst für die Kündigung des Kunden beim Altlieferanten zu verzichten und nur in begründeten Einzelfällen den rechtlich nach wie vor bestehenden Anspruch auf Vorlage der Originaldokumente geltend zu machen.

Dennoch differierten die Lieferantenrahmenverträge von Netzbetreiber zu Netzbetreiber und bezüglich ihres Umfangs und Inhalts stark. Hinzu kommt der unnötige Arbeitsaufwand, Verträge auf Verlangen der Netzbetreiber nach Belieben aktualisieren zu müssen. Darüber hinaus verlangen rund 100 Netzbetreiber und Vertriebsgesellschaften den Datenaustausch per Post. Über 200 Netzbetreiber und Vertriebsgesellschaften verlangen immer noch das Einreichen von Vollmachten im Original oder Kopie.⁸¹

Den doch eher unprofessionellen Umgang vieler Netzbetreiber und Vertriebsgesellschaften mit der Best-Practice Regelung lässt der Gesetzgeber nunmehr zumindest rechtstechnisch nicht mehr zu. Vielmehr wird dieser Spielraum durch konkrete Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz und der Netzzugangsverordnung Strom erheblich eingeschränkt.

So sind Vertragsangebote gemäß § 23 StromNZV innerhalb von sieben Werktagen zu unterbreiten. Sie sind ferner auch so vollständig zu unterbreiten, dass sie ohne weitere Verhandlungen angenommen werden können (28 StromNZV). Die §§ 14 und 22 StromNZV schreiben den elektronischen Datenaustausch sowohl zwischen den Vertriebsgesellschaften als auch zwischen Vertrieb und Netz vor. Darüber hinaus sind einheitliche Datenformate zu verwenden, einheitliche Fristen einzuhalten und die Kriterien zur Identifikation von Abnahmestellen sind definiert (§ 14 StromNZV).

§ 20 EnWG schreibt vor, dass alle Regelungen des Netzzugangs dem Kriterium der Massengeschäftstauglichkeit genügen müssen. Dabei wird hervorgehoben, dass die Forderung nach Vorlage von Vollmachten im Original oder in Kopie zweifelsfrei der Anforderung der Massentauglichkeit widerspricht. Auch die Forderung nach Abschluss kundenindividueller Anschlussnutzungs- oder Netznutzungsverträgen kann vor diesem Hintergrund nicht aufrechterhalten werden.

Bis Ende Januar 2006 sieht der Gesetzgeber vor, die Lieferantenrahmenverträge den neuen gesetzlichen Bestimmungen anzupassen. Die Unternehmen sind demnach verpflichtet, ihre Verträge zum Netzanschluss und Netzzugang mit Laufzeiten von mehr als sechs Monaten nach § 115 Abs. 1 EnWG an die neuen rechtlichen Vorgaben anzupassen, soweit dies ein Vertragspartner verlangt. Spätester Zeitpunkt für die Umstellung der Netznutzungsverträge ist der 29. Januar 2006, also sechs Monate nach Inkrafttreten der Stromnetzzugangsverordnung.

81 Lücking (2005).

Hierzu hat der VDEW eine Formulierungshilfe geschaffen, um die Vereinheitlichung solcher Lieferanten-Rahmenverträge⁸² zu schaffen. Inhaltlich verweist dieser Vertrag auf das Energiewirtschaftsgesetz und die Netzzugangsverordnung Strom. Ferner beinhaltet der Vertrag einen Verweis auf die VDN Richtlinie „Datenaustausch und Mengenzuflussbilanzierung“ (DuM-Richtlinie). So wird auch im Bereich des Datenaustausches eine erforderliche Standardisierung geschaffen. Eine solche Formulierungshilfe wurde auch für die Netznutzung⁸³ geschaffen.

Der Beschluss der BNetzA vom 11.07.2006 zur Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität hat einen verbindlichen Rahmen geschaffen. Die Umsetzung soll zum bis zum 01.08 bzw. 01.10.2007 erfolgen.

Bei Einhaltung dieser verbindlichen Standards durch die Marktteilnehmer wird ein wirksames Instrumentarium geschaffen, die täglichen Abläufe eines Lieferantenwechsels effizient und massengeschäftstauglich zu gestalten und damit den individuellen Sonderregelungen, der Willkür und Beliebigkeit im deutschen Strommarkt wirksam ein Ende zu setzen. Die Transaktionskosten, die bisher vor allen Dingen ex post in Form von Vereinbarungskosten auf Seiten neuer Anbieter anfielen, dürften sich erheblich reduzieren. Es kann davon ausgegangen werden, dass dadurch (bundesweite) Angebote an die Endkunden erleichtert werden und die Wechselquote, die, wie oben beschrieben, in Deutschland recht moderat ausfällt, steigt.

Eine geringe Wechselquote kann, im Zusammenhang mit anderen Faktoren, als ein Indikator für eine geringe Wettbewerbsintensität gedeutet werden (CEC 2005). Im Haushaltskundenbereich ist der dominierende Treiber für einen Wechsel ein günstigerer Tarif eines anderen Anbieters. Gleichzeitig sieht über die Hälfte der Kunden bei einer entsprechenden Befragung nicht die Möglichkeit, durch einen Anbieterwechsel eine signifikante Ersparnis zu erreichen (Zinnbauer/ Bakay (2004)). Über 80% der Kunden geben allerdings an, mit Ihrem jetzigen Versorger zufrieden zu sein.

Im Industriekundenbereich ist eine deutlich höhere Wechselrate zu beobachten. Dies lässt sich vor allen Dingen mit dem erhöhten Kostendruck erklären, denen sich Unternehmen im Vergleich zu Haushaltskunden ausgesetzt sehen. Des Weiteren besteht ein Trade-Off zwischen den durch einen Anbieterwechsel erzielten Einsparungen und den damit verbundenen Transaktionskosten in Form von Kosten für Kündigungsschreiben, Neuanmeldung, Telefonate etc. Speziell bei älteren Haushaltskunden ist auch ein Informationsdefizit in Hinblick auf die Versorgungssicherheit feststellbar, d.h. viele ältere

⁸² VDEW/VDN/VKU, Formulierungshilfe für einen Lieferanten-Rahmenvertrag zur Netznutzung zum Zwecke der Belieferung von Kunden im Netz des Verteilernetzbetreibers (VNB) mit elektrischer Energie.

⁸³ VDEW/VDN/VKU, Formulierungshilfe für einen Vertrag zur Netznutzung zum Zwecke der Belieferung von Entnahmestellen im Netz des Verteilernetzbetreibers (VNB) mit elektrischer Energie.

Stromkunden fürchten bei einem Anbieterwechsel um die physische Versorgungssicherheit.⁸⁴

Ausgehend von der Tatsache, dass nur ein wesentlich günstigerer Preis den Großteil der Kunden zu einem Wechsel veranlassen mag – andere Faktoren wie z.B. der Wunsch ökologisch „sauberen“ Strom zu beziehen scheint nur für einen kleinen Abnehmerkreis entscheidend zu sein – ist zu vermuten, dass die Wettbewerber im Kampf um Kunden vor allem um günstige Preise konkurrieren.

2.3.3.2 Quersubventionierung durch Netzbetreiber?

Wenn, wie oben festgestellt, der Preis für den Endkunden das entscheidende Kriterium für einen Anbieterwechsel ist, dann erscheint es für vertikal integrierte Unternehmen rational, die wettbewerblichen Marktsegmente zu subventionieren um dort Marktzutritt zu verhindern.

Eine Quersubventionierung liegt vor, wenn ein Unternehmen die in einem räumlichen oder sachlichen Markt anfallenden Kosten ganz oder teilweise auf einen anderen Markt abwälzt.⁸⁵ Im Falle von Quersubventionierung ist der Markt im Sinne der contestable-market-Theorie schwerer angreifbar, da der erlösbare Preis für potentielle Newcomer zu niedrig ist und somit eine Markteintrittsbarriere darstellt.

Das Energiewirtschaftsgesetz enthält kein explizites Verbot der Quersubventionierung, sondern erwähnt diesen Begriff im Zusammenhang mit dem vorgeschriebenen Unbundling vertikal integrierter Unternehmen „zur Vermeidung von ... Quersubventionierung“ (§10(3)). Gleichwohl sind nach § 21(1) diskriminierungsfreie Netznutzungsentgelte zu gewährleisten, was dem Verbot der Quersubventionierung entspricht.

Das Bundeskartellamt schlägt zur Prüfung auf Quersubventionierung die sog. Subtraktionsmethode vor.⁸⁶ Dabei werden vom Brutto-Stromverkaufspreis (P_{total}) eines integrierten Versorgers die gesetzlichen Abgaben (T : Umsatzsteuer, Stromsteuer, Konzessionsabgaben) und das Netznutzungsentgelt (P_{netz}) abgezogen:

$$P_{\text{end}} = P_{\text{total}} - T - P_{\text{netz}}$$

Die Differenz (P_{end}) stellt die größtenteils variablen Kosten dar, die sich aus den Kosten für die Strombeschaffung und den Vertrieb (Verkauf, Abrechnung, Marge) zusammensetzen:

$$P_{\text{end}} = P_{\text{strom}} + P_{\text{vertrieb}}$$

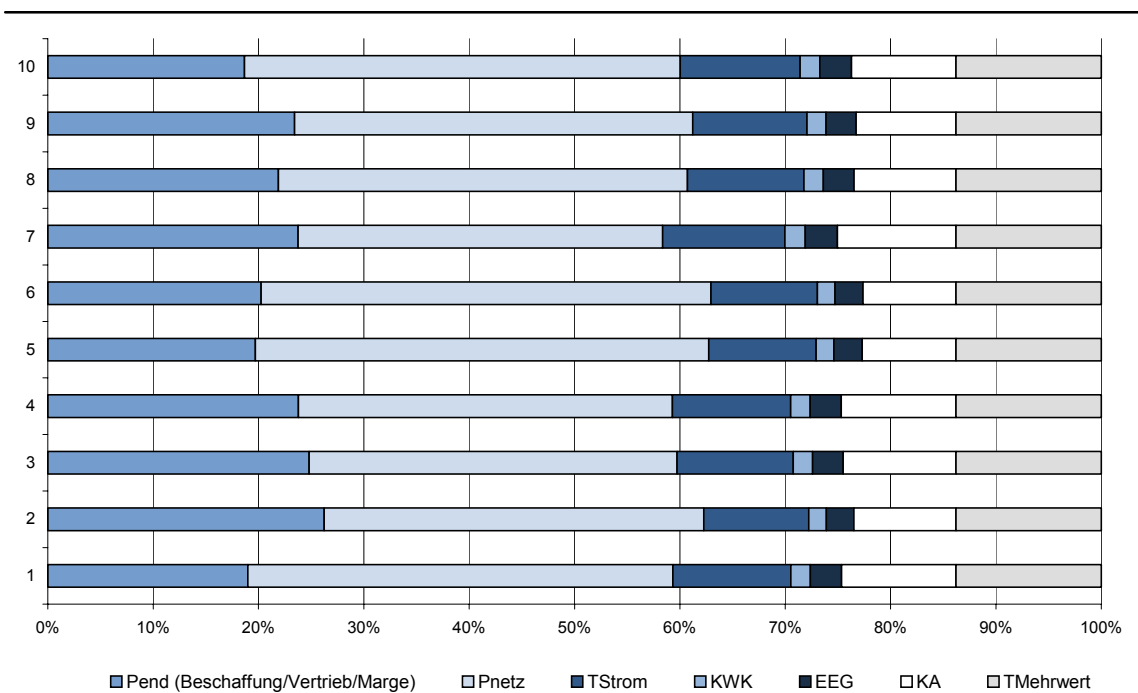
⁸⁴ Zinnbauer M., Bakay, Z. (2004)

⁸⁵ Koenig, EuZW 2002, 289

⁸⁶ BKartA 2001

Diese Aufspaltung des Strompreises macht es schließlich möglich, die Kosten für Strombeschaffung und Vertrieb mit Marktpreisen bzw. Preisen anderer Versorger zu vergleichen. Abbildung 2-6 zeigt die Zusammensetzung des Strompreises für 10 ausgewählte Haushaltstarife im Dezember 2005.

Abbildung 2-6: Zusammensetzung Strompreis Haushalte (Cent/kWh)



Quelle: WIK-eigene Darstellung

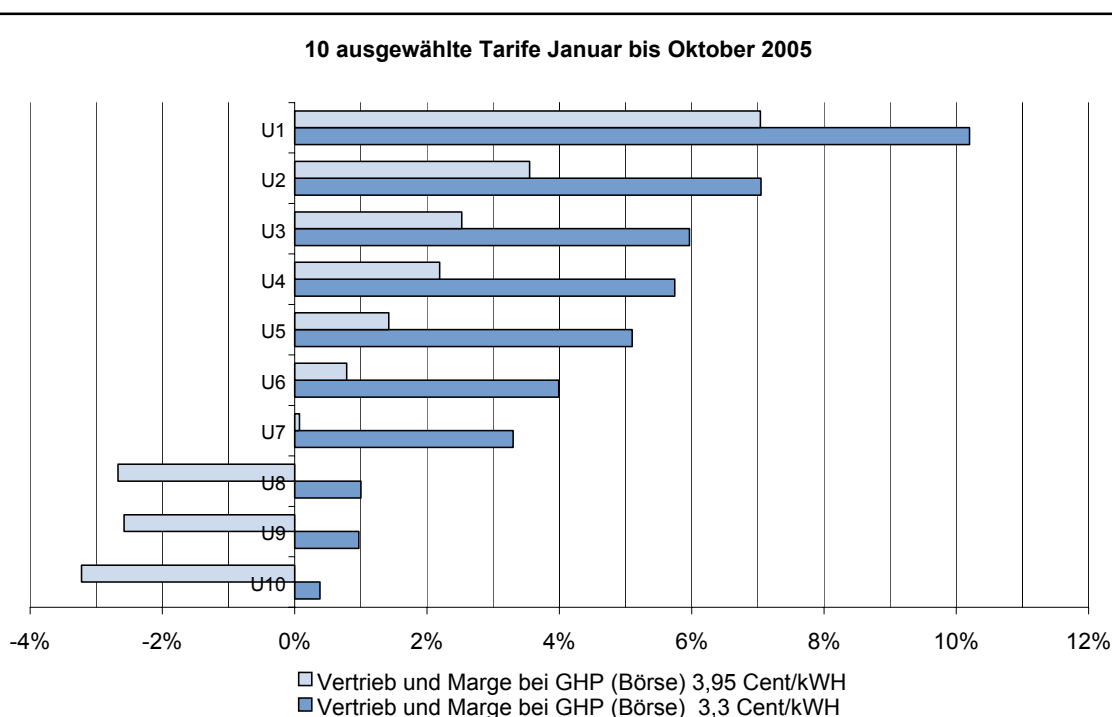
Eine Analyse für das Jahr 2002⁸⁷ ergab, dass der Grad der Marktöffnung unter Anwendung der oben beschriebenen Methode im Bereich der Industriekunden 100% und für Haushaltskunden 61% beträgt.

Dies bedeutet, dass der Preis P_{end} für Strombeschaffung und –vertrieb für 39 % der Haushaltskunden unter einem Preis liegt, den selbst ein äußerst effizienter Newcomer nicht unterbieten kann.⁸⁸

Untersuchungen nach der Subtraktionsmethode für Stromversorger mit eigenem Netz bzw. mit hoher Unternehmensbeteiligung von Fernleitungsnetzbetreibern ergaben für das Jahr 2005 folgende Prozentwerte für Vertrieb und Marge (Abbildung 2-7):

⁸⁷ Müller, C., Wienken, W. (2004).
⁸⁸ Müller, C., Wienken, W. (2004).

Abbildung 2-7: Anteil von Vertrieb und Marge am Strompreis für Haushaltskunden (2005)



Quelle: WIK-eigene Darstellung.

Der Berechnung des Beschaffungspreises (P_{Strom}) liegt dabei der Börsenpreis für Grundlaststrom von Januar bis Oktober 2005 zugrunde, und zwar einmal der Durchschnittspreis (3,95 Cent/kWh) und einmal der Minimalwert (3,3 Cent/kWh) für den betrachteten Zeitraum (vgl. VDEW 2005). Zu beachten ist, dass der Großteil der verkauften Elektrizität nicht direkt an der Börse gekauft wird. Dennoch kann dieser Preis im Sinne einer Opportunitätskostenbetrachtung als Maßstab für den Strombeschaffungspreis (P_{Strom}) angesetzt werden.⁸⁹

Die Berechnung des Bruttostromtarifs erfolgt anhand der veröffentlichten Haushaltstarife der Stromversorger. Die Bestandteile des Strompreises sind bis auf den Anteil für Vertrieb und Marge mehr oder weniger festgelegt. Der Berechnung zugrunde liegt die Stromsteuer von 2,05 Cent/kWh, eine KWK-Abgabe von 0,34 Cent/kWh, eine EEG-Vergütung von 0,54 Cent/kWh, eine Konzessionsabgabe von 1,79 Cent/kWh⁹⁰ und die Mehrwertsteuer von 16%.

⁸⁹ Müller, C., Wienken, W. (2004).

⁹⁰ VDEW (2007), Preise für 2005, der Wert für die EEG-Umlage weicht leicht nach unten ab.

Wie zu erkennen ist, ergibt sich bei einem zugrunde gelegten Großhandelspreis von 3,3 Cent/kWh für keinen Tarif ein negativer Wert, während dies bei einem Strompreis von 3,95 Cent/kWh für 3 Tarife der Fall ist. Strom wird in diesem Fall also z.T. zu einem Preis unter Nulltarif abgegeben, was ein Eindringen in den Markt für einen Newcomer so gut wie unmöglich macht und somit eine Markteintrittsbarriere darstellt.

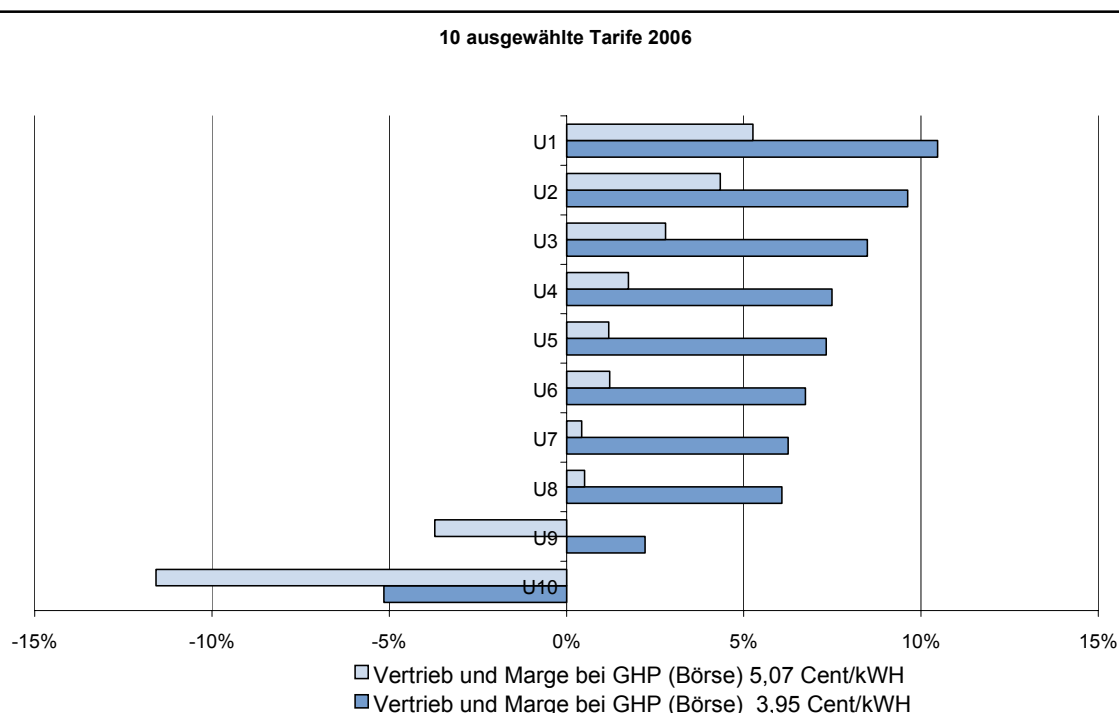
Setzt man für den Vertrieb, d.h. Marketing, Abrechnung, Verwaltung etc. einen (eher zu geringen als zu hohen) Betrag von € 12 für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3000 kW pro Jahr an⁹¹ (tatsächliche Kosten sind für diesen Bereich nicht zugänglich), so weisen weitere Stromversorger in Abbildung 2-7 einen negativen Wert für die verbleibende Marge auf.

Zusätzlich ist zu beachten, dass es sich beim angesetzten Strompreis P_{Strom} um den Base-Preis handelt, der Wert bei Berücksichtigung von Peak-Preisen also noch höher liegen dürfte, was den Spielraum für die Gewinnmarge weiter verringert.

Ein ähnliches Bild zeigt sich auch für das Jahr 2006 für dieselben zehn Unternehmen (siehe Abbildung 2-8). Dabei ist einmal der Durchschnittsbörsenpreis für Grundlaststrom vom Januar – Oktober 2005 (3,95 Cent/kWh) auch für 2006 zugrunde gelegt, d.h. es wird keine Erhöhung des Beschaffungspreises angenommen. Der zweite Preis (5,07 Cent/kWh) ist der Preis für Strombezug für das Jahr 2006 aus dem Dezember 2005. Die Netznutzungsentgelte sind in 2006 tatsächlich überwiegend konstant geblieben, während die Preissteigerungen aus der Erzeugung/Beschaffung überwiegend weitergegeben wurden. Dennoch sind die errechneten Margen sehr gering bzw. teilweise sogar negativ.

⁹¹ Müller, C., Wienken, W. (2004).

Abbildung 2-8: Anteil von Vertrieb und Marge am Strompreis für Haushaltskunden (2006)



Quelle:

wik

Kritik am Subtraktionstest richtet sich vor allen Dingen auf die Messung der Bestandteile P_{strom} und P_{vertrieb} , da sich bei nicht korrekter Übereinstimmung mit den für den jeweiligen Netzbetreiber tatsächlich relevanten Werte Fehler ergeben können. Weiterhin sollte eine hinreichend große Zahl von Netzbetreibern, bei denen der S-Test die Missbrauchsvermutung nahe legt, *tatsächlich* missbräuchlich überhöhte Netznutzungsentgelte verlangen, da sonst die Trennschärfe des Tests sinkt.⁹² Elberfeld und von Weiszäcker vermuten weiterhin, dass eine Erhöhung des Preises durch das mit dem Netzbetreiber verbundene Vertriebsunternehmen erfolgt, um so den S-Test zu bestehen. Dann, so weiter, würden auch die konkurrierenden Anbieter ihre Preise anheben (möglicherweise sogar um einen kleineren Betrag als der Etablierte) und es würde, wenn das Netznutzungsentgelt tatsächlich nicht überhöht (sondern nur falsch gemessen) ist, ein quasi künstlicher Wettbewerb auf Kosten der Verbraucher entstehen. Diese Kritik ist sicherlich berechtigt, wenn der S-Test tatsächlich über einen längeren Zeitraum angewendet wird.

Dennoch haben bei oben beschriebenen Tests hinreichend viele vertikal integrierte Anbieter den Test nicht bestanden, so dass davon ausgegangen werden kann, dass der Test erst bei ausreichender Bekanntheit in der Branche an Aussagekraft verliert. Die

⁹² Elberfeld, W., von Weiszäcker, C. (2004).

entscheidende Aussage bleibt, dass P_{vertrieb} , also der Anteil des Strompreises, der für Vertriebskosten und Marge übrig bleibt, selbst bei sehr vorsichtiger Kalkulation eine solch geringe Marge übrig lässt, dass ein rational handelndes Unternehmen (also auch das mit dem Netzbetreiber verbundene Versorgungsunternehmen) nicht mehr im Markt bleiben würde, da es sonst zu hohe Opportunitätskosten trägt (i.e. der Zinsertrag auf einem Bankkonto wäre höher). Die Stärkung des Wettbewerbs kann nur über eine Senkung der Netznutzungsentgelte und damit das Schaffen einer marktgerechten Marge für die Versorgungsunternehmen erreicht werden.

2.4 Fazit

Die Öffnung der Strommärkte führte zunächst zu dem erwünschten Anbieterwettbewerb und schlug sich in niedrigeren Preisen für die Endkunden nieder.

Nach kurzer Zeit verblieben allerdings immer weniger unabhängige und bundesweit anbietende Stromanbieter auf dem Markt, während die vier großen Netzgesellschaften durch die Vorwärtsintegration von Stadtwerken und Kommunalversorgern und die Beschränkung auf ihr traditionelles Netzgebiet den Wettbewerb erschwerten. Gleichzeitig wechselte nur eine relativ geringe Kundenzahl ihren Versorger, was zum einen mit einem Informationsdefizit bei gewissen Kundenschichten, zum anderen aber auch mit Behinderungsstrategien der alteingesessenen Versorger begründet werden kann. Im Bereich der Lieferantenrahmenverträge wurde durch das Beharren auf einen Datenaustausch per Post oder das Einreichen von Vollmachten eine erhebliche Markteintrittsbarriere für neue Wettbewerber aufgebaut, da dieses Vorgehen bei dem Bestreben nach einem bundesweiten Stromangebot erhebliche Transaktionskosten verursacht. Inzwischen ist eine solche Vorgehensweise nach § 20 EnWG und § 23 StromNZV zumindest rechtlich nicht mehr zulässig.

Eine weitere Markteintrittsbarriere im Retail-Bereich stellen überhöhte Netznutzungsentgelte von solchen Netzbetreibern, die zugleich Versorger oder in erheblichen Maße an Versorgern beteiligt sind, dar. Ergebnisse des Subtraktionstests, durch den der implizite Strompreis ermittelt werden kann, deuten darauf hin, dass viele vertikal integrierte Unternehmen den Strompreis subventionierten, z.T. soweit, dass negative Gewinnmargen auftraten. Dies machte es für neue Wettbewerber so gut wie unmöglich, in den Markt einzutreten. Dieser Praxis kann über die Regulierung der Netznutzungsentgelte wirksam entgegengekommen werden.⁹³

Schließlich bestehen administrativ-rechtliche Hürden durch Ungleichbehandlung von öffentlichen und privaten Versorgern in den Gemeindeordnungen und sind geeignet, wettbewerbliche Prozesse abzuschwächen. Weiterhin werden die in der Vergangenheit praktizierten doppelten Eingriffe in die Preisregulierung durch Netzentgelt- und Endpreisregulierung durch die Abschaffung der BTOElt zum 30.06.2007 abgestellt.

⁹³ Brunekreeft/Keller (2001).

Literaturverzeichnis

- Baker, J. und T.F. Bresnahan (1992), Empirical Methods of Identifying and Measuring Market Power, *Antitrust Law Journal* 3, 9-13.
- Baker, S. und L. Wu (1998), Applying the Market Definition Guidelines of the European Commission, *NERA Topics* No. 21, Februar 1998.
- Baumol, W.J., J.C. Panzar und R.D. Willig (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York u.a.
- BGW/VDEW (2005), *Energiepreise im Fokus – Informationen und Hintergründe zum deutschen Erdgas- und Strommarkt*, Dezember 2005.
- BKartA [Bundeskartellamt] (2001), Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder, 19. April 2001, Bonn.
- BKartA [Bundeskartellamt] (2003a), Fusionskontrollentscheidung E.ON/Stadtwerke Eschwege, Geschäftszeichen B8 – 21/03, Entscheidung vom 12.09.2003, Bonn.
- BKartA [Bundeskartellamt] (2003b), Beschluss des BKartA vom 14.2.2003 – TEAG, B11 14/01.
- Blumsack, S. und L. Lave (2004), Mitigating Market Power in Restructured U.S. Electricity Markets, *Papers and Proceedings of the 24th North American Conference*, U.S. Association for Energy Economics, July, Washington, D.C.
- Bode, S., L. Hübl, J. Schaffner und S. Telemann (2005), Ökologische und wettbewerbliche Wirkungen der Übertragungs- und Kompensationsregel des Zuteilungsgesetzes 2007 auf die Stromerzeugung, *HWWA Report 252*, Hamburg.
- BMWi [Bundewirtschaftsministerium] (2006), *Energiedaten – nationale und internationale Entwicklung*, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energiestatistiken/energiedaten.html>.
- Böge, U. (2006), *Mehr Wettbewerb auf den Energiemärkten – dickes Brett, aber überfällig*, Redemanuskript für einen Vortrag, gehalten am 14. Februar 2006 in Essen.
- Bollheimer, T. et al. (2006), Die Conjoint-Methodik zur Analyse von Präferenzen, Zahlungsbereitschaften und Wechselverhalten im Privatkundenmarkt, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56(1-2).
- Brunekreeft, G. und S. Twelemann (2005), Regulation, Competition and Investment in the German Electricity Market: RegTP or REGTP, *Energy Journal*, Vol. 26, Special Issue, 99-126.
- Brunekreeft, G. und K. Keller (2001), *Sektorspezifische Ex-ante-Regulierung der deutschen Stromwirtschaft?*
- Bushnell, J. C. Day et al. (1999), An International Comparison of Models for Measuring Market Power in Electricity, *EMF Working Paper 17.1*, Energy Modelling Forum, Stanford University.
- Codognot, M., J.M. Glachant, F. Lévêque und M.A. Plagnet (2002), *The making of competitive electricity markets in Europe*, Report prepared for the second edition of the international symposium on the M&As in the EU electricity sector, Ecole des Mines de Paris.

- Dichtl, E. und O. Issing (1987), Vahlens Großes Wirtschaftslexikon, München.
- Eikmeier B. und Gabriel J., Quantitative Entwicklung der Erzeugungs- und Absatzstruktur in der deutschen Stromwirtschaft von 1998 bis heute : Gutachten. - Bremen : BEI, 2005.
- Elberfeld, W. und C.C. von Weizsäcker (2004), "Ist der Subtraktionstest ein geeignetes Verfahren zur Ermittlung missbräuchlich überhöhter Netznutzungsentgelte?", *Netzwirtschaften & Recht*, Nr. 3/04, 93-98.
- Energate (2006), *Energate Messenger*, 19.01.2006.
- Europäische Kommission (2005), Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex to the Report from the Commission to the Council and the European Parliament, Brüssel 2005.
- Europäische Kommission (2006), Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors, Final Report, COM(2006) 851 final, Brüssel.
- Hirschhausen, C. von, H. Weigt und G. Zachmann, Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland, Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz, *Electricity Markets Working Papers*, 2007, WP-EM-15, Technische Universität Dresden.
- IEA [International Energy Agency] (2005), IEA DSM REPORT, Task XI Subtask 2, Time of Use Pricing for Demand Management Delivery, April 2005, Chester.
- Joskow, P.J. (2003), *The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the U.S.*, in Griffen und S. Puller (Hrsg.), *Electricity Restructuring: Choices and Challenges*, Chicago.
- Joskow, P.J. und E. Kahn (2002), A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000, *The Energy Journal* 23(4).
- Koenig, C., Wider wettbewerbswidrige Quersubventionen in vertikal integrierten Unternehmen, *EuZW* 2002, S. 289 ff.
- Lang, C. und H.-G. Schwarz (2006), Quantifizierung von Marktmacht am deutschen Stromerzeugungsmarkt, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56 (12), 6-11.
- Lücking, G. (2005): Ohne Vereinheitlichung kein Wettbewerb! Regulierungsbedarf bei Lieferantenrahmenverträgen, Abläufen und Prozessen, in: *bne kompass* 03/05, S. 4-6.
- Meller, E. et al. (Hrsg.) (1996), *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft*, Verlag Glückauf GmbH, Essen.
- Meller, E. et al. (Hrsg.) (2001), *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft*, Verlag Glückauf GmbH, Essen.
- Meller, E. et al. (Hrsg.) (2005), *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft*, Verlag Glückauf GmbH, Essen.
- Meller, E. et al. (Hrsg.) (2006), *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft*, Verlag Glückauf GmbH, Essen.
- Monopolkommission (2006), Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor!, 16. Hauptgutachten (2004/2005), Baden-Baden.

- Müller, C. und W. Wienken (2004), Measuring the degree of economic opening in the German electricity market, *Utilities Policy* 12, 283-290.
- Müller-Kirchenbauer, J. und M. Ritzau (2000), *VVII – Anforderungen und Chancen in der Praxis*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 50(4), 212-219.
- Müsgens, F. (2006), Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-regional Dispatch Model, *Journal of Industrial Economics*, Vol. 54, Issue 4, 471-498.
- Ockenfels, A. (2004), Messung von Marktmacht und Konzentration, Mimeo, Universität Köln.
- Ockenfels, A. (2007), Strombörse und Marktmacht, *et 2007* (Heft 5), S. 44-58.
- Ritzau, M. und W. Zander (2001), Verbändevereinbarung II - Sind die Voraussetzungen für einen liquiden Energiehandel gegeben? in: Becker, P. et al. (Hrsg.), *Energiewirtschaft im Aufbruch, Analysen - Szenarien - Strategien*, Köln 2001, 157-168.
- Schneider, L. (1998), Stromgestehungskosten von Großkraftwerken, Öko-Institut, Freiburg.
- Schwarz, H.-G. und C. Lang (2005), Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55(12), 864-870.
- Schwarz, H.-G. und C. Lang (2006), The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or both? IWE Working Paper Nr. 02 2006, Universität Erlangen-Nürnberg, Erlangen.
- Sheffrin, A. (2001), Empirical Evidence of Strategic Bidding in California ISO real-time Market, IEEE 2001 Summer Power Meeting Panel on Market Power in Electricity, Vancouver.
- Sijm, J., S. Bakker, Y. Chen, H. Harmsen und W. Lise (2005), CO₂ price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity, ECN Report No. ECN-C-05-081, Petten.
- Sijm, J., K. Neuhoff und Y. Chen (2006), CO₂ cost pass-through and windfall profits in the power sector, *Climate Policy* 6, 49-72.
- Smith, A. (1776), *Wealth of Nations*, Book V, I. Of the Expenses of the Sovereign or Commonwealth.
- Stadler M. und Auer, H.: „Innovative Maßnahmen auf der Verbraucherseite zur Verbesserung der Marktperformance in liberalisierten Strommärkten: Eine ökonomische Bewertung für Österreich“, 8. Energieinnovationssymposium TU GRAZ, Graz 4/5.2.2004. Publiziert in Schriftenreihe des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik (OVE).
- Stoft, S. (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press, Piscataway, NJ.
- Swider, D.J., I. Ellersdorfer, M. Hundt und A. Voß (2007), Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität, Gutachten im Auftrag des VRE, Stuttgart.
- Tirole, J. (1999), *Industrieökonomik*, 2. Auflage, München.

- Twomey, P., R. Green, K. Neuhoff und D. Newberry (2005), A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of Transmission System Operators in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems, *Journal of Energy Literature*, 11(2), 3-54.
- U.S. DOJ [Department of Justice] (2005), The Herfindahl-Hirschman Index, unter <http://www.usdoj.gov/atr/public/testimony/hhi.htm>.
- UCTE [Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity] (2005a), UCTE System Adequacy Forecast, Brüssel.
- UCTE [Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity] (2005b), System Adequacy Retrospect 2004, Brüssel.
- Vassilopoulos, P. (2003), Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets, Working Paper, University of Paris.
- VDEW [Verband der Elektrizitätswirtschaft], Strompreise in Deutschland, Stand Februar 2007.
- VDEW [Verband der Elektrizitätswirtschaft] (2005), Stromwirtschaft steigert Investitionen, Pressemitteilung vom 17.01.2005, www.strom.de.
- VDEW [Verband der Elektrizitätswirtschaft] (2004), Energiemix bei der Stromerzeugung. Pressemitteilung vom 27.09.2004, www.strom.de.
- VDN [Verband der Netzbetreiber] (2004), Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland, Berlin.
- VKU [Verband kommunaler Unternehmen] (2005), Beitrag des VKU zur „Open invitation to submit a Position Paper – European Commission 2005 Report on the Functioning of the Electricity and Gas Directive“ der Generaldirektion Energie und Verkehr vom 13. Mai 2005.
- Wied-Nebbeling, S. (2004), *Preistheorie und Industrieökonomik*, 3. Auflage, Berlin.
- Williamson, O.E. (1976), Franchise Bidding for Natural Monopolies – in General and With Respect to CATV, *Bell Journal of Economics* 7, 73-104.
- Wolak, F. A. (2000), An empirical analysis of the impact of hedge contracts on bidding behaviour in competitive electricity markets, *International Economic Journal* 14(2), 1-40.
- Zinnbauer M. und Z. Bakay (2004), Entwicklung von Wechseltreibern und -barrieren auf dem Privatkunden-Strommarkt, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 54(8), 502-504.

Annex 1: Weitere Erläuterungen zum HM Test

Im Rahmen der Untersuchung der Nachfragesubstitution wird im Rahmen eines HM Tests registriert, ob bei einer Preissteigerung für die Güter und Regionen Nachfrage Substitute verfügbar sind und ob die Preiserhöhung aufgrund der Überschreitung der kritischen Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten der Nachfrage zu einem überproportionalen Rückgang der Absatzmenge sowie zu einer Minderung der Erlöse und – in Abhängigkeit von der Reduktion der variablen Kosten – ggf. auch der Gewinne des hypothetischen Monopolisten führt. Ist dies der Fall, so gehört das Produkt bzw. das Gebiet zum relevanten Markt. Die Disziplinierungsfunktion des Marktes bewirkt dabei, dass der Ausübung von Marktmacht Schranken gesetzt werden, weil mit der Preissteigerung keine wirtschaftlichen Vorteile einhergehen und sie letztlich nicht aufrechterhalten werden kann. Führt jedoch die Heraufsetzung des Preises wegen der nur wenig ausgeprägten Reaktionen der Nachfrager zu einer Erlös- und Gewinnzunahme (keine Existenz von Substituten, geringe direkte und indirekte Preiselastizität der Nachfrage), so ist die Preisanhebung beständig, das Unternehmen kann Marktmacht ausüben, und das Produkt bzw. Gebiet zählt nicht mehr zum relevanten Markt.

Ziel des Konzeptes ist es, alle Produkte, die den Handlungsspielraum eines hypothetischen Monopolisten beschränken können, in den relevanten Markt einzubeziehen, um die Wettbewerbssituation auf dem jeweiligen Markt angemessen beurteilen zu können. Allerdings muss das Verfahren nicht unbedingt alle denkbaren Substitute überprüfen. Im Vorgriff auf die sich an die Marktabgrenzung anschließende Marktanalyse kann der Prozess abgebrochen werden, wenn z. B. offensichtlich ist, dass keine marktmächtige Stellung vorliegen wird.⁹⁴ Über die Beurteilung der Nachfragereaktionen auf Preisänderungen hinaus sollte ergänzend auch der Einfluss von Qualitätsvariationen auf das Konsumentenverhalten untersucht werden; dem stehen jedoch Probleme bei der Auswahl der Qualitätsparameter und der Qualitätsmessung gegenüber.⁹⁵

Die Durchführung des Gedankenexperiments bedingt auch die Vereinbarung bestimmter Konventionen und die Beachtung einiger Anwendungsprobleme. So ist zum einen Einigkeit über das Ausmaß des „geringen, aber signifikanten“ Preisanstiegs zu erzielen.⁹⁶ Ein höherer Prozentsatz impliziert dabei eine breitere Marktabgrenzung, da die Nachfrager eher zu einem Wechsel bereit sein werden; eine zu geringe Preisänderung kann andererseits unterhalb der Wahrnehmungsschwelle liegen. Eine theoretisch-

⁹⁴ Vgl. Europäische Kommission (1997: 6).

⁹⁵ Eine Variante stellt das Konzept des verständigen Verbrauchers dar. Hierbei wird untersucht, welche Güter ein *repräsentativer Nachfrager* als Substitute zu dem betrachteten Produkt oder der fraglichen Dienstleistung ansieht. Die auslösenden Faktoren (Preiserhöhung, Qualitätsverschlechterung) und die Zusammenhänge werden aber nicht explizit formuliert, so dass die Ausgangssituation, die Art und die Wertigkeit der Einflussgrößen sowie die Substitute und die quantitativen Substitutionswirkungen subjektiv bestimmt werden müssen. Problematisch ist auch die Ermittlung des repräsentativen verständigen Verbrauchers (unterschiedliche Bedürfnisse, Bestimmung bei stark differenzierten Produkten).

⁹⁶ Üblich ist in der Praxis ein Wert von 5 %, manchmal wird jedoch auch von einer Veränderung von bis zu 10 % ausgegangen.

methodische Rechtfertigung für bestimmte Zahlenwerte gibt es zwar nicht, allerdings ist zu beachten, dass es sich hierbei auch lediglich um einen hypothetischen Test handelt. Im Hinblick auf den Zeitraum, in dem die Reaktionen der Nachfrager wirksam werden sollten, wird meistens ein Jahr angesetzt.

Probleme können sich ferner bei der Auswahl des geeigneten Preises ergeben, wenn ein vertikal integriertes Unternehmen ein Endprodukt auf der Basis einer mehrstufigen Wertschöpfungskette erstellt; verschärft werden die Schwierigkeiten, wenn hohe Gemein- bzw. Verbundkosten vorliegen und / oder die Endkundenpreise stark differenziert sind. Weiterhin ist zu beachten, dass bei einer Anwendung des hypothetischen Monopolistentests im Allgemeinen der geltende Marktpreis als Ausgangspreis herangezogen wird. Angesichts des konkreten Untersuchungsgegenstandes kann jedoch vermutet werden, dass dieser aufgrund einer unzureichenden Wettbewerbsintensität und des Vorliegens marktmächtiger Stellungen über dem wettbewerblichen Preisniveau liegt. Damit verbunden sind eine höhere Eigenpreiselastizität der Nachfrage und eine stärkere Veränderung der nachgefragten Mengen bei einer bestimmten Preisänderung; entsprechend überzeichnet werden auch die Auswirkungen auf die Erlöse und Gewinne des hypothetischen Monopolisten sein. Die im Vergleich zu Wettbewerbspreisen zu beobachtende intensivere Nachfragesubstitution hat dann letztendlich zur Konsequenz, dass die Märkte weiter abgegrenzt werden und die Marktdominanz des hypothetischen Monopolisten unterschätzt wird. In der wettbewerbspolitischen Diskussion ist dieser Aspekt unter dem Begriff der „*Cellophane Fallacy*“⁹⁷ bekannt.⁹⁸

Bei der Untersuchung der Angebotssubstitution wird im Rahmen der Anwendung des hypothetischen Monopolistentests danach gefragt, ob die anderen Anbieter bei kleinen, aber signifikanten dauerhaften Änderungen der relativen Preise durch den hypothetischen Monopolisten ihre Produktion auf die relevanten Erzeugnisse umstellen und diese vermarkten werden. Ist von einer hohen Angebotssubstitution auszugehen, so üben andere Produkte eine disziplinierende Wirkung aus, da die höheren Preise die übrigen Hersteller zu einer Aufnahme des Produktes in ihr Produktportfolio bewegen, was wiederum zu einer Steigerung des Marktangebots, tendenziell fallenden Preisen sowie Erlös- und Gewinnrückgängen führt. Der Absatz des fraglichen Produktes muss jedoch kurzfristig möglich sein, und die Umstellung darf nicht mit bedeutenden Zusatzkosten, Risiken oder Beschränkungen verbunden sein.⁹⁹

⁹⁷ Vgl. Schmalensee (1987: 47) und Werden (1993: 552).

⁹⁸ Die Verwendung des geltenden Marktpreises ist insbesondere bei der Missbrauchsaufsicht und der Beurteilung der Ausnutzung bestehender Marktmacht fragwürdig. Im Rahmen der Fusionskontrolle ist die Problematik nur dann nicht vorhanden, wenn es um die Herausbildung einer beherrschenden Stellung auf einem vorher weitgehend wettbewerblich organisierten Markt geht. Im Zusammenhang mit der Existenz regulierter Märkte ist zu klären, ob die der Kontrolle unterliegenden Preise auch als Wettbewerbspreise aufzufassen sind; dies ist maßgeblich von der Effizienz des Designs der Regulierung abhängig (Ausgangspreisniveau, Wahl der Perioden). Vgl. Schmalensee (1987: 47).

⁹⁹ Als kurze Frist gilt der Zeitraum, in dem eine vollständige Anpassung der Sachanlagen und immateriellen Aktiva nicht möglich ist. Zusatzkosten und Risiken sind mit strategischen Unternehmensentscheidungen, spezifischen Investitionen (Kapazitätserweiterungen), technischen Umrüstungen, dem

Annex 2: Detailergebnisse zur Marktstrukturbetrachtung

1995:

Tabelle 0-1: Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Betreiber in MW (1995)

	Total	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast
RWE	17.155	14.008	2.622	525
Preussen Elektra	11.407	5.681	3.383	2.342
VEW	5.348	1.290	3.252	0
VEAG	12.576	9.968	0	2.608
Bayernwerk	3.557	2.160	286	1.111
EVS	2.661	1.100	1.184	377
Badenwerk	2.056	1.201	855	0
HEW	3.588	1.401	1.286	901
BEWAG	2.346	0	1.820	526
Sonstige	36.420	7.425	21.549	7.446
Summe	97.114	44.235	36.237	15.836

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank.

Tabelle 0-2: Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Kapazitäten (1995)

CR _n / HHI	Gesamt	Grundlast	Mittellast	Volllast	Schwellenwert
CR1	17,7%	31,7%	9,3%	16,5%	33,3%
CR3	35,1%	52,4%	25,5%	38,3%	50%
CR5	42,5%	55,3%	34%	47,3%	66,7%
HHI	752	1.774	478	887	1.800

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank.

Verlust von Verbundvorteilen sowie mit Werbe- und Vertriebsaktivitäten assoziiert. Hindernisse können z. B. rechtlicher, regulatorischer oder administrativer Art sein (ausschließliche oder besondere Rechte, Lizenz- und Frequenzvergabe, Netzzugangs- und Zusammenschaltungsvereinbarungen, Erhalt von Wegerechten, Preis- und Qualitätsregulierung, öffentliche Auftragsvergabe, Kontingente und Zölle, fehlende Normen, Sicherheits- und Umweltvorschriften), durch den Markt vorgegeben werden, wie zunehmende Skalenerträge und Verbundvorteile, hohe Transportkosten, die fehlende Gebietspräsenz, die unzureichende Verfügbarkeit von Produktionsfaktoren und ein zu kleines Vertriebsnetz, oder durch kollusives Verhalten bedingt sein.

Tabelle 0-3: Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Produktion (1995)

CR _n / HHI	Gesamt	Schwellenwert
CR1	22%	33,3%
CR3	48,8%	50%
CR5	56,7%	66,7%
HHI	962	1.800

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank.

2000

Tabelle 0-4: Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Betreiber in MW (2000)

	Total	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast
RWE	18.983	15.786	2.622	575
Preussen Elektra	15.497	5.713	6.098	3.686
VEW	3.971	0	3.971	0
VEAG	7.507	5.424	0	2.083
Bayernwerk	9.113	4.180	1.278	3.654
EnBW	5.693	2.690	2.627	377
HEW	3.425	1.401	1.116	908
BEWAG	2.878	0	2.352	526
Sonstige	23.486	2.790	16.162	4.534
Summe	90.553	37.984	36.226	16.343

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank.

Tabelle 0-5: Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Kapazitäten (2000)

CR _n / HHI	Gesamt	Grundlast	Mittellast	Volllast	Schwellenwert
CR1	21%	42%	17%	23%	33,3%
CR3	48%	71%	34%	58%	50%
CR5	62%	89%	45%	67%	66,7%
HHI	1.022	2.368	705	1.383	1.800

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank.

Tabelle 0-6: Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Produktion (2000)

CR _n / HHI	Gesamt	Schwellenwert
CR1	27%	33,3%
CR3	53,4%	50%
CR5	69,1%	66,7%
HHI	1.292	1.800

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank.

2004

Tabelle 0-7: Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Betreiber in MW (2004)

	Total	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast
RWE	27.493	17.825	8.029	1.639
E.ON	25.138	9.700	8.651	6.788
Vattenfall	14.660	7.544	2.326	4.790
EnBW	9.445	4.874	3.790	781
Sonstige	15.451	266	12.764	2.421
Summe	92.186	40.208	35.559	16.419

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank.

Tabelle 0-8: Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Kapazitäten (2004)

CR _n / HHI	Gesamt	Grundlast	Mittellast	Volllast	Schwellenwert
CR1	30%	44%	24%	41%	33,3%
CR3	73%	87%	58%	81%	50%
CR4	83%	99%	64%	85%	--
HHI	2.021	3.046	1.441	2.725	1.800

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank.

Tabelle 0-9: Konzentrationsraten und HHI bezogen auf Produktion (2004)

CR _n / HHI	Gesamt	Schwellenwert
CR1	34%	33,3%
CR3	76%	50%
CR4	87%	--
HHI	2.239	1.800

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Datenbank.

Annex 3: Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten

Tabelle A-1: Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten 1995

Technology		SPP	SPP	CCGT	GT	NPP
Framework conditions						
Fuel		hard coal	lignite	natural gas	natural gas	Nuclear fuel
Life span	years	30	30	20	20	35
Investment						
specific investment	€/kW	1175	1329	613	460	1789
Installed capacity	MW	500	900	400	250	1300
total investment	€	587.650.000	1.195.740.000	245.280.000	114.975.000	2.325.050.000
fuel consumption						
net efficiency		0,42	0,40	0,52	0,35	0,33
full load hours	h/a	4633	7329	5000	1358	6430
electricity generated	MWh/a	2.316.500	6.596.100	2.000.000	339.500	8.359.000
annual fuel consumption	GJ/a	19.668.396	59.364.900	13.846.154	3.492.000	91.189.091
emission factor	t CO ₂ equ./TJ	95,0	115,1	55,8	55,8	0,0
total annual emission	t	1.868.498	6.832.900	772.615	194.854	0
Fixed costs						
staff		130	130	66	20	110
personnel costs	€/a	6.605.533	6.605.533	3.353.579	1.016.236	5.589.298
O&M	€/a	17.629.500	43.046.640	4.905.600	2.299.500	72.076.550
Variable costs						
specific variable costs	€/MWh	1,79	1,79	1,02	1,02	0,51
variable costs ex fuel	€/a	4.143.060	11.797.125	2.044.000	346.969	4.271.449
price EUA	€/t	0	0	0	0	0
emission costs	€	0	0	0	0	0
npv O&M expenditures	€/a	0	0	0	0	0
Fuel costs						
Fuel price (incl. transport)	€/GJ	1,54	1,29	3,1	3,1	3,33
annual fuel price escalation (real)	€/MWh	0,007	0	0,01	0,01	0
		5,54	4,64	11,16	11,16	11,99
Other costs						
specific demolition costs	€/kW	33	36	13	13	456
total demolition costs	€	16.500.000	32.400.000	5.200.000	3.250.000	592.800.000
Capital service						
Imputed interest		0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
depreciable life	a	30	30	20	20	35

Tabelle A-2: Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten 2000

Technology		SPP	SPP	CCGT	GT	NPP
Framework conditions						
Fuel		hard coal	lignite	natural gas	natural gas	Nuclear fuel
Life span	years	30	30	20	20	35
Investment						
specific investment	€/kW	1175,3	1300	525	380	1500
Installed capacity	MW	700	965	650	250	1300
total investment	€	822.710.000	1.254.500.000	341.250.000	95.000.000	1.950.000.000
fuel consumption						
net efficiency		0,45	0,43	0,55	0,37	0,36
full load hours	h/a	4511	6913	5000	1931	7249
electricity generated	MWh/a	3.157.700	6.671.045	3.250.000	482.750	9.423.700
annual fuel consumption	GJ/a	25.261.600	55.850.609	21.272.727	4.697.027	94.237.000
emission factor	t CO ₂ equ./TJ	95,0	115,1	55,8	55,8	0,0
total annual emission	t	2.399.852	6.428.405	1.187.018	262.094	0
Fixed costs						
staff		93	99	50	20	100
personnel costs	€/a	0	0	0	0	0
O&M	€/a	24.681.300	45.162.000	6.825.000	1.900.000	60.450.000
Variable costs						
specific variable costs	€/MWh	1,79	1,79	1,02	1,02	0,51
variable costs ex fuel	€/a	5.647.546	11.931.164	3.321.500	493.371	4.815.511
price EUA	€/t	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
emission costs	€	0	0	0	0	0
npv O&M expenditures						
	€/a	0	0	0	0	0
Fuel costs						
Fuel price (incl. transport)	€/GJ	1,65	1,52	4,77	4,77	3,33
annual fuel price escalation (real)		0,007	0	0,01	0,01	0
	€/MWh	5,94	5,47	17,17	17,17	11,99
Other costs						
specific demolition costs	€/kW	33	36	13	13	456
total demolition costs	€	23.100.000	34.740.000	8.450.000	3.250.000	592.800.000
Capital service						
Imputed interest		0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
depreciable life	a	30	30	20	20	35

Tabelle A-3: Berechnungsgrundlagen zur Ermittlung der Stromgestehungskosten 2004

Technology		SPP	SPP	CCGT	GT	NPP
Framework conditions						
Fuel		hard coal	lignite	natural gas	natural gas	Nuclear fuel
Life span	years	30	30	20	20	35
Investment						
specific investment	€/kW	1000	1200	450	350	1400
Installed capacity	MW	800	950	800	250	1500
total investment	€	800.000.000	1.140.000.000	360.000.000	87.500.000	2.100.000.000
fuel consumption						
net efficiency		0,46	0,45	0,58	0,38	0,36
full load hours	h/a	4850	7300	5000	2400	7570
electricity generated	MWh/a	3.880.000	6.935.000	4.000.000	600.000	11.355.000
annual fuel consumption	GJ/a	30.365.217	55.480.000	24.827.586	5.684.211	113.550.000
emission factor	t CO ₂ equ./TJ	95,0	115,1	55,8	55,8	0,0
total annual emission	t	2.884.696	6.385.748	1.385.379	317.179	0
Fixed costs						
staff		70	80	40	20	
personnel costs	€/a	4.900.000	5.600.000	2.800.000	1.400.000	
O&M	€/a	29.600.000	41.800.000	4.000.000	1.250.000	57.150.000
Variable costs						
specific variable costs	€/MWh	1,68	2,20	0,51	0,51	0,50
variable costs ex fuel	€/a	6.518.400	15.257.000	2.040.000	306.000	5.677.500
price EUA	€/t					
emission costs	€	0	0	0	0	0
npv O&M expenditures	€/a	0	0	0	0	0
Fuel costs						
Fuel price (incl. transport)	€/GJ	1,57	1,65	4,74	4,74	3,33
annual fuel price escalation (real)		0,007	0	0,01	0,01	0
	€/MWh	5,65	5,94	17,06	17,06	11,99
Other costs						
specific demolition costs	€/kW	33	36	13	13	456
total demolition costs	€	26.400.000	34.200.000	10.400.000	3.250.000	684.000.000
Capital service						
Imputed interest		0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
depreciable life	a	30	30	20	20	35

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 216: Dieter Elixmann, Gabriele Kulenkampff, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:
Internationaler Vergleich der TK-Märkte in ausgewählten Ländern - ein Liberalisierungs-, Wettbewerbs- und Wachstumsindex, Februar 2001
- Nr. 217: Ingo Vogelsang:
Die räumliche Preisdifferenzierung im Sprachtelefondienst - wettbewerbs- und regulierungspolitische Implikationen, Februar 2001
- Nr. 218: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:
Internet-Governance - Politiken und Folgen der institutionellen Neuordnung der Domainverwaltung durch ICANN, April 2001
- Nr. 219: Hasan Alkas:
Preisbündelung auf Telekommunikationsmärkten aus regulierungsökonomischer Sicht, April 2001
- Nr. 220: Dieter Elixmann, Martin Wörter:
Strategien der Internationalisierung im Telekommunikationsmarkt, Mai 2001
- Nr. 221: Dieter Elixmann, Anette Metzler:
Marktstruktur und Wettbewerb auf dem Markt für Internet-Zugangsdienste, Juni 2001
- Nr. 222: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Mobiles Internet - Konvergenz von Mobilfunk und Multimedia, Juni 2001
- Nr. 223: Lorenz Nett:
Marktorientierte Allokationsverfahren bei Nummern, Juli 2001
- Nr. 224: Dieter Elixmann:
Der Markt für Übertragungskapazität in Nordamerika und Europa, Juli 2001
- Nr. 225: Antonia Niederprüm:
Quersubventionierung und Wettbewerb im Postmarkt, Juli 2001
- Nr. 226: Ingo Vogelsang unter Mitarbeit von Ralph-Georg Wöhrl
Ermittlung der Zusammenschaltungsentgelte auf Basis der in Anspruch genommenen Netzkapazität, August 2001
- Nr. 227: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:
Liberalisierung, Wettbewerb und Wachstum auf europäischen TK-Märkten, Oktober 2001
- Nr. 228: Astrid Höckels:
Internationaler Vergleich der Wettbewerbsentwicklung im Local Loop, Dezember 2001
- Nr. 229: Anette Metzler:
Preispolitik und Möglichkeiten der Umsatzgenerierung von Internet Service Providern, Dezember 2001
- Nr. 230: Karl-Heinz Neumann:
Volkswirtschaftliche Bedeutung von Resale, Januar 2002
- Nr. 231: Ingo Vogelsang:
Theorie und Praxis des Resale-Prinzips in der amerikanischen Telekommunikationsregulierung, Januar 2002
- Nr. 232: Ulrich Stumpf:
Prospects for Improving Competition in Mobile Roaming, März 2002
- Nr. 233: Wolfgang Kiesewetter:
Mobile Virtual Network Operators – Ökonomische Perspektiven und regulatorische Probleme, März 2002
- Nr. 234: Hasan Alkas:
Die Neue Investitionstheorie der Realoptionen und ihre Auswirkungen auf die Regulierung im Telekommunikationssektor, März 2002
- Nr. 235: Karl-Heinz Neumann:
Resale im deutschen Festnetz, Mai 2002
- Nr. 236: Wolfgang Kiesewetter, Lorenz Nett und Ulrich Stumpf:
Regulierung und Wettbewerb auf europäischen Mobilfunkmärkten, Juni 2002
- Nr. 237: Hilke Smit:
Auswirkungen des e-Commerce auf den Postmarkt, Juni 2002

- Nr. 238: Hilke Smit:
Reform des UPU-Endvergütungssystems in sich wandelnden Postmärkten, Juni 2002
- Nr. 239: Peter Stamm, Franz Büllingen:
Kabelfernsehen im Wettbewerb der Plattformen für Rundfunkübertragung - Eine Abschätzung der Substitutionspotenziale, November 2002
- Nr. 240: Dieter Elixmann, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Anette Metzler:
Regulierungs- und wettbewerbspolitische Aspekte von Billing- und Abrechnungsprozessen im Festnetz, Januar 2003
- Nr. 241: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf unter Mitarbeit von Ulrich Ellinghaus, Joachim Scherer, Sonia Strube Martins, Ingo Vogelsang:
Eckpunkte zur Ausgestaltung eines möglichen Handels mit Frequenzen, Februar 2003
- Nr. 242: Christin-Isabel Gries:
Die Entwicklung der Nachfrage nach breitbandigem Internet-Zugang, April 2003
- Nr. 243: Wolfgang Briglauer:
Generisches Referenzmodell für die Analyse relevanter Kommunikationsmärkte – Wettbewerbsökonomische Grundfragen, Mai 2003
- Nr. 244: Peter Stamm, Martin Wörter:
Mobile Portale – Merkmale, Marktstruktur und Unternehmensstrategien, Juli 2003
- Nr. 245: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:
Sicherstellung der Überwachbarkeit der Telekommunikation: Ein Vergleich der Regelungen in den G7-Staaten, Juli 2003
- Nr. 246: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:
Gesundheitliche und ökologische Aspekte mobiler Telekommunikation – Wissenschaftlicher Diskurs, Regulierung und öffentliche Debatte, Juli 2003
- Nr. 247: Anette Metzler, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Aktuelle Marktstruktur der Anbieter von TK-Diensten im Festnetz sowie Faktoren für den Erfolg von Geschäftsmodellen, September 2003
- Nr. 248: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel with contributions of Anette Metzler:
"Next Generation Networks" and Challenges for Future Regulatory Policy, November 2003
- Nr. 249: Martin O. Wengler, Ralf G. Schäfer:
Substitutionsbeziehungen zwischen Festnetz und Mobilfunk: Empirische Evidenz für Deutschland und ein Survey internationaler Studien, Dezember 2003
- Nr. 250: Ralf G. Schäfer:
Das Verhalten der Nachfrager im deutschen Telekommunikationsmarkt unter wettbewerblichen Aspekten, Dezember 2003
- Nr. 251: Dieter Elixmann, Anette Metzler, Ralf G. Schäfer:
Kapitalmarktinduzierte Veränderungen von Unternehmensstrategien und Marktstrukturen im TK-Markt, März 2004
- Nr. 252: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Der Markt für Public Wireless LAN in Deutschland, Mai 2004
- Nr. 253: Dieter Elixmann, Annette Hillebrand, Ralf G. Schäfer, Martin O. Wengler:
Zusammenwachsen von Telefonie und Internet – Marktentwicklungen und Herausforderungen der Implementierung von ENUM, Juni 2004
- Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schäffner:
Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, Juni 2004
- Nr. 255: Andreas Hense:
Qualitätsregulierung und wettbewerbspolitische Implikationen auf Postmärkten, September 2004
- Nr. 256: Peter Stamm:
Hybridnetze im Mobilfunk – technische Konzepte, Pilotprojekte und regulatorische Fragestellungen, Oktober 2004

- Nr. 257: Christin-Isabel Gries:
Entwicklung der DSL-Märkte im internationalen Vergleich, Oktober 2004
- Nr. 258: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Diana Rätz:
Alternative Streitbeilegung in der aktuellen EMVU-Debatte, November 2004
- Nr. 259: Daniel Schäffner:
Regulierungsökonomische Aspekte des informatorischen Unbundling im Energiebereich, Dezember 2004
- Nr. 260: Sonja Schölermann:
Das Produktangebot von Universaldienstleistern und deren Vergleichbarkeit, Dezember 2004
- Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélie Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Vorratsdatenspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005
- Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:
Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005
- Nr. 263: Andreas Hense:
Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005
- Nr. 264: Franz Büllingen, Diana Rätz:
VoIP – Marktentwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Mai 2005
- Nr. 265: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Stand der Backbone-Infrastruktur in Deutschland – Eine Markt- und Wettbewerbsanalyse, Juli 2005
- Nr. 266: Annette Hillebrand, Alexander Kohlstedt, Sonia Strube Martins:
Selbstregulierung bei Standardisierungsprozessen am Beispiel von Mobile Number Portability, Juli 2005
- Nr. 267: Oliver Franz, Daniel Schäffner, Bastian Trage:
Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, August 2005
- Nr. 268: Andreas Hense, Marcus Stronzik:
Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, September 2005
- Nr. 269: Ingo Vogelsang:
Resale und konsistente Entgeltregulierung, Oktober 2005
- Nr. 270: Nicole Angenendt, Daniel Schäffner:
Regulierungsökonomische Aspekte des Unbundling bei Versorgungsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen, November 2005
- Nr. 271: Sonja Schölermann:
Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern – Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, Dezember 2005
- Nr. 272: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Transaktionskosten der Nutzung des Internet durch Missbrauch (Spamming) und Regulierungsmöglichkeiten, Januar 2006
- Nr. 273: Gernot Müller, Daniel Schäffner, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, April 2006
- Nr. 274: J. Scott Marcus:
Interconnection in an NGN Environment, Mai 2006
- Nr. 275: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Incumbents und ihre Preisstrategien im Telefondienst – ein internationaler Vergleich, Juni 2006
- Nr. 276: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Wettbewerbspolitische Bedeutung des Postleitzahlensystems, Juni 2006
- Nr. 277: Marcus Stronzik, Oliver Franz:
Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Juli 2006
- Nr. 278: Alexander Kohlstedt:
Neuere Theoriebeiträge zur Netzökonomie: Zweiseitige Märkte und On-net/Off-net-Tariffdifferenzierung, August 2006

- Nr. 279: Gernot Müller:
Zur Ökonomie von Trassenpreissystemen, August 2006
- Nr. 280: Franz Büllingen, Peter Stamm in Kooperation mit Prof. Dr.-Ing. Peter Vary, Helge E. Lüders und Marc Werner (RWTH Aachen):
Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, September 2006
- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006
- Nr. 282: Franz Büllingen:
Mobile Enterprise-Solutions — Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Böschen:
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007
- Nr. 287: Konrad Zoz:
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Marktöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007