

Böckers, Veit; Haucap, Justus; Jovanovic, Dragan

**Working Paper**

## Diskriminierende Gebotsbeschränkungen im deutschen Großhandelsmarkt für Strom: Eine wettbewerbsökonomische Analyse

DICE Ordnungspolitische Perspektiven, No. 52

**Provided in Cooperation with:**

Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Heinrich Heine University Düsseldorf

*Suggested Citation:* Böckers, Veit; Haucap, Justus; Jovanovic, Dragan (2013) : Diskriminierende Gebotsbeschränkungen im deutschen Großhandelsmarkt für Strom: Eine wettbewerbsökonomische Analyse, DICE Ordnungspolitische Perspektiven, No. 52, ISBN 978-3-86304-652-1, Heinrich Heine University Düsseldorf, Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Düsseldorf

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/88410>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

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

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

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

**Terms of use:**

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

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

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

# ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Nr 52

Diskriminierende  
Gebotsbeschränkungen  
im deutschen  
Großhandelsmarkt  
für Strom:  
Eine wettbewerbs-  
ökonomische Analyse

Veit Böckers,  
Justus Haucap,  
Dragan Jovanovic

November 2013

## IMPRESSUM

### DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Veröffentlicht durch:

düsseldorf university press (dup) im Auftrag der  
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät,  
Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Universitätsstraße 1,  
40225 Düsseldorf, Deutschland  
[www.dice.hhu.de](http://www.dice.hhu.de)

### Herausgeber:

Prof. Dr. Justus Haucap  
Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE)  
Tel: +49(0) 211-81-15125, E-Mail: [haucap@dice.hhu.de](mailto:haucap@dice.hhu.de)

### DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Alle Rechte vorbehalten. Düsseldorf 2013

ISSN 2190-992X (online) - ISBN 978-3-86304-652-1

# Diskriminierende Gebotsbeschränkungen im deutschen Großhandelsmarkt für Strom: Eine wettbewerbsökonomische Analyse

Veit Böckers, Justus Haucap, Dragan Jovanovic\*

November 2013

## Zusammenfassung

Im Rahmen der Sektoruntersuchung des Großhandelsmarktes für Strom hat das Bundeskartellamt 2011 die Auffassung dargelegt, dass marktbeherrschende Unternehmen keine Preisgebote oberhalb der Grenzkosten abgeben dürfen. In dem vorliegenden Beitrag werden die Auswirkungen einer solchen Gebotsbeschränkung aus wettbewerbsökonomischer Perspektive erörtert. Im Ergebnis ist eine implizite Gebotsbeschränkung aus wettbewerbsökonomischer Sicht nicht nur ein unverhältnismäßiger und diskriminierender Eingriff, sondern auch mit dem Risiko adverser ökonomischer Konsequenzen verbunden, da zum einen Investitionsanreize für marktbeherrschende Unternehmen reduziert werden, zum anderen sich aber zugleich eine marktverschließende Wirkung für Wettbewerber ergibt. Ökonomisch völlig unhaltbar ist die Auffassung, dass ein Preisaufschlag auf die Grenzkosten nur zu rechtfertigen sei, wenn das marktbeherrschende Unternehmen ansonsten seine totalen Durchschnittskosten, bezogen auf das gesamte Kraftwerkportfolio, nicht erwirtschaften kann. Damit wird eine ansonsten regelmäßig als wettbewerbswidrig angesehene Quersubventionierung durch marktbeherrschende Unternehmen mit entsprechenden Marktverschlusseffekten geradezu induziert und der Wettbewerb strukturell gebremst. Des Weiteren wird die aktuelle Marktabgrenzung des Großhandelsmarktes für Strom analysiert und die Auswirkung auf das implizit ausgesprochene Preisaufschlagsverbot dargestellt, da insbesondere das Market Coupling in jüngerer Zeit zu signifikanten Veränderungen geführt hat. Aus der zunehmenden Integration der Großhandelsmärkte über nationale Grenzen hinweg ergeben sich weitere Probleme für derartige Gebotsbeschränkungen.

---

\* Düsseldorf Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE), E-Mail: boeckers@dice.hhu.de, haucap@dice.hhu.de, jovanovic@dice.hhu.de, jovanovic@econ.uni-frankfurt.de

# 1 Einleitung

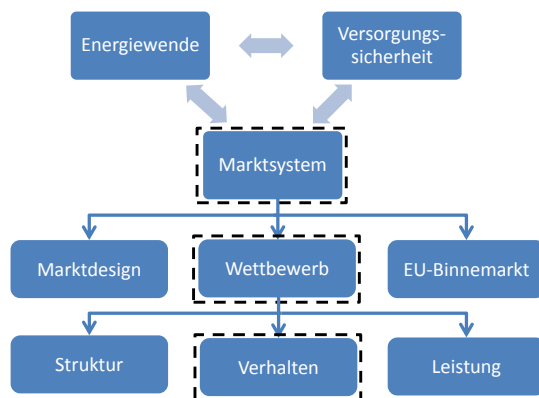
Der Großhandelsmarkt für Strom befindet sich im Wandel, vor allem ausgelöst durch zwei Makrotrends: die zunehmende länderübergreifende Integration der Stromgroßhandelsmärkte einerseits und die Energiewende in Deutschland andererseits<sup>1</sup>. Beides hat entscheidenden Einfluss auf die Art und Weise, wie Strom erzeugt und vergütet wird. So hat etwa die eingeleitete Energiewende eine, bisher außermärkliche, Änderung der Kraftwerksstruktur hin zu einer  $CO_2$ -armen Stromerzeugung bei gleichzeitigem Verzicht auf Kernkraft zum Ziel. Besonders ist dies am Ausbau der erneuerbaren Energien, vorrangig Wind und Solar, zu erkennen. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2011 bei 20 % (AG Energiebilanzen (2012)) und im Jahr 2012 bei 21 % (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2013)). Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat große Auswirkungen auf konventionelle Kraftwerke. Fluktuierende erneuerbare Energien verdrängen zunehmend Kraftwerke durch niedrige Gebote und erzeugen durch ihre stochastische Erzeugungsvolatilität einen frequentierten Wechsel zwischen hoher und niedriger Residuallast. Zahlreiche Studien, z.B. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2013), Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012), Consentec (2012) und Böckers et al.(2011), befassen sich mit den Konsequenzen, welche die Energiewende auch auf die Versorgungssicherheit und die marktwirtschaftliche Ordnung des Strommarktes hat, d.h. auf das derzeitige Marktdesign und auf den Wettbewerb, und welche Anpassungen des sogenannten Marktdesigns notwendig sein könnten.

Neben dem außermärklichen Ausbau der erneuerbaren Energien ist vor allem die kontinuierliche Integration der europäischen Strommärkte von großer Bedeutung. In Zeiten national abgegrenzter Märkte waren die jeweiligen Großhandelsmärkte durch wenige Oligopolisten mit unterschiedlich stark ausgeprägter Marktmacht gekennzeichnet. Diese besaßen und besitzen auch gegenwärtig gemäß der Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes aus dem Jahr 2011 hohe Marktanteile, vor allem im Grund- und Mittellastbereich. Bis heute stehen die Erzeugungsstruktur und das aus dem Kraftwerksmix resultierende Preisniveau im Fokus des Interesses nationaler und europäischer

---

<sup>1</sup>Dieser Beitrag basiert auf einer Studie für die RWE AG. Für hilfreiche Diskussionen und Kommentare danken wir besonders Peter Heinacher und Christoph Lang.

Abbildung 1: Direkte Markteingriffe auf der Stromerzeugungsebene



Wettbewerbsbehörden. Dies gilt auch für Deutschland, wo der Verdacht der missbräuchlichen Marktmaχtausübung durch die vier groβen Energieversorger E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW bis heute Anlass zu teils sehr detaillierten Untersuchungen der Wettbewerbsbehörden gegeben hat. Unter den zahlreichen Studien zur etwaigen Ausübung von Marktmaχt in Form von Preisaufschlāgen oder Kapazitātszurückhaltung sind vor allem zwei Untersuchungen der Europāischen Kommission (2007, 2008) sowie die Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes (2011) hervorzuheben. Im Zuge der Untersuchung der Europāischen Kommission von 2008 wurde ein Verfahren gegen E.ON eingeleitet und unter der Bedingung einer Verpflichtungszusage, welche die Veräuβerung von Erzeugungskapazitāten und des Hōchstspannungsnetzes beinhaltete, eingestellt. In der vorgenommenen Sektoruntersuchung durch das Bundeskartellamt (2011), welche die an die Untersuchung der Europāischen Kommission (2007) anschließenden Jahre 2007 und 2008 betrachtet, kann allerdings trotz einer in Umfang und Tiefe detaillierten Analyse kein missbräuchliches Verhalten nachgewiesen werden. Als Missbrauch nach §§19 und 29 GWB und Art. 102 AEUV wertet das Bundeskartellamt dabei Angebote von marktbeherrschenden Unternehmen, die Preise oberhalb ihrer Grenzkosten beinhalten. Somit besteht zwar prinzipiell kein explizites Preisaufschlagverbot. Jedoch hat das Bundeskartellamt 2011 dargelegt, dass Angebote oberhalb der Grenzkosten für marktbeherrschende Unternehmen als Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung zu interpretieren seien.

Eine Abweichung von dieser Regel ist nur gestattet, wenn das Unternehmen nachweisen kann, dass solche Angebote erforderlich sind, um die langfristigen Durchschnittskosten über alle im Portfolio befindlichen Kraftwerke (also nicht nur das pivotale Kraftwerk) zu decken (2011: 26f.).

Die Beschlussabteilung geht im Ergebnis davon aus, dass es bei Zugrundelegung des geltenden Auktionsmechanismus und der gegebenen Marktverhältnisse den Normadressaten der §§19, 29 GWB, Art. 102 AEUV (nur marktbeherrschende Unternehmen) grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass ein entsprechender Mark-up erforderlich ist, um seine -bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio- totalen Durchschnittskosten zu erwirtschaften.

Diese Beweislastumkehr mag aus juristischer Sicht haltbar sein, ist jedoch aus wettbewerbsökonomischer Sicht kritisch zu hinterfragen. In diesem Beitrag wird untersucht, inwieweit ein solches „Preisaufschlagverbot“ sinnvoll ist, und ob die Marktmacht vor dem Hintergrund der kontinuierlichen Integration der europäischen Märkte fortbesteht. Insbesondere ist zu hinterfragen, ob quasi-regulatorische Eingriffe nationaler Wettbewerbsbehörden in einem nicht länger national abgegrenzten Markt zu gesamtwirtschaftlichen Ineffizienzen führen.

Insbesondere vor dem Hintergrund der beschlossenen Markttransparenzstelle für Strom und Gas, welche fortlaufend die jeweiligen Großhandelsmärkte beaufsichtigen und etwaigen Missbrauch feststellen soll, ist wichtig zu verstehen, (i) wann ein Missbrauch von Marktmacht besteht und wann nicht und (ii) ob dies mit der o.g. Interpretation des Bundeskartellamts kompatibel ist.

## 2 Marktmacht und Marktbeherrschung

Das implizit verhängte Preisaufschlagverbot bzw. die vorgesehene Beweislastumkehr betrifft allein marktbeherrschende Unternehmen. Der Begriff der Marktbeherrschung ist kein ökonomischer, sondern ein juristisch geprägter Begriff, der vom Begriff der Marktmacht zu unterscheiden ist. Diese Unterscheidung soll im Folgenden ausgeführt werden, bevor anschließend der Bezug zu der für den Strommarkt relevanten „Peak Load Pricing“-Theorie hergestellt wird.

Ein Anbieter kann im ökonomischen Sinne als marktmächtig erachtet werden, wenn er in der Lage ist, den Preis für seine Produkte oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten zu setzen (Motta, 2004: 40f.). In diesem Sinne haben auf nahezu allen real existierenden Märkten Anbieter eine gewisse Marktmacht. Diese ist jedoch mit wirksamem Wettbewerb vereinbar, solange die Preisaufschläge zur Deckung von Fix- und Gemeinkosten dienen und nicht dauerhaft Überrenditen erwirtschaftet werden können. Aus kartellrechtlicher Sicht ist erst die *erhebliche* Marktmacht bedeutsam, da sie die Abwesenheit wirksamen Wettbewerbs impliziert. Von einer marktbeherrschenden Stellung kann somit keineswegs bereits dann gesprochen werden, wenn Marktmacht vorliegt, sondern erst, wenn diese so erheblich ist, dass dauerhaft Überrenditen möglich sind. Das Erlangen und Innehaben einer marktbeherrschenden Stellung ist kartellrechtlich nicht zu beanstanden, solange diese nicht missbraucht wird. Nach §19 Abs. 4 Nr. 2 GWB missbraucht ein marktbeherrschendes Unternehmen seine Stellung, wenn es „Entgelte oder sonstige Geschäftsbedingungen fordert, die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden.“ §29 Nr. 2 GWB legt zudem fest, dass es einem marktbeherrschenden Versorgungsunternehmen der leitungsgebundenen Energiewirtschaft untersagt ist, seine marktbeherrschende Stellung missbräuchlich auszunutzen, indem es „Entgelte fordert, die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten.“

Wichtig ist, dass §29 Nr. 2 GWB nur festlegt, dass die Kosten nicht in *unangemessener Weise* überschritten werden dürfen. Mit Kosten sollten hier die Gesamtkosten eines Angebots bzw. die Durchschnittskosten gemeint sein, welche im Übrigen sehr wohl überschritten werden dürfen, nur eben nicht in unangemessener Weise. Eine so strikte Interpretation, dass der Preis gar nicht oder nur in Ausnahmefällen die Grenzkosten überschreiten darf, ist in §29 GWB im Grunde nicht angelegt.

Für die Frage, ob ein Stromerzeuger marktbeherrschend ist oder nicht, ist auch die Abgrenzung des relevanten Marktes von entscheidender Bedeutung. Die Marktabgrenzung hat sachlich und räumlich adäquat zu erfolgen und kann daher auch andere Länder umfassen, sofern dies in der Sache gerechtfertigt ist.

„Zwei oder mehr Unternehmen sind marktbeherrschend, soweit zwischen ihnen für eine bestimmte Art von Waren oder gewerblichen Leistungen ein wesentlicher Wettbewerb nicht besteht und soweit sie in ihrer Gesamtheit die Voraussetzungen des Satzes 1 [Anmerk.: § 19 Abs. 1] erfüllen. **Der räumlich**



**relevante Markt im Sinne dieses Gesetzes kann weiter sein als der Geltungsbereich dieses Gesetzes.**<sup>4</sup>[Eigene Hervorhebung]

Die Frage, ob der relevante Markt größer gefasst werden sollte als dies bisher der Fall ist, wird in Abschnitt 4 analysiert. Auf struktureller Ebene wirken aus theoretischer Sicht viele Faktoren kollusions- bzw. missbrauchsfördernd, von denen alle bisher auf den Großhandelsmarkt für Stromerzeugung zutreffen:

- Hohe horizontale Informationssymmetrie oder Markttransparenz,
- Geringe Gesamtnachfrageelastizität,
- Hohe Markteintrittsbarrieren,
- Homogenität der Produkte,
- Überkreuzverflechtung der Unternehmensanteile bei Kraftwerken.

Da es vier Erzeuger gibt, welche laut Bundeskartellamt im Jahr 2007 und 2008 knapp 85% und 84% der installierten Kapazität in Deutschland ausmachten (Bundeskartellamt 2011), trafen die vorgenannten Faktoren bis vor kurzem auf den deutschen Strommarkt zu. Die festgestellte strukturelle Marktmacht bildet auch gleichzeitig das Fundament für die Interpretation des Bundeskartellamtes, dass marktbeherrschende Stromerzeuger aufgrund von §29 GWB keine Angebotspreise oberhalb ihrer Grenzkosten anbieten dürfen. Welche Angebotspreise nun als kartellrechtskonform gelten können, ist schwer zu sagen und dürfte von Fall zu Fall unterschiedlich interpretiert werden. Aus ökonomischer Perspektive sollten die dynamischen Wohlfahrtseffekte betrachtet und klar von Verteilungseffekten getrennt werden.

Im Strommarkt ist die Bewertung von Marktmacht vor dem Hintergrund der „Peak Load Pricing“-Theorie zu betrachten, da bei Engpässen in der Angebotskapazität hohe Gleichgewichtspreise trotz Grenzkostengeboten entstehen können. Hierzu existiert keine eindeutige Rechtsprechung. Der Einzelfallbezug lässt sich in dieser Situation für jeden Preis oberhalb der Grenzkosten des letzten notwendigen Kraftwerks herstellen. Dies bedeutet aus ökonomischer Sicht, dass, wie im Sinne des RSI<sup>2</sup>, zu jedem Zeitpunkt untersucht werden müsste, welcher Anbieter marktmächtig ist, und ob dieser auch zu Grenzkosten geboten hat. Im australischen National Electricity Market werden etwa

---

<sup>2</sup>Der Residual Supplier Index (RSI) ist ein quantitatives Instrument, welches misst, in wie viel Prozent der Stunden innerhalb eines betrachteten Zeitraums ein Unternehmen unverzichtbar zur Deckung der Nachfrage ist.

Preise erst im dreistelligen AUS\$-Bereich als Grund für eine Untersuchung angesehen (siehe Australian Electricity Market Operator (2012)). Eine Ex-post-Analyse könnte jedoch auch durch eine Verschiebung der Preisverteilung auf ein höheres Preisniveau ausgelöst werden, wie etwa 2008 vermutet wurde. Drei Möglichkeiten werden als besonders geeignet erachtet, Preise oberhalb des Grenzkostenniveaus zu realisieren:

- Preisauflschlag bei Spitzenlastkraftwerken in Zeiten (sehr) hoher Last,
- Preisauflschlag bei Grund- oder Mittellastkraftwerken, damit diese aus dem Gebotsverfahren ausscheiden (finanzielle Zurückhaltung),
- Kapazitätszurückhaltung bei Kraftwerken der Grund- oder Mittelast (physische Zurückhaltung).

Bei erstgenannter Möglichkeit nutzen ein oder mehrere Betreiber von Spitzenlastkraftwerken die schwache Wettbewerbssituation in Spitzenlastphasen aus. Dies geschieht entweder unilateral oder koordiniert. Wenn etwa ein Unternehmen im Besitz sämtlicher Spitzenlastkraftwerke ist, kann dieses in jeder Peakphase den Preis gewinnmaximal setzen. In Abwesenheit von Kollusion ist schon bei relativ geringer Anzahl von Wettbewerbern der Anreiz gering, hohe Preisauflschläge zu verlangen. Die beiden anderen Strategien haben letztlich das gleiche Ziel: die Verknappung der Kapazitäten, d.h. Linksverschiebung der Merit-Order. Dies ist vor allem für Unternehmen mit einem diversifizierten Kraftwerksportfolio interessant. Hierbei wird die Kapazitätszurückhaltung von Grund- und Mittellastkraftwerken lukrativ und bei großen Sprungstellen in der Merit-Order wird die Lukrativität verstärkt.

Eine weitere grundsätzliche Möglichkeit offenbart sich diversifiziert aufgestellten Anbietern. Niedrige Spitzenlastpreise sollten bei entsprechend hohem Dichteanteil an der Preisverteilung zu Stilllegungen oder Veräußerungen von Kraftwerkskapazität führen. Unprofitable Kraftwerke können jedoch als Form einer Markteintrittsbarriere im Markt gehalten werden. Dafür ist eine Quersubventionierung der in der betriebswirtschaftlichen Einzelbetrachtung defizitären Spitzenlastkraftwerke notwendig. Durch eine Gebotsbeschränkung werden die betroffenen Unternehmen entweder zum Marktaustritt oder zu einer marktverschließenden Quersubventionierung gezwungen. Ein Marktaustritt im Spitzenlastbereich würde jedoch an dem prinzipiell vorhandenen Potenzial zur Kapazitätszurückhaltung von Grund- und Mittellastkraftwerken nichts ändern. Im Gegenteil können höhere Preisauflschläge durchgesetzt

werden, da die nicht als marktbeherrschend eingestuften Unternehmen ihre Angebotspreise ohne Einschränkung frei wählen dürfen. Das wäre ebenfalls für die Betreiber der Grund- und Mittellastkraftwerke von Vorteil. Der Unterschied zwischen den beiden Alternativen liegt jedoch darin, dass wettbewerbswidriges Verhalten bei Marktverschluss garantiert besteht, während es im zweiten Fall zwar möglich, jedoch nicht zwangsläufig ist.

Im Marktergebnis schlägt sich das oben beschriebene Marktverhalten üblicherweise in überhöhten Preisen nieder. Dies muss jedoch erst empirisch oder auf anderweitigen Wegen, z.B. durch juristisch verwertbare Geständnisse, belegt werden, bevor einem Unternehmen Marktmachtmissbrauch im Bereich der Preissetzung unterstellt werden kann. Die Umkehr der Beweislast gemäß §29 GWB soll diese Beweisführung jedoch erleichtern.

## 2.1 Peak-Load Pricing und Preisaufschläge in der ökonomischen Theorie

Die fehlende Möglichkeit Elektrizität in großem Umfang kostengünstig zu speichern sowie die unsichere und schwankende Nachfrage begründen das sog. Peak-Load-Problem im Elektrizitätsmarkt. Dabei umfasst das Peak-Load-Problem sowohl die geeignete Wahl der Kraftwerkskapazität eines Stromherstellers, bevor die Nachfrage bekannt wird, als auch die Festlegung von Preisen, die in den Markt geboten werden. Im Folgenden werden beide Aspekte näher beleuchtet, indem zunächst das volkswirtschaftlich optimale Verhältnis zwischen Preis und Kapazität dargestellt wird. In einem zweiten Schritt wird der Frage nachgegangen, welche Signale im Kontext eines liberalisierten Strommarktes gesendet werden, um den Erzeugern hinreichende Anreize zu geben, in Spitzenlastkapazitäten zu investieren.

Eine der ersten Arbeiten, die sich mit der effizienten Wahl von Kapazitäten und insbesondere Preisen bei schwankender Nachfrage beschäftigt hat, stammt von Williamson (1966).<sup>3</sup> Dieser Beitrag liefert die erste theoretische Fundierung des Peak-Load Pricing Problems und formuliert klar und stringent die Wohlfahrt (als Summe aus Konsumenten- und Produzenten-

---

<sup>3</sup>Noch frühere Arbeiten stammen von Boiteaux (1960) und Steiner (1957), welche Williamson (1966) als Grundlage nimmt und (u.a.) um eine theoretische Fundierung sowie Formulierung der Wohlfahrt als Zielfunktion entscheidend erweitert.

rente) als Zielfunktion des (monopolistischen) Stromversorgungsunternehmens. Williamson (1966) unterstellt dabei vereinfachend zwei unterschiedliche und voneinander unabhängige Nachfragefunktionen (Peak und Off-Peak) und zeigt, dass

- die wohlfahrtsmaximalen Preise stets den Grenzkosten entsprechen und
- die effiziente Kapazität gegeben ist bei langfristigem Nullgewinn des Versorgungsunternehmens.<sup>4</sup>

Im Folgenden wird dieser Ansatz in seinen Grundzügen skizziert. Betrachtet werden zwei verschiedene und voneinander unabhängige inverse Nachfragen,  $P_1(Q_1)$  und  $P_2(Q_2)$ , die innerhalb eines Zyklus (z.B. 1 Tag) auftreten können. Dabei soll gelten  $P_1(Q_1) < P_2(Q_2)$ , d.h.  $P_1(Q_1)$  kann als Grundlast-Nachfrage aufgefasst werden und  $P_2(Q_2)$  folglich als Nachfrage in den Spitzenlastzeiten. Die Dauer, mit der die einzelnen Nachfragen auftreten, wird mit  $w_1$  und  $w_2$  symbolisiert (wenn der relevante Zyklus einen Tag beträgt und  $P_1(Q_1)$  8 Stunden und somit  $P_2(Q_2)$  16 Stunden umfasst, dann gilt  $w_1 = 1/3$  und  $w_2 = 2/3$ ). Die Kosten der Stromproduktion sind gegeben durch  $C(Q_1, Q_2) = b(w_1Q_1 + w_2Q_2) + \beta Q_2$ , wobei der erste Term die variablen Produktionskosten darstellt und der zweite Term die Kosten für die vorzuhaltende Kapazität.<sup>5</sup> Zudem wird in einem ersten Schritt angenommen, dass die Kapazität des Stromherstellers variabel ist und durch  $Q_2$  bestimmt wird, sodass zunächst der Fokus auf die Herleitung der optimalen Preise gelegt werden kann.

Nun wird analysiert, welche Preise unter der Annahme, dass Preisdifferenzierung möglich ist, sich im Wohlfahrtsoptimum ergeben würden. Dabei wird die Wohlfahrt ( $W$ ) definiert als Summe aus Konsumentenrente und Produ-

---

<sup>4</sup>Die Nullgewinnbedingung gilt allerdings nicht zwangsläufig, wenn Unteilbarkeiten vorliegen. Stattdessen sind im Kapazitätsoptimum sowohl Gewinne als auch Verluste möglich, je nachdem wie die Elastizität der Nachfrage und die Grenzkosten des Erzeugers beschaffen sind.

<sup>5</sup>Dass die Kapazitätskosten  $\beta Q_2$  auf Basis von  $Q_2$  bestimmt werden, folgt aus der Annahme  $P_1(Q_1) < P_2(Q_2)$ .

zentenrente, die folgendermaßen dargestellt werden kann

$$\begin{aligned}
 KR &= \sum_{i=1}^2 w_i \left[ \int_0^{Q_i} P_i(x) dx - P_i Q_i \right] \\
 PR &= \sum_{i=1}^2 P_i Q_i - C(Q_1, Q_2) \\
 W &= \sum_{i=1}^2 w_i \int_0^{Q_i} P_i(x) dx - b(w_1 Q_1 + w_2 Q_2) - \beta Q_2.
 \end{aligned}$$

Nach der Differenzierung von (1) jeweils nach  $Q_1$  und  $Q_2$  ist der optimale Preis

$$P_1(Q_1) = b \text{ und } P_2(Q_2) = b + \frac{\beta}{w_2}.$$

Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass der Preis in den Grundlastzeiten genau den Grenzkosten der Produktion entspricht ( $b$ ), wohingegen der Preis in den Spitzenlastzeiten noch zusätzlich die marginalen Kapazitätskosten umfasst ( $\beta/w_2$ ), also über den kurzfristigen Grenzkosten liegt. Im Optimum ist folglich der Gewinn des Stromherstellers gleich null und die Wohlfahrt definitionsgemäß maximal.

Wenngleich die zugrundeliegenden Annahmen des Modells nicht die Gegebenheiten des Elektrizitätsmarktes hinreichend abbilden (Kapazität ist variabel und teilbar, konstante Grenzkosten etc.)<sup>6</sup>, kann die grundlegende Intuition der Ergebnisse dennoch genutzt werden, um wichtige Schlüsse für das Peak-Load Pricing Problem in Elektrizitätsmärkten zu ziehen: Diejenigen Nachfragergruppen sollten die Kapazitätskosten gemäß ihrer Nutzungsdauer tragen, die die Kapazität des Stromherstellers voll ausschöpfen.

In einem zweiten Schritt wird analysiert, unter welchen Bedingungen ein Stromhersteller seine Kapazität erhöhen bzw. senken sollte, wenn er zunächst eine Kapazität in Höhe von  $\bar{Q}$  aufweist. Folglich ist der Stromhersteller durch die gegebene Kapazität  $\bar{Q}$  beschränkt, sodass die optimalen Preise die folgenden Restriktionen erfüllen müssen:  $Q_1 \leq \bar{Q}$  und  $Q_2 \leq \bar{Q}$ . Ohne auf die weiteren Details der mathematischen Herleitung der optimalen Preise einzugehen, kann grundsätzlich festgehalten werden, dass zumindest die nachgefragte Last einer Nachfragergruppe hinreichend groß sein muss, d.h. es gilt

---

<sup>6</sup>Für eine vertiefende Diskussion vgl. bspw. Turvey (1968).

zumindest  $Q_2 \geq \bar{Q}$ , um Preise zu realisieren, die die fixen Kapazitätskosten des Stromherstellers (zumindest teilweise) decken und Verluste verhindern (reduzieren). Ist dies nicht der Fall, d.h. wenn keine der beiden Nachfragegruppen die vorhandene Kapazität der Stromherstellers voll ausschöpft (es gilt  $Q_2 < \bar{Q}$  und folglich auch  $Q_1 < \bar{Q}$ ), dann sollte Williamson (1966) zufolge die Kapazität reduziert werden, bis sich ein Nullgewinn einstellt.

Arbeiten, die Williamsons Ansatz erweitert und verfeinert haben, berücksichtigen insbesondere, dass die Nachfrage in den Spitzenlastzeiten nicht völlig unabhängig ist von der Nachfrage in den Grundlastzeiten (Pressman 1970), positive Skalenerträge in der Produktion vorliegen (Mohring 1970), steigende Grenzkosten in Form einer Treppenfunktion existieren und gemeinsam mit sinkenden Fixkosten einhergehen (Crew & Kleindorfer 1976), Unsicherheiten vorliegen sowohl auf der Nachfrageseite als auch auf der Angebotsseite (Chao 1983) sowie die Auswirkung von Rationierungskosten auf Preise und Gewinne (Crew & Kleindorfer 1976, Carlton 1977)).

Als großer Kritikpunkt all dieser Ansätze ist jedoch der Umstand zu nennen, dass Monopolversorger im öffentlichen Eigentum betrachtet werden, deren vorrangiges Ziel annahmegemäß die Maximierung der Wohlfahrt ist. Diese Annahme muss im jeweiligen historischen Kontext gesehen werden, trifft allerdings auf die aktuelle Situation in Deutschland sowie auch in vielen anderen Industrieländern, in denen der Elektrizitätsmarkt liberalisiert und privatisiert wurde, nicht zu.<sup>7</sup> Stattdessen agieren auf dem Erzeugungsmarkt mehrere private und öffentliche Unternehmen, die in (imperfekter) Konkurrenz zueinander stehen. Diese Tatsache erfordert die Verwendung von Modellen imperfekten bzw. oligopolistischen Wettbewerbs und die Verschiebung des Augenmerks auf Erzeuger, welche die Gewinnmaximierung als Ziel haben. Diesem Umstand wird im folgenden Unterabschnitt explizit Rechnung getragen.

---

<sup>7</sup>Selbst bei Unternehmen in öffentlichem Eigentum ist es heroisch anzunehmen, dass diese automatisch die gesellschaftliche Wohlfahrt maximieren.

## 2.2 Peak-Load Pricing und Investitionsanreize in Spitzenlastkapazitäten

Für Erzeuger im Privateigentum steht bei der Preissetzung und Kapazitätswahl nicht die Wohlfahrt, sondern der Gewinn im Vordergrund. Demzufolge werden Preise und Kapazitäten von den Wohlfahrtsoptima abweichen, solange der Stromerzeuger eine Monopolposition innehat. Eine Annäherung an das volkswirtschaftlich gewünschte Ergebnis kann allerdings durch eine hinreichende Wettbewerbsintensität im Erzeugungsmarkt erreicht bzw. gut angenähert werden. Im deutschen Erzeugungsmarkt, in dem mehrere Erzeuger tätig sind und miteinander konkurrieren, liegt eine Situation vor, die weder als perfekter Wettbewerb noch als Monopolmarkt klassifiziert werden kann. Aus diesem Grund ist es sachgerecht, Modelle oligopolistischen Wettbewerbs zugrunde zu legen. Einen solchen Modellrahmen wählt beispielsweise Zöttl (2011), der zusätzlich auf die Auswirkungen von Preisobergrenzen für Spitzenlastzeiten auf das Investitionsverhalten und das Kraftwerksportfolio der Erzeuger eingeht.<sup>8</sup>

Zöttl (2011) betrachtet dabei einen Markt mit  $n$  Unternehmen, die im Mengewettbewerb à la Cournot stehen und sich einer unsicheren Nachfrage gegenübersehen. Bevor die Unternehmen im Markt konkurrieren und die Mengen setzen bzw. den Marktpreis bestimmen, müssen sie darüber entscheiden, wie sie in ihren Kraftwerkspark investieren (Kapazitätsentscheidung). Dabei haben sie die Wahl zwischen zwei Technologien (Kraftwerkstypen): einem Grundlastkraftwerk und einem Spitzenlastkraftwerk. Beide Kraftwerkstypen sind gekennzeichnet durch unterschiedliche Grenz- und (fixe) Kapazitätskosten. Das Grundlastkraftwerk weist Grenzkosten in Höhe von  $c_1$  und Kapazitätskosten in Höhe von  $k_1 X_{1i}$  auf, wobei  $X_{1i}$  die Grundlastkapazität des Unternehmens  $i = 1, \dots, n$  symbolisiert. Das Spitzenlastkraftwerk hingegen hat höhere Grenzkosten  $c_2 > c_1$  und geringere (fixe) Kapazitätskosten  $k_2 X_{2i}$  mit  $k_2 < k_1$ , wobei  $X_{2i}$  die Spitzenlastkapazität des Unternehmens  $i = 1, \dots, n$  bezeichnet. Es ist direkt ersichtlich, dass sich die Gesamtkapazität eines Erzeugers  $X_i$  als die Summe aus Grund- und Spitzenlastkapazität ergibt, sodass  $X_i = X_{1i} + X_{2i}$  gilt.

---

<sup>8</sup>Vorangegangene Arbeiten, die Investitionsanreize in Kraftwerkskapazitäten vor dem Hintergrund von Preisobergrenzen in einem liberalisierten Erzeugungsmarkt diskutieren, sind vor allem Hogan (2005), Joskow (2007) sowie Joskow und Tirole (2007).

In einem ersten Schritt werden die Kapazitäten, die sich im Gleichgewicht unvollständiger Konkurrenz ergeben, verglichen mit dem optimalen Szenario, in dem vollständige Konkurrenz unterstellt wird, d.h. wenn jedes der  $n$  Unternehmen als Preisnehmer bzw. Mengenanpasser im Markt agiert und somit keinen (direkten) Einfluss auf den sich ergebenden Marktpreis hat. Das Hauptergebnis zeigt, dass die Grundlastkapazität im Fall unvollständigen Wettbewerbs unterhalb des gesamtwirtschaftlichen Optimums liegt. Dies gilt u.U. auch für die Spitzenlastkapazität, was insgesamt ein suboptimales Gesamtkapazitätsniveau zur Folge hat. Allerdings wird auch gezeigt, dass das optimale Kapazitätsniveau durch geeignete Wahl von Preisobergrenzen angenähert werden kann, woraus eine Steigerung der Wohlfahrt resultiert. Die Preisobergrenzen müssen derart gewählt werden, dass sie einerseits oberhalb der Grenzkosten der Spitzenlastkraftwerke liegen (also eine echte positive Marge existiert) und andererseits der Grenzerlös mit Preisobergrenze höher ist als derjenige ohne Preisobergrenze. Dies lässt sich nun folgendermaßen skizzieren:  $P(Q)$  sei die inverse Nachfrage nach Elektrizität mit  $Q = \sum_{i=1}^n q_i$ . Wenn die Nachfrage pro Unternehmen symmetrisch und groß genug ist, so dass die Kapazität jedes Unternehmens ausgeschöpft ist, d.h.  $q > X_i$ , dann bezeichnet

$$\frac{\partial P(Q)}{\partial q} q + P(Q) - c - k$$

den marginalen Gewinn ohne Preisobergrenze und

$$\tilde{P} - c - k$$

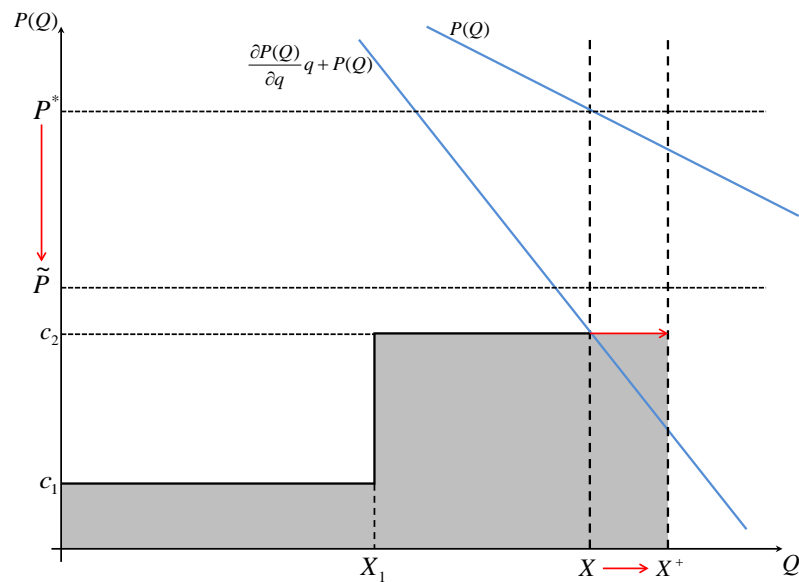
den marginalen Gewinn mit Preisobergrenze  $\tilde{P}$ . Es ist direkt ersichtlich, dass die Preisobergrenze  $\tilde{P} > (\partial P(Q)/\partial q) q + P(Q)$  (die rechte Seite der Ungleichung stellt den Grenzerlös ohne Preisobergrenze dar) erfüllen muss, damit die Investitionsanreize in Spitzenlastkapazitäten steigen. Der resultierende Marktpreis ist zwar geringer, aber die Investitionsanreize der Erzeuger in die Spitzenlastkapazität steigen, weil sich die marginalen Anreize zu investieren erhöhen. Anders ausgedrückt muss die Preisobergrenze so gewählt werden, dass eine Kapazitätszurückhaltung aufgrund der Preisobergrenze weniger profitabel ist als eine Kapazitätsausweitung und damit eine Mengensteigerung. Ist die Preisobergrenze so gewählt, dass eine Gewinnsteigerung nur durch eine Ausweitung der Menge möglich ist, nicht aber durch Preiserhöhungen (wegen der Preisobergrenze), so können Preisobergrenzen Investitionen in zusätzliche Erzeugungskapazitäten anreizen. Eine *Conditio sine*



qua non ist jedoch, dass eine positive Marge besteht, also Preise oberhalb der Grenzkosten durchgesetzt werden können.

Insgesamt bewirkt eine geeignete Preisobergrenze einen Anstieg des gesamten Kapazitätsniveaus im Markt durch die Gewährung gedeckelter und niedrigerer Gewinne, die jedoch weiterhin positiv sind. Zudem gilt tendenziell: Je höher die Preisobergrenze, desto höher die Investitionen in Spitzenlastkapazitäten, solange eine Kapazitätszurückhaltung nicht zu profitabel wird. Es sei noch angemerkt, dass der positive Effekt auf die Gesamtkapazität im Markt ausschließlich durch die erhöhten Investitionen in Spitzenlastkapazitäten getrieben wird, d.h. dass die Grundlastkapazität unverändert bleibt. Dieser Umstand lässt sich leicht erklären, wenn man bedenkt, dass der Vorteil eines Grundlastkraftwerks in seinen niedrigeren Grenzkosten liegt ( $c_2 - c_1 > 0$ ) und dieser mit dem "Fixkostennachteil" ( $k_2 - k_1 < 0$ ) abgewogen werden muss, was gänzlich unabhängig von der Höhe der Preisobergrenze ist.

Abbildung 2: Preisobergrenzen und Spitzenlastkapazitäten



Eigene Darstellung.

Die Ergebnisse hinsichtlich der Wirkung einer Preisobergrenzen  $\tilde{P}$  auf das Ni-

veau der Spitzenlastkapazitäten werden anhand von Abbildung 2 illustriert. Die gestiegene Gesamtkapazität, die ausschließlich auf einer Erhöhung der Spitzenlastkapazität im Gesamtmarkt beruht, ist mit  $X^+$  gekennzeichnet. Ausgehend von dieser Argumentation lassen sich zunächst folgende zwei Maßnahmen ableiten, mit denen man Anreize für Investitionen in Spitzenlastkapazitäten schaffen kann:

1. Förderung des Wettbewerbs im Erzeugermarkt (insbesondere Markteintritt erleichtern, falls nötig) und/oder
2. geeignete Bestimmung von Preisobergrenzen.

Zusätzlich zu den o.g. genannten beiden Maßnahmen existieren noch weitere Möglichkeiten, um ein höheres Gesamt- bzw. Spitzenlastkapazitätsniveau im Markt zu gewährleisten. Dazu gehören insbesondere neben der sog. Energy-Only-Lösung die strategische Reserve sowie die Einführung eines Kapazitätsmarktes.

Eine große Gefahr bei der Bestimmung von Preisobergrenzen durch eine Regulierungsbehörde besteht nun darin, dass die Preise zu niedrig gewählt werden, sodass Investitionsanreize in Spitzenlastkapazitäten zerstört anstatt gefördert werden. Denn zu niedrige Preisobergrenzen würden die (marginalen) Gewinnaussichten der Erzeuger reduzieren und diese somit veranlassen, die Spitzenlastkapazitäten zu senken. Dies ist vor allem dann zutreffend, wenn die Preisobergrenze auf Höhe der Grenzkosten der Bereitstellung des Spitzenlastkraftwerks gesetzt wird. Dann sind die Anreize, die Spitzenlastkapazität zu erhöhen, gänzlich eliminiert, da die fixen Kapazitätskosten nicht gedeckt werden können. Es wird eine Abnahme der Spitzenlastkapazität im Markt erfolgen, die Auswirkungen auf die Systemstabilität haben kann.

## 2.3 Spitzenlastpreise in Deutschland

Eine quantitative Betrachtung der Preisspitzen<sup>9</sup> für die Jahre 2009-2011 zeigt, dass eine hypothetische Gasturbine (sowohl Bestand als auch Neubau) keine ausreichenden Deckungsbeiträge an der Börse hätte erzielen können (siehe Anhang für Modellparameter). Dies deckt sich auch mit anderen Studien, z.B. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012).

---

<sup>9</sup>Hier wurden die relevanten Preise nicht nach Mengen gewichtet.

Die Angabe eines ausreichenden Preisniveaus, welches die Fixkosten dieser beiden Anlagen gedeckt hätte, ist insofern schwierig, als dass jedes Preisniveau davon abhängt, welche Volllaststunden zu Grunde gelegt wurden. Einen Einblick soll an dieser Stelle ein Vergleich zwischen modellierten und notwendigen Deckungsbeiträgen (bei gleicher Laufzeit) geben (Tabelle 1). Das Modell zeigt, dass eine Gasturbine im Zeitraum 2009-2011 in stark abnehmender Stundenzahl positive Deckungsbeiträge ( $DB$ ) erzielt hätte. Die geringe Laufzeit hat somit direkte Auswirkung auf den notwendigen durchschnittlichen Strompreis zur Deckung der Fixkosten. Es sei darauf hingewiesen, dass dies nur eine einfache Kalkulation darstellt, die perfekte Antizipation der Betreiber und vollständige Auslastung der verfügbaren Erzeugung annimmt. Erlöse aus Regenergie oder europäischem Stromhandel werden nicht berücksichtigt, sollten das Ergebnis der Analyse jedoch nicht entscheidend ändern.

Tabelle 1: Deckungsbeiträge von Gasturbinen für die Jahre 2009-2011

	2009		2010		2011	
	Bestand	Neu	B	N	B	N
Laufzeit im Modell in Std.	845	3200	36	787	0	51
Mittelwert des DB* ..						
im Modell	10,55	8,83	3,52	4,72	-	3,19
notwendig**	10,91	16,44	256,17	66,83	-	1031,23
Mittelwert: Strompreis						
realisiert im Modell	61,79	50,39	50,39	56,17	-	64,91
notwendig**	62,15	57,99	322,25	118,27	-	1092,95
Strompreisvergleich mit...						
Mittelwert (Real)	38,86		44,48		51,12	
90%-Perzentil (Real)	59,97		60,98		66,99	
95%-Perzentil (Real)	70,49		66,69		69,97	

Eigene Berechnung. \* DB=Deckungsbeitrag. \*\*bei gleicher Laufzeit wie im Modell. Preise und Deckungsbeiträge in EURO/MWh, wobei die realen Spotpreise nicht nach Mengen gewichtet wurden.

Das tatsächliche Preisniveau war sowohl für Neubauten als auch Bestandsanlagen unattraktiv. Aus der Tabelle wird ebenfalls deutlich, dass der zur Deckung der Fixkosten notwendige durchschnittliche Strompreis sehr stark

angestiegen ist von ca 11 EURO/MWh auf über 1000 EURO/MWh. Zugleich ist zwar auch der tatsächliche Börsenpreis für Strom im Mittelwert gestiegen, jedoch hat sich die Verteilung im oberen Preisniveau nur geringfügig verändert. Eine Erklärung könnte vor allem in der Kombination aus bislang hohen Überkapazitäten mit einer abnehmenden Residuallast liegen, siehe auch Monopolkommission (2013: Tz. 379). Für das Jahr 2011 könnte zudem möglicherweise auch das Market Coupling ein Grund für das niedrige Preisniveau sein. Eine verlässliche Aussage ist diesbezüglich jedoch mangels Daten noch nicht möglich. Interessant wird vor diesem Hintergrund auch sein, ob sich die Rentabilität von Grund- und Mittellastkraftwerken ebenso stark verändert hat.

Das geringe Preisniveau betrifft auch das von Netzbetreibern bzw. Aufsichtsbehörden als adäquat erachtete Gesamtkapazitätsniveau. Je höher das Niveau, desto geringer die Volllaststunden und desto höher die notwendigen Preisspitzen. Das gewünschte Kapazitätsniveau kann jedoch in gewissem Umfang in Konflikt mit dem sich im Wettbewerb ergebenden Niveau stehen. Das bedeutet, dass eine Überkapazität im derzeitigen Marktsystem einen Austritt von Teilnehmern bzw. Abschaltung von Kraftwerken zur Folge hat. Soll dies vermieden werden, müssen entweder ausreichend Preisspitzen marktlich induziert oder zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, wie etwa die Einführung eines Kapazitätsmechanismus (Böckers et al. 2011, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln 2012). Der Vorteil marktlich induzierter Preisspitzen, d.h. also einer freien marktlichen Preissetzung, liegt darin, dass ein Teil der Nachfrage auf eben jene Preise reagieren kann. Diese Nachfragesignale bilden ein marktliches Korrektiv hinsichtlich des (institutionell vorgegebenen) Kapazitätsniveaus. Preisspitzen sind zwar erforderlich, nicht jedoch immer Resultat eines Gleichgewichts im wirksamen Wettbewerb. Im folgenden Kapitel werden einige Studien zur empirischen Messung von Marktmacht bzw. der Ausübung solcher über Preisaufläge dargestellt und kurz diskutiert.

### 3 Missbrauch auf dem Stromerzeugungsmarkt

Für Regulierungs- bzw. Wettbewerbsbehörden ist es schwierig in Peakphasen zwischen wettbewerblichen Knappheitspreisen und kollusiv oder unilateral missbräuchlich überhöhten Preisen oberhalb der Grenzkosten des letzten Spitzenlastkraftwerks zu unterscheiden. Wettbewerbliche Preise können aus vielen Gründen ein sowohl absolut wie auch relativ hohes Niveau erreichen. Dazu zählen hohe (1) Produktions- und (2) Opportunitätskosten, (3) technisch bedingte Kraftwerksausfälle sowie (4) erhöhte Nachfrage. Alle vier Faktoren können in beliebiger Kombination miteinander auftreten, sodass durchaus größere Preissprünge möglich sind. Die Auswirkungen sind ähnlich wie bei missbräuchlichem Verhalten, sodass eine Unterscheidung der Ursachen für beobachtete Preissprünge schwierig ist. So bietet die Interpretation von Opportunitätskosten etwa einen großen Spielraum, wie auch das Bundeskartellamt im Endbericht zur Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel schreibt (Bundeskartellamt 2011). Zudem ist es bei den tatsächlichen Produktionskosten notwendig, korrekte Angaben zu den Grenzkosten zu erhalten. Wie die Erfahrungen aus der Entgeltregulierung im Bereich der Strom- und Gasnetze hinreichend belegen, gibt es bei der Bestimmung der Grenzkosten einigen Spielraum. Das gleiche Problem ergibt sich bei der korrekten Identifikation der Gründe für die Zurückhaltung von Kapazitäten. Hier können ebenfalls Parallelen zur Kostenregulierung gefunden werden, da das Bundeskartellamt nachweisen muss, dass Kapazitäten aus wettbewerbswidrigen Gründen zurückgehalten wurden. Zunächst soll ein Überblick über die bisherigen Preisentwicklungen gegeben werden, bevor auf die vorhandene empirische Evidenz für Marktmachtmissbrauch eingegangen wird.

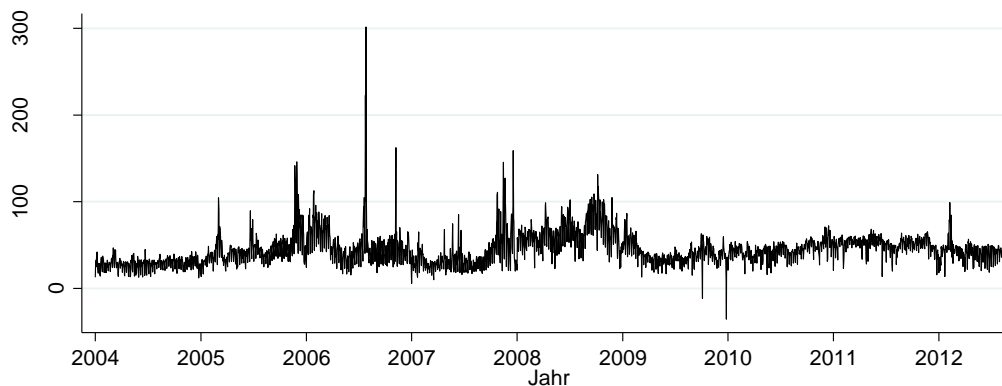
Die Betrachtung der ungewichteten Preise an der deutschen Strombörse zeigt, dass im Wesentlichen von 2009 bis 2012 eine Seitwärtsentwicklung festzustellen ist (Abbildung 3).<sup>10</sup> Eine Betrachtung der Preisperzentile zeigt, dass drei Jahre ein vergleichsweise hohes Preisniveau aufweisen. In den Jahren 2006 und 2008 waren durchaus höhere Preise sowohl absolut als auch in der gesamten Verteilung zu beobachten, während das Jahr 2011 eine leichte Verschiebung der Verteilung auf ein höheres Niveau ohne große Preisspit-

---

<sup>10</sup>Die mengengewichteten Preise zeigen diese Entwicklung erst seit 2011.

zen zeigt.<sup>11</sup> Das Jahr 2008 ist in diesem Fall besonders zu erwähnen, weil der Median mit 63,3 EURO/MWh und das 75%-Perzentil mit 80,4 EURO/MWh deutlich oberhalb des Mittelwertes dieser Verteilungsgrenzen für die übrigen Jahre exklusive 2006 und 2008 liegt, mit Preisen von 39,37 EURO/MWh für den Median und 49,2 EURO/MWh für das 75%-Perzentil.

Abbildung 3: Preisentwicklung in Deutschland, 2004-2012



Preise auf täglicher Basis. Quelle: EEX.

Für diese Zeiträume existiert eine Reihe von quantitativen Analysen, meist Simulationen, welche, über alle Studien summiert, insgesamt den Zeitraum von 2000 bis 2008 abdecken. Die grundsätzliche Erkenntnis aus den im Folgenden zusammengefassten Studien ist, dass im Großteil der beobachteten Zeiträume, vor allem aber in den späteren Jahren, Preisaufschläge beobachtet worden sind. Speziell in Hochlaststunden wurden Preise weit oberhalb der in den Studien errechneten Grenzkosten erzielt. Eine konkrete Einordnung dieser Preisaufschläge in die Kategorie missbräuchlichen Verhaltens wird jedoch nicht vorgenommen. Dies ist auch nicht weiter verwunderlich, da es sich, wie oben ausgeführt, um eine juristische Terminologie handelt.

Müsgens (2006) hat den Zeitraum von 2000 bis 2003 untersucht, mit dem Befund erhöhter Preisaufschläge von fast 50% im Durchschnitt bzw. 75% in Spitzenlastperioden in den späteren Jahren. Zwar wird der Fokus der Analyse auf Deutschland gelegt, jedoch werden auch die Interkonnektorenflüsse berücksichtigt. Mögliche wettbewerbliche Gründe für die errechneten

<sup>11</sup>Siehe auch dazu die Abbildungen 6 bis 8 für die Preisdauerkurven von 2004-2011.

Preisauflschläge seien die damalige Konzentrationszunahme im Markt, eine Substitution von Langfrist- durch Kurzfristverträge (Spotmarkt) sowie die Zurückhaltung von Kapazitäten in hohen Lastphasen. Müsgens weist darauf hin, dass die Höhe der inframarginalen Renten auch strategisch unter einer gewissen Höhe gehalten werden könnte. Das heißt, dass die erzielten Gewinne zwar kumuliert und in absoluten Zahlen hoch, jedoch für einen Neueintritt potenzieller Wettbewerber zu gering sind. Dies korrespondiert mit der Überlegung der Quersubventionierung bestehender Spitzenlastkraftwerke in einem Markt mit Überkapazitäten zur Vermeidung von Markteintritt.

Lang & Schwarz (2006) haben den Zeitraum von 2000 bis 2005 untersucht und vor allem für das Jahr 2003 Hinweise auf Preisauflschläge von bis zu 28,8% gefunden. Jedoch werden insgesamt Emissions-, Brennstoff- und Anfahrskosten, von den Autoren als Fundamentalfaktoren bezeichnet, für Preisanstiege verantwortlich gemacht. Für die restlichen Jahre sind die Preisauflschläge nicht höher als 16% in der stündlichen Analyse für 2003-2005 und an die Null heranreichend in der monatlichen Analyse für die Jahre zuvor. Schwarz und Lang nennen als mögliche Erklärung strategisches Verhalten, d.h. die Preisauflschläge werden absichtlich niedriger gehalten, um so nicht der Gefahr politischer Eingriffe ausgesetzt zu sein. Dies ähnelt der Argumentation von Müsgens, welcher statt der Vermeidung politischer/regulatorischer Eingriffe die Abwehr potenziellen Markteintritts anführt.

Anknüpfend an die Analyse von Schwarz und Lang untersuchen von Hirschhausen & Weigt (2008) das Folgejahr 2006. Sie finden vor allem in Peakphasen Abweichungen von 11,1% (Durchschnitt) und 29,8 % (nur Werkzeuge von 08:00 - 20:00 Uhr). Zusätzlich errechnen Weigt und von Hirschhausen das Ausmaß potenzieller Kapazitätszurückhaltung und finden vor allem für Wochentage nach Juli fehlende Kapazitäten von bis zu 14 GW in Peakphasen.

Es wird ebenfalls ein Vergleich der annuitätischen Fixkosten der vorherrschenden Kraftwerkstypen mit den jeweiligen Deckungsbeiträgen angestellt. In diesem zeigt sich, dass vor allem GuD-Kraftwerke und Gasturbinen weder in ihrem kontrafaktischen Wettbewerbsmodell noch anhand der tatsächlich realisierten Preise die Fixkosten decken konnten. Weigt und von Hirschhausen verweisen deshalb explizit darauf, dass aus ihrer Analyse nicht geschlossen werden kann, welcher empirische Mechanismus adäquat zur Deckung der Fixkosten wäre.

Jedoch sind die häufig der fehlenden Datenbasis geschuldeten Modellannah-

men Anlass für Kritik gewesen, wie Weber & Vogel (2007) sowie Swider et al. (2007) anmerken. So werde die Verfügbarkeit von Kapazitäten nicht korrekt oder Faktoren wie Reservekapazitäten oder Im- und Export von Kapazitäten gänzlich unberücksichtigt.

Selektiver in der Auswahl der Jahre sind Möst & Geonoese (2009). Sie untersuchen die Jahre 2001 (als kompetitiv angesehen), 2004 (Jahr vor Einführung des Emissionshandels), 2005 (erstes Jahr des Emissionshandels) und 2006 (als unkompetitiv angesehen) mit einer Agent-Based-Simulation. Die wettbewerbliche Situation wird auf zwei Ebenen betrachtet, der potenziellen Marktmacht in Form des RSI und der tatsächlich ausgeübten Marktmacht in Form des Lerner-Index. Möst und Geonoese finden zwar, dass der Lerner-Index in den Jahren 2005 und 2006 um etwa 8,81% bei Betrachtung der gesamten Preisdauerkurve bzw. 12,43% in Peakphasen ansteigt, jedoch können auch sie diese nicht belastbar auf missbräuchliches Verhalten zurückführen.

Tabelle 2: Überblick über quantitative Preisaufschlaganalysen

Studie	Zeitraum	Region	Methode	Preisaufschlag
S&L (A)	2000-2005	D	LP&MI	Ja
M	2000-2003	EU	LP	Ja
W&H	2006	D	LP	Ja
M&G	2002/04/05/06	D	AB	Ja

Die Abkürzungen stehen für D=Deutschland, EU=Europa, LP=Lineare Programmierung, MI=Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung, AB=Agent Based Modelling. Quelle: S&L (A)= Lang & Schwarz (2006); M= Müsgens (2006); W&H von Hirschhausen & Weigt (2008); Möst & Geonoese (2009).

Das Bundeskartellamt hat zwar ebenfalls eine Simulation einer kontrafaktischen Situation mit Hilfe eines linearen Optimierungsmodells konstruiert, jedoch hängen diese Kalkulationen von der korrekten Kostenangabe seitens der Unternehmen ab. Hierbei ist vor allem die Akzeptanz von Opportunitätskosten als Bestandteil der Grenzkosten als komplexer und kritischer Punkt hervorzuheben (Bundeskartellamt, 2011: 189 f.). Bestandteile wie beispielsweise Wiederbeschaffung der Brennstoffe oder Risikoprämien, sowie die tatsächliche Höhe der Opportunitätskosten sind nur schwer korrekt abschätzbar. Dadurch entsteht die Möglichkeit, das Grenzkostenniveau erheblich zu übertreiben und somit das Ausmaß der ausgeübten Marktmacht zu verschleiern.



Insgesamt kommt das Bundeskartellamt zu dem Ergebnis, dass die angegebenen Day-Ahead-Preise der vier großen Erzeuger den von ihnen angegebenen Grenzkosten für den jeweiligen Zeitraum entsprachen und somit keine finanzielle Zurückhaltung, und damit auch keine Ansetzung überhöhter Preise im Allgemeinen, gefunden wurde (Bundeskartellamt (2011)). Die physische Zurückhaltung von Kapazitäten zum Zwecke einer missbräuchlichen Ausübung von Marktmacht ist nicht festgestellt worden.

## 4 Marktabgrenzung

Im Anschluss wird untersucht, ob sich die dem implizit verhängten „Preisaufschlagverbot“ zugrunde liegende Marktabgrenzung vor dem Hintergrund der Integration der europäischen Strommärkte aktuell noch als sachgerecht erweist. Hierzu wird insbesondere auf die Definition des relevanten Marktes im Sinne von Jevons (1888) sowie Stigler & Sherwin (1985) eingegangen und abschließend im Kontext der Lastprofile der europäischen Nachbarländer untersucht. Die verwendeten Daten und wichtige Definition sind im Anhang zu finden.

Die Marktabgrenzung ist aus kartellrechtlicher Sicht essenziell, da auf ihrer Basis die Marktmachtmessung erfolgt. Dies ist insbesondere deshalb von Relevanz, weil die Interpretation eines Preisaufschlagverbots für Unternehmen an die Marktbeherrschung geknüpft wird. Nach Jevons (1888) sowie Stigler & Sherwin (1985) muss der Preis für ein homogenes Gut innerhalb seines Marktgebietes gleich sein. Kurzfristige Marktfriktionen können zwar zu Preisunterschieden führen, jedoch dürfen diese nicht dauerhafter Natur sein, z.B. ausgelöst durch Transportkosten.

Strom ist in sachlicher Hinsicht auf dem Großhandelsmarkt homogen. Somit liegt die Priorität bei der Erfassung des relevanten Marktes (bisher) in der geographischen Marktabgrenzung.<sup>12</sup>

Das Bundeskartellamt wird zukünftig den relevanten Markt um Österreich erweitern (Bundeskartellamt (2011)). Die fehlenden Engpässe, geringen Preisdifferenzen, welche vor allem der Tatsache unterschiedlicher Handelszeiten

---

<sup>12</sup>Siehe dazu auch Europäische Kommission (1997).

geschuldet sind, sowie ein gemeinsamer Handelsplatz werden als Hauptargumente für die Abgrenzung eines gemeinsamen Marktes erachtet. Da diese Punkte nicht auf weitere Märkte zutreffen, wurde eine geographische Erweiterung bisher nicht vorgenommen. Hierbei wird der fortschreitende Integrationsprozess und insbesondere des sog. Market Couplings bisher noch nicht berücksichtigt. Seit Einführung des Market Coupling im November 2010 ist Deutschland Mitglied im CWE-Verbund (Central-West Europe), welchem auch Frankreich, Belgien und Luxemburg sowie die Niederlande angehören. An den betreffenden Grenzkuppelstellen werden daher keine expliziten, sondern implizite Auktionen vorgenommen. Dabei werden die jeweiligen Gebote der Erzeuger sowie die Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen im gesamten Gebiet in einem Optimierungsalgorithmus berücksichtigt. Der Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Last der jeweiligen Länder wird in diesem Marktverbund somit effizienter genutzt und es existiert zumindest ein gemeinsamer Marktbetreiber.

Das Market Coupling sorgt auch dafür, dass die Ausübung von Marktmacht in einem einzelnen Land schwieriger bzw. begrenzt wird. Wenn in einem Preisgebiet sehr hohe Gebote abgegeben oder Kapazitäten zurückgehalten werden, sorgt der gemeinsame Markt dafür, dass die ansonsten preistreibende Maßnahme durch andere zugewiesene Kraftwerke abgeschwächt bzw. beseitigt wird. Dies geschieht immer in Abhängigkeit von den Übertragungsnetzkapazitäten an den Grenzkuppelstellen. Des Weiteren ist für die Markt-abgrenzung von Bedeutung, inwieweit die länderspezifischen Lastprofile das Ausmaß von Im- und Exporten beeinflussen, z. B. ist bei exakt gleichem Lastprofil nur ein geringer Im- oder Export zu erwarten.

Unter der Annahme effizienten Verhaltens seitens des Marktorganisors und ohne europäisch-kollektive Kollusion stellt dies ein effektives und markt-basiertes Ersatzinstrument zu einem regulatorischen Preisaufschlagverbot dar. Der große Vorteil besteht darin, dass keinerlei diskriminierende Maßnahmen ergriffen werden müssen, die vor allem hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den europäischen Kraftwerkseinsatz und das Investitionsverhalten kritisch zu hinterfragen sind (siehe dazu auch Ecofys (2012)).

Aufgrund der fortschreitenden Optimierung des Marktkopplungsprozesses, insbesondere durch das sog. Flow-based Market Coupling<sup>13</sup>, dessen Betriebs-

---

<sup>13</sup>Für eine allgemeine Erklärung dazu, siehe Belgian Power Exchange (2012) sowie Kurzidem (2010).

einsatz zum Ende des Jahres 2013 erwartet wird (Central Western European Market Coupling 2012), verändert sich die sachgerechte geographische Marktabgrenzung zunehmend schneller. Die Verschiebung der Marktgrenzen ist auch das Ergebnis der im Folgenden durchgeführten Abgrenzungsanalyse. Eine Erweiterung um weitere Länder erscheint durchaus realistisch und ist insofern von Bedeutung, als dass auch Frankreich näher in den Fokus eines potenziellen Marktteilgebietes gerückt ist. Während eine Erweiterung um die Niederlande, Österreich, Belgien und Luxemburg zu keiner Änderung in der generellen Rangfolge in der Marktanteilsbetrachtung führt, wäre dies jedoch bei der Erweiterung um Frankreich der Fall. Die detaillierten Ergebnisse und die Vorgehensweise werden im Folgenden beschrieben.

Böckers & Heimeshoff (2011) zeigen in einer empirischen Studie für die Jahre 2004 bis Anfang 2011, dass die Erweiterung der Marktabgrenzung um Österreich schon vor 2011 begründbar gewesen wäre. Als Grundlage für die Analyse wurde das Gesetz der Preisgleichheit zwischen Teilgebieten mit homogenen Produkten herangezogen. Hierbei wurden neben rollierenden Korrelationen und Preisdifferenzanalysen auch länderspezifische Feiertage als exogene Nachfrageschocks berücksichtigt, um die Auswirkungen der damit freigewordenen Erzeugungskapazitäten auf den jeweiligen Nachbarstaat zu messen. Im Ergebnis wurde die stärkste Verbindung zwischen Deutschland und Österreich gefunden. Jedoch erkennen Böckers und Heimeshoff in ihrer Studie auch Indizien dafür, dass die Marktabgrenzung sich nach Einführung des Market Coupling erweitern lassen könnte.

Zunächst werden die Stunden der Preisgleichheit untersucht (vgl. Tabelle 3). Je höher der Anteil der Stunden mit gleichen Preisen, desto eher kann auf ein gemeinsames Marktgebiet geschlossen werden. Erwartungsgemäß sollte der Anteil seit der Einführung des Market Coupling zugenommen haben. Jedoch ist es ebenfalls wichtig zu wissen, ob dies vor allem für diejenigen Stunden gilt, in denen die Last im jeweiligen Land bzw. in beiden Ländern gleichzeitig am höchsten ist. In den höchsten Laststunden ist zu erwarten, dass die Preise deutlich oberhalb der Grenzkosten des letzten Kraftwerks liegen sollten, sofern nicht das Preisauflageverbot bindende Wirkung entfaltet. Wenn zudem bei paarweiser Betrachtung zwei Länder gleichzeitig einen sehr hohen Lastverlauf aufweisen, dann sollte vor allem bei einem vergleichsweise unterschiedlichen Kraftwerksmix ein Preisunterschied entstehen, sofern die Interkonnektoren einen echten Engpass verzeichnen. Tritt hingegen nur in einem Land eine Höchstlastphase auf, sollte Arbitrage bei hinreichender

Interkonnektorenkapazität zu Preisgleichheit führen.

Tabelle 3: Stunden der Preisgleichheit bevor und seit Einführung des Market Coupling im Zeitraum 2010-2012

Zeitraum	D-F		D-NL		D-Bel	
	offpeak	peak	offpeak	peak	offpeak	peak
2010*A	0,4%	0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%
2010*B	49,5 %	59,9%	86,5%	78,3%	50,3%	61,2%
2011	60,3%	73,0%	88,4%	88,3%	58,0%	73,3%
2012	64,1%	64,2%	58,1%	53,4%	58,4%	59,9%

Peakstunden sind definiert als Zeitraum von 08-20 Uhr. Preisgleichheit ist definiert als  $|\text{Preisdifferenz}| < 0,00999$  EURO/MWh, da einige Börsenpreise auch drei Nachkommastellen aufweisen können. \*A Zeitraum vor Market Coupling, \*B Zeitraum seit Market Coupling.

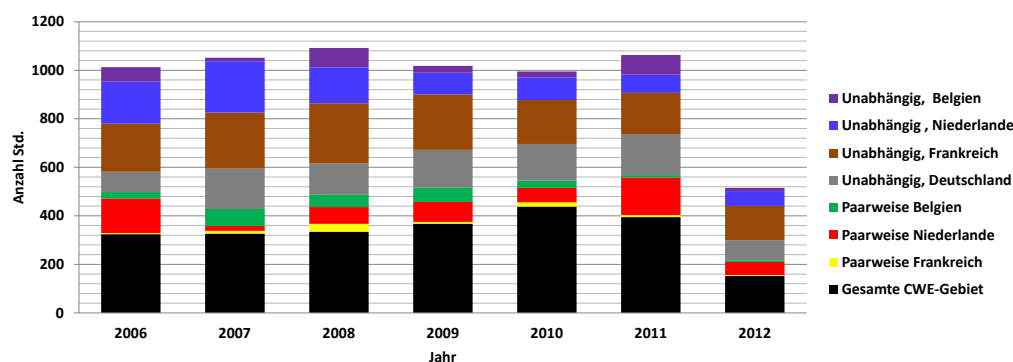
In Tabelle 3 sind die hinsichtlich der Lastsituation differenzierten Stunden der Preisgleichheit aufgeführt. Es lässt sich deutlich erkennen, dass das Market Coupling zu einem sehr großen Anstieg in den Stunden mit Preisgleichheit geführt hat. Im Jahr 2010 sind diese Stunden vor dem Inkrafttreten des gemeinsamen CWE-Couplings im sehr niedrigen einstelligen Prozentbereich. Böckers & Heimeshoff (2011) bestätigen die geringe Preisgleichheit, da sie für den Zeitraum bis 2004 zurück insgesamt nur 59 Stunden der Preisgleichheit mit Belgien und 195 für die Niederlande vor Einführung des Market Coupling finden. Dem gegenüber stehen knapp unter 14.000 gleiche Stunden mit den Niederlanden bzw. 12.000 Stunden mit Belgien seit Einführung des Market Coupling bis Ende 2012. Eine ähnliche Größenordnung ist auch im Paarvergleich mit Frankreich zu erkennen. Ein Nebeneffekt des Market Coupling, der jedoch aus wettbewerblicher Sicht nicht zu beanstanden ist, sind die absoluten preislichen Anpassungen des niedrigeren Preisgebietes an das höhere, welches wieder tendenziell abgesenkt wird.

Bei einer noch differenzierten Betrachtung sind beispielsweise jene Stunden interessant, welche in Höchstlastphasen fallen. Das Potenzial des Market Coupling lässt sich vor allem dann entfalten, wenn einige Mitgliedsstaaten eine sehr hohe Last aufweisen, die anderen Teilnehmer jedoch nicht. Für diese Teilanalyse sollen Höchstlaststunden definiert sein als die 10% der jährlichen Stunden mit der höchsten Last. Als gemeinsame Last wird diejenige

Situation bezeichnet, in der nur zwei (als „Paarweise“ bezeichnet) oder alle CWE-Mitglieder (als „CWE-Gebiet“ bezeichnet) gleichzeitig eine Höchstlast aufweisen. Zusätzlich werden jene Höchstlaststunden identifiziert, die nur im jeweiligen Land (als „Unabhängig“ bezeichnet) auftreten.

Die üblicherweise mit Höchstlaststunden einhergehenden Preisspitzen sollten gerade in den unabhängigen Laststunden durch das Market Coupling begrenzt werden. Ebenfalls relevant ist, wie groß die Überschneidung über das gesamte CWE-Gebiet hinweg betrachtet ist. Es zeigt sich, dass zwar ein nicht unerheblicher Teil der länderspezifischen Last sowohl im paarweisen Vergleich als auch im Gesamtgebiet ein ähnliches Verhalten aufweist. In diesen Stunden sollte wettbewerblicher Druck innerhalb des Gebietes schwächer sein. Dennoch kann sich der Handel mit den übrigen Nachbarländern preis-dämpfend auswirken.

Abbildung 4: Anzahl der Höchstlaststunden im CWE-Verbund



Höchstlast ist hier definiert als die höchsten 10% der Laststunden eines Jahres.

Wird diese Analyse weiter auf jene Höchstlaststunden beschränkt, die sich nach Berücksichtigung der Einspeisung von Wind- und Solarenergie ergeben, zeigt sich, beschränkt auf den Zeitraum vom 01.04.2011 bis 10.09.2012, dass die Zahl der unabhängigen Peakstunden relativ gestiegen ist, wie Abbildung 9 im Anhang zeigt. Da diese Stundenzahl jedoch das Ergebnis stochastischer Fluktuation ist, kann nicht direkt darauf geschlossen werden, dass diese Veränderung als fix zu interpretieren ist. Ein Vergleich der Höchstlaststunden (ohne Berücksichtigung der Residuallast) mit jenen der Preisgleichheit zeigt, dass selbst in den Phasen gemeinsamer Höchstlast die Preise relativ häufig

identisch sind. Speziell die Niederlande und Belgien weisen eine Preisgleichheit von über zwei Drittel der Zeit auf. Einzig für Frankreich fällt das Ergebnis in den unabhängigen Lastphasen zurück auf unter 40 %. Dies verdeutlicht, dass die Integration der Märkte immer schneller voranschreitet und eventuell in absehbarer Zeit durch die Erweiterung des CWE-Gebietes um die skandinavischen Länder ein weiterer essenzieller Schritt in Richtung Binnenmarkt gemacht wird. Dies bedeutet auch, dass Kartellbehörden Marktabgrenzungen wesentlich häufiger vornehmen müssen. Wird die Marktabgrenzung nämlich zu eng vorgenommen resultieren daraus i.d.R. hohe Marktanteile und eine fehlgeleitete Interpretation unternehmerischen Verhaltens.

Wie die aufgeführten Analysen zeigen, sind die Preise des homogenen Gutes Strom in mehreren Gebieten in einer überwiegenden Mehrheit von Stunden gleich. Zwar sind die Preise nicht in 100 % der Fälle gleich, jedoch wies schon Jevons (1888) darauf hin, dass stochastische Friktion auch innerhalb eines Marktgebietes auftauchen kann und als unverdächtig gilt. Zudem hat das Bundeskartellamt im Fall Österreichs keine Notwendigkeit der absoluten Preisgleichheit vorausgesetzt, sondern auf die insgesamt geringen Preisdifferenzen verwiesen. Unter Anwendung dieser Prämisse kann dies auch für Belgien und die Niederlande gelten. Auch auf Frankreich treffen die meisten Punkte zu, jedoch ist zu klären, ob das Ausmaß der Preisgleichheit vor allem im Vergleich zu Belgien und Niederlande ausreicht.

Tabelle 4: Anzahl der höchsten 10% der Laststunden mit Preisgleichheit nach Market Coupling, 2010-2012

Zeitraum	D-F	D-NL	D-Bel
Gemeinsame Hochlast*	68,56%	85,96%	71,67%
Unabhängige Hochlast, Deutschland	72,63%	71,18%	69,97 %
Unabhängige Hochlast, Andere	38,66%	64,45%	66,41 %

\*Gesamtes CWE-Gebiet, Quelle: ENTSO-E (2012) für Lastdaten. Nationale Spotbörsen für jeweilige Preise.

Die Ergebnisse sind auch vor dem Hintergrund relativ gleich gebliebener Importe und Exporte interessant (siehe Abbildungen 10 und 11 im Anhang). Ein Ausbau der Interkonnektoren ist im Sinne einer ökonomischen Marktabgrenzung bis zu jenem Niveau notwendig, welches Preisaufschläge durch genügend Drohpotenzial vermeidet. Dies muss nicht unbedingt einen vollstän-

digen Ausbau bis zum Ausmaß der Höchstlast jenes Nachbarlandes bedeuten, welches im Paarvergleich das niedrigere Niveau aufweist.<sup>14</sup>

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass die Benelux-Staaten durchaus in Betracht für eine Erweiterung des Marktgebietes gezogen werden sollten. Die vom Bundeskartellamt angeregten Hauptmerkmale für ein gemeinsames Marktgebiet sind bis auf die vollständige Engpassfreiheit erfüllt. Hierbei ist jedoch zu hinterfragen, ob die vollständige Engpassfreiheit als notwendiges und hinreichendes Kriterium für einen gemeinsamen Markt gelten muss. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der rapide angestiegenen Stunden der Preisgleichheit relevant, welche die zwischen Österreich und Deutschland noch übersteigen.

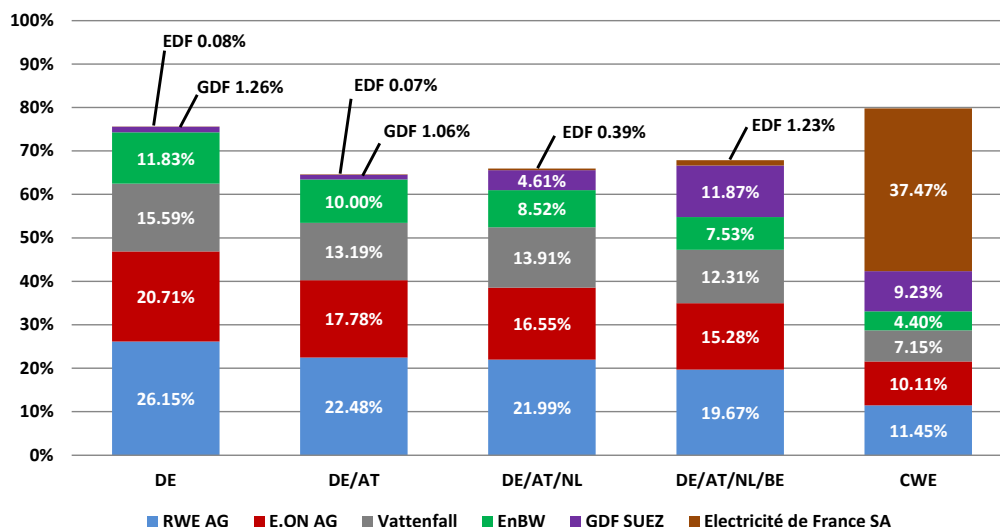
In Abbildung 5 sind die Konsequenzen unterschiedlicher Marktabgrenzungen für die Marktanteile an der installierten konventionellen Erzeugung dargestellt. Zwar wird gerade in Deutschland ein erheblicher Teil der Erzeugung mittlerweile durch erneuerbare Energien geleistet, jedoch können diese aufgrund ihrer außermärklichen Vergütung nicht als voll im Wettbewerb integriert betrachtet werden. Genauer gesagt liegt hier eine asymmetrische Wettbewerbsbeziehung vor. Während die erneuerbaren Energien Druck auf die konventionelle Stromerzeugung ausüben, sind sie selbst durch garantierte Preise und Abnahme vor Wettbewerb geschützt und auch nicht dem Wettbewerb durch konventionelle Stromerzeugung ausgesetzt. Die Fokussierung auf die installierten konventionellen Kapazitäten kann somit als konservative Betrachtung der strukturellen wettbewerblichen Situation betrachtet werden. Demnach sinken die Marktanteile von RWE und E.ON erwartungsgemäß mit zunehmender Markterweiterung, vor allem nach Hinzunahme Frankreichs.

Die Implikationen für ein Preisaufschlagverbot sind gravierend. Die Durchsetzung der Interpretation eines Preisaufschlagverbots kann besonders durch den Effekt des Market Coupling kompliziert werden. Demnach müsste jedes Unternehmen, welches seinen Strom über den Coupling-Prozess in Deutschland verkauft und als marktbeherrschend erachtet wird, pauschal die Korrektheit seiner Preise nachweisen, unabhängig davon, ob das Unternehmen in Deutschland angesiedelt ist oder nicht.

---

<sup>14</sup>Bei zwei benachbarten Ländern A und B ist ein Ausbau der Interkonnectoren maximal bis zur Höchstlast des jeweils niedrigsten Höchstlastniveaus sinnvoll. Da jedoch gemeinsame Lastzeitpunkte eine Verteilung der Erzeugung in ein anderes Gebiet begrenzen, ist das effiziente Niveau der Interkonnectorenkapazität wahrscheinlich geringer.

Abbildung 5: Marktanteile der drei größten deutschen Erzeuger (C3) an installierter konventioneller Kapazität nach jeweiligem Marktszenario I



Installierte Kapazität bezieht explizit nicht Wind- und Solarkraft sowie Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen mit ein. PLATTS bestimmt ausschließlich die Nettoanteile an Kraftwerken und berechnet die Marktanteil nicht nach dem Dominanzprinzip (wesentliche Kontrolle der Kraftwerksanteile durch ein Unternehmen). Quelle: PLATTS 2011.

## 5 Wettbewerbsökonomische Beurteilung eines Preisaufschlagverbotes

Durch §29 GWB wurde die Beweislast in Missbrauchsverfahren für das Bundeskartellamt im Bereich der leitungsgebundenen Energiewirtschaft umgekehrt. Ohne den Marktmachtmissbrauch nachzuweisen (Bundeskartellamt (2011)), werden marktbeherrschende Unternehmen aufgrund ihrer strukturellen Macht nach der bisherigen Interpretation des Bundeskartellamtes mit einem Preisaufschlagverbot belegt. Anderen Marktteilnehmern wird explizit zugestanden, über den Grenzkosten anzubieten. Die Ableitung, dass ein marktbeherrschendes Unternehmen durch eine Durchsetzung von Preisaufschlägen oberhalb der Grenzkosten seine Stellung automatisch missbraucht, ist zu kritisieren. Ökonomisch ist nur im Spezialfall von Märkten mit vollkommener Konkurrenz eine Grenzkostenpreisbildung zu erwarten. In allen ande-



ren und weitaus realitätsnäheren Wettbewerbsmodellen sind Preise oberhalb der (kurzfristigen) Grenzkosten zu erwarten, ohne dass dies automatisch als Missbrauch zu werten wäre.

Ein Aufschlagverbot besitzt einige Aspekte, die auf den ersten Blick als positiv beschrieben werden könnten. Der zweifelsohne einfachste Aspekt betrifft das im Vergleich zum regulären oligopolistischen Marktergebnis geringere Preisniveau. Außerdem kann ein Verbot, bei Übertragung auf alle Teilnehmer, perfekten Wettbewerb imitieren, was jedoch letztlich nichts anderes als eine Abkehr vom Markt und Hinwendung zur Kostenregulierung bedeutet. Des Weiteren kann, bei Nachweis einer positiven Abweichung von den zugestandenen Grenzkosten, die Einleitung eines Missbrauchsverfahrens erleichtert werden. Da ein solches Verbot eine diskriminierende Regulierungsmaßnahme darstellt, unterscheidet das Bundeskartellamt letztlich zwischen akzeptablen und inakzeptablen Preisen nicht nur hinsichtlich ihrer Höhe, sondern auch ihrer Herkunft.

Das Bundeskartellamt hält es nach den Ausführungen im Bericht zur Sektoruntersuchung geboten, §29 GWB dahingehend zu interpretieren, dass marktbeherrschende Stromanbieter keine Angebote zu Preisen oberhalb der Grenzkosten machen dürfen, da die marktbeherrschenden Unternehmen über Quersubventionierung ihre Spitzenlastkraftwerke finanzieren können. Es wird davon ausgegangen, dass die Bereitstellung neuer bzw. Aufrechterhaltung alter Spitzenlastkraftwerke durch die marktbeherrschenden Unternehmen auch bei einer chronischen finanziellen Unterdeckung erfolgt, um ein großes und diversifiziertes Portfolio nutzen zu können, d.h. vor allem bei RWE und E.ON bei deutschlandweiter Betrachtung. Dies würde also umgekehrt als strategisches Investment zum Verschluss im Spitzenlastbereich dienen, solange die als „Fringe“ zusammengefassten übrigen Wettbewerber nicht über die zugebilligten Margen ihre Investitionen refinanzieren. Sollte, wie angedeutet, die Bundesregierung über die Institution der Bundesnetzagentur eine Abschaltung der Kraftwerke verbieten („Wintergesetz“), ist ein Neubau an Spitzenlastkraftwerken durch den Fringe zumindest für die Dauer des Verbotes nicht zu erwarten (BMWI, 2012 und Deutscher Bundestag 2012). Damit wäre der Markt auch ohne direktes strategisches Verhalten der marktbeherrschenden Unternehmen im Spitzenlastbereich abgeschottet. Investitionen in die Grund- und Mittellast sind nur zu erwarten, wenn diese im Rahmen der zu erwartenden Residuallast mit ausreichenden Betriebsstunden und somit Profiten rechnen können. Da jedoch RWE und E.ON in diesem Bereich bereits

einen sehr großen Anteil innehalten und durch den Neubau eines Braunkohlekraftwerks ihre Position weiter gestärkt haben, ist eine Investition in diesem Bereich durch dritte Anbieter fraglich.

Abgesehen von strategischen Überlegungen besteht kein Grund für Unternehmen, unprofitable Spitzenlastkraftwerke am Netz zu halten, ganz gleich ob sie nun marktbeherrschend sind oder nicht. Es ist dann im Gegenteil für die marktbeherrschenden Anbieter sogar von Vorteil, wenn nicht von dem Verbot betroffene Wettbewerber die Spitzenlastkraftwerke stellen. Diese können dann Preisaufschläge durchsetzen, was aufgrund des einheitlichen Börsenpreises auch zu einem Nettogewinn für die marktbeherrschenden Unternehmen im Vergleich zur vorherigen Situation führt. Als Konsequenz daraus wird also auch das Problem der Kapazitätszurückhaltung, vor allem von Grundlast- und Mittellastkraftwerken, nicht behoben, das in der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamt herausragende Bedeutung hatte. Dieses Problem wiegt im Grund- und Mittellastbereich umso schwerer, da in jenen Stunden, in denen ein Preisaufschlag durch eigene Spitzenlastkraftwerke möglich war, alternativ Kapazitäten physisch zurückgehalten werden.<sup>15</sup> Zwar können die vom „Verbot“ betroffenen Unternehmen nicht mehr über Grenzkosten bieten, jedoch ist der Anreiz physischer Zurückhaltung unter Umständen weiterhin gegeben oder sogar größer geworden, sofern das nicht ebenfalls als Missbrauch eingestuft wird. Es ist also für den generellen Anreiz Kapazitäten im Grund- und Mittellastbereich physisch zurückzuhalten, irrelevant, ob die Spitzenlastkapazitäten sich in eigenem Besitz befinden. Jedoch ist das Ausmaß der Kapazitätszurückhaltung im Spitzenlastbereich durchaus vom eigenen Besitz im Spitzenlastbereich abhängig und wird ggf. dadurch verstärkt. Zudem entsteht für das Bundeskartellamt ein Problem, welches schon auf der Netzebene bei der Kostenregulierung entstanden ist: Künstlich zurückgehaltene Kapazitäten zu entdecken und versteckte und ungerechtfertigte Kosten in der Grenzkostenangabe zu erkennen. Dazu obliegt es dem Bundeskartellamt nachzuweisen, dass die mit technischen Ausfällen begründeten Kapazitätszurückhaltungen ggf. gar nicht solche waren. Letztgenannter Punkt stellt eine kaum lösbare Herausforderung für die Behörde dar. Daher sollte der wettbewerbspolitische Fokus darauf gelegt werden, Markteintrittsbarrieren soweit

---

<sup>15</sup>Eine notwendige Voraussetzung dafür, dass die Preisgebote der nicht dem Preisaufschlagverbot unterliegenden Konkurrenten im Spitzenlastbereich nicht als Ausgleich für den ausbleibenden finanziellen Gewinn des eigenen hohen Gebotes dienen können, ist, dass die Kapazitäten der Konkurrenten hinreichend konzentriert sind.

wie möglich abzubauen, sodass mehr Wettbewerbsdruck entsteht.

Die Energiewende hat in Deutschland auch auf der obersten Ebene des Marktsystems, der Marktausgestaltung, ihre Auswirkungen. Derzeit wird über potenziellen Änderung des Marktdesigns, von einem Energy-Only-Markt hin zu einem Kapazitätsmechanismus, diskutiert. Ungeachtet der tatsächlichen Ausformung des Marktdesigns gilt, dass, wenn in dem bisherigen Marktdesign jedoch kein bzw. nicht ausreichend Wettbewerb geherrscht hat, dies nicht auch in einem neuen Marktsystem ohne Weiteres zu erwarten ist. Um die missbräuchliche Ausübung der Marktmacht in Kapazitätssystemen zu begrenzen, werden oft Eingriffe in das Marktverhalten auf dem Energiemarkt vorgenommen. Dazu gehören etwa Preisobergrenzen, Preissetzungsverbote für Bestandsanlagen oder, wie durch das Bundeskartellamt in der Sektoruntersuchung angeregt, auch das Verbot, den Preis oberhalb der Grenzkosten des jeweiligen in die Auktion gebotenen Kraftwerks anzusetzen. Diese Verbote führen jedoch in Marktsystemen mit Kapazitätsmechanismen nicht zur Investitionsreduktion. Kapazitätsmechanismen bieten im Tausch für Inkaufnahme verstärkter Regulierung auch ein Mehr an vor ab definierter Versorgungssicherheit. Dies zeigen die internationalen Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen (siehe dazu auch Frontier Economics (2011), Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012) und Böckers et al. (2011)). In der Theorie kann dieses Niveau volkswirtschaftlich effizient sein, dürfte aber, aufgrund risikoaversen Verhaltens seitens der Marktregulierer bzw. Marktbetreiber, eher zu ineffizient hohem Kapazitätsniveau führen.

Auf dem Energy-Only-Markt kann ein Preisaufschlagverbot durchaus Auswirkungen auf die Systemfrage haben. Der Energy-Only-Markt ist auch bei perfektem Wettbewerb theoretisch in der Lage, das volkswirtschaftlich optimale Kapazitätsniveau zu finden. Das heißt, dass ein Preisaufschlagverbot (wäre es nicht diskriminierend) im Idealfall (also vollständigem Wettbewerb) keinen grundsätzlichen Schaden anrichten würde. Jedoch wäre es in diesem Fall überflüssig und würde im Umkehrschluss nicht eingeführt werden müssen. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund des immer weiter ansteigenden Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere Wind und Photovoltaik, ein wichtiger Punkt. Der Anstieg der fluktuierenden erneuerbaren Energien wird nicht nur einige bisher konventionelle Kraftwerkskapazitäten ersetzen, sondern auch den Mix der verbleibenden konventionellen Erzeugungskapazität beeinflussen. Ein signifikanter Teil der Letztgenannten wird nur wenige Betriebsstunden aufweisen und muss zudem flexibel fahrbar sein. Somit wird

eine gewisse Menge an Kraftwerken nur in Notfällen benötigt. Das derzeitige Marktsystem ist jedoch nicht auf eine signifikante Vorhaltung von Kapazitäten ausgelegt. Das bedeutet, dass das Niveau der Versorgungssicherheit endogen, also marktgetrieben ist. Je nach (prognostizierter) Nachfrage und dem entsprechenden Preisniveau wird sich ein, möglicherweise neues, Kraftwerksportfolio ergeben. In seiner absoluten Höhe ist dieses Kapazitätsangebot wesentlich stärker beschränkt als etwa jenes, welches sich bei Marktsystemen, die auf Kapazitätsmechanismen beruhen, ergeben (siehe dazu Böckers et al. (2011)). Bei Märkten mit Kapazitätsmechanismen ist die Nachfrage nach Kapazitäten durch eine Institution/ einen Marktbetreiber exogen vorgegeben. Somit wird auch die Leistungsvorhaltung entgolten, wobei diese mittelfristig losgelöst ist vom tatsächlichen Bedarf. In der langen Frist wird das ausgeschriebene Gesamtkapazitätsniveau durch die Erfahrungen der früheren Jahre angepasst. Im Energy-Only Markt ist ein solches Kapazitätsniveau nicht realisierbar, wenn nicht eine gewisse Marktmacht in Form von Preisauflagen auf die Grenzkosten ausgeübt werden kann.

In der Tat kann ein Preisauflagenverbot für marktbeherrschende Unternehmen einen Kapazitätsmarkt sogar erst erforderlich machen. Bei einem Verbot, über den kurzfristigen Grenzkosten im Markt anzubieten, kann das „allerletzte“ Kraftwerk naturgemäß nicht von marktbeherrschenden Unternehmen verlustfrei betrieben werden, da keine Deckung der Fixkosten möglich ist. Dann aber werden marktbeherrschende Unternehmen auch nicht bereit sein, die für die Versorgungssicherheit notwendigen „letzten“ Kraftwerke langfristig zu betreiben. Nicht marktbeherrschende Unternehmen werden jedoch ebenfalls zögerlich sein, in diese Grenzkraftwerke zu investieren, da über das Preisauflagenverbot gepaart mit dem o.g. „Wintergesetz“, welches die Abschaltung unprofitabler Kraftwerke erschwert, eine effektive Marktabschottung entsteht. Über den angelegten Zwang zur Quersubventionierung werden die marktbeherrschenden Anbieter so zu einer Praxis gezwungen, die ansonsten auf anderen Märkten von Kartellbehörden gerade als wettbewerbswidriges Verhalten zur Marktabschottung geahndet wird. Das Problem mangelnder Investitionen in Reservekapazitäten und die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen sind dann hausgemachte Probleme der Energie- und Wettbewerbspolitik und kein Ausdruck von Marktversagen.

## 6 Fazit

Das Bundeskartellamt (2011) hat im Zuge der Sektoruntersuchung die Auffassung vertreten, dass die nach § 19 GWB als marktbeherrschend erachteten Unternehmen keine Preisgebote oberhalb der Grenzkosten abgeben dürfen.

Ein solches Verbot ist aus wettbewerbsökonomischer Sicht ein unverhältnismäßiger und diskriminierender Eingriff. Zwar zeigen diverse empirische Studien, dass die Hypothese der Marktmachtausübung in Form von Preisaufschlägen für einige Jahre nicht zurückgewiesen werden kann, jedoch stellt dies noch keine belastbare Evidenz für Missbrauch dar.

Die Ergebnisse unserer Analyse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Preisgebote oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten sind ökonomisch nicht pauschal als ineffizient und auch nicht als missbräuchlich zu bewerten.
- Eine diskriminierende Preisobergrenze in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten hat sowohl kurz- als auch langfristig negative Auswirkungen auf Investitionsverhalten und das Marktdesign sowohl in der nationalen als auch europäischen Dimension.
- Im Zuge des verstärkten Ausbaus regenerativer Energien stehen die Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen vor neuen Aufgaben. Sie werden zunehmend als Reserve- und Ausgleichskapazitäten gefordert und weisen deshalb eine geringere Auslastung auf. Sollen diese nicht als strategische Reserve fungieren, sondern sich über den Großhandelsmarkt refinanzieren, sind Preisspitzen notwendig.
- Ökonomisch völlig unhaltbar ist die Auffassung, dass ein Preisaufschlag auf die Grenzkosten nur zu rechtfertigen sei, wenn das marktbeherrschende Unternehmen ansonsten seine totalen Durchschnittskosten - bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio - nicht erwirtschaften kann. Damit wird eine ansonsten regelmäßig als wettbewerbswidrig angesehene Quersubventionierung durch marktbeherrschende Unternehmen mit entsprechenden Marktverschlusseffekten geradezu induziert und der Wettbewerb strukturell gebremst.
- Ein Preisaufschlagsverbot kann, gepaart mit einer Abschaltverordnung, die Kapazitätsstilllegungen erschwert, marktverschließende und investi-

tionshemmende Effekte haben und so die Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus erst künstlich induzieren.

- Die implizit verhängte Gebotsbeschränkung ist daher mit dem Risiko erheblicher adverser ökonomischer Konsequenzen verbunden, da zum einen Investitionsanreize für marktbeherrschende Unternehmen reduziert werden, zum anderen sich aber zugleich eine marktverschließende Wirkung für Wettbewerber ergibt.
- Die Integration der Märkte hat ein Ausmaß erreicht, dass durchaus eine Erweiterung des relevanten Marktes um Österreich, Niederlande und Belgien rechtfertigt. Frankreich ist perspektivisch ebenfalls ein realistischer Kandidat für den gemeinsamen Markt.

## Literatur

- AG Energiebilanzen (2012), *Stromdaten 1.Halbjahr 2012*.  
**URL:** <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>
- Australian Electricity Market Operator (2012), *Pricing Event Reports*.  
**URL:** <http://www.aemo.com.au/Electricity/Resources/Reports-and-Documents/Pricing-Event-Reports>
- Böckers, V., Giessing, L., Haucap, J., Heimeshoff, U. & Rösch, J. (2011), *Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland*, Düsseldorf.
- Böckers, V. & Heimeshoff, U. (2011), The Extent of European Power Markets, Technical report.
- Belgian Power Exchange (2012), *CWE Flow-based Market Coupling*.
- Boiteaux, M. (1960), ‘Peak-load Pricing’, *Journal of Business* **33**, 157–179.
- Bundeskartellamt (2011), *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bericht gemäß §32 GWB*, Bonn.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2013), *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten , Grafiken (2013), Bericht des BDEW*, Berlin.
- Carlton, D. W. (1977), ‘Peak Load Pricing with Stochastic Demand’, *American Economic Review* **67**, 1006–1010.
- Central Western European Market Coupling (2012), *The European Market*.  
**URL:** <https://www.europeanpricecoupling.eu>
- Chao, H. (1983), ‘Peak Load Pricing and Capacity Planning with Demand Supply Uncertainty’, *Bell Journal of Economics* **14**(1), 179–190.
- Consentec (2012), *Versorgungssicherheit effizient gestalten: Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland*. Karlsruhe.
- Crew, M. A. & Kleindorfer, P. (1976), ‘Peak Load Pricing with a Diverse Technology’, *Bell Journal of Economics* **7**(1), 207–231.
- Ecofys (2012), *Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen*, Berlin.

- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012), *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*, Köln.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012a), *Country Packages*.  
**URL:** <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/country-packages/>
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012b), *Detailed Electricity Exchange*.  
**URL:** <https://www.entsoe.eu/db-query/exchange/detailed-electricity-exchange/>
- Europäische Kommission (1997), ‘Commission Notice on the Definition of Relevant Market for the Purposes of Community Competition Law’, *Official Journal C* **372**, 0005–0013.
- Europäische Kommission (2007), *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*, Brüssel.
- Europäische Kommission (2008), *Cases Comp/39.388- German Electricity Wholesale Market and COMP/39.389 German Electricity Balancing Market*, Brüssel.
- Frontier Economics (2011), *Is a Capacity Market Required in Germany to Guarantee System Security? Studie von Frontier Economics im Auftrag der RWE AG*, Köln.
- Jevons, W. S. (1888), *The Theory of Political Economy*, 3 edn, Macmillan, London.
- Joskow, P. (2007), Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, in D. Helm, ed., ‘The New Energy Paradigm’, Oxford University Press, pp. 76–123.
- Konstantin, P. (2009), *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, 2 edn, Springer, Heidelberg.
- Kurzidem, M. J. (2010), Analysis of Flow-based Market Coupling in Oligopolistic Power Markets, PhD thesis, ETH Zurich.
- Lang, C. & Schwarz, H.-G. (2006), The Rise in German Wholesale Elec-



- tricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or both?, Technical report. IWE Working Paper Nr. 022006.
- Mohring, H. (1970), ‘The Peak Load Problem with Increasing Returns and Pricing Constraints’, *American Economic Review* **60**, 693–705.
- Monopolkommission (2013), *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten gemäß §62 Energiewirtschaftsgesetz*, Nomos-Verlag.
- Motta, M. (2004), *Competition Policy: Theory and Practice*, Cambridge University Press.
- Müsgens, F. (2006), ‘Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model’, *The Journal of Industrial Economics* **54**(4), 471–498.
- Möst, D. & Geonoese, M. (2009), ‘Market Power in the German Wholesale Electricity Market’, *The Journal of Energy Markets* **2**(2), 47–74.
- Pressman, I. (1970), ‘A Mathematical Formulation of the Peak-Load Pricing Problem’, *Bell Journal of Economics and Management Science* **1**, 304–326.
- Steiner, P. (1957), ‘Peak Loads and Efficient Pricing’, *Quarterly Journal of Economics* **71**, 585–510.
- Stigler, G. & Sherwin, R. (1985), ‘The Extent of the Market’, *Journal of Law and Economics* **18**, 555–585.
- Swider, D., Ellersdorfer, I., Hundt, M. & Voß, A. (2007), Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität, Technical report, Stuttgart.  
**URL:** <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2007/3078>
- von Hirschhausen, C. & Weigt, H. (2008), ‘Price Formation and Market Power in the German Wholesale Electricity Market in 2006’, *Energy Policy* **36**, 4227–4234.
- Weber, C. & Vogel, P. (2007), ‘Marktmacht in der Elektrizitätswirtschaft- Welche Indizien sind aussagekräftig, welche Konsequenzen adäquat?’, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* **57**, 20–24.
- Williamson, O. (1966), ‘Peak-Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints’, *American Economic Review* **56**, 810–827.

Zöttl, G. (2011), ‘On Optimal Scarcity Prices’, *International Journal of Industrial Organization* **25**, 589–605.

## Appendix

Die Lastdaten wurden hinsichtlich der Zeitumstellung korrigiert. Hierbei wurden doppelte Stunden eliminiert und fehlende Stunden durch den Mittelwert aus vorheriger und späterer Stunde ersetzt. Solar- und Winddaten sind zunächst von der gemeinsam betriebenen Internetseite der Übertragungsnetzbetreiber ([www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net)) gesammelt worden. Aufgrund von Synchronisationsschwierigkeiten wurden die Daten für TENNETTSO und TransnetBW für die Solareinspeisung direkt von den Betreiberseiten heruntergeladen. Anschließend wurden die Viertelstundenwerte per Mittelwert auf stündliche Werte umgerechnet. Lastdaten der europäischen Nachbarstaaten beziehen sich auf European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012a).

Grenzkostenkalkulation für Kraftwerk  $i$ =(Bestandsanlage, Neuanlage) zum Zeitpunkt  $t$ :

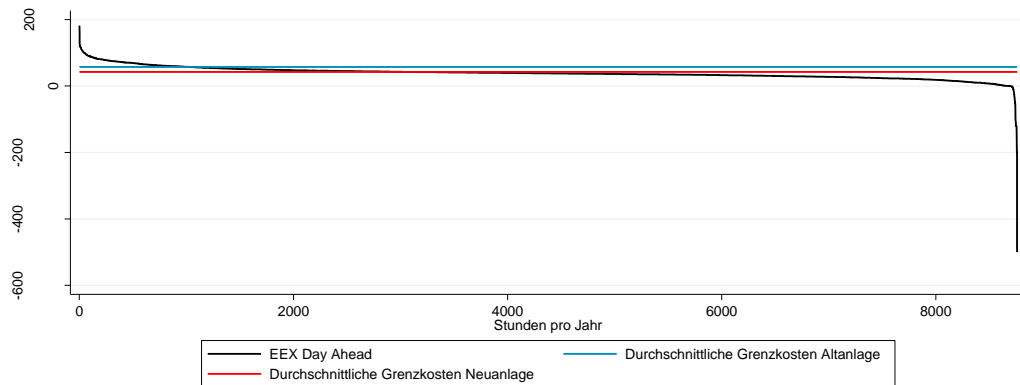
$$GK_{i,t} = \frac{Gaspreis_t}{Heizwert} * \frac{1}{Wirkungsgrad_i} + \frac{Emissionsfaktor}{Wirkungsgrad_i} * Zertifikatspreis_t + Anfahrskosten_i \quad (1)$$

Tabelle 5: Modellparameter für Grenzkostenkalkulation I

Jahre 2009-11	Strompreis	Gaspreis	Emissionszertifikat
Quelle	EEX	APX	EEX
Frequenz	std.	tägl.*	tägl.*
Anzahl Beob.	26279	1095	1095
Mittelwert	44.82	17.40	13.49
Std. Abw.	16.65	5.42	2.07
Min.	-500.0	27.2	6.64
Max.	182.05	16.865	

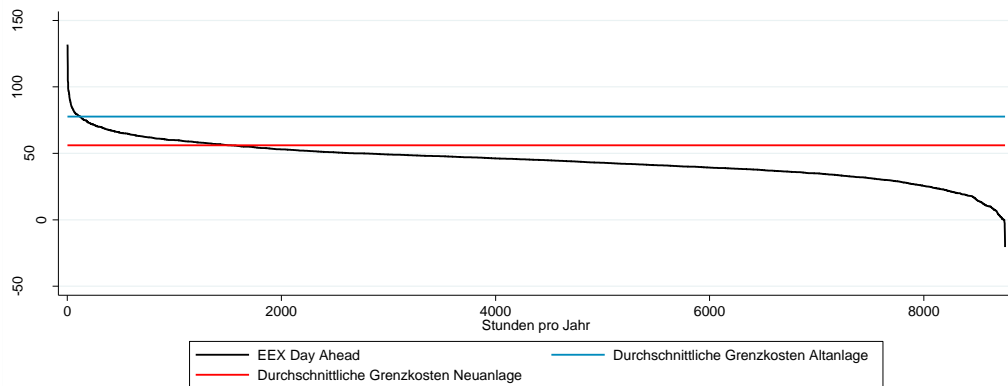
\*Fehlende Werte wurden durch Mittelwerte aus vorangegangenem und nachfolgendem Zeitpunkt ersetzt.

Abbildung 6: Preisspitzen und Grenzkosten im Zeitraum 2009



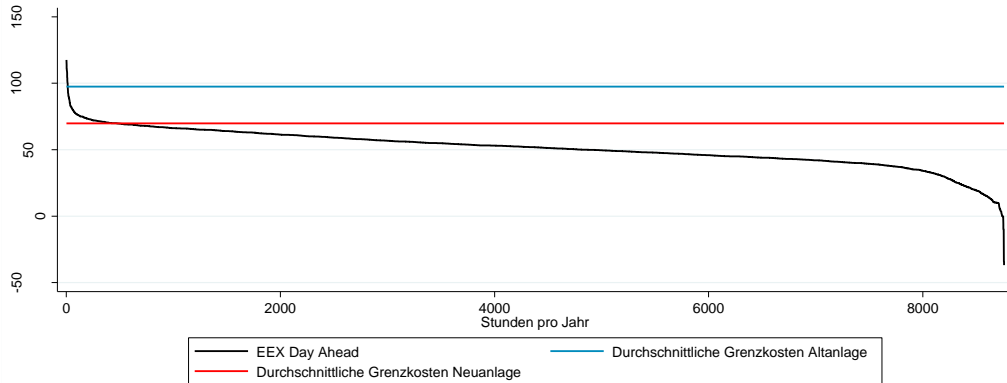
Quelle Eigene Berechnung. Siehe Anhang für eine Erklärung zu den verwendeten Daten.

Abbildung 7: Preisspitzen und Grenzkosten im Zeitraum 2010



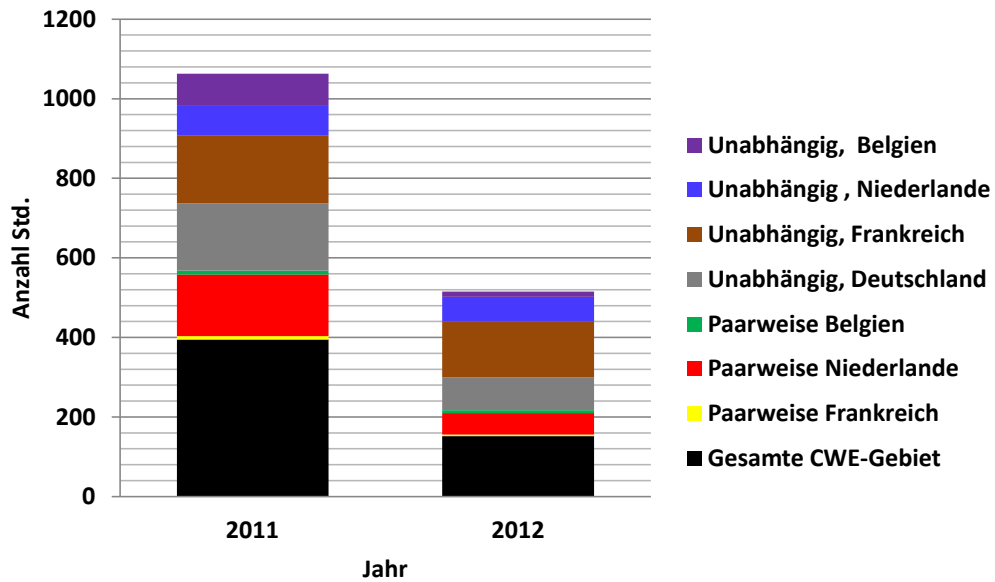
Quelle Eigene Berechnung. Siehe Anhang für eine Erklärung zu den verwendeten Daten.

Abbildung 8: Preisspitzen und Grenzkosten im Zeitraum 2011



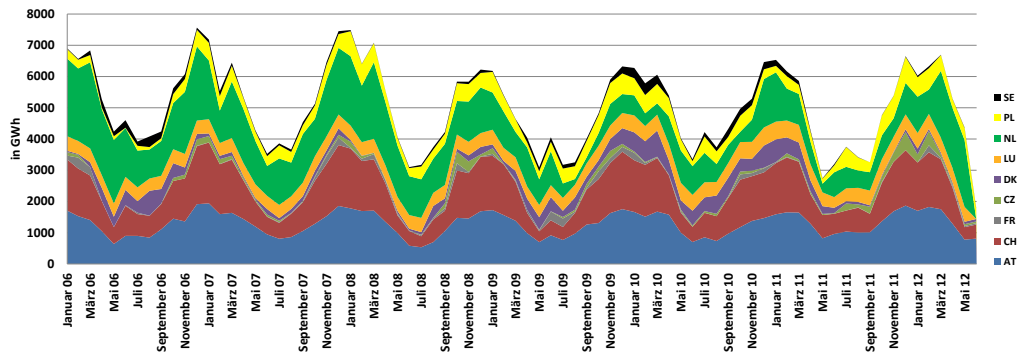
Quelle Eigene Berechnung. Siehe Anhang für eine Erklärung zu den verwendeten Daten.

Abbildung 9: Anzahl der Höchstlaststunden im CWE-Verbund bei deutscher Residuallast 2011-2012



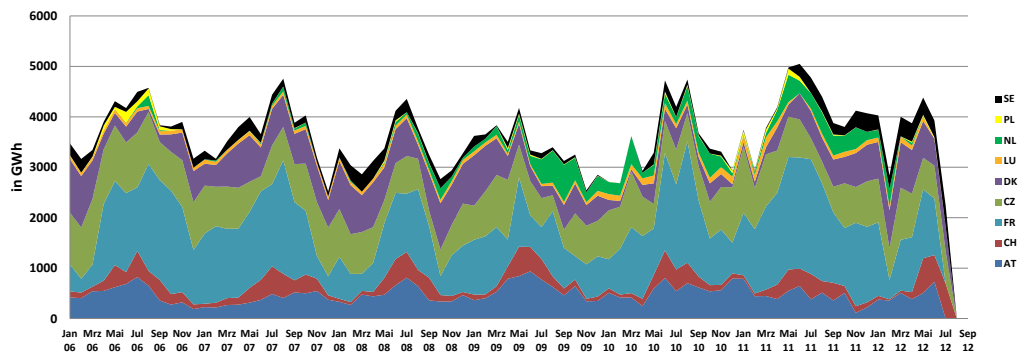
Höchstlast ist hier definiert als die höchsten 10% der Laststunden eines Jahres. Unabhängige Höchstlast ist die Summe der jeweils unabhängigen Höchstlaststunden

Abbildung 10: Fluss der Exporte in Nachbarländer, 2006-2012



Stromexport in GWh basierend auf European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012b).

Abbildung 11: Fluss der Importe aus Nachbarländern, 2006-2012



Stromimport in GWh basierend auf European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012b).

Tabelle 6: Modellparameter für Grenzkostenkalkulation II

Parameter	Information
Installierte Leistung	150 MW
Verfügbarkeitsgrad*	90%
Umrechnung des...	
..Heizwertes für Gas*	0.902
..Emissionswertes*	0.2002211
Anfahrtskosten..	
..Bestandsanlage*	30 EURO/MW
..Neuanlage*	70 EURO/MW***
Wirkungsgrad..	
...Bestandsanlage*	0.284
...Neuanlage*	0.397
Fixkosten..	
..Bestandsanlage*	1,245 Mio. EURO
..Neuanlage**	7,1 Mio. EURO
Mindeststillstand*	1 Std.
Mindestlaufast	-
Maximale Laufdauer	24 Std.

Quelle: \*RWE, \*\*Konstantin (2009), \*\*\*Die hohen Anfahrtskosten basieren vor allem auf den Long-Term-Service-Agreements für O&M, welche für neue Anlagen per Annahme abgeschlossen werden.

Tabelle 7: Datenübersicht

Name	Zeitraum
EEX	01.01.2004-31.12.2012
Powernext	01.01.2010-31.12.2012
APX	01.01.2010-31.12.2012
BELPEX	01.01.2010-31.12.2012
ENTSO-E, D	02.01.2006-31.12.2012
ENTSO-E, F	02.01.2006-31.12.2012
ENTSO-E, Ö	02.01.2006-31.12.2012
ENTSO-E, N1	02.01.2006-31.12.2012
ENTSO-E, Bel	02.01.2006-31.12.2012
Windeinspeisung	01.04.2011-10.09.2012
Solareinspeisung	01.04.2011-10.09.2012

Korrigiert für Zeitumstellung. Hierbei wurden doppelte Stunden gelöscht bzw. fehlende Stunden ersetzt durch den Mittelwert der vorherigen und darauffolgenden Stunde.

Tabelle 8: Preis-Perzentile Deutschland, 2004-2012

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	Ø	St.abw.
2004	6,3	21,9	28,2	35,8	41,0	44,7	56,2	28,5	10,8
2005	12,2	31,4	40,1	53,3	69,1	86,3	154,0	46,0	27,2
2006	6,1	32,6	45,0	63,3	81,2	91,8	135,8	50,8	49,4
2007	4,1	23,1	30,1	44,8	65,0	85,0	142,9	38,0	30,4
2008	3,0	47,4	63,3	80,4	100,0	117,6	149,9	65,8	28,7
2009	0,1	29,8	38,1	46,4	60,0	70,5	90,1	38,9	19,4
2010	6,9	37,0	45,1	52,1	61,0	66,7	79,5	44,5	14,0
2011	10,3	43,9	51,9	60,6	67,0	70,0	77,1	51,1	13,6
2012	4,9	34,1	42,1	52,9	60,7	65,1	87,9	42,6	18,7

Aufgerundet auf die erste Nachkommastelle. Quelle: Eigene Berechnung, EEX AG.



Tabelle 9: Preisdifferenz-Perzentile, 2010-2012

Jahr	1%	25%	50%	75%	90%	95%	99%	∅	St.Dev.
2010 <sup>A</sup>									
D-F	-36,6	-4,7	-0,9	1,8	4,9	7,4	16,6	-2,6	9,5
D-NL	-15,6	-2,9	-0,4	2,0	4,4	6,1	10,6	-0,7	4,8
D-B	-28,4	-3,5	-0,5	2,1	5,2	8,0	17,4	-1,3	7,8
2010 <sup>B</sup>									
D-F	-44,3	-7,7	<-0,01	<0,01	<0,01	<0,01	1,7	-5,2	10,7
D-NL	-33,3	0	0	0	0	0	0	-2,1	6,5
D-B	-44,4	-7,4	0	0	0	0	1,7	-5,1	10,7
2011									
D-F	-20,5	>-0,01	<0,01	<0,01	12,7	24,2	34,4	2,2	8,9
D-N	-23,5	0	0	0	0	0	3,4	-0,9	5,1
D-B	-22,7	0	0	0	12,6	24,3	34,6	1,8	32,7
2012									
D-F	-43,2	-2,8	>-0,01	<0,01	<0,01	1,4	11,8	-4,3	33,3
D-N	0	0	0	8,0	17,0	23,2	38,1	5,4	12,4
D-B	-9,0	0	0	5,7	15,8	21,9	40,1	4,4	12,0

A:Vor Market Coupling, B: Nach Market Coupling, 1: Daten verfügbar bis 08.08.2012.  
Differenzen sind aufgerundet auf die erste Nachkommastelle. Quelle: Eigene Berechnung.

## BISHER ERSCHIENEN

- 52 Böckers, Veit, Haucap, Justus und Jovanovic, Dragan, Diskriminierende Gebotsbeschränkungen im deutschen Großhandelsmarkt für Strom: Eine wettbewerbsökonomische Analyse, November 2013.
- 51 Haucap, Justus, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung?, November 2013.
- 50 Haucap, Justus und Kühling, Jürgen, Systemwettbewerb durch das Herkunftslandprinzip: Ein Beitrag zur Stärkung der Wachstums- und Wettbewerbsfähigkeit in der EU? – Eine ökonomische und rechtliche Analyse, September 2013.
- 49 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich, Klein, Gordon J., Rickert, Dennis und Wey, Christian, Die Bestimmung von Nachfragemacht im Lebensmitteleinzelhandel: Theoretische Grundlagen und empirischer Nachweis, September 2013.
- 48 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich, Klein, Gordon J., Rickert, Dennis und Wey, Christian, Wettbewerbsprobleme im Lebensmitteleinzelhandel, September 2013.
- 47 Falck, Oliver, Haucap, Justus, Kühling, Jürgen und Mang, Constantin, Alles Regulierung oder was? – Die Bedeutung der Nachfrageseite für eine wachstumsorientierte Telekommunikationspolitik, August 2013.  
Erschienen in: ifo Schnelldienst, 66/15 (2013), S. 42-46.
- 46 Haucap, Justus und Mödl, Michael, Entwickeln sich wirtschaftswissenschaftliche Forschung und Politikberatung auseinander? – Warum engagieren sich nicht mehr ökonomische Spitzenforscher in der Politikberatung? Juli 2013.  
Erschienen in: Wirtschaftsdienst, 93 (2013), S. 507-511.
- 45 Neyer, Ulrike und Vieten, Thomas, Die neue europäische Bankenaufsicht – eine kritische Würdigung, Juli 2013.
- 44 Haucap, Justus und Kehrer, Christiane, Suchmaschinen zwischen Wettbewerb und Monopol: Der Fall *Google*, Juni 2013.  
Erschienen in: R. Dewenter, J. Haucap & C. Kehder (Hrsg.), Wettbewerb und Regulierung in Medien, Politik und Märkten: Festschrift für Jörn Kruse zum 65. Geburtstag, Nomos-Verlag: Baden-Baden 2013, S. 115-154.
- 43 Dewenter, Ralf und Heimeshoff, Ulrich, Neustrukturierung der öffentlich-rechtlichen Fernsehlandschaft: Theoretische Hintergründe und Reformoptionen, Juni 2013.  
Erschienen in: R. Dewenter, J. Haucap & C. Kehder (Hrsg.), Wettbewerb und Regulierung in Medien, Politik und Märkten: Festschrift für Jörn Kruse zum 65. Geburtstag, Nomos-Verlag: Baden-Baden 2013, S. 225-260.
- 42 Coppik, Jürgen, Wirkungen einer Einführung des Konzeptes der vermeidbaren Kosten auf die Endverbraucher, Juni 2013.
- 41 Haucap, Justus und Heimeshoff, Ulrich, Vor- und Nachteile alternativer Allokationsmechanismen für das 900- und 1800-MHz-Frequenzspektrum, März 2013.  
Erschienen in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 39 (2013), S. 71-90.
- 40 Haucap, Justus und Mödl, Michael, Zum Verhältnis von Spitzenforschung und Politikberatung. Eine empirische Analyse vor dem Hintergrund des Ökonomenstreits, März 2013.  
Erscheint in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik (2013).

- 39 Böckers, Veit, Coenen, Michael und Haucap, Justus, Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten - Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen, Februar 2013.
- 38 Herr, Annika (Hrsg.), Beiträge zum Wettbewerb im Krankenhaus- und Arzneimittelmarkt - Band 2: Arzneimittel, Januar 2013.
- 37 Herr, Annika (Hrsg.), Beiträge zum Wettbewerb im Krankenhaus- und Arzneimittelmarkt - Band 1: Krankenhäuser, Januar 2013.
- 36 Dewenter, Ralf und Haucap, Justus, Ökonomische Auswirkungen der Einführung eines Leistungsschutzrechts für Presseinhalte im Internet (Leistungsschutzrecht für Presseverleger), Januar 2013.
- 35 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Ökonomische Grundlagen der Anreizregulierung, November 2012.  
Erschienen in: Holznagel, Bernd und Schütz, Rainer (Hrsg.), AregV, Anreizregulierungsverordnung, Kommentar, Beck: München 2013, S. 48-67.
- 34 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Stellungnahme zum Entwurf des Gesetzes zur Förderung des Mittelstandes in Nordrhein-Westfalen (Mittelstandsförderungsgesetz), November 2012.
- 33 Haucap, Justus und Kühling, Jürgen, Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung - das Quotenmodell, November 2012.  
Erschienen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63/3 (2013), S. 41-49.
- 32 Haucap, Justus, Wie lange hält Googles Monopol?, November 2012.  
Erschienen in: MedienWirtschaft: Zeitschrift für Medienmanagement und Kommunikationsökonomie, 9 (2012), S. 40-43.
- 31 Herr, Annika, Rationalisierung und Wettbewerb im Arzneimittelmarkt, Oktober 2012.  
Erscheint in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 39 (2013).
- 30 Smeets, Heinz-Dieter, Zum Stand der Staatsschuldenkrise in Europa, Oktober 2012.  
Erschienen in: Jahrbuch für Wirtschaftswissenschaften, 63 (2012), S.125-169.
- 29 Barth, Anne-Kathrin und Heimeshoff, Ulrich, Der angemessene Kostenmaßstab für Terminierungsentgelte - „Pure LRIC“ vs. „KeL“, September 2012.
- 28 Haucap, Justus, Eine ökonomische Analyse der Überwälzbarkeit der Kernbrennstoffsteuer, September 2012.  
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 61 (2012), S. 267-283.
- 27 Haucap, Justus, Lange, Mirjam R. J. und Wey, Christian, Nemo Omnibus Placet: Exzessive Regulierung und staatliche Willkür, Juli 2012.  
Erschienen in: T. Theurl (Hrsg.), Akzeptanzprobleme der Marktwirtschaft: Ursachen und wirtschaftspolitische Konsequenzen, Duncker & Humblot: Berlin 2013, S. 145-167.
- 26 Bataille, Marc, Die Anwendung theoretischer Wettbewerbskonzepte auf den Busliniennahverkehr, Mai 2012.  
Erschienen in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 38 (2012), S. 56-99.
- 25 Haucap, Justus, Tarifeinheit nicht durch Gesetz verankern, Mai 2012.  
Erschienen in: Wirtschaftsdienst, 92 (2012), S. 299-303.
- 24 Böckers, Veit, Giessing, Leonie, Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Rösch, Jürgen, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Januar 2012.  
Erschienen in: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 81 (2012), S. 73-90.

- 23 Haucap, Justus und Heimeshoff, Ulrich, Sind Moscheen in Deutschland NIMBY-Güter?, Januar 2012.  
Erschienen in: R. Schomaker, C. Müller, A. Knorr (Hrsg.), Migration und Integration als wirtschaftliche und gesellschaftliche Ordnungsprobleme, Lucius & Lucius: Stuttgart 2012, S. 163-184.
- 22 Haucap, Justus und Klein, Gordon J., Einschränkungen der Preisgestaltung im Einzelhandel aus wettbewerbsökonomischer Perspektive, Januar 2012.  
Erschienen in: D. Ahlert (Hrsg.), Vertikale Preis- und Markenpflege im Kreuzfeuer des Kartellrechts, Gabler Verlag: Wiesbaden 2012, S. 169-186.
- 21 Wey, Christian, Nachfragemacht im Handel, Dezember 2011.  
Erschienen in: FIW (Hrsg.), Schwerpunkte des Kartellrechts 2009/2010: Referate des 37. und 38. FIW-Seminars, Carl Heymanns Verlag: Köln 2011, S. 149-160.
- 20 Smeets, Heinz-Dieter, Staatschuldenkrise in Europa - Ist die Finanzierung der Schuldnerländer alternativlos?, November 2011.  
Erschienen in: Dialog Handwerk, Nordrhein-Westfälischer Handwerkstag, 2 (2011).
- 19 Haucap, Justus, Steuern, Wettbewerb und Wettbewerbsneutralität, Oktober 2011.  
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 13 (2012), S. 103-115.
- 18 Bräuninger, Michael, Haucap, Justus und Muck, Johannes, Was lesen und schätzen Ökonomen im Jahr 2011?, August 2011.  
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 12 (2011), S. 339-371.
- 17 Coenen, Michael, Haucap, Justus, Herr, Annika und Kuchinke, Björn A., Wettbewerbspotenziale im deutschen Apothekenmarkt, Juli 2011.  
Erschienen in: ORDO – Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, 62 (2011), S. 205-229.
- 16 Haucap, Justus und Wenzel, Tobias, Wettbewerb im Internet: Was ist online anders als offline?, Juli 2011.  
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 200-211.
- 15 Gersdorf, Hubertus, Netzneutralität: Regulierungsbedarf?, Juli 2011.  
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 187-199.
- 14 Kruse, Jörn, Ökonomische Grundlagen des Wettbewerbs im Internet, Juli 2011.  
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 175-186.
- 13 Coenen, Michael, Haucap, Justus und Herr, Annika, Regionalität: Wettbewerbliche Überlegungen zum Krankenhausmarkt, Juni 2011.  
Erschienen in: J. Klauber et al. (Hrsg.), Krankenhausreport 2012, Schattauer: Stuttgart 2012, S. 149-163.
- 12 Stühmeier, Torben, Das Leistungsschutzrecht für Presseverleger: Eine ordnungspolitische Analyse, Juni 2011.  
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 61 (2012), S. 82-102.
- 11 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Mehr Plan- als Marktwirtschaft in der energiepolitischen Strategie 2020 der Europäischen Kommission, April 2011.  
Erschienen in: D. Joost, H. Oetker, M. Paschke (Hrsg.), Festschrift für Franz Jürgen Säcker zum 70. Geburtstag, Verlag C. H. Beck: München 2011, S. 721-736.
- 10 Göddeke, Anna, Haucap, Justus, Herr, Annika und Wey, Christian, Stabilität und Wandel von Arbeitsmarktinstitutionen aus wettbewerbsökonomischer Sicht, März 2011.  
Erschienen in: Zeitschrift für Arbeitsmarktforschung, 44 (2011), S. 143-154.

- 09 Haucap, Justus, Steuerharmonisierung oder Steuerwettbewerb in Europa?,  
Dezember 2010.  
Erschienen in: Zeitschrift für das gesamte Kreditwesen, 64 (2011), S. 25-28.
- 08 Haucap, Justus, Eingeschränkte Rationalität in der Wettbewerbsökonomie,  
Dezember 2010.  
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der  
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011,  
S. 495-507.
- 07 Bataille, Marc und Coenen, Michael, Zugangsentgelte zur Infrastruktur der Deutsche  
Bahn AG: Fluch oder Segen durch vertikale Separierung?, Dezember 2010.  
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 370-388.
- 06 Normann, Hans-Theo, Experimentelle Ökonomik für die Wettbewerbspolitik,  
Dezember 2010.  
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der  
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011,  
S. 509-522.
- 05 Baake, Pio, Kuchinke, Björn A. und Wey, Christian, Wettbewerb und  
Wettbewerbsvorschriften im Gesundheitswesen, November 2010.  
Erschienen in: Björn A. Kuchinke, Thorsten Sundmacher, Jürgen Zerth (Hrsg.), Wettbewerb  
und Gesundheitskapital, DIBOGS-Beiträge zur Gesundheitsökonomie und Sozialpolitik,  
Universitätsverlag Ilmenau: Ilmenau 2010, S. 10-22.
- 04 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Stühmeier, Torben, Wettbewerb im  
deutschen Mobilfunkmarkt, September 2010.  
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 240-267.
- 03 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Industriepolitische Konsequenzen der  
Wirtschaftskrise, September 2010.  
Erschienen in: Theresia Theurl (Hrsg.), Wirtschaftspolitische Konsequenzen der Finanz- und  
Wirtschaftskrise, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Band 329, Duncker & Humboldt:  
Berlin 2010, S. 57-84.
- 02 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Uhde, Andre, Zur Neuregulierung des  
Bankensektors nach der Finanzkrise: Bewertung der Reformvorhaben der EU aus  
ordnungspolitischer Sicht, September 2010.  
Erschienen in: Albrecht Michler, Heinz-Dieter Smeets (Hrsg.), Die aktuelle Finanzkrise:  
Bestandsaufnahme und Lehren für die Zukunft, Lucius & Lucius: Stuttgart 2011, S. 185 -207.
- 01 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Regulierung und Deregulierung in  
Telekommunikationsmärkten: Theorie und Praxis, September 2010.  
Erschienen in: Stefan Bechtold, Joachim Jickeli, Mathias Rohe (Hrsg.), Recht, Ordnung und  
Wettbewerb: Festschrift zum 70. Geburtstag von Wernhard Möschel,  
Nomos Verlag: Baden-Baden 2011, S. 1005-1026.

**Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf**

**Düsseldorfer Institut für  
Wettbewerbsökonomie (DICE)**

Universitätsstraße 1\_ 40225 Düsseldorf  
[www.dice.hhu.de](http://www.dice.hhu.de)