

*Universität Hohenheim  
Institut für Volkswirtschaftslehre  
Lehrstuhl für Mikroökonomik insbesondere  
Industrieökonomik (520C)  
Prof. Dr. Ulrich Schwalbe*

*Funktionierender Wettbewerb in der deutschen  
Stromwirtschaft?*

Seminararbeit im Rahmen des Interdisziplinären Seminars  
„Wettbewerbspolitische und rechtliche Aspekte der Energiewirtschaft“

Thomas Fahrig  
Stuttgart  
Wirtschaftswissenschaften 8. Semester

Stuttgart, den 3. Juni 2007

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Liberalisierungsprozesse in der Stromwirtschaft</b>	<b>1</b>
2.1	Deutscher Strommarkt vor der Liberalisierung . . . . .	1
2.2	Der Liberalisierungsprozess in der Europäischen Union . . . . .	2
2.3	Deregulierung der amerikanischen Stromwirtschaft . . . . .	4
2.3.1	Gesetzliche Bestimmungen auf Bundesebene . . . . .	4
2.3.2	Die Regulierungspolitik der FERC . . . . .	5
2.3.3	Die Deregulierung in Kalifornien . . . . .	7
<b>3</b>	<b>Beurteilung des Wettbewerbs anhand der Konzentration des Marktes</b>	<b>9</b>
3.1	Konzentrationsmaße . . . . .	9
3.2	Konzentration auf dem deutschen Stromerzeugermarkt . . . . .	10
3.2.1	Berücksichtigung der grenzübergreifenden Kapazität . . . . .	11
3.2.2	Konzentrationsmessung anhand spezifischer Konzentrationsmaße . .	12
3.3	Konzentration im Stromhandel . . . . .	14
3.4	Konzentration auf dem Regelle Energiemarkt . . . . .	15
3.5	Zusätzliche Indikatoren . . . . .	16
3.5.1	Einfluss von Erzeuger auf die Preise . . . . .	16
<b>4</b>	<b>Vertikale Integration und Markttransparenz zur Beurteilung des Wettbewerbs</b>	<b>18</b>
4.1	Vertikale Integration in der Erzeugung und dem Verkauf von Strom . . . .	18
4.1.1	Marktteilnehmer . . . . .	19
4.1.2	Vertragsgestaltung . . . . .	19
4.2	Vertikale Integration um den Netzbetrieb . . . . .	20
4.2.1	Zugang zum Verteilungsnetz . . . . .	21
4.3	Markttransparenz . . . . .	21
<b>5</b>	<b>Beurteilung des Wettbewerbs anhand der Marktintegration</b>	<b>23</b>
<b>6</b>	<b>Beurteilung des Wettbewerbs mittels Preisuntersuchungen</b>	<b>25</b>
6.1	Erklärung mittels Produktionsfaktoren . . . . .	25
6.2	Erklärung mittels $CO_2$ -Zertifikate . . . . .	25
6.3	Gewinnaufschlag . . . . .	26
<b>7</b>	<b>Schlussbetrachtung</b>	<b>27</b>

## Abbildungsverzeichnis

1	Histogramm der HHI-Werte in Abhängigkeit der Marktdefinitionen für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005 . . . . .	11
2	Lastfaktoren und Grenzkosten für Deutschland in den Jahren 2000 und 2005	17

## Tabellenverzeichnis

1	Konzentrationsmaße der unterschiedlichen Marktdefinitionen für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005 . . . . .	10
2	Konzentrationsmaße bei der Berücksichtigung von grenzübergreifenden Kapazitäten für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005 . . . . .	12
3	RSI-PSI-Schwellen-Analyse für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005 .	13
4	Konzentrationsmaße des Terminmarktes (Jahresbasis/Grundlast) für Deutschland im Jahr 2004 . . . . .	14
5	Konzentrationsmaße des Kassamarktes (Anbieter) für Deutschland in den Jahren 2004 und 2005 . . . . .	15
6	Durchschnittlicher LI und PKA in % basierend auf den GED-Systemkosten und den EEX-Preisen für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005 . . . .	26
7	Durchschnittlicher LI und PKA in % basierend auf den GED-Systemkosten und den Platts-Preisen für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005 . . . .	27

# 1 Einleitung

Da man die „volkswirtschaftlich schädlichen Auswirkungen des Wettbewerbs“ [Präambel des Energiewirtschaftsgesetz (ENWG)<sup>1</sup> von 1935] verhindern wollte, hat man den Strommarkt jegliche Konkurrenzfähigkeit abgesprochen. Grund hierfür war, dass man die wettbewerbliche Erbringung der betroffenen Dienste durch die Eigenschaft der Leitungsgebundenheit als natürliches Monopol mangels Duplizierbarkeit ausschließt. Um die negativen Effekte dieses Monopols, mangelnde Investitionsanreize und überhöhte Preise, zu reduzieren, wurde in der Vergangenheit auf die Regulierung durch den Staat zurückgegriffen. Jedoch setzte sich zu Beginn der 1980er Jahre in den Industrienationen, einhergehend mit der Forderung nach einem „schlanken Staat“ die Erkenntnis durch, dass eine wettbewerbliche Erbringung der leitungsgebundenen Märkte von vornherein nicht ausschließt. Eine Vorreiterstellung in der Marktöffnung wird England und Wales zugesprochen, die seit April 1990 schrittweise den Markt geöffnet haben. Deutschland, wo die Liberalisierung auch schon seit Längerem diskutiert wurde, wurde erst durch eine Binnenmarkttrichtlinie<sup>2</sup>, die bis zum Februar 1999 in nationales Recht umgesetzt werden musste, unter Zugzwang gestellt.

Die vorliegende Arbeit analysiert, ob die vollzogene Liberalisierung zu dem erhofften Ergebnis geführt hat. Dabei wird anhand verschiedener Faktoren der Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt anhand der Daten aus der Energiesektoruntersuchung vom 17. Juni 2005 und der Studie von London Economics vom 26. Februar 2007 untersucht. Bevor mit dieser Analyse begonnen wird, wird im folgenden Abschnitt der deutsche Strommarkt vor der Liberalisierung und der Liberalisierungsprozess der Europäischen Union und den Vereinigten Staaten von Amerika dargestellt. Dabei wird auch kurz auf die Krise in Kalifornien eingegangen, die die negativen Auswirkungen einer „verfehlten“ Deregulierung des Strommarktes aufzeigt.

## 2 Liberalisierungsprozesse in der Stromwirtschaft

### 2.1 Deutscher Strommarkt vor der Liberalisierung

Obwohl im deutschen Elektrizitätssektor mehrere hundert Unternehmen tätig waren, wies dieser Sektor eine monopolistische Struktur auf. Durch den Abschluss von Demarkations- und Konzessionsverträgen wurden Gebietsmonopole geschaffen. Bei Demarkationsverträgen handelt es sich um Verträge, die entweder zwischen Energieversorgungsunternehmen (EVU) und einer Kommune oder zwischen EVU untereinander geschlossen wurden. Durch den Vertrag steht das betroffene Gebiet einem EVU zur ausschließlichen Nutzung zur Verfügung, da sich die anderen EVU verpflichten, sich aus der Stromversorgung in diesem Gebiet heraus zu halten. Die Konzessionsverträge wurden zwischen EVU und Kommu-

---

<sup>1</sup>Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung.

<sup>2</sup>Binnenmarkttrichtlinie für Elektrizität 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19.02.96.

nen geschlossen und räumten dem EVU das Recht zur ausschließlichen Wegenutzung im Versorgungsgebiet gegen Konzessionsabgabe ein.

Der Markt im Elektrizitätssektor gliedert sich in die Verbund-, Regional- und Lokalebene. Auf der Verbundebene waren vor der Marktöffnung acht Unternehmen tätig, die über 80 % des Stromaufkommens erzeugten. Sie sorgten für die Zusammenschaltung von Höchst- und Hochspannungsnetzen und betrieben das daraus entstehende Verbundnetz. Den Strom, den sie erzeugten, gaben sie direkt an Endverbraucher oder an regionale als auch lokale Versorger weiter. Auf der regionalen Ebene fanden sich vor der Marktöffnung 70 Unternehmen, die ihrerseits den Strom, den sie entweder selbst erzeugten oder von anderen EVU erhielten, direkt an die Endverbraucher oder lokalen Versorger verkauften. Es ergab sich eine hohe Integration der Verbundunternehmen in der gesamten Marktstruktur, da vielfach gebietszuständige Verbundunternehmen an den Regionalunternehmen beteiligt waren. Auf der lokalen Stufe versorgten rund 900 Unternehmen die Verbraucher in ihren vertraglich abgesicherten Gebieten. Auch bei den lokalen Unternehmen waren in großen Maßen Unternehmen der vorgelagerten Stufe beteiligt. Festzuhalten ist dabei, dass der Staat an dem überwiegenden Teil der Unternehmen Allein- oder Miteigentümer war.

Somit ergab sich aus der Sicht des einzelnen Verbrauchers eine monopolistische Struktur, da nur ein Stromanbieter ihm in seinem Gebiet zur Verfügung stand. Wenn man den gesamten bundesdeutschen Strommarkt betrachtet, dann handelt es sich vielmehr um eine durch vielfältige Verflechtung gekennzeichnete oligopolistische Struktur. Der Gesetzgeber hatte ein umfassendes Aufsichtsinstrumentarium geschaffen, um die Gewährung der Gebietsmonopole auszugleichen und einen funktionsfähigen Wettbewerb zu ersetzen. Als besondere Regelung sind im ENWG die Investitionskontrolle (nach § 4 ENWG a.F.), die Betriebsaufnahmekontrolle nach § 5 a.F. und das Betriebsuntersagungsverfahren nach § 8 ENWG a.F. zu nennen. Ferner bestand eine Preisaufsicht nach § 103 Abs. 5 S. 2 Nr. 2 GWB a.F., nach dem ein Missbrauch eines Unternehmens dann vorlag, wenn es (ihm zurechenbare) ungünstigere Bedingungen oder Preise forderte als ein vergleichbares Unternehmen [Aum06, S. 65-67].

## 2.2 Der Liberalisierungsprozess in der Europäischen Union

Durch den Liberalisierungsprozess in der Europäischen Union wurde ein europaweiter Markt geöffnet und der Elektrizitätssektor in regulierte und wettbewerbliche Segmente aufgeteilt. Da die Transportaktivitäten des Stroms (bzw. das Stromnetz) aufgrund der nicht wirtschaftlichen Duplizierbarkeit ein natürliches Monopol darstellt, bleibt es weiterhin reguliert. Jedoch werden die Erzeugung, die Großhandelsstruktur und die Endkundenbelieferung zunehmend für den Wettbewerb geöffnet [DC07, S. 112]. Voraussetzung für den Liberalisierungsprozess des Strommarktes in Deutschland bildet die EU-Richtlinie 96/92/EC vom 19. Dezember 1996, die zum 19. Juli 1997 in Kraft trat. Sie wurde durch die 6. Novelle des GWB und die Änderung des ENWG in nationales Recht umgesetzt. Die Richtlinie fordert von den Europäischen Mitgliedsstaaten die Aufhebung der faktischen Monopole auf ihren Elektrizitätsmärkten.

Ihre Kernelemente waren:

- Einräumung der Möglichkeit, dass Großverbraucher ihre Stromlieferanten frei wählen können (Stromverbrauch größer als 100 GWh),
- Vertikal integrierte Unternehmen (Netzbetreiber) dazu verpflichten, qualifizierten dritten Parteien Zugang zu ihrem Stromnetz (Übertragung und Verteilung) zu gewähren („Third Party Access“ (TPA)) und den Netzbetrieb von den anderen Aktivitäten zu separieren (Entflechtung).

Die allmähliche Marktöffnung führte zu signifikanten Unterschieden beim Grad der Marktöffnung unterhalb der Mitgliedsstaaten [DC07, S. 114]. Das Vorhandensein des verhandelten Netzzugangs, der beschränkte Grad an Entflechtungsmöglichkeiten und die mangelnde Möglichkeit des Schaffens eines akzeptierten nationalen Energieregulierers, werden als Hindernis in der Erzeugung eines Wettbewerbsmarktes gesehen [DC07, S. 114]. Diesbezüglich wurde die EU-Richtlinie 2003/54/EC (und die EG-Verordnung Nr. 1228/2003) verfasst, welche darauf zielt, eine komplexe Marktöffnung zu erreichen.

Die Kernelemente sind:

**Vollständige Marktöffnung für alle Verbraucher:** Das bedeutet, dass alle Verbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen können (ab dem 01. Juli 2004 für Nichthaushalte und ab dem 01. Juli 2007 für alle Haushalte)[DC07, S. 115].

**Bildung von Regulierern und Regelung des Netzzugangs:** Dritten Unternehmen soll durch die Einführung eines regulierten TPA-Systems der Zugang zum Netz in einer nichtdiskriminierenden Art gewährt werden. Die Richtlinie beseitigt die Möglichkeit des Systems des verhandelten Netzzugangs („Negotiated Third Party Access“ (NTPA)), welches gegenüber dem regulierten TPA-System die Marktmacht nicht verringert [DC07, S. 115]. Um einen fairen Netzzugang zu gewähren, beauftragt die Richtlinie die Mitgliedsstaaten mit der Berufung eines nationalen Regulierers, welcher unabhängig von der Elektrizitätsindustrie sein soll. Dieser Regulierer soll die Aktivitäten der Netzwerkunternehmen beobachten, sich mit Beschwerden auseinandersetzen und die Gebühren kontrollieren.

**Rechtmäßige Entflechtung:** Um das Risiko der Diskriminierung und Quersubventionierung bei vertikal integrierten Unternehmen zu verringern, fordert die Richtlinie eine rechtmäßige Entflechtung ab dem 01. Juli 2007 zwischen Netzbetrieb und den übrigen Aktivitäten der Unternehmung. Dies bedeutet, dass Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber unabhängig in ihrer Organisation und Entscheidungsfindung sein sollen. Mitgliedsstaaten sind berechtigt, für Unternehmen, die weniger als 100.000 Verbraucher versorgen, Ausnahmen bei der Entflechtung zu gewähren [DC07, S. 116].

Die Richtlinie macht jedoch keine Aussagen über die Entflechtung zwischen Erzeuger und Endkundenmarkt und den Einnahmen aus den langfristigen Stromverträgen, welche zur

Reduzierung der Liquidität der Großhandelsmärkte führen [DC07, S. 116] [Sch06, S. 16] [Aum06, S. 68].

## 2.3 Deregulierung der amerikanischen Stromwirtschaft

Die U.S.-amerikanische Stromwirtschaft war seit ihren Anfängen (vergleichbar der Situation in Deutschland) durch die Existenz zahlreicher vertikal integrierter Stromunternehmen gekennzeichnet. Diese waren teilweise in Besitz der einzelnen Bundesstaaten, des Zentralstaats, der Kommune oder im privaten Besitz. Ähnlich zur traditionellen Struktur in Deutschland, verfügten die Unternehmen über exklusive Lizenzen für die Versorgung der Endkunden in regional abgegrenzten Gebieten.

### 2.3.1 Gesetzliche Bestimmungen auf Bundesebene

Diese Dominanz des Modells des integrierten Gebietsmonopols in allen Bundesstaaten wurde durch den Public Utility Holding Company Act (PUHCA) von 1935 sichergestellt. Ergänzend zur PUHCA kam es zur gleichzeitigen Verabschiedung des Federal Power Act (FPA), durch welche grenzüberschreitende Stromhandelstransaktionen einer neuen Regulierungsbehörde des Bundes, der Federal Power Commission (FPC, ab 1978 der Federal Energy Regulatory Commission FERC) unterstellt wurden [Kum01a, S. 4]. Die U.S.-Stromwirtschaft war im Folge des PUHCA und des FPA durch die Gewinnregulierung der Unternehmen auf der einen Seite sowie auf der anderen Seite durch das Recht der Anteilseigner auf eine „angemessene“ Rendite gekennzeichnet [Kum01a, S. 5]. Dementsprechend konnte der Stromsektor bis Anfang der 1990er Jahre als eine der am striktesten regulierten Wirtschaftsbranchen der USA bezeichnet werden [Kum01a, S. 6]. Aufgrund der steigenden Primärenergiepreise in Folge der ersten Ölpreiskrise, begann eine Diskussion über die Vorteilhaftigkeit des Einsatzes regenerativer Energien als eine Alternative zum Import von Primärenergie. Somit kam zunehmend die Frage auf, ob neuen Anbietern der Markteintritt in die Stromerzeugung ermöglicht werden sollte.

Im Jahr 1978 verabschiedete der U.S.-Gesetzgeber den Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), welcher zur Erhöhung der Energieeffizienz im Allgemeinen und die Optimierung des Betriebes bestehender Anlagen im Speziellen als Hauptziel hatte. Die Etablierung des Einspeisungsrechts bestimmter unabhängiger Stromerzeuger in das Netz der Gebietsmonopole gilt als wichtigste Bestimmung der PURPA<sup>3</sup>. Infolgedessen gewann der Großhandel an Volumen und die Dominanz des Modells des integrierten Gebietsmonopolisten verlor ein wenig an seiner Bedeutung. Unbeabsichtigt schuf der PURPA die Grundlage für die derzeitige Struktur der U.S.-Stromwirtschaft, da die regulatorische (Teil-)Entflechtung der Stromerzeuger von der Endversorgung eine notwendige Voraussetzung für die Einführung von Wettbewerb in der Stromversorgung war. Jedoch führte die PURPA eher zu einer Intensivierung der Regulierungen. Auf dem Weg zu mehr Wettbewerb zeigten sich jedoch zwei wesentliche Probleme: Die Teilnehmerzahl der Anbieterseite

---

<sup>3</sup>Verpflichtung der Gebietsmonopole, den Strom zu regulierten Preisen abzukaufen.

des Großhandelsmarkt (durch PUHCA und FPA) und die der Nachfragerseite<sup>4</sup> war extrem beschränkt [Kum01a, S. 7/8]. Als Antwort auf diese Problematik verabschiedete der U.S.-Gesetzgeber den Energy Policy Act (EPA) von 1992 und schuf somit eine neue Kategorie von Stromerzeugern und dadurch eine erweiterte Möglichkeit des Markteintritts für unabhängige Stromerzeuger. Diese Stromerzeuger, als Exempted Wholesale Generators (EWG) bezeichnet, wurden von den meisten Restriktionen des PUHCA und PURPA befreit<sup>5</sup>. Aufgrund dessen wurde eine Voraussetzung geschaffen, die Teilnehmerzahl auf dem Großhandelsmarkt zu erhöhen. Die Teilnehmerzahl auf der Nachfragerseite wurde prinzipiell dadurch erweitert, dass der FERC erstmals die Möglichkeit zur Anordnung von Durchleitungen durch fremde Netze gegeben wurde. Trotzdem wurde mit diesem Gesetz keinesfalls eine Grundlage für Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt geschaffen, da es sich auf der Nachfragerseite um weiterverkaufende Stromunternehmen handelt. Außerdem liegt die Kompetenz für die Bestimmungen des Einzelhandels bei den jeweiligen Bundesstaaten.

Nach Kumka können die bisherigen Maßnahmen nicht als klare Deregulierungsschritte charakterisiert werden [Kum01a, S. 9]. Der EPA stellt nicht nur allein ein Liberalisierungsschritt für Erzeugung und Großhandel dar, sondern trägt durch die Vergrößerung des Großhandelsmarktes auch ein Schritt zur Zentralisierung von Regulierungsbefugnissen bei. Um den Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt zu intensivieren und die Preisunterschiede zwischen den Bundesstaaten zu verringern, wurden einige Passagen des FPA von 1935 neu interpretiert [McN00, S. 33]. Dabei wird im Folgenden auf die ersten Schritte seit Mitte der achtziger Jahre und auf die Order 888, 889 und 2000 eingegangen.

### 2.3.2 Die Regulierungspolitik der FERC

Traditionell mussten die Preise im Bereich des Stromverkaufs auf der Großhandelsebene von der FERC genehmigt werden<sup>6</sup>. Ab Mitte der achtziger Jahre wurde diese Regulierungskompetenz von der FERC flexibler gehandelt. Hatten die Unternehmen keine asymmetrischen Marktpositionen (aus der Sicht der FERC) inne, so wurden die zwischen den Unternehmen vereinbarten Marktpreise als angemessen akzeptiert<sup>7</sup> [Kum01a, S. 10]. Es handelt sich hierbei um eine freiwillige Marktöffnung, da die FERC die Unternehmen nicht zur Durchleitung zwingen konnte. Somit hatten „teuer“ produzierende Unternehmen die Möglichkeit und auch den Anreiz, den Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt in weiten Bereichen zu verhindern. Erst mit dem EPA von 1992 verbesserte sich die Stellung der FERC, da sie nun die Durchleitung auch gegen den Willen der Netzbetreiber anordnen konnte. Daraus entstand eine partielle Deregulierung der Stromerzeugung. Aus der Sicht der FERC hat sich das bisherige Vorgehen als nicht hinreichend für die

---

<sup>4</sup>Da die FERC kein wirksames Instrument besaß um Durchleitungen durch die Netze von Versorgungsunternehmen anzuordnen.

<sup>5</sup>Sie unterliegen u.a. nicht den geographischen Restriktionen und werden nicht direkt gewinnreguliert.

<sup>6</sup>Cost-Plus- bzw. Rate of Return-Regulierung.

<sup>7</sup>Ende der achtziger Jahre wurde das Kriterium der fehlenden Marktmacht derart konkretisiert, dass ein Unternehmen, welches die Übertragungsnetze für die Durchleitung Dritter öffnet, der Regulierung entgehen kann.



Entstehung von Wettbewerb erwiesen. Es bestanden nun nebeneinander unterschiedliche Netzzugangssysteme. Manche Netzbetreiber hatten ihr Netz weitgehend zur Nutzung freigegeben, andere hatten einzelne Durchleitungen aufgrund der Anordnung der FERC zulassen müssen und wiederum andere hatte weder Durchleitungstarife publiziert, noch Durchleitungen auf bilateraler Basis erlaubt. Das bis dahin von dem EPAct formulierte Modell des Netzzugangs kann nach Kumkar als Durchleitungsmodell (für Bereiche des Stromgroßhandels) charakterisiert werden. Es ähnelt im Grundsatz dem Modell des in Deutschland genutzten verhandelten Netzzugangs [Kum01a, S. 11].

**Die Order 888 und die Order 889** Um die Existenz der verschiedenen Netzzugangssysteme zu beseitigen, schreibt die FERC mit der Verordnung vom April 1996 (Order 888<sup>8</sup>) für das Übertragungsnetz die Einrichtung eines Common Carrier-Modells vor. Sie weist eine striktere Regulierung des Stromtransports auf, welche einen nichtdiskriminierenden Netzzugang ermöglichen soll. Ihre Kernelemente waren die Veröffentlichung der Übertragungstarife und die funktionelle Entflechtung der Versorgungsunternehmen in den Bereichen Management und Rechnungslegung. In der ergänzenden Order 889 wird eine organisatorische Trennung der Bereiche Stromerzeugung und Übertragung verbindlich vorgeschrieben [Kum01a, S. 15]. Die Order 888 und die Order 889 führten somit zu einer Intensivierung der Regulierung des Übertragungsnetzbereiches. Diese Intensivierung war aus Sicht der FERC zur Deregulierung des Stromhandels und -erzeugung notwendig. Die FERC strebte zudem an, die Stromerzeugung aus neue Kraftwerken nicht mehr nach der „cost-plus“-Methode preiszuregulieren. Die Unternehmen sollten die Preise für den in den Kraftwerken erzeugten Strom frei am Markt bestimmen können, welcher dann nunmehr einer Ex-Post-Überwachung unterliegt.

Zur Behandlung der nichtamortisierbaren Investitionen<sup>9</sup> sieht die Order 888 vor, dass diese der Kunde durch eine Ausstiegsgebühr<sup>10</sup> zu tragen habe. Die Höhe der Ausstiegsgebühr soll einzelfallbezogen über bilaterale Verhandlungen zwischen den Parteien festgelegt werden. Die FERC will diese Verhandlungen überwachen und hat im Streitfall die Entscheidungsgewalt [Kum01a, S. 17/18]. Des Weiteren sieht die Order 889 für die Netzbetreiber die Einführung eines Informationssystems vor (Open Access Same-Time Information System (OASIS)). Auf dieses sollen alle Unternehmen Zugang haben [CMB02, S. 1/2].

**Die Order 2000** Die Implementierung der Order 888 und 889 führte zu einer Zunahme der Handelstransaktionsvolumina auf dem Großhandelsmarkt und der Transaktionsvolumina über fremde Netze. Daraus wurden erhebliche Ineffizienzen bei der konkreten Netznutzung und des Netzausbaus ersichtlich [Kum01a, S. 20/21]. Ein weiteres Defizit

---

<sup>8</sup>Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities.

<sup>9</sup>Investitionen, welche durch Belieferung von Nachfragern auf dem Großhandelsmarkt entstehen und unter wettbewerblichen Bedingungen uneinbringlich sind.

<sup>10</sup>Gebühr zum Ende des Liefervertrages.

sah die FERC in den erheblichen Anreizproblemen seitens der Übertragungsnetzbetreiber, die durch die Order 888/889 nur in ihren Auswirkungen gemildert werden konnten<sup>11</sup>. Beide Defizite versuchte die FERC mit ihrer am 20. Dezember 1999 verabschiedeten Order 2000 zu entgegnen, wonach sich die vertikal integrierte Stromwirtschaft hin zu horizontal integrierten Transportnetzen verringern sollte [Kum01a, S. 20]. Die Order 2000 forderte zu diesem Zweck alle Transportunternehmen auf, „freiwillig“ einer regionalen Übertragungsorganisation (RTO) beizutreten. Sie erhofften sich dadurch u.a. die Effizienz der Verwaltung der Übertragungsnetzbetreiber zu erhöhen und die verbleibenden Spielräume für diskriminierende Praktiken zu beseitigen. Die FERC schrieb keine konkrete Form der RTO vor. Sie nannte als Beispiele die unabhängigen Netzbetreiber (Independent System Operator (ISO)) als auch die Transcos, welche im Gegensatz zur ISO gewinnorientiert sind und über eigene Transportanlagen verfügen [CMB02, S. 2/3].

### 2.3.3 Die Deregulierung in Kalifornien

Schon vor der Reform im Jahr 1996 zeigte die Öffnung des Großhandels durch die Reformen der U.S.-Rechtssprechung Wirkung. So machten die Kapazitäten der unabhängigen Erzeuger rund 20 % der gesamten produzierten Kapazität in Kalifornien aus. Die Tatsache, dass der durchschnittliche Strompreis in Kalifornien über 70 % des U.S.-Durchschnittes lag, war der Auslöser für die Reform [Kum01a, S. 32].

Kalifornien nahm durch die Restrukturierungsentscheidungen der kalifornischen Regulierungskommission im Dezember 1995 und des ergänzenden Umstrukturierungsgesetzes (Assembly Bill 1890) im September 1996 eine Vorreiterstellung in den Vereinigten Staaten ein. Die kalifornische Regulierungskommission (CPUC) ergriff kurz nach der Verabschiedung des EPAct die Initiative und hatte den von dem EPAct vorgesehenen Wettbewerb auf der Großhandelsebene um zwei Elemente ergänzt. Erstens schaffte sie die geschlossenen Versorgungsgebiete ab, indem sie Wettbewerbselemente auf der Einzelhandelsebene einführte. Zweitens wurden die Marktsegmente rereguliert, die weiterhin für regulierungsbedürftig gehalten wurden [Kum01a, S. 38]. Des Weiteren wurde der Ansatz des Common-Carrier-Modells auch auf die Ebene des Verteilungsnetzes ausgeweitet.

Im Zuge dieser Reformen entstanden zwei neue zentrale Marktinstitutionen. Zum einen der unabhängige Netzbetreiber (CAISO) und zum anderen die Strombörse CalPX. Die Versorgungsunternehmen (SCE, SDG&E und PG&E) blieben zwar Eigentümer ihrer Netze, mussten jedoch den Betrieb an den CAISO abgeben. Zu den Aufgaben des CAISO gehörten die Übertragungsnetznutzung und die Preisbildung, die Koordination der Kraftwerkseinsatzplanung, die Sicherung der Systemstabilität und die Absicherung und Rechnungsstellung mit den beteiligten Unternehmen. Der nichtgewinnorientierte CAISO darf jedoch keine Anteile an Erzeugungs- oder Übertragungsanlagen besitzen [Kum01a, S. 42]. Die CalPX organisiert den Wettbewerb zwischen Stromerzeugern in einem täglichen Auktionsverfahren für jeweils einstündige Intervalle des darauffolgenden Tages (kurzfristiger Terminmarkt für Strom). Die Teilnahme für die Stromhändler und den privaten

<sup>11</sup>Hauptsächliches Anreizproblem war die Gewährung eines nichtdiskriminierenden Netzzugangs.

„neuen“ Stromerzeuger ist optional. Sie können ihren Bedarf auch mittels bilaterale langfristige Verträge decken. Die „alten“ Stromerzeuger können jedoch ihren Strom nur noch über die CalPX verkaufen. Ferner wird von den traditionellen Stromerzeugern verlangt, sich „freiwillig“ von mindestens 50 % der fossilen Erzeugungskapazitäten zu trennen. Die Problematik der nichtamortisierbaren Investitionen wurde durch die Einführung der Competition Transition Charge (CTC) gelöst. Man suchte eine Finanzierungsform, welche „wettbewerbsneutral“ und „gerecht“ ist und zudem verhindern sollte, dass die Strompreise im Zuge der Restrukturierung über die Werte steigen, die sie vor der Umstrukturierung hatten [Kum01a, S. 56]. Die CTC war eine Sonderabgabe auf Stromverkäufe, unabhängig vom Bezugsmodus.

**Die Entwicklung der Reform** Die Umstrukturierungen traten Anfang 1998 in Kraft und zum 1. April 1998 nahmen CAISO und CalPX ihre Tätigkeit auf. Bis zum Frühsommer 2000 funktionierten die Märkte im Großen und Ganzen so, wie erhofft. Der Preis war moderat und die traditionellen Unternehmen verkauften ihre fossil befeuerten Kraftwerke vollständig. Jedoch bestanden einige Startprobleme<sup>12</sup>, von denen man aber dachte, dass diese in der Übergangszeit beseitigt werden könnten. Im Frühsommer 2000 stiegen die Monatsdurchschnittspreise auf 407 Dollar/MWh (das siebzehnfache des durchschnittlichen Preises im ersten Jahr der Liberalisierung 1998/99) [Kum02, S. 7/8]. Für die ehemaligen Gebietsmonopolisten begannen finanzielle Schwierigkeiten, da sie durch die fixierten Endverbraucherpreise die Kostensteigerungen auf dem Großhandelsmarkt nicht an die Verbraucher weitergeben konnten. Des Weiteren hatten sie auch nicht die Möglichkeit, durch langfristige Stromlieferverträge den Anstieg des Strompreises zu entgehen. Somit rief der Gouverneur von Kalifornien im Januar 2001 den Notstand aus und beauftragte das Department of Water Resources (DWR), die Kunden der zahlungsunfähig gewordenen privaten Energieversorger mit Strom zu versorgen. Am 01. Februar 2001 kam es aufgrund der Zahlungsunfähigkeit von SCE und PG&E dazu, dass die CalPX ihre Tätigkeit einstellte und Bankrott anmeldete. Das DWR übernahm daraufhin den Großhandel mit Strom [Has06, S. 49].

**Die Ursachen der Entwicklung** Die Ursachen dieser Krise sind vielschichtig. Es wurden zu wenig Kraftwerke genehmigt und gebaut, wodurch die Nachfrage-Marktmacht stieg. Auf die mangelnden Kapazitäten machte CAISO schon im Jahr 1999 aufmerksam. Jedoch unternahm weder die CPUC noch der Gesetzgeber etwas [Kum01b, S. 40]. Ferner war es ein heißer Sommer, was zur Folge hatte, dass die Nachfrage nach Strom anstieg und zugleich die Wasserkraftwerke mangels Wasser nicht so laufen konnten wie gewohnt. Dies führte dazu, dass auf Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen zurückgegriffen wurde, die durch die Verknappung der  $SO_2$ -Emissionszertifikate die Preise steigen ließen [Has06, S. 50]. Für den Import des Stroms außerhalb Kaliforniens war das Netz zu diesem Zeit-

---

<sup>12</sup>Die Ausgestaltung der Märkte für Netzhilfsdienstleistungen erwies sich als schwer und es trat eine sehr hohe Nachfrage-Marktmacht zu Spitzenlastzeiten auf.

punkt nicht ausgelegt. Die Ursache des Bankrotts der Unternehmen SCE und PG&E liegt wohl in der Tatsache, dass sie sich nicht gegen das Strompreisrisiko mittels langfristigen Verträgen haben absichern können.

Da das DWR weiterhin den Stromhandel und die Stromversorgung übernahm ist der Markt in Kalifornien de facto wieder in staatlichen Händen. Im Mai 2003 wurde von der CPUC ein Energy Action Plan verabschiedet. Danach sollen neue dezentrale Kraftwerke gebaut und die Netze modernisiert und ausgebaut werden. Zudem sollen manipulationsresistente Marktregeln erarbeitet und ein Frühwarnsystem entwickelt werden. Nachdem die Liberalisierungsprozesse in der Europäischen Union und den Vereinigten Staaten sowie die Krise in Kalifornien dargestellt wurden, wird im Folgenden der Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt anhand verschiedener Faktoren analysiert.

### 3 Beurteilung des Wettbewerbs anhand der Konzentration des Marktes

Eine Möglichkeit, den Wettbewerb auf einem Markt zu analysieren und mit anderen Märkten vergleichbar zu machen, ist, seine Konzentration zu messen. So könnte eine Ursache für nicht funktionierenden Wettbewerb in einer hohen Konzentration von Unternehmen in einem Markt liegen. Besitzt eine Unternehmung einen hohen Marktanteil, dann bietet dieser ihr die Möglichkeit, die Marktmacht auszunutzen und den Wettbewerb zu behindern. Im nächsten Abschnitt wird ein Überblick über die Konzentrationsmaße gegeben.

#### 3.1 Konzentrationsmaße

Die am häufigsten verwendeten Maßzahlen zur Messung der Konzentration sind zum einen die Konzentrationsrate ( $CR_N$ ) und zum anderen der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI). Die Konzentrationsrate ist eine Maßzahl, die die absolute Konzentration beschreibt. Dabei wird die absolute Konzentration auf eine bestimmte Anzahl von Unternehmen bezogen (z.B. der 2, 3, 5, 10, 100 größten Unternehmen). Um die Konzentrationsrate der N-größten Unternehmen zu ermitteln, werden die Marktanteile ( $S_n$ ) dieser Unternehmen kumuliert<sup>13</sup>. Bei dem Herfindahl-Hirschman-Index handelt es sich um ein absolutes summarisches Konzentrationsmaß. Er berücksichtigt im Gegensatz zur Konzentrationsrate die gesamten Unternehmen eines Marktes. Der HHI summiert die Quadrate der Marktanteile aller Unternehmen eines Marktes<sup>14</sup> auf. Die Wettbewerbsbehörden u.a. die Generaldirektion (GD) Wettbewerb geben folgende kritische Werte für die Klassifizierung des Wettbewerbs an:

**HHI < 1000** geringe/keine Konzentration

**1000 ≤ HHI < 1800** mäßige Konzentration

---

<sup>13</sup> $CR_N = \sum_{n=1}^N 100 * S_n$ .

<sup>14</sup> $HHI = \sum_{n=1}^I 100 * S_n^2$ .

$1800 \leq \text{HHI}$  hohe Konzentration [LE07, S. 266].

Bei der Konzentrationsrate wird ein kumulierter Marktanteil von 50 % für die vier größten Unternehmen als kritisch angesehen [Sch05, S. 140]. Im Folgenden wird anhand verschiedener Konzentrationsmaße der Wettbewerb auf dem deutschen Stromerzeugermarkt analysiert.

### 3.2 Konzentration auf dem deutschen Stromerzeugermarkt

Zur Berechnung der Marktanteile werden im Folgenden verschiedene Marktdefinitionen verwendet.

**Verfügbare installierte Kapazität:** Sie beinhaltet die gesamten Kapazitäten der einzelnen stromerzeugenden Einrichtungen der Unternehmen bei voller Kapazitätsauslastung. Beachtet werden dabei auch die Einflüsse des Wetters und der Ausfall der Kraftwerke<sup>15</sup>.

**Verfügbare Kapazitäten:** Die verfügbare Kapazität entspricht gleich der verfügbaren installierten Kapazität abzüglich der zweckgebundenen Reservekapazitäten und zuzüglich dem Bezug von Energie mittels langfristigen Verträgen.

**Gesamte Erzeugung:** Die gesamte Erzeugung eines Unternehmens entspricht der Summe der erzeugten Stromeinheiten aller Einrichtungen eines Unternehmens. Bei dieser Marktdefinition wird die Erzeugungskapazität ausgeschlossen, welche zur Abdeckung von Spitzenlastzeiten zur Verfügung stehen. Somit bekommen die Erzeuger ein großes Gewicht, welche Basiskapazitäten, besonders außerhalb der Spitzenlastzeiten, anbieten.

**Ökonomische Kapazitäten:** Es werden hierbei die Kapazitätseinheiten betrachtet, deren Grenzkosten unterhalb der Grenzkosten des gesamten Stromsystems liegen. So zählen die Kapazitätseinheiten, deren Grenzkosten oberhalb der Grenzkosten des gesamten Systems liegen zwar zu der verfügbaren Kapazität, aber nicht zu der ökonomischen Kapazität [LE07, S. 264/265].

Für den deutschen Energieerzeugungsmarkt wurden der HHI und die Konzentrationsrate ( $CR_2$ ) auf Stundenbasis über den Untersuchungszeitraum 2003 bis 2005 berechnet. Die Häufigkeitsverteilung der HHI für die einzelnen Marktdefinitionen ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Tabelle 1 gibt zudem noch einen Überblick über die minimalen, maximalen und durchschnittlichen HHI-Werte und Konzentrationsraten aller Marktdefinitionen.

Man sieht, dass nur bei einem unwesentlichen Teil der beobachteten Stunden (jeder Kapazität) der HHI unter der Schwelle von 1800 liegt. Bei der Berücksichtigung des Einflusses von langfristigen Verträgen und Reservekapazitäten (Marktdefinition: verfügbare Kapazität) kann man konstatieren, dass der Markt noch höher konzentriert ist ( $\emptyset$  HHI: 1977)

---

<sup>15</sup>Z.B. führt warmes Wetter zur unzureichenden Kühlung von Kernkraftwerken, die somit in der Kapazität gedrosselt werden müssen.

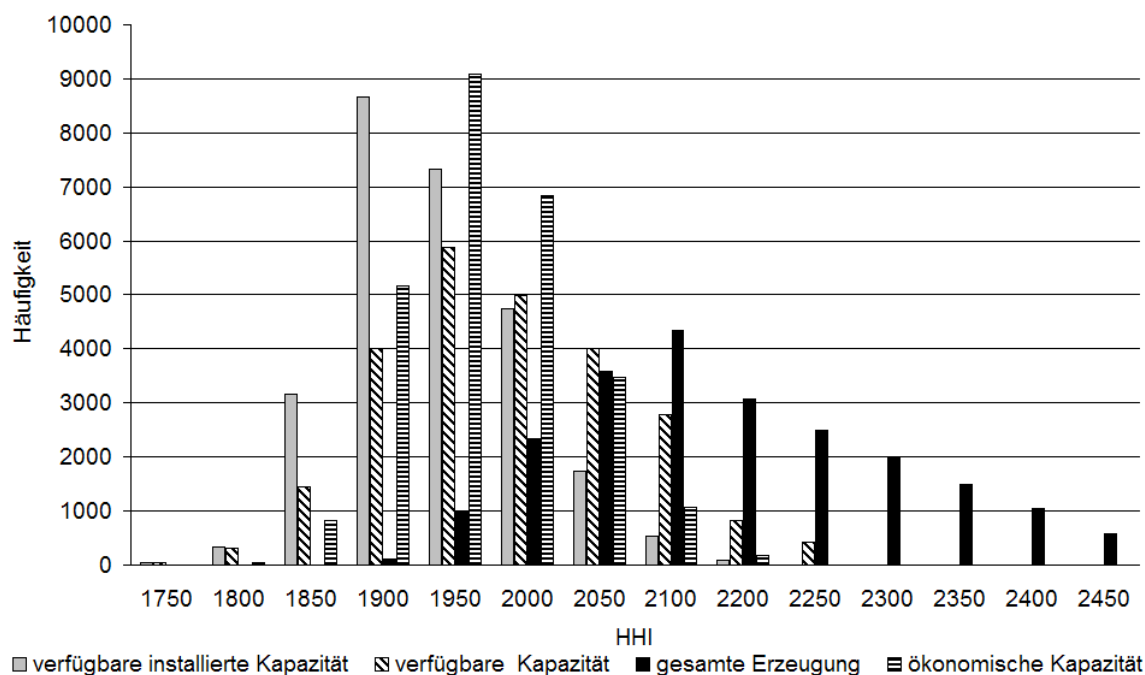


Abbildung 1: Histogramm der HHI-Werte in Abhängigkeit der Marktdefinitionen für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005

Quelle: Eigene Darstellung [LE07, S. 267-281].

	verfügbare installierte Kapazität		VERFÜGBARE KAPAZITÄT		GESAMTE ERZEUGUNG		ÖKONOMISCHE KAPAZITÄT	
	$CR_2$	HHI	$CR_2$	HHI	$CR_2$	HHI	$CR_2$	HHI
$\emptyset$	54,1	1914	57,2	1977	57,3	2143	54,2	1945
Max	60,1	2158	64,6	2403	65,7	2665	60,1	2177
Min	49,1	1734	51,1	1734	50,7	1795	49,0	1755

Tabelle 1: Konzentrationsmaße der unterschiedlichen Marktdefinitionen für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005

Quelle: Eigene Darstellung [LE07, S. 267-281].

gegenüber der Betrachtung der verfügbaren installierten Kapazität ( $\emptyset$  HHI: 1914). Die höchste Konzentration hat der Stromerzeugermarkt bei der Berücksichtigung der gesamten Erzeugung. Hierbei verteilte sich der HHI um die 2100 und in nur ein Prozent der Fälle lag der HHI unterhalb der 1900 Schwelle [LE07, S. 274]. Auch weitere Untersuchungen in Abhängigkeit der Saison oder Tageszeiten (Lastzeit oder außerhalb der Lastzeit), auf die hier nicht näher eingegangen werden, bestätigten das Ergebnis, dass der Markt hoch konzentriert ist, da in allen Fällen die  $CR_2$  größer als 50 % und der HHI größer als 1800 war.

### 3.2.1 Berücksichtigung der grenzübergreifenden Kapazität

In der bisherigen Analyse wurde die grenzübergreifende Kapazität, d.h. die mögliche Kapazität, welche anhand von Exporten und Importen mit den deutschen Nachbarländern

zur Verfügung steht, nicht berücksichtigt. Bei der Berücksichtigung dieser Kapazität<sup>16</sup> werden zwei Annahmen bezüglich der Aufteilung der Kapazität unterschieden. Zum einen die Addition der Kapazität zur Gesamtkapazität des Marktes, ohne dass die Kapazitäten der einzelnen Firmen betroffen sind. Dadurch wird der maximal mögliche positive Einfluss dieser Kapazität auf die Konzentration angenommen. Und zum anderen die Addition der Kapazität zum größten Unternehmen des Marktes. Hierdurch wird der maximal mögliche negative Einfluss auf die Konzentration des Marktes gemessen. Die Tabelle 2 gibt einen Überblick über die minimalen, maximalen und durchschnittlichen HHI-Werte und Konzentrationsraten bei der Berücksichtigung der grenzübergreifenden Kapazität sowie des gesamten Lastflusses<sup>17</sup>. Wie man in der Tabelle 2 sehen kann, führen Annahmen bezüglich

	GRENZÜBERGREIFENDE KAPAZITÄT				GESAMTER LASTFLUSS			
	Addition zum Markt		Addition zum größten Unternehmen		Addition zum Markt		Addition zum größten Unternehmen	
	$CR_2$	HHI	$CR_2$	HHI	$CR_2$	HHI	$CR_2$	HHI
$\emptyset$	42,1	1160	64,3	2603	58,1	2209	57,6	2172
Max	48,8	1351	69,7	2947	80,0	4197	76,8	3493
Min	37,1	970	59,8	2352	46,9	1511	48,8	1753

Tabelle 2: Konzentrationsmaße bei der Berücksichtigung von grenzübergreifenden Kapazitäten für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005

*Quelle:* Eigene Darstellung [LE07, S. 283-286].

der grenzübergreifenden Kapazität zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Es bestünde die Möglichkeit, dass die Konzentration auf dem deutschen Markt sinkt, wenn man die gesamte grenzübergreifende verfügbare Kapazität, unter der Annahme der Addition zum Markt, betrachtet ( $\emptyset$  HHI liegt bei 1160 und  $\emptyset$   $CR_2$  bei 42,1)<sup>18</sup>. Da Deutschland jedoch ein Nettoexporteur von Strom ist, ist eher der in der rechten Tabellenhälfte dargestellte Fall des tatsächlichen Lastflusses realistisch. Dabei wird deutlich, dass die Konzentrationsrate bei beiden Annahmen sehr stark gestiegen ist. Allgemein kann man sagen, dass der deutsche Markt in der Elektrizitätserzeugung über alle Marktdefinitionen sehr hoch konzentriert ist. Die einzige Ausnahme bildet die Berücksichtigung der grenzübergreifenden Kapazität, welche einen positiven Einfluss auf die Konzentrationsrate hat. Dieser Fall ist jedoch sehr unwahrscheinlich.

### 3.2.2 Konzentrationsmessung anhand spezifischer Konzentrationsmaße

Neben den allgemeinen Konzentrationsmaßen gibt es für den Elektrizitätssektor auch noch spezifische Indizes. Der Rest-Supply-Index (RSI) stellt das Verhältnis vom gesamten Marktangebot außer dem Angebot des betrachteten Unternehmens zur gesamten Stromer-

<sup>16</sup>Grundlage der Berechnung stellt die verfügbare installierte Kapazität dar.

<sup>17</sup>Grundlage der Berechnung stellt die gesamte Erzeugung dar.

<sup>18</sup>Entscheidend an dieser Analyse ist, dass bereits der geringe Betrag an grenzübergreifender Kapazität im Vergleich zur gesamtdeutschen Kapazität, zu einer großen Auswirkung auf die Konzentrationsrate in Deutschland führen kann.

zeugung dar<sup>19</sup>. Es handelt sich hierbei um einen zweistufigen Test, wobei im ersten Schritt geschaut wird, ob der RSI ein Wert von 110 % unterschreitet. Das bedeutet, dass das Restangebot geringer ist als 110 % der Nachfrage. Im zweiten Schritt wird geprüft, ob dies in über 5 % der Fälle geschieht, wobei es sich dann um keinen Wettbewerbsmarkt handelt. Der Pivotal-Supplier-Index (PSI) gibt an, ob ein Unternehmen benötigt wird um die Restnachfrage des Marktes zu bedienen. Das heißt, es handelt sich um eine 0/1-Variable, die den Wert 1 annimmt, wenn das Unternehmen benötigt wird, andernfalls den Wert 0 annimmt. Nimmt die Variable in mehr als 20 % der Fälle den Wert 1 an, dann wird der Anbieter als entscheidend (Pivotal) für die Deckung der Gesamtnachfrage und das Marktergebnis als nicht wettbewerblich angesehen<sup>20</sup>. In der Tabelle 3 sind die Ergebnisse der RSI und PSI Analyse für Deutschland dargestellt. Man sieht, dass im Jahr 2005 die

Unternehmen <sup>21</sup>	% ANTEIL DER STUNDEN, RSI < 110%				% ANTEIL DER STUNDEN, PSI = 1			
	1	2	3	4	1	2	3	4
2003-2005	47,7	4,6	77,1	3,8	11,5	0	49,8	0
2003	48,7	2,9	75,2	1,6	10,6	0	44,7	0
2004	50,2	3,3	80,1	1,9	11	0	54,1	0
2005	44,3	7,7	75,9	7,9	13,1	0	50,5	0

Tabelle 3: RSI-PSI-Schwellen-Analyse für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005  
*Quelle:* Eigene Darstellung [LE07, S. 292-303].

5 % Schwelle beim RSI von allen Unternehmen überschritten wurde. Im Durchschnitt der Jahre 2003 bis 2005 gab es nur 2 Unternehmen, die die 5 % Schwelle überstiegen. Beim PSI wird von „nur“ einer Firma die Schwelle von 20 % überschritten, dies aber um rund 30 Prozentpunkte. Im Durchschnitt der Jahre 2003 bis 2005 lag die Firma 3 bei 49,8 %, was bedeutet, dass die Unternehmung in rund 50 % der Fälle als wichtiger Erzeuger bei der Deckung der Nachfrage angesehen wird. Somit kommt auch die Analyse dieser beiden Indizes zum Ergebnis, dass der deutsche Stromerzeugermarkt ein hoch konzentrierter Markt ist. Auch bei der Analyse mittels alternativen Szenarien<sup>22</sup> ändert sich das Bild, dass es sich bei dem deutschen Stromerzeugermarkt um einen hoch konzentrierten Markt handelt, nicht. Die Ergebnisse verdichten eher die bisherige Analyse [LE07, S. 298-303].

Wie bei den allgemeinen Konzentrationsraten wurde auch für den RSI und den PSI der Einfluss von grenzübergreifenden Kapazitäten untersucht. Dabei wurde die gesamte grenzübergreifende Kapazität zu dem Angebot in Deutschland addiert. Die Kapazität wurde einerseits entsprechend der Marktanteile der Unternehmen im Inland auf die Unternehmen aufgeteilt oder andererseits entsprechend des Marktanteils der Unternehmen im Ausland, von wo die Kapazitäten kommen, auf die Unternehmen aufgeteilt. Zudem

<sup>19</sup>  $RSI_j = \frac{\sum_{i=1}^N ac_i - AC_i}{\sum_{i=1}^N \text{Stromerzeugung\_pro\_Stunde}}$  für  $i=1,2,3 \dots N$ .

<sup>20</sup> Es handelt sich bei den Schwellen nicht um eine ökonomische Berechnung sondern um Erfahrungswerte.

<sup>21</sup> Bei der Veröffentlichung der Daten waren die Unternehmen durch einen Schlüssel charakterisiert. Es handelt sich jedoch bei den vier Unternehmen um die Unternehmen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW.

<sup>22</sup> D.h. besondere Betrachtung von langfristigen Lieferverträgen und Reservekapazitäten.



wurde der grenzübergreifende Lastfluss zum Lastfluss im Inland addiert. So führte die Beachtung der grenzübergreifenden Kapazität bei der PSI und RSI-Analyse zu einem signifikanten Sinken der Anteile, an welchem die Unternehmen die Schwellen überschritten hatten. Im Ganzen wurde nur noch eine Unternehmung (Unternehmen 3) bei der RSI-Analyse als unabdingbar eingestuft. Grenzübergreifende Kapazitäten bilden somit eine Möglichkeit, die Konzentration auf dem deutschen Stromerzeugermarkt zu senken.

### 3.3 Konzentration im Stromhandel

Bei der Beurteilung der Konzentration im Stromhandel wird in Termin- und Kassamärkten unterschieden. Auf dem Terminmarkt haben die bilateralen Verträge die Gestalt, dass eine genau festgelegte Strommenge zu einem festen Preis und zu einem zukünftigen Termin vereinbart wird. Diese Kontrakte werden als Instrument zur Absicherung gegen das Strompreisrisiko<sup>23</sup> (aber auch zur Spekulation auf dieses Risiko) genutzt [Sch06, S. 13]. Die Termingeschäfte bilden einen Index für bilaterale Großhandelsverträge und für Verträge mit Großverbraucher. Der Kassamarkt bildet dagegen für die meisten Marktteilnehmer die letzte Möglichkeit, benötigten Strom zu kaufen und setzt somit die Richtung des Terminmarktpreises fest.

**Terminmarkt:** Auf dem Terminmarkt in Deutschland sind 34 Marktteilnehmer tätig. Davon sind acht Erzeuger und zehn reine Finanzhändler [DC07, S. 128/129]. Von den Marktteilnehmern auf dem Terminmarkt sind wiederum nur wenige an der European Energy Exchange (EEX)<sup>24</sup> tätig, die meisten von ihnen schließen ihre Geschäfte über den Over The Counter-Markt<sup>25</sup> ab. In Deutschland werden die meisten Terminmarktkontrakte auf Jahresbasis zur Grundlast verhandelt [DC07, S. 137]. In der Tabelle 4 sind die Konzentrationsraten und der HHI des Terminmarktes für 2004 jeweils für die Verkaufsseite und für die Käuferseite dargestellt. Man sieht, dass die

	ANBIETER			NACHFRAGER		
	$CR_4(\%)$	$CR_7(\%)$	HHI	$CR_4(\%)$	$CR_7(\%)$	HHI
$\emptyset$	36	52	518	30	51	428,1

Tabelle 4: Konzentrationsmaße des Terminmarktes (Jahresbasis/Grundlast) für Deutschland im Jahr 2004

*Quelle:* Eigene Darstellung und Berechnung [DC07, S. 340].

Konzentrationsrate und der HHI weitaus geringer sind als im Erzeugermarkt. Haben im Erzeugermarkt zum Großteil zwei Unternehmen die Hälfte des Marktes ausgemacht, so haben im Handel sieben Unternehmen zusammen einen Marktanteil von über 50 %. Ferner haben weitere Untersuchungen im längeren Zeitraum ergeben, dass kein Unternehmen eine dominante Stellung besessen hat [DC07, S. 138].

<sup>23</sup>Siehe hierzu Kapitel 2.3.3, in Kalifornien bestand diese Möglichkeit nicht.

<sup>24</sup>Elektronischer Marktplatz für den Energiehandel mit Sitz in Leipzig.

<sup>25</sup>Außerbörsliche Abwicklung von Stromverträgen.

**Kassamarkt:** Da auf dem Kassamarkt die letzte Möglichkeit besteht, benötigten Strom zu erwerben, ist es sehr schwer möglich (im Gegensatz zum Terminmarkt), auf andere Produkte auszuweichen, d.h. die Möglichkeit den Kauf zu verzögern. Daher bietet dieser Markt bei einer hohen Konzentration eher die Möglichkeit, die Marktmacht auszunutzen. Die EEX wickelt den Handel des Kassamarktes ab. Der Anteil der über die EEX gehandelten Strommenge, gemessen am gesamten Konsum, ist vom Jahr 2000 mit rund 1 % auf rund 17 % im Jahr 2005 gestiegen [DC07, S. 126]. Die Anzahl der Marktteilnehmer lag im Januar bis Mai 2005 bei rund 30 Anbietern und rund 33 Nachfragern. Jedoch ist deren Anzahl seit dem Jahr 2004 gesunken. Die Konzentrationsraten und der HHI sind in der Tabelle 5 für die Angebotsseite des Kassamarktes im Jahre 2004 und 2005 dargestellt. Man sieht, dass die Konzentra-

	2004		JAN.-JULI 2005		
	$CR_4(\%)$	HHI	$CR_4(\%)$	$CR_5(\%)$	HHI
$\emptyset$	51	1152	45	53	876

Tabelle 5: Konzentrationsmaße des Kassamarktes (Anbieter) für Deutschland in den Jahren 2004 und 2005

*Quelle:* Eigene Darstellung und Berechnung [DC07, S. 347].

tion im Kassamarkt gegenüber dem Terminmarkt zugenommen hat. Jedoch hat sie im Jahr 2005 gegenüber 2004 abgenommen. Somit kann man den Kassamarkt als gering bis schwach mäßig konzentriert einstufen [DC07, S. 138].

### 3.4 Konzentration auf dem Regelenergiemarkt

Aufgrund der Nicht-Speicherbarkeit von Strom, benötigen die Netzbetreiber Unternehmen, welche in Spitzenlastzeiten Energie in das Netz einspeisen und bei Nichtbenötigung der Energie diese aus dem Netz nehmen. Somit ergeben sich Kapazitäten, die die Unternehmen vorhalten müssen, d.h. es handelt sich um ungenutzte Kapazitäten. Deutschland ist in vier Regelzonen eingeteilt, in denen die vier Netzbetreiber<sup>26</sup> diesen Ausgleich regeln. Die Konzentrationsrate ( $CR_4$ ) lag bei 99,9 % für die Einspeisung von Strom und 99,4 % bei der Ausspeisung von Strom, der HHI betrug 2620 bzw. 2670. Diese hohe Konzentration kommt dadurch zustande, da die Netzbetreiber für den Regelenergiemarkt vorrangig ihre angegliederten Unternehmen beauftragen und somit kein Wettbewerb entsteht.

Als Haupthindernis für die wettbewerbliche Entwicklung der Regelenergie sieht die Monopolkommission, dass die Verbundunternehmen im großen Umfang selbst die Marktregeln auf dem Regelenergiemarkt festlegen. Da die Unternehmen keinen Anreiz haben, den Wettbewerb auf dem Regelenergiemarkt zu fördern und die hohen Kosten auf die Übertragungsnetzentgelte umgelegt werden, ist nicht davon auszugehen, dass die Ausgestaltung der Marktregeln in wettbewerbsfördernder Weise erfolgt [Mon04, S. 81]. Der Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) gibt zudem an, dass

<sup>26</sup>E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH und EnBW Transportnetz AG

auf dem Regelle Energiemarkt hohe Überkapazitäten vorhanden sind (von 2340 MWh gesamt er Kapazität wurden nur 840 MWh im Oktober bis Dezember 2005 genutzt) und stellt die Frage, warum diese Überkapazitäten nicht auf den Kassamarkt übertragen werden [Ric07a, S. 27].

Man sieht, dass der gesamte deutsche Strommarkt als sehr hoch konzentriert eingestuft werden kann. Es besteht ein enges Oligopol oder Duopol (da RWE und E.ON dominierend sind) mit Duopol-„Anpassern“, wodurch die Unternehmen Spielräume für strategisches Verhalten haben [Ric07a, S. 4/14]. Wie dieses strategische Verhalten aussehen könnte, wird im Laufe der Arbeit noch dargestellt.

### 3.5 Zusätzliche Indikatoren

Da ein geringer Marktanteil im Stromhandel nicht unbedingt mit der Möglichkeit, die Preise zu beeinflussen, einher gehen muss, wurden noch zusätzliche Faktoren betrachtet. Ein Unternehmen, welches besonders teure Kraftwerke betreibt, wird in Spitzenlastzeiten den Preis setzen, da es die Restnachfrage abdeckt (die Restnachfrage wird dann häufig nur von einem oder wenigen Anbietern gedeckt). So wurde in der Untersuchung des Energiesektors betrachtet, wie oft ein Unternehmen zum markträumenden Preis seinen Strom angeboten hat. Bietet ein Unternehmen sehr häufig seinen Strom zum markträumenden Preis an, besteht für ihn die Möglichkeit, dies auszunutzen. Er könnte durch besonderer Kenntnis der Nachfragefunktion, z.B. einer unelastischen Nachfragefunktion, den Preis anheben, ohne dass für ihn das Risiko besteht, dass andere Unternehmen ihn unterbieten könnten. Für Deutschland, d.h. an der EEX, gab es eine große Anzahl an Unternehmen, welche den markträumenden Preis gesetzt haben. Acht Unternehmen haben in über 5 % der Fälle den Preis bei Markträumung gesetzt. Das bedeutet, dass für Deutschland die oben dargestellte Gefahr nicht besteht.

Zusätzlich zur Analyse, welches der Unternehmen den markträumenden Preis gesetzt hat, wurde untersucht, welche Unternehmen die Menge um die markträumende Menge angeboten haben (10 % Intervall). Diesbezüglich wurden die Unternehmen, die mehr als 50 % der Menge angeboten haben, analysiert. Da nun auch betrachtet wurde, wie viel der Menge die Unternehmen im relevanten Bereich kontrollieren, ist dies eine weitere Analyse als die vorherige, bei der nur der Preis analysiert wurde. Für Deutschland lässt sich konstatieren, dass die Konzentration entlang des markträumenden Preises vom Jahr 2004 ( $\varnothing$  11 %) zum Jahr 2005 ( $\varnothing$  25 %) zugenommen hat. Das bedeutet, dass der größte „Preissetzer“ im Jahr 2004 in 11 % der Fälle mehr als 50 % Marktanteil in diesem Bereich besaß und im Jahr 2005 sogar in 25 % der Fälle [DC07, S. 145/146].

#### 3.5.1 Einfluss von Erzeuger auf die Preise

Durch die Charakteristika, dass sich Strom nicht speichern lässt, besteht die Möglichkeit, dass die Erzeuger durch das zurückziehen von Kapazitäten die Preise im Markt beeinflussen können. Bei der Untersuchung wurden die Auslastungsgrade der Stromkraftwerke der

Haupterzeuger über einen langen Zeitraum betrachtet. Man könnte annehmen, dass Anlagen mit geringen Grenzkosten voll ausgelastet sind und Anlagen mit hohen Grenzkosten nur zu Spitzenlastzeiten betrieben werden [DC07, S. 147]. Würde jedoch die tatsächliche Auslastung nicht der prognostizierten entsprechen, dann wäre dies ein Zeichen für mangelnden Wettbewerb, da die Unternehmen der günstigen Kraftwerke ihre Kapazitäten nicht vollständig ausschöpfen würden. In der Abbildung 2 sind die Lastfaktoren (Load factors)<sup>27</sup> und die Grenzkostenkurve in Abhängigkeit der angebotenen Kapazitäten für die vier Haupterzeuger in Deutschland der Jahre 2000 und 2005 dargestellt [DC07, S. 147]. Man sieht hierbei, dass die Lastfaktoren im betrachteten Zeitraum, besonders bei den

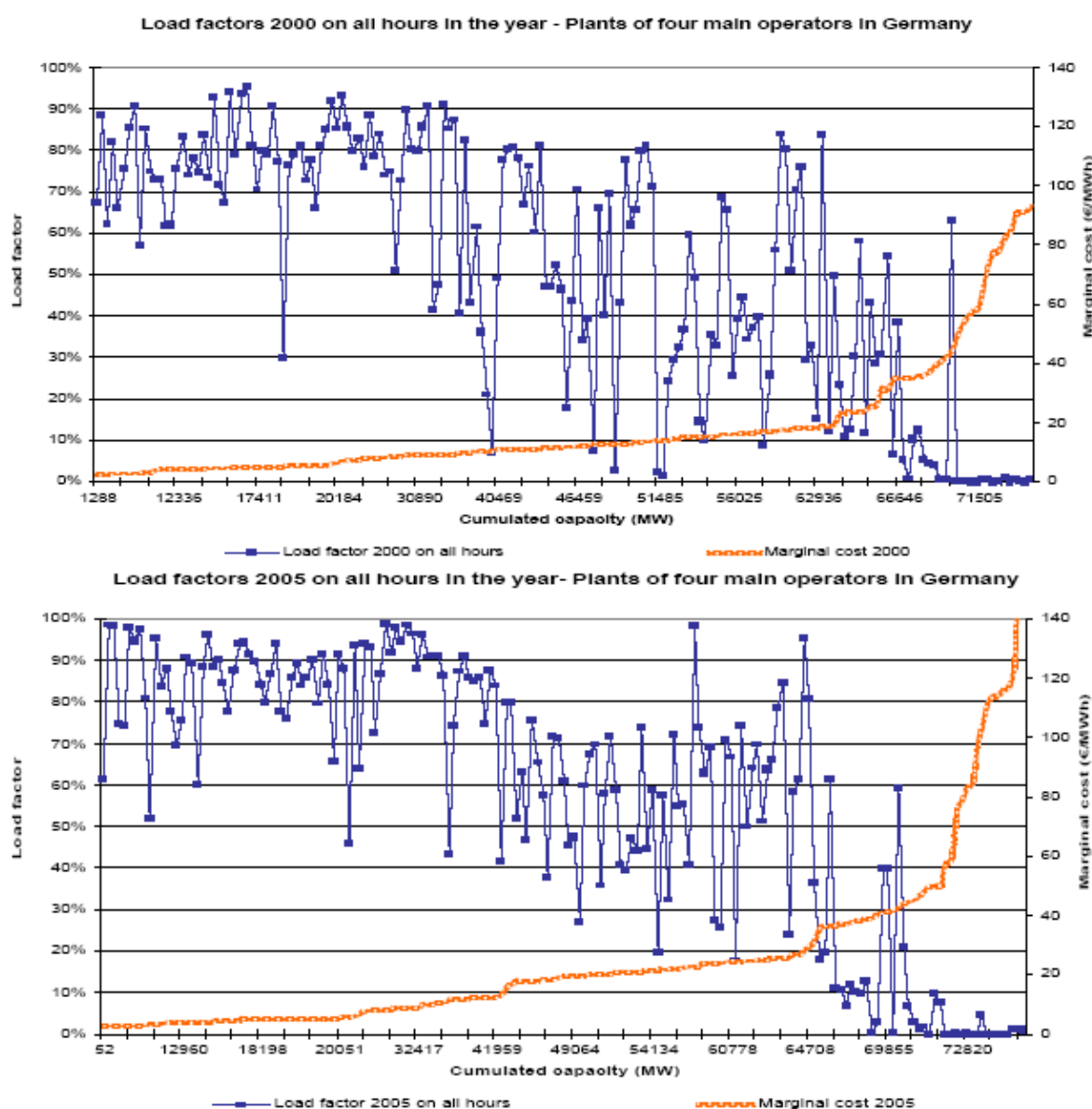


Abbildung 2: Lastfaktoren und Grenzkosten für Deutschland in den Jahren 2000 und 2005  
Quelle: [DC07, S. 148]

Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten, zugenommen haben [DC07, S. 147]. Darüber hinaus fällt auf, dass sich die Grenzkostenkurve über die Jahre nach links verschoben hat.

<sup>27</sup>  $LF = \frac{\text{effektiver\_gemessener\_Output}_i}{\text{mögliche\_maximale\_Kapazität}_i}$  mit  $i = 1, 2, 3, \dots$  Perioden.

Ein Grund hierfür könnte sein, dass die Kapazitäten der vier Haupterzeuger im betrachteten Zeitraum von 2000 bis 2005 um 2149 MWh abgenommen haben [DC07, S. 148]. Dies ist mit der Tatsache verbunden, dass alte Anlagen ersetzt werden müssen. Handelt es sich dabei um Atomkraftwerke, dann werden diese durch den geplanten Atomausstieg der Bundesregierung nicht mehr ersetzt. Bei dieser Betrachtung steht auch die Zunahme der Auslastung der Anlagen mit geringen Grenzkosten in einem anderen Licht, da die vorhandenen Anlagen die Kapazität für die „alten“ Anlagen ersetzen müssen.

Die Monopolkommission sieht dieser Entwicklung mit Sorge entgegen, da die Überkapazitäten der Jahre nach der Liberalisierung zu einem Preiswettbewerb und somit zu sinkenden Preisen geführt hat. Durch die Stilllegung von Erzeugungskapazitäten kann man darauf schließen, dass die Phase des Preiswettbewerbs beendet ist [Mon04, S. 76/77]. Zu beachten ist dabei auch, dass die Nachfrage im Zeitraum 2000 bis 2004 um 5 % zugenommen hat, wodurch der Kapazitätsabbau nicht wirklich verständlich ist [DC07, S. 149].

## 4 Vertikale Integration und Markttransparenz zur Beurteilung des Wettbewerbs

Vertikal integrierte Unternehmen sind im Großteil in den Bereichen Stromerzeugung, Netzwerk und Angebot tätig. Dieser Abschnitt untersucht den Einfluss vertikal integrierter Unternehmen auf den Wettbewerb.

### 4.1 Vertikale Integration in der Erzeugung und dem Verkauf von Strom

Auf einem Markt in dem kein Unternehmen vertikal integriert ist, muss die gesamte Strommenge zwischen Erzeuger und Anbieter ausgehandelt werden. Im Umkehrschluss führt eine hohe Integration zu einer Reduktion der Liquidität des Großhandelsmarktes, da die Unternehmen ihre Verbraucher direkt beliefern. Die Folgen eines wenig liquiden Großhandelsmarktes können vielfältig sein:

- Preisschwankungen können zu ansteigenden Kosten bei der Absicherung gegen das Strompreisrisiko führen, was die Unternehmen vor einem Eintritt in den Markt abhält.
- Das Vertrauen sinkt, dass der Preis wirklich ein Signal für die Knappheit des Stroms darstellt.
- Der Grad der Integration nimmt zu, da sich viele Unternehmen nicht auf den Großhandelsmarkt verlassen wollen.
- Unternehmen, welche in den Markt eintreten wollen, müssen gleichzeitig in zwei Märkte eintreten (Erzeugung und Verkauf), was sie wiederum aufgrund der hohen Investitionen abhält.

Bei der Beurteilung der Liquidität des Großhandelsmarktes wird zwischen den Positionen, welche eine Unternehmung einnimmt, unterschieden. So tritt ein Erzeuger als Verkäufer von Energie auf, wenn seine erzeugte Kapazität größer ist als der Verkauf an die Kunden und als Käufer im anderen Fall. Die Summe der jeweiligen Kapazitäten geben die Menge an, welche auf dem Großhandelsmarkt gehandelt wurde. Für die Jahre 2002 bis 2004 wurden in Deutschland rund 24000 GWh pro Monat gehandelt [DC07, S. 152]. Im Vergleich zu dem gesamten Marktvolumen entspricht dies einem Anteil von rund 29 %. Damit liegt Deutschland im Vergleich zu den anderen EU-Ländern im unteren Drittel.

#### 4.1.1 Marktteilnehmer

Vertikale Integration reduziert nicht nur die Handelsmenge, sondern beeinflusst auch die Anzahl der Unternehmen im Markt bzw. die Verteilung der Unternehmen auf die Angebots- und Nachfrageseite. Durch eine hohe Anzahl an Unternehmungen auf beiden Seiten des Marktes, steigt auch die Liquidität des Marktes<sup>28</sup>. In Deutschland waren in den Jahren 2005 und 2006:

- 30 Erzeuger, die als Käufer,
- 3 Erzeuger, die als Verkäufer,
- und 12 Unternehmen, die als Verkäufer (ohne Stromerzeugung) auftraten.

Jedoch gab es keinen einzigen unabhängigen Erzeuger, welcher seinen Strom nur über den Großhandel verkauft hat [DC07, S. 155]. Der hohe Anteil der Erzeuger, welche als Käufer auftreten, deutet darauf hin, dass für sie kein Anreiz besteht, den Preis im Kassamarkt hochzutreiben. Dieser Anreiz besteht eher für die Erzeuger, die als Verkäufer auftreten. Da die Anzahl der Unternehmen nicht viel über die Stellung der Unternehmen auf dem Markt aussagt, wurde der HHI für die Erzeuger in Abhängigkeit der Position im Jahr 2004 ermittelt. Die Ergebnisse entsprechen dem Bild aus Kapitel 3.2, da der HHI für die Erzeuger die als Verkäufer auftraten bei 3500 lag und im Gegensatz bei den Erzeugern, die als Käufer auftraten, bei 500 [DC07, S. 157].

Im Vergleich zu den anderen europäischen Staaten stand Deutschland mit diesen Werten jedoch gut da. Jedoch sehen Verbraucherschützer anhand veröffentlichter Handelsdaten von der EEX, ein Beleg für überteuerte Preise. Die Handelsdaten zeigen, dass z.B. RWE an der Börse Nettoeinkäufer von Strom ist, obwohl das Unternehmen von der Stromerzeugung lebt. Daraus wird der Vorwurf abgeleitet, dass es sich für große Erzeuger lohnt, als Nachfrager von Strom die Preise hochzutreiben (der an der Börse ermittelte Preis ist ein wesentlicher Faktor für den Endverbraucherpreis, obwohl dort nur 10 bis 25 % des verbrauchten Stroms gehandelt werden) [Mih07, S. 11].

---

<sup>28</sup>Ferner steigt mit zunehmenden Marktteilnehmer auch die Bereitschaft von Finanzakteuren, in den Markt einzutreten.

### 4.1.2 Vertragsgestaltung

Eine weitere Möglichkeit, wie die Liquidität des Großhandelsmarktes reduziert werden kann, bieten langfristige Verträge. Diese langfristigen Verträge erschweren auch eintretenden Unternehmen den Zugang zum Markt. In Deutschland lag der Anteil der Verträge, deren Dauer Fünf Jahre übersteigt, bei 45 % der gesamten abgeschlossenen Verträgen<sup>29</sup>. Die mit dem Konsum gewichtete Durchschnittsdauer der Verträge lag bei 69 Monaten und die einfache Durchschnittsdauer bei 37 Monaten. Hieraus lässt sich schließen, dass der Großteil der Verträge mit hohen Kapazitäten langfristig abgeschlossen werden. Somit wird es für neu eintretende Unternehmen schwerer, diese „wichtigen“ Verbraucher als Kunden zu gewinnen. Zudem wurden in Deutschland viele Verträge mit unendlicher Laufzeit und „stillen“ Verlängerungsklauseln geschlossen, die zwar geringe Mengen ausmachen, jedoch den Markt für andere Unternehmen abschotten.

Nicht nur die gesamte Dauer des Vertrages spielt eine wichtige Rolle, sondern auch die Kündigungsfrist ist bei einem möglichen Wechsel entscheidend. So lagen die Kündigungsfristen in Deutschland bei den Verträgen zwischen 3 und 6 Monaten, was im Vergleich zu Großbritannien (1 bis 2 Monaten) und Frankreich (45 Tage) sehr hoch ist. Eine lange Kündigungsfrist erfordert von dem wechselnden Verbraucher, dass er schon weit vor dem Auslaufen des Vertrages einen neuen Anbieter hat. Ist die Kündigungsfrist gering, so kann der potentielle Stromanbieter ein besseres Angebot machen, da er über seine Konditionen besser informiert ist<sup>30</sup>. Daraus verringert sich im Allgemeinen die Wahrscheinlichkeit eines Wechsels.

Ist ein Vertrag ausgelaufen, so hat der Verbraucher die Möglichkeit, sich Angebote von anderen Unternehmen erstellenzulassen. So wäre ein weiterer Indiz für nicht funktionierenden Wettbewerb in einer geringen Anzahl von Angeboten, d.h. in wenigen unabhängigen Unternehmen, zu sehen. In Deutschland gaben die Unternehmen an, dass sie im Durchschnitt rund zehn Stromanbieter nach Stromlieferung anfragen. Von diesen werden jedoch im Durchschnitt nur zwei Drittel mit Angeboten beantwortet. Ein Grund hierfür könnte sein, dass viele Angebotsunternehmen an anderen Angebotsunternehmen beteiligt sind und sich so keinen Wettbewerb machen<sup>31</sup>. Des Weiteren kam in der Sektoruntersuchung heraus, dass Großverbraucher weniger Stromlieferaufträge ausschreiben und somit auch weniger Angebote bekommen. Hierfür könnte sprechen, dass gerade Großverbraucher zusätzliche Leistungen (Netzdienstleistungen) verlangen, die nicht alle Anbieter anbieten können. Mit den Werten bei der Angebotsnachfrage und Angeboten, lag Deutschland im Vergleich zu den anderen Mitgliedsstaaten sehr weit oben, was dafür spricht, dass im Stromangebot der Wettbewerb funktioniert.

---

<sup>29</sup>Endkonsumenten in Industrie und Transport.

<sup>30</sup>Geringes Risiko bei der Nachfrage- und somit auch Preisschätzung.

<sup>31</sup>Beispiele sind: E.ON und „E wie Einfach“ sowie RWE und Eprimo.

## 4.2 Vertikale Integration um den Netzbetrieb

Ein ungehinderter Zugang zum Stromnetz ist unentbehrlich für die Entwicklung des Stromwettbewerbs. Das Stromnetz stellt aufgrund der ökonomischen nicht Duplizierbarkeit ein natürliches Monopol dar. Das bedeutet, dass es nur ein Stromnetz geben sollte, zu dem alle Interessenten effektiven Zugang bekommen sollten. Unternehmen, welche ein Stromnetz betreiben und gleichzeitig in der Erzeugung und/oder Angebot von Strom tätig sind, haben einen Anreiz, den Zugang zum Netz zu beschränken (und somit ihre Monopolposition auszunutzen). Die Beschränkung kann auf verschiedener Basis vollzogen werden. Beispiele hierzu wären:

- erhöhte Kosten für die Netzdurchleitung sowie
- das Zurückhalten von wichtigen Informationen bzw. die Weitergabe von nützlichen Informationen an Tochtergesellschaften.

Durch diese Möglichkeiten sinkt der Wettbewerb und die Marktmacht der integrierten Unternehmen steigt. In Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durch ihre Mutterkonzerne bzw. angegliederten Unternehmen in Erzeugung und Angebot von Strom tätig.

### 4.2.1 Zugang zum Verteilungsnetz

Bei der Sektoruntersuchung gaben die befragten Unternehmen an, dass sie aufgrund unverhältnismäßigen Verwaltungsaufwandes, schlechter Informationsprotokolle und ungerechtfertigten Zahlungsbedingungen ansteigenden Kosten beim Netzzugang gegenüberstehen [DC07, S. 166]. Zusätzlich wurden von den Unternehmen berichtet, dass die Netzbetreiber ihre Tochtergesellschaften mit Informationen ausstatten, die nicht für alle Unternehmen zugänglich sind. So geben z.B. die Unternehmen Informationen an ihre angegliederten Gesellschaften weiter, wenn eine Wechselabsicht eines Verbrauchers dem Netzbetreiber angekündigt wird. Diese versuchen dann den Verbraucher mit einem besseren Angebot von einem Wechsel abzuhalten [DC07, S. 166]. Ferner wurde berichtet, dass Informationen bzgl. der Verbrauchsdaten einzelner Verbraucher, den außenstehenden Unternehmen vorenthalten wurden und nur an die angegliederte Gesellschaft weitergeleitet wurden<sup>32</sup> [DC07, S. 167]. Aber auch Informationen hinsichtlich der Veränderung von Netzdurchleitungsgebühren wurden zum Teil nur sehr spärlich veröffentlicht und führten zu hohen Verwaltungskosten bzw. hohen Risiken bei den Wettbewerbern. Des Weiteren wurde berichtet, dass sich die Durchleitungsgebühren beim Wechsel eines Konsumenten zur Konkurrenz erhöht haben bzw. die Gebühren für die angegliederten Unternehmen geringer<sup>33</sup> ausfielen als für die Konkurrenz [DC07, S. 167]. Die Auswirkungen des wettbewerbsschädlichen

<sup>32</sup>Über ein Informationssystem, auf welches alle Gesellschaften der vertikal integrierten Unternehmung zugreifen konnten, hatten die angegliederten Gesellschaften einen Wettbewerbsvorteil.

<sup>33</sup>Quersubventionierung aus Monopolerträgen.



Verhaltens werden deutlich, wenn man betrachtet, dass von den 190 Angebotsunternehmen im Jahr 1999 (Marktöffnung) nur noch wenige davon gegenwärtig im Markt vertreten sind.

### 4.3 Markttransparenz

Eine notwendige Bedingung für einen effizienten Markt ist, dass alle Marktteilnehmer Zugang zu den wichtigen Informationen haben. So führt eine hohe Markttransparenz zu:

- hohem Vertrauen in den Großhandelsmarkt und dem Preis als Maßstab,
- verringerte kommerzielle Risiken der eintretenden Unternehmen,
- verringerter Möglichkeit, dass besser informierte Marktteilnehmer ihre Stellung gegenüber Mitwettbewerbern ausnutzen können (z.B. die Weitergabe von Informationen an angliedernde Unternehmen) und
- verbesserte Möglichkeiten, die Preise für die Zukunft zu schätzen (da besseres Verständnis für die Angebots- und Nachfragefunktion).

Ein Mangel in der Transparenz eines Marktes liegt vor, wenn, wie in Kapitel 4.2 erwähnt, z.B. wichtige Informationen von vertikal integrierten Unternehmen zuerst an ihre Tochterunternehmen weitergeleitet werden. So wurden in der Sektoruntersuchung die Regulierungsinstitutionen bezüglich der Veröffentlichung von adäquaten Informationen befragt. Dieser Fragebogen umfasste 49 Punkte mit folgenden Inhalten:

- technische Verfügbarkeit von Übertragungsnetzen (10 Fragen): z.B. Häufigkeit des Engpasses,
- technische Verfügbarkeit von Kuppelverbindungen (11 Fragen),
- Lastflüsse (5 Fragen): aktuelle/zukünftige Lastflüsse,
- Ausgleich- und Reserveenergie(5 Fragen),
- Erzeugung (Produktion) (4 Fragen): z.B. aktuelle Erzeugung, Ausfälle,
- Erzeugung (Kapazitäten) (14 Fragen): z.B. Produktionsportfolio.

So gaben die Regulierer in Deutschland an, dass in 21 dieser Punkte die Informationen veröffentlicht werden. Damit lag Deutschland im Mittelfeld der europäischen Staaten. Jedoch sind dies viel weniger als die Hälfte der insgesamt 49 Punkte.

Auf freiwilliger Basis haben die vier größten deutschen Elektrizitätsversorger beschlossen, Informationen ab April 2006 über die installierte und verfügbare Kapazität sowie die aktuelle Erzeugung für jede Stunde über die EEX zu veröffentlichen. Auch der deutsche Gesetzgeber hat bestimmte Bedingungen an die Veröffentlichung von Informationen gestellt.

So müssen:

- die Übertragungsnetzbetreiber ab dem ersten Quartal 2006 durchgängig Informationen über marktrelevante Ausfälle und geplante Revisionen im Internet veröffentlichen (§ 17 Abs. 1 Nr. 6 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)),
- die ÜNB müssen Bedingungen für die Netznutzung einschließlich der Musterverträge und Entgelte auf ihrer Internetseite veröffentlichen (§ 20 Abs. 1 ENWG)<sup>34</sup>,
- genaue Ausschreibung der Regelenergie über eine gemeinsame Internetplattform sowie die anonyme Veröffentlichung (§§ 22 Abs. 2 und 23 ENWG/ §§ 6 und 9 StromNZV) [Bun06, S. 36/37].

Der VIK fordert u.a., dass die Transparenz an der EEX verbessert werden soll, indem detaillierte Auswertungen bezüglich der Marktanteile der 3, 5, 7 größten Händler veröffentlicht werden sollen [Ric07b, S. 16]. Es gab in Deutschland jedoch noch keine genauere Untersuchung hinsichtlich der Markttransparenz bzw. der Umsetzung der Bestimmungen [DC07, S. 195].

## 5 Beurteilung des Wettbewerbs anhand der Marktintegration

Bei der Marktintegration spielen grenzübergreifende Kapazitäten eine große Rolle. So könnten durch Importe die Preise in Deutschland und die Marktanteile der Unternehmen sinken (siehe hierzu Kapitel 3.2.1). In Art. 6 Abs. 3 der EG-Verordnung wurde festgelegt, dass unter Beachtung der Sicherheitsstandards für sicheren Netzbetrieb die maximale Übertragungskapazität der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zur Verfügung gestellt wird [Bun06, S. 23]. Der Verbundgrad<sup>35</sup> zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten lag im Jahr 2005 mit rund 15 % deutlich über den vom Europäischen Rat von Barcelona geforderten 10 % [Bun06, S. 24]. Die wichtigsten Importländer aus deutscher Sicht stellten Polen, die Tschechische Republik und Frankreich dar<sup>36</sup> [Bun06, S. 26].

Eine Möglichkeit für den Schutz deutscher Unternehmen vor dem Wettbewerb wäre in einer geringen Kapazität an den grenzübergreifenden Kuppelleitungen gegeben. So könnte man wettbewerbsschädliches Verhalten der Unternehmen durch Engpässe an den Grenzen aufzeigen, da dadurch indiziert wird, dass mehr transportiert werden sollte, als Kapazität zur Verfügung stand. Sowohl an den Grenzen der Tschechischen Republik (TR) nach Deutschland (D) und von Frankreich (F) nach Deutschland kam es in den Jahren 2004 und 2005 zu Engpässen. Die Zeiten in denen es zu Engpässen kam, sind zwar gesunken: TR nach D von 69,2 % im Jahr 2004 auf 68,0 % im Jahr 2005 und an der Grenze F nach D von 48,4 % auf 33,3 % [DC07, S. 173]. Jedoch muss die Senkung nicht einhergehen

<sup>34</sup>Wurde nur zum Teil von den ÜNB umgesetzt.

<sup>35</sup>Importkapazität geteilt durch die insgesamt in Deutschland installierte Kraftwerksleistung.

<sup>36</sup>Die wichtigsten Exportländer: Österreich, Schweiz und die Niederlande.

mit einem besseren Ausbau von Kapazität. Es liegt vermutlich daran, dass die Importmenge von 41 TWh auf 32 TWh gesunken ist [Bun06, S. 26]. Dass diese Engpässe mit Absicht herbeigeführt sein könnten, könnte man von der Tatsache her schließen, dass es im gesamten deutschen Netzgebiet zu keinem erwähnenswerten Engpass kam [Bun06, S. 19].

Durch die Engpassverwaltung haben die Netzbetreiber in den Jahren 2001 bis 2005 ungefähr 400 bis 500 Millionen Euro eingenommen. Nach Art. 6 Abs. 6 der EU-Verordnung (1228/2003) sollen diese Erträge zur Instandhaltung und Ausbau von Kuppelstellen oder bei den Netzentgelten berücksichtigt werden. Von diesem Geld haben die Betreiber jedoch nur 20 bis 30 Millionen Euro in die Kuppelleitungen investiert. Sie gaben an, dass sie das übrige Geld bei den Gebühren berücksichtigt haben, was schwer nachzuprüfen ist [DC07, S. 180]. Mit welchen Mechanismen die vorhandenen Kapazitäten der Kuppelleitungen verteilt werden, stellt ein Indiz für die Marktintegration bzw. Beurteilung des Wettbewerbs dar. Dabei wird grob in zwei Arten unterschieden:

**Nicht marktbasierter Mechanismen:** Zu ihnen zählen:

- First-Come-First-Serve: Dabei wird die Kapazität demjenigen zugeteilt, welcher als erster nachfragt.
- Pro-Rata-Rationierung: Alle Unternehmen bekommen den gleichen Anteil von ihrer nachgefragten Menge.
- Einbehaltung: Ein Teil der verfügbaren Kapazität wird für langfristige Verträge zurückbehalten (Grandfathering).

Sie sind oft diskriminierend und wenig transparent. Häufig wird an den Verfahren kritisiert, dass die Kapazitäten nicht nach dem Wert, den die einzelnen Unternehmen ihnen beimessen, verteilt werden.

**Marktbasierter Mechanismen:** Zu ihnen zählen:

- Explizite Auktion: Die Kapazitäten werden nach den Geboten der jeweiligen Unternehmen absteigend verteilt.
- Implizite Auktion: Der Kauf und Verkauf der Kapazitäten wird über die angrenzenden Kassamärkte implizit verwaltet. Dabei wird durch den Marktausgleich die effiziente Menge und die Richtung des Lastflusses bestimmt.

Bei diesen Methoden handelt es sich um transparente und nicht diskriminierende Verfahren zum Engpassmanagement.

Wurden früher die Kapazitäten an den deutschen Grenzen nach dem nicht marktbasierten Pro-Rata-Verfahren verteilt, so werden sie ab dem Jahr 2006 an allen deutschen Grenzen nach der expliziten Auktion verteilt. Die Daten der Auktion werden ferner durch den Regulierer zum Teil analysiert und ausgewertet [Bun06, S. 19-22].

## 6 Beurteilung des Wettbewerbs mittels Preisuntersuchungen

Hierbei wird zuerst untersucht, ob der Preis von externen Faktoren, wie z.B. Brennstoffkosten oder  $CO_2$ -Zertifikaten, abhängt. Im zweiten Teil werden die Preisabweichungen von den Grenzkosten anhand zweier Indizes analysiert, welche einen Rückschluss auf die Marktmacht der Unternehmen im Markt geben.

### 6.1 Erklärung mittels Produktionsfaktoren

Für Deutschland werden im Grenzbereich, d.h. in dem Bereich, in dem die Nachfrage gedeckt wird, Kohlekraftwerke eingesetzt. Somit wäre im Anstieg des Kohlepreises eine Ursache für den Anstieg des Strompreises gegeben. Wenn man den Preis für Kohle auf dem 90-Tage-Terminmarkt in Euro/t und den Strompreis auf dem Jahres-Terminmarkt (Grundlast) in Euro/MWh im Zeitraum August 2001 bis September 2006 vergleicht, sieht man, dass beide Preise gestiegen sind. Der Strompreis ist jedoch um das Zweieinhalbfache von 23 Euro/MWh auf 56 Euro/MWh gestiegen und der Kohlepreis nur um 30 % von 40 Euro/t auf 52 Euro/t. Besonders extrem ist der Anstieg des Strompreises von August 2004 (34 Euro/MWh) bis September 2006 (56 Euro/MWh), wohingegen der Kohlepreis in der Zeit rückläufig war (Juli 2004 63 Euro/t). Dies bedeutet, dass der Kohlepreis nicht zur Klärung des Strompreisanstiegs dient.

### 6.2 Erklärung mittels $CO_2$ -Zertifikate

Neben den Brennstoffkosten wurde auch der Einfluss von  $CO_2$ -Zertifikaten auf den Strompreis untersucht. So kam eine Studie des Energie-Forschungs-Institut in den Niederlanden zu dem Ergebnis, dass in Deutschland zwischen 42 % und 46 % des Wertes von  $CO_2$ -Zertifikaten in den Strompreis zur Basiszeit und zwischen 69 % und 73 % in den Strompreis zur Spitzenlastzeit eingepreist wird [DC07, S. 199/200]. Darüber hinaus stellt dies ein Indiz für nicht funktionsfähigen Wettbewerb dar, da behauptet wird, dass die Unternehmen unter Wettbewerbsbedingungen nicht hätten einpreisen können<sup>37</sup> [Ric07a, S. 14][DC07, S. 201]. Auch wurde von einigen Unternehmen behauptet, dass der bisherige  $CO_2$ -Handel die amtierenden Unternehmen bevorzugt und einsteigenden Unternehmen diskriminiert, da sie die Zertifikate kaufen müssen. Werden die  $CO_2$ -Zertifikate aus der Sicht der Erzeuger betrachtet, dann stellen sie, wie die anderen Produktionsfaktoren, variable Faktoren dar. Demzufolge wäre eine Einpreisung der Zertifikate in die kurzfristigen und langfristigen Grenzkosten gerechtfertigt. Dass sie kostenlos vergeben wurden, spielt keine Rolle. Einzig und allein der Marktwert ist von Bedeutung. Würde der Erzeuger, welcher die markträumende Menge anbietet, die  $CO_2$ -Zertifikate nicht einpreisen, dann würde er auf Erträge verzichten, die er bekommen würde, wenn er die  $CO_2$ -Zertifikate

<sup>37</sup>Stahl-, Chemie-, Glasbranchen, die als Wettbewerbsmärkte gelten, preisen ihre  $CO_2$ -Zertifikate nicht ein.

verkauft. Die Einpreisung der Zertifikate in den Strompreis ist voll und ganz mit dem  $CO_2$ -Handel vereinbar, da man sich dadurch eine Verringerung des  $CO_2$ -Ausstoßes versprochen hat. Derzeit läuft eine Untersuchung, ob die Einpreisung wirklich als Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung gesehen werden kann [DC07, S. 201].

### 6.3 Gewinnaufschlag

In der Wirtschaftswissenschaft wird die Marktmacht eines Unternehmens u.a. durch den Preissetzungsspielraum gemessen. So kann ein marktmächtiges Unternehmen einen Preis weit über seinen Grenzkosten setzen und hohe Gewinne erlangen. Bei einem funktionierenden Wettbewerb ist dies jedoch nicht möglich, da es kein Unternehmen mit Marktmacht gibt und sich durch den Konkurrenzdruck die Preise an die Grenzkosten angleichen. Mit dem Lerner-Index (LI) und dem Preis-Kosten-Aufschlag (PKA) kann diese Art von Marktmacht gemessen werden. Der Lerner-Index misst die Differenz des Preises eines Gutes von den Grenzkosten des Gutes im Vergleich zum Preis<sup>38</sup>. Der Preis-Kosten-Aufschlag misst die Differenz des Preises eines Gutes zu den Grenzkosten des Gutes im Vergleich zu den Grenzkosten<sup>39</sup>.

Bei der folgenden Analyse werden als Kosten die von der Global Energy Decisions<sup>40</sup> (GED) modellierten Systemkosten angenommen. Das bedeutet, es sind mit dem Lastfluss gewichteten Durchschnittssystemkosten, welche durch den optimalen Einsatz der Kraftwerke von der GED simuliert wurden<sup>41</sup>. Bei den Preisen wird zwischen den stündlichen „day-ahead“-Preisen von der EEX und den Platts-Preisen unterschieden. Die Daten der Platts-Preise repräsentieren einen Preis zur Basis- und Spitzenlastzeit, welcher für die Mehrheit der Wochentage in einer Periode gilt und einen Basispreis für die Elektrizität am Wochenende<sup>42</sup> [LE07, S. 317]. In der Tabelle 6 sind der durchschnittliche LI und der durchschnittliche PKA bei Berücksichtigung der EEX-Preise angegeben. Dabei wird zwischen der Zurech-

	Berücksichtigung der $CO_2$ -Zertifikate		Nichtberücksichtigung der $CO_2$ -Zertifikate	
	Lerner-I.	Preis-Kosten-A.	Lerner-I.	Preis-Kosten-A.
2003-2005	21,1	27,0	33,9	51,3
2003	37,0	58,7	37,0	58,7
2004	18,1	22,1	18,1	22,1
2005	13,2	15,2	41,8	71,9

Tabelle 6: Durchschnittlicher LI und PKA in % basierend auf den GED-Systemkosten und den EEX-Preisen für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005

*Quelle:* Eigene Darstellung [LE07, S. 324-329]

<sup>38</sup> $LI = \frac{P - MC}{P}$ .

<sup>39</sup> $PKA = \frac{P - MC}{MC}$ .

<sup>40</sup>Consultingunternehmen aus Boulder/Colorado.

<sup>41</sup>Auf die Simulation wird hier nicht näher eingegangen. Es sei nur gesagt, dass die Unternehmen, wenn sie einen Preis in Höhe der Grenzkosten setzen, Erträge erlangen, die die Fixkosten kompensieren [LE07, S. 339-345].

<sup>42</sup>Diese Preise gelten als stabiler und repräsentativer als die stark schwankenden Preise der EEX (Platts: Ein Unternehmen, welches Energiedaten verarbeitet und erhebt).

nung und nicht Zurechnung der  $CO_2$ -Zertifikate zu den Kosten der Unternehmen unterschieden. Man sieht hierbei, dass der LI und der PKA in allen Jahren erheblich hoch waren. Werden die  $CO_2$ -Zertifikate voll in die Grenzkosten der Unternehmen berücksichtigt, sieht man, dass der LI und der PKA über die Jahre sinken. Der LI fällt in dieser Zeit um 24 Prozentpunkte und der PKA um sogar 43 Prozentpunkte. Daraus könnte man schließen, dass der Wettbewerb im Strommarkt seit 2003 zugenommen hat, da die Unternehmen nicht mehr so hohe Preisaufschläge machen können. Berücksichtigt man die  $CO_2$ -Zertifikate nicht in den Grenzkosten, dann sieht man, dass beide Maßzahlen nach einem Abfallen im Jahr 2004 im Jahr 2005 wieder angestiegen sind. Somit erkennt man, dass durch die kostenlos erhaltenen  $CO_2$ -Zertifikate die Gewinne der Unternehmen erheblich angestiegen sind. In der Tabelle 7 sind der durchschnittliche LI und der durchschnittliche PKA auf Grundlage der Platts-Preise angegeben, dabei wurden die  $CO_2$ -Zertifikate in den Kosten der Unternehmen berücksichtigt. Man sieht, dass bei beiden Maßzahlen die

	Lerner-Index	Preis-Kosten-Aufschlag
2003-2005	35,2	54,4
2003	51,1	104,5
2004	28,5	39,8
2005	25,9	34,9

Tabelle 7: Durchschnittlicher LI und PKA in % basierend auf den GED-Systemkosten und den Platts-Preisen für Deutschland in den Jahren 2003 bis 2005

*Quelle:* Eigene Darstellung [LE07, S. 326-329]

Werte für jedes Jahr höher sind als bei der Berechnung auf Grundlage der EEX-Preise [LE07, S. 326]. Aufgrund der besseren Grundlage bei der Preisberechnung bieten diese Werte für den LI und PKA ein umfassenderes Bild bei der Beurteilung der Gewinne der Unternehmen. Man sieht, dass hohe Gewinne im deutschen Großhandel wahrscheinlich sind. Wenn diese Gewinne tatsächlich vorherrschen, kann man davon ausgehen, dass kein funktionierender Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt herrscht. Werden diese Gewinne jedoch nicht eingefahren, dann wäre die Hauptursache in Ineffizienzen bei den Unternehmen zu suchen, welche durch einen funktionierenden Wettbewerb wettgemacht werden würde [LE07, S. 329]. Es zeigt sich zudem in der Studie von London Economics, dass ein statistisch relevanter Zusammenhang zwischen der Notwendigkeit der Erzeuger (bzw. Anzahl der Erzeuger) und dem Gewinnaufschlag besteht [LE07, S. 823].

## 7 Schlussbetrachtung

„Jeder nüchterne Betrachter muss konstatieren, dass der Wettbewerb derzeit nicht funktioniert.“ [Bernhard Heitzer, Präsident des Bundeskartellamts, am 2. Mai 2007 im Interview mit dem Handelsblatt.]

So wie Bernhard Heitzer kommt auch diese Ausarbeitung zu dem Ergebnis, dass es keinen funktionsfähigen Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt gibt.

Als Hauptursache ist die hohe Konzentration der Erzeuger und die unzureichende Entflechtung des Netzbetriebes von den übrigen Aktivitäten zu nennen. Diese führen dazu, dass die Erzeuger ihre Marktmacht über verschiedene Produktionsstufen ausweiten können und Unternehmen den Eintritt in den Markt erschweren. Wie das Problem der hohen vertikalen Integration in der Stromwirtschaft gelöst werden kann, wird zur Zeit „heiß“ diskutiert. John Mogg<sup>43</sup> plädiert für eine eigentumsrechtliche Entflechtung von Stromerzeugung und Netzbetrieb [Sch07, S. 14]. Dies wäre in Deutschland eine verfassungsrechtlich problematische Eigentumsübertragung (Art. 14 GG) und stellt nach Bernhard Heitzer „höchstens eine ultima ultima ratio“ und auch für Bundeswirtschaftsminister Michael Glos einen „allerletzten Schritt“ dar [Michael Glos, am 22. Januar 2007 im Interview mit dem Handelsblatt]. Die Monopolkommission plädiert eher für einen unabhängigen Netzbetreiber (ISO) der für den Betrieb des Netzes verantwortlich ist und die Verbundunternehmen weiterhin Eigentümer des Netzes bleiben. Nach John Mogg würde dies nur funktionieren, „wenn die jeweiligen nationalen Aufsichtsbehörden den Netzbetreibern auf die Finger schauen und sicherstellen, dass [...] ausreichend investiert wird“ [Sch07, S. 14]. Der vom Bundeswirtschaftsministerium vorgelegte Verordnungsentwurf für Wettbewerb auf dem deutschen Großmarkt würde zwar zur Senkung der Netzentgelte führen, wohl aber kaum die weiteren Probleme (z.B. die Informationsasymmetrien) lösen. Grundlage der geplanten Anreizregulierung ist ein von der Bundesnetzagentur ausgearbeitetes Modell, welches von den Versorgern ab dem Jahr 2009 an verlangt, dass diese ihre Kosten um mindestens 1,5 % pro Jahr senken müssen. Des Weiteren sollen die Versorger innerhalb von acht Jahren ihre Kosten auf des Niveau des Branchenbesten senken. Gegen dieses Vorhaben sind vorrangig die Stadtwerke, deren Kosten weit über dem Maßstab liegen [Stu07, S. 13].

Zwar ist der Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt weitaus „funktionsfähiger“ als auf anderen europäischen Märkten. Dies liegt jedoch nicht an der guten Umsetzung der Liberalisierung im deutschen Strommarkt, sondern eher daran, dass schon vor der Liberalisierung mehrere Unternehmen auf dem Markt, besonders in der Erzeugung, tätig waren. In den anderen Staaten herrschte zum Großteil vor der Liberalisierung ein Staatsmonopol. Wie eine „misslungene Deregulierung“ [F.A.Z. vom 24. August 2002] zu ungewollten Ergebnissen führt, zeigt der Fall Kalifornien, wo es in den Jahren 2000/01 zu langen und wiederholten Stromausfällen und zum Bankrott einzelner Unternehmen kam.

---

<sup>43</sup>Chairman des europäischen Verbandes der Aufsichtsbehörden (Gas & Electricity Markets Authority (ERGEG)).

## Literatur

- [Aum06] AUMÜLLER, ORTRUD: *Regulierung und Wettbewerb auf dem Telekommunikations- und Strommarkt. Eine vergleichende Analyse der Regulierungsstrukturen und der Marktentwicklungen im deutschen Telekommunikations- und Stromsektor.* Tenea Verlag, 2006.
- [Bun06] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2006.* , Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, August 2006.
- [CMB02] CHRISTINE MARSHALL ; BLAIR, ROBERT; ABE, JONATHAN: *What FERC Orders Really Mean.* Energy User News, 27(1):5, Januar 2002.
- [DC07] DG-COMPETITION: *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry.* , European Commission, Brussels, January 2007.
- [Has06] HASLINGER, SEBASTIAN: *Netzmonopole in der Elektrizitätswirtschaft und Wettbewerb -rechtliche und ökonomische Analyse der Interessenkonflikte und ihrer Bewältigung-.* , Universität Kassel, 2006.
- [Kum01a] KUMKAR, LARS: *Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien.* Kieler Arbeitspapier, Nr. 1022:72, Januar 2001.
- [Kum01b] KUMKAR, LARS: *Strommarkt Kalifornien: Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das politische Überleben.* Kieler Arbeitspapier, Nr. 1023:127, Januar 2001.
- [Kum02] KUMKAR, LARS: *Das kalifornische Strommarktdebakel-Von Liberalisierungsversprechen und Regulierungsversagen.* Kieler Arbeitspapier, Nr. 1097:40, Februar 2002.
- [LE07] LONDON-ECONOMICS: *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005.* , London Economics, Brussels, February 2007. Prepared by London Economics in association with Global Energy Decisions.
- [McN00] MCNERNEY, REBECCA A.: *The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update.* , Energy Information Administration Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels U.S. Department of Energy, October 2000.
- [Mih07] MIHM, ANDREAS ; RUHKAMP, STEFAN: *Glos hält Manipulation der Strompreis für möglich.* Frankfurter Allgemeine Zeitung, 62, 14. März 2007.



- [Mon04] MONOPOLKOMMISSION: *Wettbewerbspolitik im Schatten „Nationaler Champions“ Fünfzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission (Kurzfassung) - 2002/2003-*. , Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, Juli 2004.
- [Ric07a] RICHMANN, DR. ALFRED: *Gibt es funktionierenden Stromwettbewerb in Deutschland?* 27. Juni 2007.
- [Ric07b] RICHMANN, DR. ALFRED: *Mehr Wettbewerb im Energiemarkt: Erwartungen und Beiträge der Industrie.* 25. April 2007.
- [Sch05] SCHMIDT, INGO: *Wettbewerbspolitik und Kartellrecht.* Lucius & Lucius - UTB, 8 , 2005.
- [Sch06] SCHNORRENBURG, BURKHARD: *Zur Preisbildung von Forwardkontrakten im Strommarkt : eine empirische Untersuchung des deutschen Strom-Terminmarktes.* Gabler Edition Wissenschaft : Schriften zum europäischen Management. Deutscher Universitätsverlag, 2006.
- [Sch07] SCHULZ, BETTINA: *Die Stromwirtschaft hat aus Fehlern nicht gelernt- Interview mit Sir John Mogg-*. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 88, 16. April 2007.
- [Stu07] STURBECK, WERNER ; BÜNDER, HELMUT: *Stadtwerke fürchten schärferen Wettbewerb.* Frankfurter Allgemeine Zeitung, 118, 23. Mai 2007.