

Christoph Lang

**Marktmacht und Marktmachtmessung im
deutschen Großhandelsmarkt für Strom**

WIRTSCHAFTSWISSENSCHAFT

Christoph Lang

Marktmacht und Marktmachtmessung im deutschen Großhandelsmarkt für Strom

Mit einem Geleitwort von PD Dr. Hans-Günter Schwarz

Deutscher Universitäts-Verlag

Bibliografische Information Der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über
<<http://dnb.d-nb.de>> abrufbar.

Dissertation Universität Erlangen-Nürnberg, 2007

1. Auflage November 2007

Alle Rechte vorbehalten

© Deutscher Universitäts-Verlag | GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden 2007

Lektorat: Frauke Schindler / Britta Göhrisch-Radmacher

Der Deutsche Universitäts-Verlag ist ein Unternehmen von Springer Science+Business Media.
www.duv.de



Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlags unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Umschlaggestaltung: Regine Zimmer, Dipl.-Designerin, Frankfurt/Main
Gedruckt auf säurefreiem und chlorfrei gebleichtem Papier
Printed in Germany

ISBN 978-3-8350-0954-7

Geleitwort

Das Thema „Marktmacht am Stromerzeugungsmarkt“ besitzt aufgrund der in den letzten Jahren gestiegenen Strompreise große tagespolitische Aktualität. Trotz dieser überragenden Bedeutung existieren vergleichsweise wenig fundierte Darstellungen zur Marktmacht im deutschen Stromerzeugungsmarkt.

In diese Lücke stößt die vorliegende Arbeit. Ziel ist es, sich mit verschiedenen Indikatoren der Frage nach Marktmacht am deutschen Stromerzeugungsmarkt zu nähern. Der Autor untersucht strukturelle, tatsächliche und potentielle Indikatoren für Marktmacht. Zunächst werden diese im ersten Teil der Arbeit vorgestellt und mit Blick auf ihre Eignung zur Marktmachtmessung bewertet. Im zweiten Teil der Arbeit werden, wo möglich, die Indikatoren für den deutschen Stromerzeugungsmarkt quantitativ bestimmt. So entsteht ein breites und fundiertes Spektrum an Kennzahlen zur Abschätzung der Situation am deutschen Stromerzeugungsmarkt.

Der wissenschaftliche Beitrag der Arbeit liegt in der Modellentwicklung und ihrer gelungenen Anwendung auf Fragen der Marktmachtmessung. Die genutzten Modelle, ob Grenzkosten- oder Preisspitzenmodell, überzeugen durch ihre theoretische Fundierung. Auf Grundlage dieser Modelle war es möglich, umfangreichere Daten zielgerichtet zu verarbeiten. So wurden für mehrere Jahre stundengenaue Wettbewerbspreise ermittelt und mit den tatsächlichen Börsenpreisen verglichen. Durch die theoretischen Neuerungen und die verbesserte Datenlage ergeben sich aussagekräftigere und zum Teil signifikant andere Schlüsse über Marktmacht als in anderen Studien.

Der Arbeit gelingt eine beispielhafte Synthese von Theorie und Praxis. Sie verbessert bestehende theoretische Ansätze wesentlich und verbindet diese mit einer hervorragenden empirischen Datenbasis. Sie leistet somit einen wertvollen Beitrag sowohl zum wissenschaftlichen als auch zum politischen Diskurs über Marktmacht am deutschen Strommarkt.

PD Dr. Hans-Günter Schwarz

Abstract

In dieser Arbeit wird Marktmacht am deutschen Großhandelsmarkt für Strom untersucht. Hierfür werden strukturelle, tatsächliche und potentielle Indikatoren für Marktmacht quantifiziert. Die strukturellen Indikatoren liegen, bis auf die Konzentrationsrate für das größte Unternehmen, deutlich über den Schwellenwerten des Kartellamtes. Auch der Herfindahl-Hirschman-Index liegt nahe am Schwellenwert für einen hoch konzentrierten Markt.

Auch bei dem neueren Indikator für strukturelle Marktmacht, dem *Residual Supply Index* deutet sich eine relativ hohe Marktmacht an. So ist RWE in 2855 Stunden im Jahr 2005 zur Nachfragedeckung unabdingbar. Dies sind fast alle Werktage von 8 bis 20 Uhr.

Die tatsächliche Marktmacht wird mit einem Grenzkostenmodell quantifiziert. Hier werden die Grenzkosten stundenscharf von Juli 2003 bis Dezember 2005 berechnet. Das Grenzkostenmodell wird dem gewählten Evaluationsmaßstab „Prognosefähigkeit“ im Wesentlichen gerecht. Die so errechneten Aufschläge auf die Grenzkosten entsprachen im Jahr 2004 17% und im Jahr 2005 20%.

Die potentielle Marktmacht als nicht-kollusive Preisobergrenze wurde mit einem Oligopolmodell mit diskretem Strategieraum bestimmt. Es zeigt, dass der Verhaltensspielraum der deutschen Stromproduzenten nicht in voller Höhe genutzt wurde.

Das Preisprognosemodell schließlich koppelt die Ergebnisse aus den einzelnen Kapiteln durch ein Regressionsmodell. Als sinnvoll zur Preisprognose haben sich der *Residual Supply Index*, die geschätzten Grenzkosten aus dem Optimierungsmodell und die Wahrscheinlichkeiten für extreme Preisspitzen am Spotmarkt erwiesen.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Marktmachtausübung und Stand der Forschung zum Thema Marktmacht und Marktmachtmessung	5
2.1	Möglichkeiten der Ausübung von Marktmacht im Stromerzeugungsmarkt.....	5
2.2	Marktabgrenzung	6
2.3	Forschungsstand für strukturelle Indikatoren zur Marktmachtmessung	7
2.3.1	Herfindahl-Hirschman-Index und Konzentrationsraten	8
2.3.2	<i>Pivotal Supplier Index</i> (PSI)	9
2.3.3	<i>Residual Supply Index</i> (RSI)	10
2.3.4	<i>Residual-Demand-Analysis</i> (RDA)	12
2.4	Verhaltensindikatoren zur Marktmachtmessung.....	13
2.4.1	Wettbewerbs-Benchmark-Analyse.....	13
2.4.2	Gebot-Kosten-Marge.....	20
2.4.3	Netto-Erlös-Benchmark-Analyse	21
2.4.4	Oligopolmodelle.....	21
3	Einführung in den deutschen Strommarkt.....	29
4	Bestimmung des relevanten Marktes und kontinentaleuropäisches Außenhandelsregime.....	33
4.1	Theoretische Grundlagen des Strom-Außenhandels.....	33
4.1.1	Netzengepässe an den internationalen Kuppelstellen	33
4.1.2	Durchleitungsentgelte für grenzüberschreitende Stromtransporte	36
4.1.3	Nichtadäquate Formen der Marktorganisation.....	37
4.2	Status Quo der Netzübergangskapazitäten	39
4.3	Status Quo des Engpassmanagements.....	41
4.4	Stand der Marktintegration.....	47
4.5	Relevanter Markt und Außenhandelsregime – Zusammenfassung.....	51
5	Strukturelle Indikatoren für Marktmacht	53
5.1	Marktkonzentration	53
5.1.1	Methodische Grundlagen	53
5.1.2	Entwicklung der Marktstruktur	54
5.1.3	Kapitalverflechtung der Stromproduzenten	61
5.2	Residual Supply Index	64

5.3	Strukturelle Indikatoren und Marktstruktur – Zusammenfassung	66
6	Quantifizierung von Marktmacht am deutschen Stromerzeugungsmarkt	67
6.1	Einführung in die Quantifizierung tatsächlich ausgeübter Marktmacht	67
6.2	Besonderheiten des deutschen Strommarktes und methodisches Vorgehen.....	68
6.3	Modell und Modellparameter.....	69
6.4	Modellergebnisse	79
6.4.1	Stündliche Preisaufschläge.....	84
6.4.2	Ausgeübte Marktmacht durch Stilllegung von Kraftwerken	87
6.4.3	Ausgeübte Marktmacht und Marktmachtindikatoren	88
6.5	Ausgeübte Marktmacht – Zusammenfassung	90
7	Quantifizierung potentieller Marktmacht – Oligopolmodell	91
7.1	Methodisches Vorgehen.....	91
7.2	Modellergebnisse	92
7.3	Oligopolmodell – Zusammenfassung.....	97
8	Preisprognosen für den Spotmarkt.....	99
8.1	Analyse von Fly-Ups am Spotmarkt der EEX	99
8.1.1	Einführung in die <i>Fly-Up</i> -Problematik	99
8.1.2	Definition von <i>Fly-Ups</i>	100
8.1.3	Theoretische Überlegungen und deskriptive Einführung.....	101
8.1.4	Das Preisprognosemodell – Theorie und Input.....	105
8.1.5	Modellergebnis der <i>Fly-Up</i> -Untersuchung	107
8.1.6	<i>Fly-Up</i> -Untersuchung – Zusammenfassung.....	111
8.2	Preisprognosen mit einem Regressionsmodell.....	113
8.3	Preisprognosen – Zusammenfassung	114
9	Fazit.....	115
	Literaturverzeichnis.....	119

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Kalifornischer Börsenpreis und geschätzte Grenzkosten im August 1998...	16
Abbildung 2:	Kapazitätsstruktur des deutschen Kraftwerksparks.....	29
Abbildung 3:	Preisbildung mit und ohne Engpässe an den Netzkupelstellen.....	34
Abbildung 4:	Preisbildung bei Durchleitungsentgelten für grenzüberschreitende Stromtransporte.....	37
Abbildung 5:	Stundengenaue Preisdifferenzen zwischen Deutschland und Österreich.....	44
Abbildung 6:	Gleitende monatliche Preisdurchschnitte am Spotmarkt.....	45
Abbildung 7:	Preisunterschiede zwischen Deutschland und Frankreich und Tagesauktionsergebnisse für Transferkapazität Deutschland Richtung Frankreich im Januar 2006.....	46
Abbildung 8:	Preisunterschiede zwischen Frankreich und Deutschland und Tagesauktionsergebnisse für Transferkapazität Frankreich Richtung Deutschland im Januar 2006.....	47
Abbildung 9:	Kapazitätsentwicklung der großen fünf und der kleinen Stromproduzenten im Vergleich.....	55
Abbildung 10:	Konzentrationsindices der deutschen Nettostromerzeugung, 2001 bis 2005.....	56
Abbildung 11:	Anteile der einzelnen Stromerzeuger an der gesamten deutschen Nettostromerzeugung, 2001 bis 2005.....	57
Abbildung 12:	Anteile der einzelnen Stromerzeuger an der gesamten deutschen Nettostromerzeugungskapazität, 2001 bis 2005.....	58
Abbildung 13:	Neubauaktivitäten der großen fünf und der kleinen Stromproduzenten 2001 – 2005 im Vergleich.....	61
Abbildung 14:	Kapitalverflechtung der deutschen Stromproduzenten 2006.....	63
Abbildung 15:	RSI-E.ON 2004 und 2005.....	65
Abbildung 16:	RSI-RWE 2004 und 2005.....	65
Abbildung 17:	Struktur des Marktmodells des deutschen Strommarktes.....	72
Abbildung 18:	UCTE-Nettoimportwerte.....	73
Abbildung 19:	Vertikale Netzlast, inländische Last und bereinigte Last.....	73
Abbildung 20:	Verfügbarkeit der deutschen konventionellen thermischen Kraftwerkskapazität.....	74
Abbildung 21:	Grenzkostenkurven und Lastdaten der Jahre 2001 und 2004.....	78
Abbildung 22:	Entwicklung der Brennstoffpreise zwischen Juli 2000 und Dezember 2005.....	79

Abbildung 23:	Geschätzte Grenzkosten und Börsenpreise für jeden 3. Mittwoch im Monat von Juni 2000 bis Dezember 2000	80
Abbildung 24:	Einfluss verschiedener Faktoren auf den Strompreis	81
Abbildung 25:	Gleitender Monatsdurchschnitt der EEX und gleitender Monatsdurchschnitt der geschätzten Grenzkosten	82
Abbildung 26:	Jahrespreislinie 2004 mit dazugehörigen geschätzten Grenzkosten	83
Abbildung 27:	Jahrespreislinie 2005 mit dazugehörigen geschätzten Grenzkosten	84
Abbildung 28:	Stündliche Preisauflschläge mit und ohne <i>Fly-Ups</i> – 2000 bis 2005 (Mittwochsmodell)	85
Abbildung 29:	Stündliche Preisauflschläge mit und ohne <i>Fly-Ups</i> – II 2003 bis 2005 (alle Stunden)	86
Abbildung 30:	Standardabweichung der Preisauflschläge mit und ohne <i>Fly-Ups</i> – II 2003 bis 2005	87
Abbildung 31:	RSI (E.ON) und tatsächlich ausgeübte Marktmacht (PCMI) 2005	90
Abbildung 32:	Börsenpreise, geschätzte Grenzkosten und Oligopolpreis um 12 Uhr für jeden dritten Mittwoch jedes Monats von 2000 bis 2005	92
Abbildung 33:	Börsenpreise, geschätzte Grenzkosten und Oligopolpreis um 3 Uhr für jeden dritten Mittwoch jedes Monats von 2000-2005	93
Abbildung 34:	Prozentuale Aufschläge von RWE und E.ON um 12 Uhr für jeden dritten Mittwoch jedes Monats von 2000 bis 2005	93
Abbildung 35:	Prozentuale Aufschläge von RWE und E.ON um 3 Uhr für jeden dritten Mittwoch jedes Monats von 2000 bis 2005	94
Abbildung 36:	Produzentenrenten für E.ON und RWE am 16.03.2005 um 12 Uhr bei jeweils 33%-igem Aufschlag auf die Grenzkosten des jeweils anderen	96
Abbildung 37:	Börsenpreis am Spotmarkt der EEX und <i>Fly-Up</i> -Grenze	101
Abbildung 38:	Deutscher und französischer Börsenpreis in den 101 deutschen <i>Fly-Up</i> -Stunden	103
Abbildung 39:	Prozentuale Abweichung vom gleitenden 30-Tages-Stundendurchschnittspreis in Frankreich bei deutschen <i>Fly-Ups</i>	104
Abbildung 40:	Geschätzte Wahrscheinlichkeit für einen <i>Fly-Up</i>	109
Abbildung 41:	Geschätzte und tatsächliche <i>Fly-Ups</i> im Zeitverlauf	111
Abbildung 42:	Tatsächliche Börsenpreise und prognostizierte Börsenpreise	114

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kritische Schwellenwerte der Konzentrationsindices.....	8
Tabelle 2:	Die wichtigsten Unterschiede zwischen dem Ansatz von Müsgens, von von Hirschhausen/Weigt/Zachmann und dem von Schwarz/Lang	19
Tabelle 3:	Nettotransferkapazitäten (NTC) in Zentraleuropa, Winter 2005/2006, werktags, Spitzenlast.....	40
Tabelle 4:	Realisiertes Engpassmanagement	42
Tabelle 5:	Marktdesign und Börsenhandel in ausgewählten zentraleuropäischen Ländern.....	43
Tabelle 6:	Korrelationen der Stromspotmarktpreise 2005 nach Pearson.....	48
Tabelle 7:	Minimum, Maximum, Durchschnitt und Standardabweichung der Stundenpreise an den Spotstrommärkten in Zentraleuropa 2005 (in €/MWh).....	49
Tabelle 8:	Ergebnisse der Regressionsanalysen mit einem bzw. zwei Strukturbrüchen (Preise in Deutschland jeweils als unabhängige Variable) ...	50
Tabelle 9:	Kapazitätsbilanz der deutschen Stromerzeuger, 2001 bis 2005 (in GW)	59
Tabelle 10:	Kraftwerksportfolio der Stromproduzenten in den Jahren 2001 und 2005	60
Tabelle 11:	Regressionsoutput zur Schätzung der inländischen Last	71
Tabelle 12:	Außenhandelsregression.....	71
Tabelle 13:	Kraftwerkstypen und verfügbare Kapazitäten.....	75
Tabelle 14:	CO ₂ -Emissionsfaktoren.....	75
Tabelle 15:	Kostenparameter nach Kraftwerksarten in €/MWh	77
Tabelle 16:	Brennstoffspezifische Startfaktoren	79
Tabelle 17:	Regression zwischen den EEX-Preisen und den geschätzten Grenzkosten.....	83
Tabelle 18:	Stillgelegte Kapazität der Verbundunternehmen in MW	88
Tabelle 19:	Korrelation zwischen prozentualer Preis-Kosten-Marge und RSI.....	89
Tabelle 20:	Börsen-Tagesdurchschnitt und tagesdurchschnittlicher Oligopolpreis.....	95
Tabelle 21:	Auftreten von <i>Fly-Ups</i> (Zeitraum: 1.1.2005 - 21.11.2006).....	104
Tabelle 22:	Einfluss der <i>Fly-Ups</i> auf das durchschnittliche Preisniveau	104
Tabelle 23:	Variablen im Modell	107
Tabelle 24:	E-Views Ergebnisse für das <i>Fly-Up</i> -Modell.....	108
Tabelle 25:	Prognostizierte <i>Fly-Ups</i> und die Abweichungen der erklärenden Variablen	110
Tabelle 26:	Kopplung von Grenzkosten, RSI und <i>Fly-Up</i> -Modell mittels Regression für das Jahr 2005	113

Abkürzungsverzeichnis

AKW	Atomkraftwerk
APX	Amsterdam Power Exchange
AT	Österreich
AtG	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren
BE	Belgien
Belpex	Belgian Power Exchange
CAISO	California Independent System Operator
CH	Schweiz
CR	Konzentrationsrate
DE	Deutschland
DEHST	Deutsche Emissionshandelsstelle
DK	Dänemark
EC	European Council
EdF	Electricité de France
EEX	European Energy Exchange
EMELIE	Electricity Market Liberalisation in Europe
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
EXAA	Energy Exchange Austria
FR	Frankreich
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
GW/h	Gigawatt pro Stunde
HHI	Herfindahl-Hirschman-Index
HKW	Heizkraftwerk
IT	Italien
KW	Kraftwerk
LEMI	Liberalised Electricity Market Investigation
MW	Megawatt
MW/h	Megawatt pro Stunde
NL	Niederlande
NTC	Netto-Transfer-Kapazität
OTC	Over the Counter
PCMI	Preis-Kosten-Margen-Index

PSI	<i>Pivotal Supplier Index</i>
RDA	<i>Residual-Demand-Analysis</i>
RSI	<i>Residual Supply Index</i>
RTE	Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité
TW/h	Terawatt pro Stunde
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
VIK	Verband industrieller Kraftwerkswirtschaft
WBA	Wettbewerbs-Benchmark-Analyse

1 Einleitung

Der Prozess der Liberalisierung von Stromerzeugungsmärkten begann in den meisten kontinentaleuropäischen Ländern in den späten 1990er Jahren. Die EU Richtlinie 96/92/EC legte allgemeine Regeln für die Elektrizitätsmärkte in der EU fest und war der erste Schritt zur Deregulierung und Liberalisierung der Strommärkte in Europa.

In Deutschland begann die Deregulierung 1998 mit der Verabschiedung des neuen Energiewirtschaftsgesetzes. Zwei Jahre später nahm die Leipziger Strombörse ihren Betrieb auf. Die Erwartungen an die Liberalisierung waren hoch. Man versprach sich Effizienzgewinne und niedrigere Preise für die Verbraucher. Das erste Ziel ist durch die Liberalisierung wohl erreicht worden, ob die Stromkunden jedoch von der Liberalisierung profitiert haben ist umstritten. Ökonomisch ist die Erwartung niedrigerer Preise durch eine Liberalisierung des Strommarktes zumindest zweifelhaft. Vor der Liberalisierung wurden die Strompreise anhand von Durchschnittskosten und einer angemessenen Kapitalverzinsung gebildet. Seit 1998 spielen nicht mehr die Durchschnittskosten, sondern, wie an den meisten anderen Märkten, die Grenzkosten die dominante Rolle bei der Preisbildung. Welche Art der Preisbildung für den Kunden billiger ist, hängt stark sowohl vom Verlauf der Grenzkosten und damit vom Kraftwerkspark im jeweiligen Land als auch von den Effizienzgewinnen durch die Liberalisierung ab. Selbst bei vollkommenem Wettbewerb ist nicht zwangsweise gesichert, dass der Stromkunde von der Liberalisierung profitiert. Trotzdem ist es sowohl volkswirtschaftlich als auch für den Stromkunden nicht unwichtig, ob der Wettbewerb auf dem Strommarkt funktioniert. Haben die Produzenten Marktmacht oder spiegeln die Börsenpreise die Grenzkosten wider?

Seit dem starken Anstieg der Strompreise im Jahr 2003 an der *European Energy Exchange* (EEX) wird in Deutschland über Marktmacht am Stromerzeugungsmarkt diskutiert. Die Besonderheiten des Stromerzeugungsmarktes, nämlich preisunelastische Nachfrage und die kostenintensive Speicherung von Strom, machen den Markt anfällig für überhöhte Preise. Auch der lange zeitliche Vorlauf bei der Errichtung neuer Kraftwerke, die hohen versunkenen Kosten bei den Investitionen und die regulatorische Unsicherheit, beispielsweise bei der zukünftigen CO₂-Zertifikatallokation, dem Atomausstieg, etc. lassen den Markt nicht bestreitbar erscheinen.

Ferner gibt es drei Besonderheiten im deutschen Strommarkt. Alle drei betreffen Grundlastkraftwerke, die besonders hohe Deckungsbeiträge einbringen. Grundlastkraftwerke sind in Deutschland Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke und Braunkohlekraftwerke. Kernkraftwerke dürfen nach dem Atomausstieg nicht mehr zugebaut werden¹, das Laufwasserkraft-

¹ Vgl.: § 7 AtG