

# Aktive Wettbewerbspolitik für effiziente Elektrizitätserzeugungsmärkte – Instrumente, internationale Erfahrungen und wirtschafts- politische Schlussfolgerungen\*

Von Christian von Hirschhausen und Hannes Weigt\*\*

**Zusammenfassung:** Trotz schrittweiser Erfolge bei der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte lässt die Wettbewerbsintensität auf den Großhandelsmärkten in vielen Ländern noch zu wünschen übrig. Dementsprechend sind die Preise im Verhältnis zum wettbewerblichen Referenzmaßstab zu hoch. Eine aktive Wettbewerbspolitik sollte integraler Bestandteil einer ordnungspolitisch ausgerichteten Wirtschafts- und Energiepolitik sein – mit dem Ziel, wettbewerbliche Elektrizitätsmärkte und geringere Preise zu erreichen. Instrumente einer aktiven Wettbewerbspolitik im engeren Sinne sind u. a. die Abspaltung bestehender Kraftwerkskapazitäten von marktbeherrschenden Unternehmen (Divestiture), der Verkauf von virtuellen Kraftwerkskapazitäten, die Öffnung von Langfristverträgen alteingessener Unternehmen (Release), die Steigerung der nutzbaren Kuppelkapazitäten, u. U. auch die vertikale Entflechtung sowie die aktive Förderung von Markteintritt. Internationale Erfahrungen belegen, dass aktive Wettbewerbspolitik eine wichtige Rolle bei der Schaffung wettbewerblicher Elektrizitätsmärkte spielt. Dies ist insbesondere in England und den USA beobachtbar, jedoch sind in jüngerer Zeit auch in Kontinentaleuropa Ansätze aktiver Wettbewerbspolitik zu beobachten. Der Aufsatz schließt mit energie- und wettbewerbspolitischen Empfehlungen.

**Summary:** The liberalization of European wholesale electricity markets has made some progress, but much is left to be desired. Wholesale prices are still relatively high, when compared with the competitive benchmark. In this paper, we argue that an *active* competition policy is required to establish competitive wholesale markets and to achieve lower prices. The instruments of an active competition policy are: horizontal divestiture of generation capacities; the auctioning of virtual power generation capacities; the release of long-term contracts of the incumbents; extending the capacities on cross-border electricity lines; vertical unbundling; and an active support of market entry. International experience suggests the important role of active competition policy in electricity markets: prominent examples come from England and the United States. Continental Europe has also started to experiment with the different instruments to strengthen competition. The paper draws conclusions for energy and competition policy.

JEL classification: L13, L94, D43

Keywords: Electricity markets, Europe, competition policy

\* Wir danken cand. Wi.-Ing. Katrin Kraemer für Ihre Unterstützung bei der Erstellung der Fallstudien sowie mehreren externen Diskussionspartnern für Kritik und Vorschläge.

\*\* Prof. Dr. Christian von Hirschhausen ist Inhaber des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden, und Forschungsprofessor am DIW Berlin; Dipl.-Wi.-Ing. Hannes Weigt ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden, E-Mail: [cvh@mailbox.tu-dresden.de](mailto:cvh@mailbox.tu-dresden.de), [Hannes.Weigt@tu-dresden.de](mailto:Hannes.Weigt@tu-dresden.de)

## 1 Einleitung

Die Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte wurde in den 1980er Jahren (England und Wales) bzw. Mitte der 1990er mit dem Ziel eingeleitet, durch mehr Wettbewerb die Effizienz dieser Märkte zu steigern, Kosten und Regulierungsaufwand zu reduzieren und somit niedrigere Elektrizitätspreise zu erreichen. Heute ist man von der Erfüllung dieser Zielstellung noch entfernt. Einen Themenkomplex stellt dabei die Netzproblematik dar: Da es sich bei den Übertragungsnetzen um ein natürliches Monopol handelt, ist eine Regulierung notwendig, um wettbewerbliche Bedingungen zu schaffen. Auf den Erzeugungsmärkten hingegen existieren a priori keine natürlichen Wettbewerbschranken, dennoch ist, insbesondere aufgrund der historischen Entwicklung, der Übergang in einen funktionierenden wettbewerblichen Markt nicht ohne Hindernisse. Des Weiteren müssen die Besonderheiten des Gutes Elektrizität Berücksichtigung in der Marktgestaltung finden. Hier sind Politik und Regulierungsbehörden gefragt, den Übergang von vertikal integrierten Monopolunternehmen zu wettbewerblichen Privatunternehmen zu gestalten. Eine aktive Wettbewerbspolitik ist ein elementarer Bestandteil dieser Strategie.

Der Aufsatz vermittelt einen Überblick über Grundlagen aktiver Wettbewerbspolitik auf Elektrizitätserzeugungsmärkten und fasst die wesentlichen Erfahrungen aus dem europäischen Ausland und den USA zusammen.<sup>1</sup> Der Schwerpunkt liegt dabei auf den *Erzeugungsmärkten*. Andere Fragestellungen, insbesondere Regulierungsfragen, werden nur behandelt insofern sich ein direkter Bezug zum Erzeugungsmarkt gibt. Im folgenden Abschnitt wird ein wettbewerbspolitisches Leitbild als Referenzmodell für effiziente Elektrizitätsmärkte entwickelt. Abschnitt 3 diskutiert die Instrumente einer aktiven Wettbewerbspolitik im weiteren Sinne (z. B. Privatisierung, Schaffung eines wettbewerblichen Regelwerkes auf den Märkten) und im engeren Sinne (Divestiture, Versteigerung von virtuellen Kraftwerkskapazitäten etc). Abschnitt 4 fasst internationale Erfahrungen mit aktiver Wettbewerbspolitik zusammen (England und Wales, Kalifornien, Niederlande, Belgien, Frankreich, Italien und Spanien). Die Schlussfolgerung (Abschnitt 5) fällt eindeutig aus: Aktive Wettbewerbspolitik spielt zur Steigerung der Effizienz auf Elektrizitätserzeugungsmärkten eine wichtige Rolle; insbesondere im Fall hoch konzentrierter Elektrizitätsmärkte mit daraus resultierenden hohen Preisen ist aktive Wettbewerbspolitik notwendig, um gesamtwirtschaftlich erstrebenswerte Ziele wie effiziente Märkte und niedrigere Elektrizitätspreise zu erzielen.

## 2 Wettbewerbspolitisches Leitbild (Referenzmodell)

### 2.1 Referenzpunkt „gesellschaftliche Wohlfahrt“

Wettbewerb ist eines der grundlegenden Ziele einer freien, marktwirtschaftlich und ordnungspolitisch ausgerichteten Wirtschaftsordnung. Daher ist Wettbewerb ein in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft häufig verwendeter und oft missverständlicher Begriff. Politiker beschwören Wettbewerb regelmäßig als Allheilmittel zur Bekämpfung allgemeiner Strukturprobleme, insbesondere steigender Preise. Auf der anderen Seite verwenden Industrieunternehmen den Begriff des „ruinösen“ Wettbewerbs regelmäßig, um ausblei-

<sup>1</sup> Auf die Situation in Deutschland wird in diesem Aufsatz nicht explizit eingegangen.

bende Investitionen zu rechtfertigen. In der Ökonomie bzw. den Staatswissenschaften wird Wettbewerb als Entdeckungsprozess interpretiert, bei dem das Ziel die Generierung und Verarbeitung eines Maximums an Informationen für den Produktions- und Verbrauchsprozess zum Ziele der individuellen Bedürfnisbefriedigung ist (Hayek 1945).

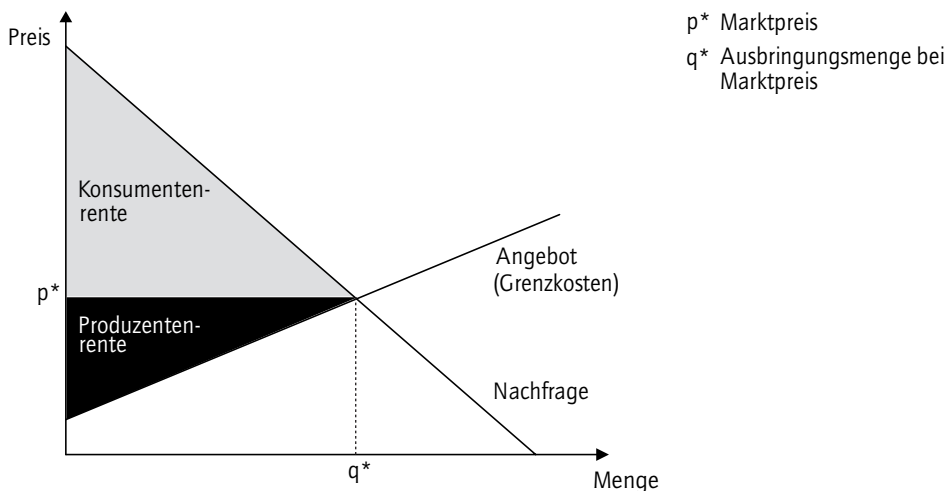
In dynamischer Perspektive führt Wettbewerb zu Anpassungsprozessen von Unternehmen und Verbrauchern, wodurch sich der Nutzen der meisten Beteiligten positiv verändert. So führt Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Anbietern eines Gutes um eine beschränkte Nachfrage zur Schaffung zusätzlichen Wertes für die Nachfrager. Wettbewerb führt zu günstigeren Preisen, schafft Innovationsanreize, erhöht den Informationsstand der Verbraucher, schafft transparentere Märkte und trägt somit wesentlich zu einer gesteigerten Wohlfahrt bei.

Bei der praktischen Anwendung von wettbewerbspolitischen Leitbildern kann zwischen allgemeingültigen Regelungen, welche keine Einzelfallbetrachtung zulassen, und einer spezifischen, auf die Situation angepassten Politik unterschieden werden. Maßgeblich hierbei ist die theoretische Basis, welche den Regeln oder Entscheidungen zugrunde liegt. Dabei ist in den letzten Jahren auch in Europa die ökonomische Wohlfahrtstheorie zunehmend als Referenzmodell akzeptiert worden („More Economic Approach“ der Wettbewerbspolitik, vgl. Schmidtchen 2005). Dieser Ansatz, der in der US-amerikanischen Antitrustpolitik seit längerem praktiziert wird, bewertet Wettbewerb und Wettbewerbspolitik anhand des Kriteriums der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt (manchmal auch sozialer Überschuss genannt).

Wohlfahrt setzt sich aus dem monetär bewerteten Deckungsbeitrag der Unternehmen bzw. der Verbraucher, also der Produzentenrente bzw. der Konsumentenrente, zusammen. Im idealtypischen Polypol kann kein Anbieter durch sein Handeln den Preis direkt beeinflus-

Abbildung 1

### Wohlfahrtsmaximierung durch wettbewerbliche Preissetzung



Quelle: Eigene Darstellung.

sen. Alle Anbieter agieren somit als Preisnehmer. Der markträumende Preis entspricht dabei den variablen Kosten der Produktion für die letzte realisierte Ausbringungseinheit (so genannte „Grenzkosten“) und ergibt sich aus dem Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragekurven. Die Differenz zwischen dem Marktpreis und den variablen Erzeugungskosten der Unternehmen definiert deren Deckungsbeitrag – die *Produzentenrente*. Die Differenz zwischen der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten und dem Marktpreis definiert den Überschuss der Kunden – die *Konsumentenrente*. Die Summe aus beiden Renten ist die soziale Wohlfahrt (vgl. Abbildung 1). Das sich im Polypol ergebende Marktgleichgewicht führt zur wohlfahrtsoptimalen Allokation; Abweichungen von diesem Marktgleichgewicht sollten minimiert werden.<sup>2</sup>

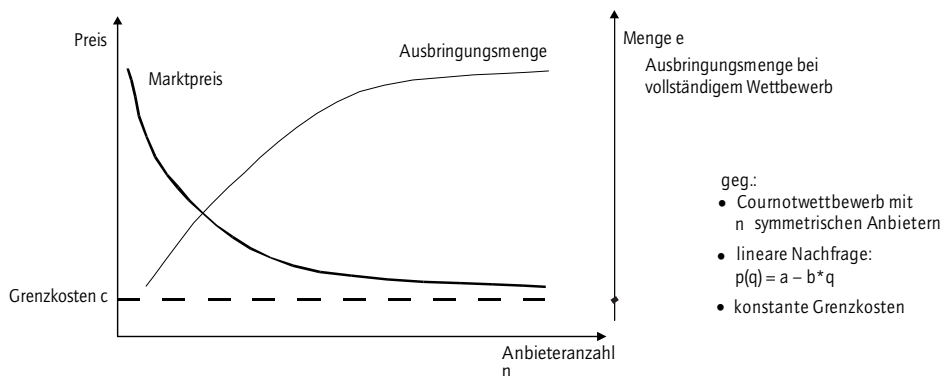
### 2.1.1 Mehr Unternehmen – Mehr Wettbewerb – Niedrigere Preise

In der Realität ist vollständiger Wettbewerb nur selten gegeben. Auf den meisten Märkten herrscht eine überschaubare Zahl von Anbietern. Ist diese Zahl jedoch relativ hoch und herrscht kein kollusives Verhalten (Absprachen), wird dennoch ein Resultat nahe des Optimums erreicht. Gibt es auf einem Markt jedoch nur wenige Anbieter, so werden die Preise relativ weit oberhalb der Kosten liegen. Dies führt zu einer Verschiebung der Renten von Verbrauchern zu den Unternehmen, und zu einem gesamtwirtschaftlich schlechteren Ergebnis (Wohlfahrtsverlust).

Im einfachen Oligopolmodell von Cournot steigt die Wettbewerbsintensität mit der Anzahl der Wettbewerber; gleichzeitig kommt es – bei sonst gleichen Bedingungen – zu niedrigeren Preisen. Abbildung 2 zeigt diesen Zusammenhang: Mit steigender Anzahl der

Abbildung 2

#### Auswirkung der Anbieteranzahl auf den Marktpreis bei Cournotwettbewerb



Quelle: Eigene Darstellung.

<sup>2</sup> Auf weitere Aspekte der komplexen Problematik sei hier nur hingewiesen, u.a. die Abgrenzung zwischen kurzfristigen und langfristigen Grenzkosten sowie die dynamischen Aspekte von versunkenen Kosten und Markteintritt, siehe Stoff (2002: Kapitel 2).

Anbieter kommt es auf einen „Cournot-Markt“ (Oligopol) zu niedrigeren Preisen; es wird somit schwerer, Marktmacht auszuüben.

Der Zusammenhang zwischen Anzahl der Unternehmen, Wettbewerbsintensität und Preisen wird nicht nur von der traditionellen Oligopoltheorie nachgewiesen. Dieser Zusammenhang wird auch in eigens für die Elektrizitätsmärkte entwickelten, detaillierten Modellen wie dem „Supply Function Equilibrium“ (Green und Newbery 1992, Newbery 2000) nachgewiesen, welches in England erfolgreich angewandt wurde. Bei einem vorliegenden engen Oligopol ist eine Erhöhung des Wettbewerbs durch zusätzliche Anbieter anzustreben: *Mehr Wettbewerber führen zu mehr Wettbewerb und mehr Wettbewerb führt zu niedrigeren Preisen.*

## 2.2 Leitbild effizienter Elektrizitätserzeugungsmärkte

Die Wertschöpfungskette in der Elektrizitätswirtschaft besteht aus der Erzeugung, dem Transport und der Verteilung sowie dem Vertrieb. Die historisch gewachsenen Strukturen führten lange Zeit dazu, dass Wettbewerb durch Regulierung in oftmals staatlich geführten Betrieben ersetzt wurde. Hieraus entwickelten sich praktisch weltweit Strukturen, in denen der Wettbewerb keine oder nur eine geringfügige Bedeutung hatte. Aufgrund der meist zentralisierten Ausgestaltung sind Elektrizitätsmärkte daher zu Beginn der Liberalisierung häufig durch oligopolistische Strukturen geprägt. Wenige große Anbieter stehen einer Vielzahl von Nachfragern gegenüber.

Die strukturellen und technischen Gegebenheiten machen den Elektrizitätsmarkt ausgesprochen komplex. Hierzu gehört die Leitungsgebundenheit, die Nichtspeicherbarkeit, die variable Nachfrage, die Kostenstruktur (hohe Fixkosten, niedrige variable Kosten) sowie die vertikalen Beziehungen innerhalb der Wertschöpfungskette. Dennoch sind auch hier marktbasierende Instrumente anwendbar, um einerseits Wettbewerb zu etablieren und andererseits den technischen Anforderungen gerecht zu werden. Aufbauend auf den Besonderheiten von Elektrizitätsmärkten muss daher ein sektorspezifisches Modell erstellt werden, welches den oben genannten Zielen von Wettbewerb (niedrigeren Preisen, Innovationstätigkeit etc.) weitestgehend nahe kommt. Dieses wettbewerbspolitische Idealbild effizienter Elektrizitätserzeugungsmärkte wird im Folgenden als *Referenzmodell* bezeichnet. Ausgangspunkt stellt dabei ein Polypol bzw. ein sehr weites Oligopol bei der Erzeugung dar. Das wettbewerbspolitische Referenzmodell besteht aus einem Erzeugungsmarkt mit einer im Verhältnis zur Nachfrage möglichst großen Anzahl voneinander unabhängiger Erzeugungsunternehmen. Der Referenzmarkt umfasst die Aggregation möglichst vieler nationaler Elektrizitätsmärkte.

Der Erzeugungssektor ist von den Transportnetzen unabhängig, d. h. vertikal entflochten; und kann (aber muss nicht) im Besitz von Handelsaktivitäten (Vertrieb) sein. Eine effiziente Regulierung der Koordination zwischen Erzeugung und Transport sorgt dafür, dass die Wettbewerbsintensität auf den Erzeugungsmärkten hoch ist und kein externes Diskriminierungspotential auftritt. Die Bepreisung von Netzkapazitäten folgt einem effizienten und transparenten Ordnungsprinzip (z. B. Zonenpreisen, Nodalpreisen).

Im weiteren Sinne beinhaltet das Referenzmodell auch ordnungspolitische Elemente. Hierzu gehört eine effiziente Kontrollstruktur der Unternehmen, in der Regel gesichert

durch Privateigentum, sowie eine wettbewerbliche Ausgestaltung des restlichen institutionellen Rahmens (z. B. Lizenzvergabe, Informationspflicht), Transparenz auf den Erzeugungsmärkten (z.B. durch die Schaffung öffentlicher, börsennotierter Märkte) und den nachgelagerten Märkten (insbesondere dem Regelenergiemarkt) sowie eine allgemeine wettbewerbliche und berechenbare Wirtschaftspolitik.

### 3 Instrumente einer aktiven Wettbewerbspolitik

Um das oben vorgestellte Ideal eines wettbewerblichen Elektrizitätsmarktes zu erreichen, bedarf es in den meisten Märkten tief greifender Veränderungen, welche mit einer aktiven Wettbewerbspolitik angegangen werden können. Dabei steht der Politik ein Portfolio an Maßnahmen zur Verfügung, welches sie entsprechend der nationalen Gegebenheiten einsetzen kann. Wettbewerbspolitik kann dabei in einem engen und einem weiteren Zusammenhang gesehen werden: Im engeren Sinne geht es „nur“ um die Erhöhung der Wettbewerbsintensität auf einem definierten, dem relevanten Markt. Dagegen verschwimmen bei einer weiteren Definition die Grenzen zwischen Wettbewerbspolitik und Ordnungspolitik, d. h. der Definition allgemeiner Rahmenbedingungen mit dem Ziel der Wohlfahrtsoptimierung und Effizienzsteigerung durch dezentrale Informationsverarbeitung und Entscheidungsfindung. Im Rahmen dieses Aufsatzes verwenden wir einen weiteren Begriff der Wettbewerbspolitik, welcher auch andere wohlfahrts- und effizienzsteigernde Maßnahmen beinhalten kann (z.B. Privatisierung). Aktive Wettbewerbspolitik bedeutet in diesem Zusammenhang den Einsatz sektorspezifischer und u.U. sogar unternehmensspezifischer Instrumente, im Gegensatz zu einer passiven, lediglich reagierenden Wettbewerbspolitik.

#### 3.1 Aktive Wettbewerbspolitik im engeren Sinne

##### 3.1.1 Aktive Strukturpolitik: *Divestiture*

Ein Instrument, eine hohe Marktkonzentration in Richtung wettbewerblicher Strukturen zu verändern, besteht darin, dass dominante Anbieter Erzeugungskapazitäten veräußern – sogenanntes *Divestiture*. Mit einer zunehmenden Anzahl von Erzeugern erhöht sich der Wettbewerb, die Preise sinken und die Gewinne der Unternehmen werden in Richtung des wettbewerblichen Niveaus zurückgeführt. Um in einem existierenden Markt die Zahl der Anbieter zu erhöhen, kann z.B. der eingessessene Anbieter einen Teil seiner Kapazität abgeben. Diese *Divestitures* können freiwillig erfolgen oder von den Wettbewerbsbehörden mit Bezug auf die Wohlfahrtsgewinne eingefordert werden.

Neben dem einfachen Oligopolmodell zeigen auch speziell für die Elektrizitätsmärkte entwickelte Modelle unvollständiger Konkurrenz die Vorteile von *Divestiture*, welche sich aus der erhöhten Anbieterzahl ergeben: So belegen Green und Newbery (1992) für den britischen Elektrizitätsmarkt, dass sich bei einem Duopol eine deutlich höhere Angebotskurve – und damit ein höherer Marktpreis – einstellt als bei einem fünf Anbieter umfassenden Quintopol. Jüngere Arbeiten zum englischen Markt von Evans und Green (2005) und Newbery (2004) zeigen, dass der Elektrizitätspreis sich tendenziell umgekehrt proportional zur Anzahl der Wettbewerber verhält.

### 3.1.2 Versteigerung virtueller Kraftwerkskapazitäten

Ein ähnlich gelagertes Instrument stellt die Versteigerung von virtuellen Kraftwerksscheiben (Virtual Power Plant Auction, VPPA<sup>3</sup>) dar. Diese sind spezifische Optionsverträge zwischen Altanbietern und dritten Marktteilnehmern, durch die größere Mengen von freier Elektrizität auf dem Markt bereitgestellt werden sollen (Willems 2006). VPPAs stellen dabei eine virtuelle, d. h. lediglich auf finanzieller Ebene abgewickelte, Versteigerung von Kraftwerkskapazitäten, dar. Die Eigentümerstruktur bleibt dabei unverändert. Ein Anbieter verkauft einen Teil seiner Kraftwerkskapazität an andere Marktteilnehmer, bleibt jedoch weiterhin rechtlicher Eigentümer des Kraftwerkes. Der Käufer einer Kraftwerksscheibe muss, wenn er diese einsetzt, virtuelle Erzeugungskosten an den Besitzer des realen Kraftwerkes bezahlen, welche zur Deckung der Brennstoffkosten und der variablen Betriebskosten dienen. Die Erlöse aus der Erzeugung stehen dem Besitzer der Kraftwerksscheibe und nicht dem Besitzer des realen Kraftwerkes zu.

In Europa fanden VPPAs bisher Anwendung in Belgien, Dänemark, Frankreich, Italien und der Tschechischen Republik, ihre Einführung in Spanien wird diskutiert (Willems 2006). Behörden und Regulierer sehen einen Vorzug von VPPAs in ihrer zeitlichen Befristung, welche bei einem physikalischen Divestiture nicht gegeben ist. Dadurch kann bei veränderten Rahmenbedingungen eine einfachere Anpassung vollzogen werden. Auch ist der gesamte Prozess rechtlich einfacher umzusetzen. Ökonomisch betrachtet ist eine virtuelle Kraftwerksscheibe eine Option, da dem Käufer das Recht, aber nicht die Pflicht eingeräumt wird, damit Elektrizität zu erzeugen.<sup>4</sup> Damit stellen sie eine Möglichkeit dar, das Mengenrisiko zu reduzieren.

Die Ausgestaltung von VPPAs variiert stark. In der Regel wird der Anbieter dazu verpflichtet, einen Mix an Kraftwerksscheiben anzubieten, welche seine verschiedenen Erzeugungsstrukturen (Grund- und Spitzenlast) widerspiegelt. Zusätzliche Vorgaben können in einer abzunehmenden Mindestmenge liegen, um die Zurückhaltung von Kapazität und dadurch die Ausübung von Marktmacht zu verhindern. Beim Verkauf wird zudem häufig drauf geachtet, dass die Käufer nicht mit dem Anbieter verflochten sind, nur eine beschränkte Kapazität von einem Käufer erworben werden darf und dem Anbieter der Rückkauf untersagt ist. Des Weiteren können auch technische Spezifikationen wie Anfahrkosten, Mindestlaufzeiten und Laständerungsverhalten berücksichtigt werden.

Nach Willems (2006) kann man zwei Arten von VPPAs unterscheiden: finanzielle und physische VPPAs. Unter *finanziellen VPPAs* werden reine finanzielle Kontrakte verstanden, welche nicht mit der physischen Lieferung von Elektrizität verbunden sind. Der Käufer eines finanziellen VPPA erhält eine Zahlung, wenn der Spotpreis über den virtuellen Erzeugungskosten liegt. Er ist somit ein passiver Marktanbieter und der Kontrakt dient zur Absicherung von Preissteigerungen. Bei einer *physischen VPPA* erhält der Käufer das Recht, die erworbene Kapazität frei am Markt oder bilateral zu bieten, wobei der Verkäufer sich verpflichtet, die physische Lieferung zu übernehmen. Damit wird die Entscheidung, ob ein Kraftwerk läuft oder nicht, an den Käufer der Kraftwerksscheibe übergeben,

<sup>3</sup> Virtual Power Plants (VPP) ist eine weitere gebräuchliche Bezeichnung für virtuelle Kraftwerkskapazitäten, die jedoch auch für die gemeinsame Regelung mehrerer dezentraler Erzeugungseinheiten verwendet wird.

<sup>4</sup> VPPAs können auch als Obligationen veräußert werden, in denen der Käufer verpflichtet ist, die ausgehandelte Menge abzunehmen.

welcher somit zu einem aktiven Marktanbieter wird. Willems (2006) kommt zu dem Schluss, dass physische VPPAs in einem Oligopolmarkt eine Wettbewerb fördernde Wirkung auf den Spotmarkt haben, während finanzielle VPPAs das Kontraktvolumen von Anbietern erhöhen. Dies führt nach Allaz und Villa (1993) ebenfalls zu erhöhtem Wettbewerb auf dem Elektrizitätsmarkt; jedoch ist dieser Zusammenhang weniger eindeutig. Zur Minderung von Marktmachtpotential sind daher *physische* VPPAs empfehlenswert, da diese realem Divestiture am nächsten kommen und somit einer hohen Anbieterkonzentration entgegenwirken. Dabei ist allerdings darauf zu achten, dass der Anbieter nicht in der Lage ist, die eigenen Verkäufe von Kraftwerksscheiben durch Zukäufe wieder auszugleichen.

### 3.1.3 Freigabe von Langfristverträgen (*Release*)

Auch die Freigabe von Langfristverträgen zwischen dem alteingesessenen Unternehmen und seinen Kunden kann die Wettbewerbsintensität der Märkte erhöhen. Dies kann sich auf Verträge sowohl über Energielieferungen, als auch über die Netznutzung beziehen. Insbesondere langfristige Netznutzungsverträge können die Markteintrittsbarrieren für Neuanbieter erhöhen und somit eine Wettbewerbshürde darstellen.

Bei der Abgabe traditioneller Langfristverträge (so genanntes *Release*) ist auf eine faire Kompensation zu achten. Beim Verkauf von Elektrizitätsmengen erfolgt diese in Form der erzielten Auktionserlöse. Langfristig gebundene Netzkapazitäten können in einem Zonen- bzw. – besser – Knotenpreissystem (Zonal- oder Nodal Pricing) in Form von finanziellen Übertragungsrechten (Financial Transmission Rights, FTRs) gehandelt werden. Die Erfahrungen mit der Freigabe langfristiger Verträge aus dem US-amerikanischen Netzgebiet PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland) sind viel versprechend und lassen sich auch in Kontinentaleuropa anwenden.

### 3.1.4 Ausbau von Netzkapazitäten mit Nachbarländern

Ein einfaches, aber noch selten angewandtes Instrument zur Erhöhung des Wettbewerbs ist die effizientere Nutzung bzw. der Ausbau von Kuppelstellen mit dem benachbarten Ausland. Dadurch wird der Elektrizitätshandel verbessert, und der Wettbewerbsdruck hin zu niedrigeren Preise steigt.

Der länderübergreifende Elektrizitätshandel ist in Europa nur schwach ausgeprägt (ca. 10% des Verbrauchs). Ein Grund dafür ist auch, dass die Transportverbindungen zwischen den großen europäischen Elektrizitätsproduzenten und den jeweiligen Nachbarländern unzureichend sind, um einen effizient funktionierenden regionalen Elektrizitätsmarkt zu schaffen. Die zum transnationalen Handel notwendigen Verfahren sind nicht standardisiert und die Methoden des Engpassmanagements nicht auf dem aktuell möglichen technischen und ökonomischen Stand. Zudem werden nur geringfügig Anreize zum Ausbau von grenzüberschreitenden Transportkapazitäten gesetzt.

### 3.1.5 Vertikale eigentumsrechtliche Trennung (*Unbundling*)

Ein indirektes, aber potentiell wirkungsvolles Instrument stellt die Trennung zwischen Elektrizitätserzeugung und -transport dar. In der „alten“ Welt vertikal integrierter, mono-



polistischer Energieversorgungsunternehmen gab es zwar die richtigen Anreize, effiziente Verrechnungspreise innerhalb des Unternehmens zu setzen. Aufgrund der Schwierigkeit, diese Unternehmen effizient zu regulieren, sowie aufgrund interner Anreizprobleme, wird dieses Strukturmodell jedoch zunehmend durch eine vertikale Trennung der Funktionen Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -handel ersetzt, dem sogenannten Unbundling.

Sowohl aus theoretischer Sicht, als auch aufgrund vorliegender Erfahrungen ist deutlich, dass eine enge Verknüpfung von Erzeugung und Netz vor der Liberalisierung eines der größten Hemmnisse für die Entstehung von Wettbewerb in Elektrizitätsmärkten ist. Der Besitz des Leitungsnetzes als natürlichem Monopol bedeutet die Möglichkeit diskriminierendes Verhaltens auf dem vorgelagerten Erzeugungsmarkt. Anbieter, welche im Besitz des Netzes sind, können andere Anbieter aus dem Markt fernhalten und dadurch überhöhte Preise durchsetzen. Die Trennung des Netzes ist somit eine Grundvoraussetzung zur Schaffung von funktionierendem Wettbewerb auf der Erzeugungsstufe.

### 3.1.6 Förderung von Markteintritt

Der Neueintritt von Marktteilnehmern durch Kraftwerksbau ist eine weitere Möglichkeit zur Steigerung der Wettbewerbsintensität. Förderung von Markteintritt bezieht sich dabei auf die Schaffung gleicher Bedingungen und marktlicher Instrumente für alle bestehenden bzw. auch die potentiellen Anbieter. Das wichtigste Signal für Investitionen stellt dabei der Marktpreis dar. Auf politisch verhandelte Investitionszulagen, Steuernachlässe oder weitere Markt verzerrende Eingriffe sollte verzichtet werden. Um wettbewerbspolitische Anreize zu setzen, sind die Rahmenbedingungen entscheidend. Dabei ist insbesondere die langfristige Ausgestaltung des CO<sub>2</sub>-Handels von Bedeutung. Die Politik kann hier durch die Vereinheitlichung des europaweiten Handels von Emissionsrechten sowie eine glaubhafte Bindung an die Verlängerung des CO<sub>2</sub>-Handels jenseits der 1. Kyoto-Handelsphase (2008–2012) für Planungssicherheit sorgen und damit neue, unabhängige Anbieter auf den Markt ziehen.

Ein Problem stellen der Netzzugang und die Bepreisung von Netzengpässen dar. Die effizienteste Lösung ist ein differenziertes Preissystem, bei dem potentielle Netzengpässe und -verluste adäquat berücksichtigt werden. Hierzu gehört ein marktlich ausgestaltetes Anreizsystem für Kraftwerksinvestitionen (sogenannte „G-Komponente“). Für den operativen Betrieb bietet sich ein zonales oder nodales Preissystem an, welches jeder Zone bzw. jedem Netzknoten einen individuellen, marktorientierten Preis zuweist. Dadurch wird in transparenter Form sichtbar gemacht, wo im Netzgebiet zusätzliche Kraftwerks- bzw. Transportkapazität notwendig ist.

## 3.2 Begleitende ordnungspolitische Maßnahmen

### 3.2.1 Strenge Fusionskontrolle

Ein Instrument zur Verhinderung von überhöhter Anbieterkonzentration ist eine aktive Fusionskontrolle. Diese kann einerseits im Verbot von Zusammenschlüssen, andererseits in Auflagen gegenüber dem Unternehmen in Anspruchsverfahren anderer Art bestehen

(Merger Remedies). So wurde in Großbritannien vertikale Integration durch horizontale Aufspaltung substituiert. Die beiden dominanten Anbieter mussten einen Teil ihrer Kraftwerkskapazität veräußern und durften im Gegenzug Verteilunternehmen akquirieren.

Ein Hilfsmittel bei der Analyse von Fusionen kann der SSNIP-Test sein, welcher den relevanten Markt definiert und damit eine Abschätzung und Modellierung der Auswirkungen einer Fusion ermöglicht.<sup>5</sup> Beim SSNIP-Test wird überprüft, ob es für alle Anbieter einer Region zusammengeschlossen in einem Monopolunternehmen, profitabel wäre, den Preis dauerhaft um 5% zu erhöhen. Ist dies nicht der Fall, so ist der relevante Markt größer und weitere Regionen oder Produktgruppen müssen hinzugezogen werden. Die Abgrenzung des relevanten Marktes ist entscheidend, um das Potential eines Unternehmens den Markt zu beeinflussen, richtig abzuschätzen.

### 3.2.2 Privatisierung

Privatisierung ist ein ordnungspolitisches Instrument zur Steigerung der Effizienz bei Produktion und Verkauf, das im weiteren Sinne einer aktiven Wettbewerbspolitik zugeordnet werden kann. Unter Privatisierung verstehen wir dabei den Übergang der Kontrollstrukturen eines Erzeugungsunternehmens (Corporate Governance) in privatwirtschaftliches gewinnorientiertes Eigentum. Zu den Effizienz steigernden Effekten der Privatisierung zählen eine höhere Kosteneffizienz und Innovationstätigkeit, aber auch eine klarere Abgrenzung zwischen unternehmerischem Handeln und staatlicher Regulierungstätigkeit. So belegen Saal und Parker (2001), Ng und Seabright (2001) und Newbery und Pollit (1997) Effizienzgewinne bei der Privatisierung vormals staatlicher Bereiche in der Wasser-, Flug- und Elektrizitätswirtschaft. Villalonga (2000) zeigt, dass eine Differenzierung zwischen politischen und organisatorischen Effekten und der Anreizwirkung einer Privatisierung notwendig ist. Entscheidend sind die mit dem Eigentümerwechsel einhergehenden positiven Anreizwirkungen, welche durch die Rahmenbedingungen definiert werden. Bushnell und Wolfram (2005) belegen für den amerikanischen Elektrizitätsmarkt, dass nicht der bloße Eigentumswechsel, sondern die damit einhergehende Anreizänderung für die positiven Effizienzeffekte verantwortlich ist.

Ein wichtiger Aspekt bei der Privatisierung ist die Verteilung der Effizienzgewinne auf die Marktteilnehmer. Dies hängt mit der Ausgestaltung der Märkte im Zuge der Liberalisierung zusammen. So belegen Newbery und Pollit (1997) zwar deutliche Einsparungen durch die Privatisierung der britischen Elektrizitätswirtschaft, der Nutzen aus diesen Einsparungen ging jedoch nahezu vollständig an die Unternehmen.<sup>6</sup>

### 3.2.3 Gesamtmarktliche Gestaltung

Entscheidend für eine aktive Wettbewerbspolitik ist auch die gesamtmarktliche Gestaltung der einzelnen Instrumente. Die einzelnen Marktsegmente eines Elektrizitätsmarktes beein-

<sup>5</sup> SSNIP steht für "Small but Significant and Non-transitory Increase in Price".

<sup>6</sup> Littlechild (2006) geht jedoch von einer gleichmäßigen Verteilung der Effizienzgewinne auf Unternehmen und Verbraucher aus.

flussen sich gegenseitig und führen damit zu Abhängigkeiten, die bei der Anwendung wettbewerbspolitischer Maßnahmen berücksichtigt werden müssen.

Hierbei ist zum einen die Ausgestaltung des Großhandels und der zur Verfügung stehenden Handelsplattformen zu nennen. Prinzipiell werden alle Marktteilnehmer von sich aus funktionierende Geschäftsformen definieren und anwenden. Dies ist jedoch keine Garantie dafür, dass die Formen auch wohlfahrtsoptimal sind. Eine transparente Ausgestaltung stellt also ein entscheidendes Kriterium für effektiven Wettbewerb dar. Nur so ist es einerseits neuen Marktteilnehmern möglich, einen ausreichenden Einblick zu gelangen; andererseits kann dadurch wettbewerbsminderndes Verhalten leichter erkannt und behoben werden. Dabei stellt die Herausbildung von öffentlichen Börsen mit standardisierten Produkten ein wichtiges Instrument dar.

Der Regelenenergiemarkt ist in jedem Elektrizitätsmarkt eine kritische Komponente, da er einerseits für die Sicherheit und Stabilität der Versorgung entscheidend, aufgrund seiner engen Verflechtung zum Netzbetrieb jedoch prinzipiell anfällig für Missbrauch ist. Hier bewährt sich ähnlich wie auf dem Großhandelsmarkt eine möglichst transparente Ausgestaltung. Dabei sollte eine zeitnahe Marktform, z. B. *Hour-Ahead*, gewählt werden um allen Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben, ihren Bezug soweit als möglich glattzustellen.

Um die Gefahr von Marktmachtmissbrauch zu minimieren und wettbewerbsmindernde Strukturen besser zu erkennen, bietet sich ein umfassendes Marktmonitoring an. Einerseits werden Marktteilnehmer durch die potentielle Gefahr der Entdeckung von Marktmachtausübung zu einem wettbewerbskonformen Verhalten diszipliniert, andererseits wird durch die zur Verfügung stehende Informationsbasis die Marktanalyse und -verbesserung unterstützt. Für die Aufgabe des Monitoring kommt der für den Netzbetrieb notwendige Regulierer oder der unabhängige Systembetreiber in Frage. Letzterer hätte aufgrund seiner Nähe zum Markt und insbesondere zum Regelenenergiemarkt einen Vorteil bei der Informationsgewinnung.

Letztlich müssen die einzelnen Segmente aufeinander abgestimmt werden. Im Falle von sequentieller Liberalisierung oder Teilliberalisierung einzelner Marktebenen ist auf das Zusammenspiel von regulierten und wettbewerblichen Marktsegmenten zu achten. Insbesondere im Fall von Regulierung auf Endkundenebene muss die Wechselwirkung von Großhandel und Vertrieb berücksichtigt werden. Das Beispiel der kalifornischen Liberalisierung belegt, dass unzureichende MarktAbstimmung negative Folgen haben kann (hier: Kombination aus Divestiture und Preisregulierung).

#### 4 Internationale Erfahrungen mit aktiver Wettbewerbspolitik

Dieser Abschnitt diskutiert internationale Erfahrungen mit aktiver Wettbewerbspolitik und der Anwendung ihrer Instrumente. Der Schwerpunkt der Analyse liegt auf den umfangreichen empirischen Erfahrungen in England/Wales. Darüber hinaus werden auch die Ereignisse in Kalifornien einer eingehenden Untersuchung unterzogen. Weiters wird auf aktuelle Ansätze in Kontinentaleuropa eingegangen (Niederlande, Belgien, Frankreich, Italien und Spanien) sowie die dort zur Anwendung gekommenen wettbewerbspolitischen Maßnahmen präsentiert und bewertet.

## 4.1 England/Wales: Intensiverer Wettbewerb senkt Preise

### 4.1.1 Ausgangssituation und Liberalisierungsprozess

Der britische Elektrizitätsmarkt war seit der Verstaatlichung 1947 in öffentlicher Hand. Das Central Electricity Generation Board (CEGB) besaß das staatliche Monopol zur Erzeugung und Übertragung von Elektrizität. Die regionale Verteilung war in zwölf „Area Boards“ aufgliedert. Diese vollkommen verstaatlichte Struktur sollte mit dem Electricity Act von 1989 liberalisiert und in privatwirtschaftliche Hände überführt werden. Hierfür wurde das CEGB in vier Unternehmen aufgeteilt, von denen drei an private Teilhaber verkauft wurden.<sup>7</sup> Die zwölf Area Boards wurden in regionale Verteilunternehmen (RECs) umgegründet und ebenfalls privatisiert. Der Markt wurde stufenweise dem Wettbewerb geöffnet, wobei ab 1998 für alle Endkunden freie Anbieterwahl bestehen sollte. Die Price-Cap-Regulierung des Netzbetriebes und der Endkundenpreise aller nichtwahlberechtigten Abnehmer wurde an das Office of Electricity Regulation (OFFER, heute OFGEM) übertragen. Wettbewerb auf der Großhandelsebene sollte dadurch erreicht werden, dass alle Erzeuger in einem Markt – dem Pool – bieten mussten. Der Preis definierte sich durch die Angebote der Erzeuger und der von National Grid prognostizierten Nachfrage.

In den ersten Jahren der Liberalisierung kam es zu leichten Preisanstiegen und zu massiven Marktneueintritten vornehmlich von Gas- und Dampfkraftwerken (GuD), was als „Dash for Gas“ bezeichnet wurde. Im Jahr 1993 führte OFFER eine Preisaufsicht ein und verordnete eine Zwangsveräußerung von Kraftwerkskapazitäten. Neben diesem Divestiture wurden 1996 die moderneren Kernkraftwerke von Nuclear Electric privatisiert; die älteren Magnox-Reaktoren verblieben weiterhin in Staatsbesitz. Mit dem Auslaufen des Übernahmeschutzes für die regionalen Versorger im Jahr 1995 kam es zu einer Reihe von Fusionen. Bis 2002 waren alle regionalen Versorger von anderen Unternehmen oder Versorgern aufgekauft worden, und auch National Power und PowerGen in der Hand von ausländischen Energieversorgern, so dass insgesamt fünf integrierte Versorger entstanden.

Eine weitere tiefgreifende Veränderung wurde 2001 durch die Ablösung des verpflichtenden Pools durch die „New Electricity Trading Arrangements“ (NETA) ausgelöst. Der größte Unterschied zum vorherigen Pool-System besteht darin, dass sich unter NETA die Aufgabe des Systembetreibers nur noch auf die Sicherung der Netzstabilität beschränkt, während unter dem Pool die Kraftwerkseinsatzplanung zentral erfolgte. Im Jahre 2005 wurden die Regelungen auf den schottischen Markt ausgedehnt und mit den „British Electricity Trading and Transmission Arrangements“ (BETTA) ein einheitlicher Großhandelsmarkt für die gesamte britische Insel geschaffen.

### 4.1.2 Aktive Wettbewerbspolitik

In Großbritannien kam eine Vielzahl von Methoden zur Anwendung, die die Funktionsfähigkeit und Wettbewerblichkeit des Elektrizitätsmarktes verbessern sollten. Neben der *Privatisierung* waren die *Aufspaltung* der staatlichen Monopolunternehmen und die Schaffung eines unabhängigen Netzbetreibers entscheidend für den weiteren Verlauf. Da-

<sup>7</sup> Ein Netzbetreiber (National Grid), zwei Erzeuger (National Power und PowerGen) und der Betreiber der Kernkraftwerke (Nuclear Electric), der in Staatsbesitz verblieb.

bei wurde der konventionelle Kraftwerkspark auf zwei Unternehmen aufgeteilt: 60% (40 Kraftwerke mit 30 GW Kapazität) gingen an National Power und 40% (23 Kraftwerke mit 20 GW Kapazität) gingen an PowerGen. Die Kernkraftwerke wurden als unverkäuflich eingestuft und bis 1996 als Nuclear Electric in staatlicher Hand behalten.<sup>8</sup> Ebenso wurden die zwölf Verteilunternehmen privatisiert und gemeinsam Eigentümer von National Grid. Aufgrund des Grundlastcharakters der Kernkraftwerke von Nuclear Electric ergab sich damit de facto ein Duopol auf dem Erzeugungsmarkt.

Die somit geschaffene hohe Marktkonzentration war ein Hemmnis bei der Etablierung von Wettbewerb. Aus diesem Grund erschien die *Förderung von Neueintritten* als eine Möglichkeit, Wettbewerb zu forcieren. Dieser wurde durch Langfristverträge für den Erdgasbezug und den Elektrizitätsverkauf begünstigt, welche den Zubau von GuD-Kraftwerken förderten. RECs wurde erlaubt, unabhängigen Kraftwerksanbietern (Independent Power Producer, IPP) langfristige Kaufverträge (Power Purchase Agreements, PPAs) anzubieten und als Anreiz im Gegenzug am Eigentum beteiligt zu werden. Die PPAs erlaubten den IPPs, langfristige take-or-pay Erdgasverträge abzuschließen und entsprechende Anleihen auszugeben. Die Fördermaßnahmen führten zu einem deutlichen Zubau an Kraftwerken (Abbildung 3). Binnen weniger Monate wurden Kontrakte für insgesamt 5 GW von IPPs geschlossen und zusätzlich 5 GW neuer Kraftwerkskapazität von den etablierten Anbietern geplant. Insgesamt waren elf der zwölf RECs am Zubau beteiligt.

Die Entwicklung der Großhandelspreise in den ersten Jahren wurde von OFFER als gerechtfertigt angesehen. Dies änderte sich 1993, als OFFER hinter dem Preisanstieg eine Loslösung des Elektrizitätspreises von den Rohstoffpreisen vermutete. OFFER drohte damit, die Unternehmen der Monopolkommission (Monopolies and Merger Commission, MMC) zu melden. Um diese Maßnahme zu vermeiden, stimmten National Power und PowerGen einer zweijährigen Preiskontrolle zu. Weiterhin willigten sie ein, 15% ihrer Kraftwerkskapazität zu veräußern (*Divestiture*), um die Marktkonzentration zu reduzieren. Im Jahre 1995 wurden insgesamt 6 GW Kohlekraftwerke an die Eastern Group, eine der RECs, verkauft.<sup>9</sup> Mit der Privatisierung der moderneren Kernkraftwerke im Jahr 1996 ergab sich folglich eine oligopolistische Marktstruktur mit insgesamt vier größeren und einigen kleinen Marktteilnehmer. Der Trend ging somit in die Richtung, den Marktanteil der beiden großen Anbieter zu reduzieren.

Die vertikale Entflechtung von Erzeugung und Versorgung war in der Anfangsphase des liberalisierten Marktes durch Übernahme Klauseln abgesichert. Als diese 1995 fielen, wurden acht der zwölf RECs Ziel von Übernahmeangeboten. Die beiden großen Anbieter wurden vorerst an Übernahmen gehindert, da sie eine marktbeherrschende Stellung im Erzeugungsmarkt einnahmen. Um die *Fusionsüberprüfungen* bestehen zu können, mussten sie demnach weitere Kraftwerke veräußern. Dies stellt letztlich einen Austausch von horizontaler gegen vertikale Verflechtung dar.<sup>10</sup> National Power und PowerGen veräußerten daraufhin 1998 jeweils 4 GW, um im Gegenzug mit einem Versorger fusionieren zu dür-

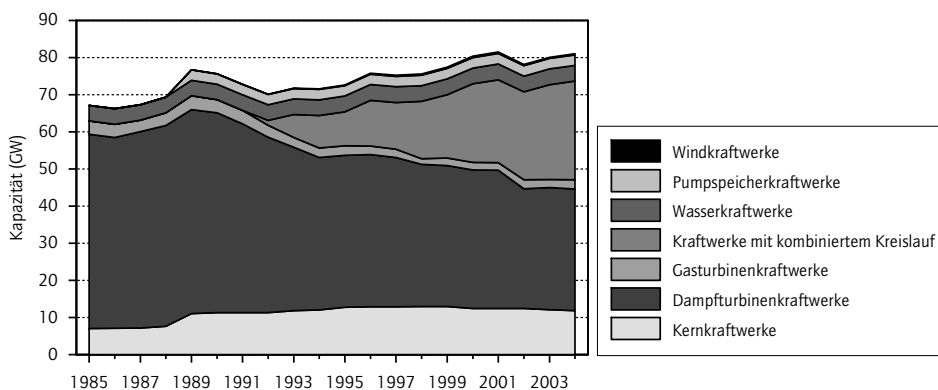
<sup>8</sup> Die fünf neueren gasgekühlten Reaktoren mit ca. 5 GW Kapazität, sowie der Druckwasserreaktor bei Sizewell und die beiden schottischen Reaktoren wurden zu British Energy zusammengefasst und 1996 privatisiert. Die verbliebenen sieben Magnoxreaktoren mit ca. 3 GW Kapazität gingen an British Nuclear Fuels Ltd.

<sup>9</sup> Dabei handelte es sich vornehmlich um Grundlastkraftwerke.

<sup>10</sup> Der Netzbetrieb wurde ab 2000 vollständig getrennt, so dass es keine Anreize zur Diskriminierung von Drittanbietern gibt.

Abbildung 3

### Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Großbritannien (1985–2004)



Quelle: Eurostat (2006).

fen. Der Verkauf der Kohlekraftwerke wurde durch ein Moratorium der Labour Regierung zur Stützung der heimischen Kohleindustrie gefördert.

Neben diesen direkten Eingriffen zur Reduktion der Anbieterkonzentration und Schaffung von wettbewerblichen Bedingungen auf dem Elektrizitätsmarkt wurde in Großbritannien v. a. auf eine konsequente Entflechtung des Netzbetriebes von anderen Unternehmensaktivitäten (Unbundling), eine starke Regulierungsbehörde und die Schaffung einer wettbewerblichen Großhandelsmarktstruktur (Weiterentwicklung des Pools zu NETA bzw. BETTA) gesetzt.

#### 4.1.3 Ergebnisse und Perspektiven

Sowohl die Privatisierung als auch die Liberalisierung der englischen Elektrizitätswirtschaft werden heute als Erfolg betrachtet. Die Reduktion der Anbieterkonzentration und Förderung von Neueintritten haben dazu geführt, dass 2004 im Erzeugungsmarkt kein Anbieter mehr als 17% Marktanteil aufwies (Tabelle 1). Seitdem hat sich der Konzentrationsgrad wieder leicht erhöht. Ein Großteil dieser Anbieter sind vertikal integrierte Erzeuger.

Die Anbieterkonzentration hat einen deutlichen Einfluss auf die Preisentwicklung sowohl auf Großhandels- als auch auf Endkundenebene. Zwischen 1990 und 1995 fielen zwar die Rohstoffpreise, aufgrund der konstant hohen Marktkonzentration (HHI um 5000) blieben jedoch die Elektrizitätspreise hoch. Auch in der ersten Periode des Divestiture (1996–1998) blieben trotz eines fallenden Konzentrationsindices die Preise hoch, was auf oligopolistische Gewinnmaximierung schließen lässt. In der dritten Phase, nach dem Jahr 2000,

Tabelle 1

### Marktstruktur des britischen Elektrizitätsmarktes

1990			2004		
Unternehmen	Kapazität (GW)	Anteil (%)	Unternehmen	Kapazität (GW)	Anteil (%)
National Power	30,0	45	British Energy	11,6	17
PowerGen	20,0	30	PowerGen (E.on)*	8,3	12
Nuclear Electric	8,0	12	Innogy (RWE)*	8,0	12
Scottish power	4,5	7	Scottish&Southern*	5,3	8
Scottish Hydro	3,8	6	Scottish Power*	4,7	7
			EDF*	4,7	7
			BNFL	2,7	4
			Centrica*	2,2	3
			Andere	9,2	13
			Kraftwerke im Besitz von Banken	7,9	11
			Zum Verkauf stehende Kraftwerke	6,3	9
Gesamt:	66,3 GW		Gesamt:	68,9 GW	

Mit einem \* markierte Unternehmen haben sowohl Erzeugung als auch Vertrieb.

Quelle: Thomas (2004).

kam es jedoch aufgrund fallender Marktkonzentration<sup>11</sup> zu erheblichen Preissenkungen, trotz praktisch nicht veränderter Rohstoffpreise.<sup>12</sup>

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die in Großbritannien getroffenen wettbewerbspolitischen Maßnahmen auf dem Erzeugungsmarkt zur Wettbewerbsförderung und letztlich auch zur Preisreduktion beigetragen haben. Insgesamt hat auch die Privatisierung zu Effizienzsteigerungen geführt (Newbery and Pollitt 1997).

#### 4.2 Kalifornien: Wettbewerbspolitik erfordert gesamtmarktlichen Ansatz

Zwischen 1998 und 2002 wurden in vielen Bundesstaaten im Nordosten und Westen der USA die Elektrizitätsmärkte liberalisiert und restrukturiert. In den USA existierten aufgrund der föderalen Struktur eine Vielzahl von Marktformen: Privatwirtschaftliche integrierte Versorgungsunternehmen, private Erzeuger sowie staatliche Versorger auf kommunaler und regionaler Ebene. Die Regulierung erfolgt im Allgemeinen auf Bundes-

**11** HHI von gut 1000, entspricht ca. 10 Anbietern mit ähnlichen Marktanteilen.

**12** Bekanntermaßen stiegen die Elektrizitätspreise im englischen Markt in jüngerer Zeit stärker an als auf dem Kontinent. Jedoch ist die Wettbewerbsintensität des englischen Großhandels weiterhin hoch, d.h. die Preise reagieren inzwischen stark auf zugrunde liegende Angebots- bzw. Nachfrageveränderungen (vgl. Zachmann 2006).

staatebene in Form von Kostenzuschlagsregulierung. Im Zuge der Liberalisierung wurde in der Regel eine Trennung des Netzes von anderen Unternehmenstätigkeiten in regulierte Teilunternehmen oder unabhängige Systembetreiber vorgenommen. Zur Schaffung wettbewerblicher Bedingungen auf dem Erzeugungsmarkt wurde auf *Privatisierung* und *Divestiture* der Kraftwerkskapazitäten von Versorgungsunternehmen gesetzt. Der Großteil der nicht veräußerten Kapazitäten waren entweder Wasser- oder Kernkraftwerke, sowie kommunale Kraftwerke oder Kraftwerke an spezifischen Standorten.

Auch in den USA ist im Rahmen der Liberalisierung vielfach auf das Instrument des *Divestiture* zurückgegriffen worden. So wechselten zwischen 1998 und 2001 insgesamt 300 Kraftwerke, die ca. 20% der Gesamtkapazität repräsentieren, den Besitzer. Im Vergleich zu Kraftwerken von regulierten Verbundunternehmen wiesen veräußerte Kraftwerke eine um 2% höhere Brennstoffeffizienz auf (Bushnell und Wolfram 2005). Dies hängt mit veränderten Anreizen zusammen, die ein unabhängiger Erzeuger im Vergleich zu einem regulierten Unternehmen hat.

#### 4.2.1 Ausgangssituation und Liberalisierungsprozess

Der kalifornische Markt wurde als einer der ersten in den USA liberalisiert. Der Markt wurde durch drei große Versorger<sup>13</sup> dominiert, welche vertikal integriert Erzeugung und Vertrieb sicherstellten. Durch Reformen hoffte man, mehr Wettbewerb und somit niedrigere Preise erzielen zu können. Im Jahr 1996 wurden die ersten Reformen vom Gesetzgeber gebilligt und 1998 implementiert. Dabei wurde der Netzbetrieb an einen unabhängigen Netzbetreiber (California Independent System Operator, CAISO) abgegeben. Darüber hinaus war dieser für den Regulenergiemarkt sowie die Netzsicherheit und -stabilität verantwortlich. Die drei großen Versorgungsunternehmen mussten einen Großteil ihrer Kraftwerkskapazitäten veräußern. Als zentraler Handelsplatz wurde die California Power Exchange (CalPX) etabliert, welche v. a. für den Spothandel zuständig war. Den großen Versorgern war es verboten, langfristige Verträge abzuschließen. Sie mussten ihren Bedarf komplett an der CalPX decken, was eine hohe Marktliquidität gewährleisten sollte. Auf der Endkundenseite wurde bis 2002 eine obere Preisgrenze (price cap) eingeführt, wobei es jedem Kunden frei stand, seinen Anbieter zu wechseln. Den drei großen Versorgern sollte durch eine Abgabe, welche sich aus der Differenz zwischen Endkundertarif und Großhandelspreis ergab, die Refinanzierung ihrer Investitionen garantiert werden.

Zu Beginn der Liberalisierung funktionierte der Markt wie erhofft. Im Sommer 2000 kam es zu drastischen Preisanstiegen an der CalPX, die insbesondere für die großen Versorger, welche die Kosten nicht an ihre Endkunden weiterreichen durften, zu Problemen führten. In den folgenden Monaten verschärfte sich die Situation. Der Handel an der CalPX brach zusammen und die Börse stellte ihre Tätigkeit ein. Der kalifornische Gouverneur erklärte im Januar 2001 den Notstand und wies das Amt für Wasserressourcen (DWR) an, die Endkundenversorgung der drei großen Energieversorger abzusichern. Die Situation entspannte sich im Sommer 2001. Ursachen hierfür waren u. a. der Nachfragerückgang, gesunkene Erdgaspreise sowie das Inkrafttreten der Langfristverträge.<sup>14</sup>

<sup>13</sup> Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) und San Diego Gas & Electric (SDG&E).

<sup>14</sup> Eine detaillierte Darstellung der Entwicklungen in Kalifornien wird u. a. in Kumkar (2002), Joskow und Kahn (2002) und Wolak (2003) gegeben.



#### 4.2.2 Aktive Wettbewerbspolitik

Im Rahmen der Liberalisierung wurden mehrere Maßnahmen ergriffen, den Wettbewerb im kalifornischen Markt zu fördern. Hierzu ist besonders die *vertikale Entflechtung* von Netz und Erzeugung hervorzuheben. Die Schaffung des unabhängigen Systembetreibers CAISO legte den Grundstein für die Schaffung eines diskriminierungsfreien Elektrizitätsmarkts. Der von den drei großen Versorgern dominierte Markt sollte durch Veräußerung von Kraftwerkskapazitäten an mehrere kleinere Anbieter in einen wettbewerblichen Großhandelsmarkt umgewandelt werden. Die gesetzlichen Verordnungen sahen vor, dass PG&E, SCE und SDG&E jeweils 50% ihres fossilen Kraftwerkparks an andere Anbieter verkaufen. Im Rahmen des *Divestitures* wurden insgesamt ca. 18 GW an fünf unabhängige neue Marktteilnehmer veräußert. SCE hatte innerhalb von anderthalb Monaten nach der Marktöffnung einen Großteil seiner fossilen Kraftwerke veräußert. PG&E verkaufte einige Anlagen im Juli 1998 und die verbleibenden Kraftwerke im April 1999 und SDG&E veräußerte seine Anlagen im Frühjahr 1999. Die fünf neuen Anbieter – AES, Duke, Dynegy, Reliant, Southern – erwarben jeweils in etwa ein Fünftel der veräußerten Kapazitäten.

Zusätzlich zu der Aufspaltung der Anbieterstruktur wurde die CalPX als zentraler *Handelsplatz* gegründet. Diese sollte als transparenter Börsenmarkt alle notwendigen Preisinformationen für potentielle neue Marktteilnehmer bereitstellen und als Referenz für bilaterale Geschäfte und Over-the-Counter Handelsplätze fungieren. Um eine ausreichende Liquidität zu erreichen, wurden die drei großen Versorger verpflichtet, ihren Bedarf über die CalPX zu decken. Da diese einen Großteil der kalifornischen Kunden belieferten, war somit abgesichert, dass die CalPX ein realistisches Abbild der Nachfrage darstellt. Der so geschaffene kalifornische Elektrizitätsmarkt wurde weder von großen Anbietern dominiert noch durch intransparente Marktformen behindert (Tabelle 2).

Tabelle 2

#### Marktstruktur des kalifornischen Elektrizitätsmarktes

1995		1999	
Unternehmen	Kapazität [GW]	Unternehmen	Kapazität [GW]
PG&E	20,2 (37%)	PG&E	11,6 (21%)
SCE	20,1 (36%)	SCE	9,5 (17%)
SDG&E	3,1 (5%)	SDG&E	0,7 (1%)
Sonstige	13,3 (23%)	AES	4,7 (8%)
		Duke	2,9 (5%)
		Dynegy	2,9 (5%)
		Reliant	4,0 (7%)
		Mirant	3,2 (6%)
		Sonstige	16,2 (29%)
Gesamt:	56,7	Gesamt:	55,7

Quelle: Blumstein, Friedman und Green (2002), Marnay et al. (1998).

### 4.2.3 Ergebnisse und Perspektiven

Obwohl der Erzeugungsmarkt in Kalifornien im Rahmen der Liberalisierung in einen wettbewerblich strukturierten Anbietermarkt überführt wurde, führte die gesamtmarktliche Ausgestaltung zum Scheitern der Liberalisierungsbemühung. Hierbei ist v.a. die Preisregulierung auf Endkundenseite zu nennen. Dadurch waren die drei großen Versorger zwischen einem wettbewerblichen Erzeugungsmarkt und einem regulierten Absatzmarkt eingeschlossen. Dieser Mechanismus führte letztlich dazu, dass trotz der geringen Anbieterkonzentration für die unabhängigen Erzeuger Anreize bestanden, Marktmacht auszuüben. Die Verpflichtung der großen Versorger, sich an der CalPX einzudecken und keine langfristigen Lieferverträge abzuschließen, unterstützte diese Entwicklung ebenso wie der Mangel an Kraftwerksneubauten aufgrund unzureichender gesetzlicher Regelungen. Die Erfahrungen aus Kalifornien belegen, dass ein reiner Fokus auf die wettbewerbliche Ausgestaltung des Erzeugermarktes unzureichend ist, um Wettbewerb auf Elektrizitätsmärkten zu generieren.

### 4.3 Weitere Erfahrungen aus dem europäischen Ausland

In Kontinentaleuropa bietet sich seit Beginn der Liberalisierung ein differenziertes Bild der wettbewerblichen Entwicklung. Dies ist durch die unterschiedlichen Ausgangsbedingungen in den einzelnen Ländern und nationale Liberalisierungspolitiken begründet. Dadurch fanden eine Vielzahl verschiedener wettbewerbspolitischer Instrumente Anwendung.

In vormals staatlich organisierten Elektrizitätsmärkten war einer der ersten Schritte in der Regel die *Privatisierung* und *Entflechtung* der Erzeugungsunternehmen. So wurde in den Niederlanden, Belgien und Italien nach Beginn der Liberalisierung ein unabhängiger Systembetreiber eingesetzt, um diskriminierungsfreien Netzzugang auf Übertragungsebene zu gewährleisten. Im Rahmen der Privatisierung der nationalen Erzeugungsunternehmen kam es teilweise zu Übernahmen und Fusionen. In den Niederlanden waren bis 1999 drei der vier Versorger in der Hand ausländischer Unternehmen, in Italien kam es zu einer Teilprivatisierung von Enel und in Spanien wurde das staatseigene Unternehmen Endesa privatisiert, wobei der Staat weiterhin einen „goldenen Anteil“ (golden share) hält, der es ihm ermöglicht, ein Veto in nationalen energiepolitischen Fragen auszuüben. In Frankreich kam es nicht zu einer Privatisierung der EDF und die Entflechtung des Netzbetriebes wurde erst im Jahr 2000 durch Gründung der RTE vollzogen.

*Divestiture* stellt eine weitere angewendete Maßnahme zur weiteren Förderung von wettbewerblichen Marktstrukturen dar. In Italien wurde Enel 1999 verpflichtet, ein Viertel seiner Kapazitäten zu verkaufen, um den Anteil an der Gesamtenergieerzeugung auf unter 50% zu reduzieren. Diese Kapazitäten wurden auf drei eigenständige Unternehmen aufgeteilt und bis Ende 2002 verkauft. In Frankreich hat sich im Bereich der Erzeugung in den letzten Jahrzehnten ein kleiner, wettbewerblicher Rand (competitive fringe) herausgebildet. Durch Divestiture von Kraftwerkskapazitäten wurde es „neuen“ Einsteigern ermöglicht, sich auf einen Schlag einen Teil des Gesamtkuchens zu sichern. So traten u. a. Electrabel und Endesa in den Markt ein (unter den Unternehmensnamen CNR, SNET sowie SHEM). Im Jahr 2006 wurde in Belgien eine Zwangs-Divestiture von Electrabel diskutiert. Im Zuge der Fusion von GdF und Suez, zu deren Unternehmensgruppe Electrabel

gehört, würde Electrabel scharfe Auflagen erhalten. Diese können sowohl die vertikale als auch die horizontale Struktur des Unternehmens betreffen.

Aufgrund der im Rahmen der Liberalisierung vollzogenen Unternehmensfusionen kam es teilweise zu stringenter, nationaler *Fusionskontrolle*, welche entsprechende Auflagen erhebt, um die Wettbewerbsfähigkeit der Märkte zu erhalten und fördern. Ein dabei angewandtes Mittel stellt die Veräußerung virtueller Kraftwerkskapazität (*Virtual Divestiture*) in Form von Auktionen dar. In den Niederlanden beschloss die Wettbewerbsaufsicht NMa, der Übernahme UNAs durch Nuon nur im Falle eines Virtual Divestitures von 900 MW an Kraftwerkskapazität zuzustimmen. Diese sollten in 90 Einzelkontrakten mit einer Laufzeit von fünf Jahren veräußert werden, wobei Essent, Electrabel und Nuon selbst von der Versteigerung ausgeschlossen waren (van Damme 2005). In Belgien erlaubte die belgische Wettbewerbsbehörde Electrabel im Jahr 2003 die Übernahme mehrerer regionaler Verteilungsunternehmen, wenn im Gegenzug 1200 MW an Kraftwerkskapazität (ca. 10% der Spitzenlast) über Virtual Power Plant Auctions an Wettbewerber veräußert werden. Die Kontrakte haben eine Laufzeit von 3 bis 36 Monaten; ein Drittel wird als Spitzenlast und die verbleibenden zwei Drittel als Grundlast vergeben. Der Käufer hat die Entscheidungsfreiheit über den Einsatz der virtuellen Kraftwerkskapazitäten. Auch in Frankreich fanden virtuelle Versteigerungen Anwendung. Dies war eine Auflage im Rahmen der Fusionskontrolle von EDF beim Erwerb einer Minderheitenbeteiligung am südwestdeutschen Energieversorgungsunternehmen EnBW (Januar 2002). Insgesamt wurde dabei ein Anteil von 6 GW veräußert. Jedoch wurde die Wirksamkeit reduziert, da es EDF möglich war, einen Teil der versteigerten Menge zurück zu kaufen; im Jahr 2004 waren das etwa 30%. Nach 2006 wird die europäische Kommission entscheiden, ob diese Methode zur Schaffung von mehr Wettbewerb im französischen Energiesektor ausgedehnt werden soll.

Insgesamt liegt Kontinentaleuropa hinter den Entwicklungen in England und den USA zurück. Die zur Anwendung gekommenen Maßnahmen haben das Wettbewerbsniveau gefördert, wobei die europäischen Märkte dem wettbewerblichen Referenzmarkt nur teilweise entsprechen. Neue Anbieter und die Aufspaltung bestehender Anbieter hat in einigen Märkten wie z.B. Spanien zu einer Reduktion der Anbieterkonzentration führen können. Andere Märkte wie Belgien und Frankreich sind jedoch weiterhin von einem Unternehmen dominiert.

## 5 Energie- und wettbewerbspolitische Schlussfolgerungen

In diesem Aufsatz wurden Instrumente der Liberalisierung und der aktiven Wettbewerbspolitik diskutiert, welche zur Steigerung des Wettbewerbs und zur Senkung der Preise auf Elektrizitätsmärkten führen sollen. Angesichts zu beobachtender systematischer Tendenzen hin zu stärkerer Konzentration auf Elektrizitätserzeugungsmärkten ist eine aktive Wettbewerbspolitik in diesem Bereich von besonderer Bedeutung. Es ist nicht davon auszugehen, dass „der Markt“ per se eine wettbewerbliche Marktform hervorbringt. Aktive Wettbewerbspolitik ist im Sinne des Gemeinwohls (Wohlfahrt) notwendig.

Sowohl theoretische Analysen als auch die Fallstudien belegen die Bedeutung von Wettbewerb und den Einfluss wettbewerbspolitischer Maßnahmen und Leitbilder für den Elektrizitätsmarkt. Unter den internationalen Erfahrungen sticht England durch eine aktive Wettbewerbspolitik in den 1990er Jahren hervor. Die anderen Beispiele belegen vielfältig

den potentiellen Nutzen aktiver Wettbewerbspolitik. Dies legt konkrete energie- und wettbewerbspolitische Schlussfolgerungen nahe:

- *Mehr Wettbewerb führt zu niedrigeren Preisen.* Sowohl theoretische Ansätze als auch internationale Erfahrungen belegen die Bedeutung von Wettbewerb und den Einfluss wettbewerbspolitischer Maßnahmen und Leitbilder für den Elektrizitätsmarkt, insbesondere im Bereich der Erzeugung. Angesichts zu beobachtender systematischer Tendenzen hin zu stärkerer Konzentration auf Elektrizitätserzeugungsmärkten ist eine aktive Wettbewerbspolitik in diesem Bereich von besonderer Bedeutung. Dies gilt insbesondere für Konstellationen, in denen das ursprüngliche Wettbewerbsniveau gering ist (z.B. aufgrund vertikaler Integration oder geringer Anzahl von Produzenten).
- Aktive Wettbewerbspolitik auf den Elektrizitätsversorgungsmärkten ist in vielen Ländern ein erfolgreich eingesetztes Instrument zur Steigerung der Wettbewerbsintensität. Ziele einer solchen Politik sind sinkende Preise, eine nachhaltige Innovationstätigkeit sowie eine erhöhte gesamtwirtschaftliche Effizienz. Beim Einsatz aktiver wettbewerbspolitischer Maßnahmen ist eine Gesamtsicht des Sektors notwendig, insbesondere vertikaler Interdependenzen (z.B. das missglückte Zusammenspiel von Regulierung und Divestiture in Kalifornien).
- Ein Instrument zur Erhöhung der Wettbewerbsintensität auf einem gegebenen Elektrizitätserzeugungsmarkt besteht darin, dass dominierende Anbieter Marktanteile abgeben (Divestiture). Ein weiteres Mittel ist die Versteigerung von virtuellen Kraftwerkskapazitäten (Virtual Divestiture).
- Ein konsequentes (rechtliches *und* eigentumsbezogenes) Unbundling zwischen Elektrizitätserzeugung und -transport trägt aufgrund der Reduktion von Diskriminierungspotential zu einer Steigerung des Wettbewerbs bei (z.B. England/Wales, Spanien) und stellt eine grundlegende Maßnahme einer aktiven Wettbewerbspolitik dar.
- Der Bau neuer Kraftwerkskapazitäten durch dritte Unternehmen sollte durch Schaffung von Chancengleichheit bezüglich des aktuellen Netzzustandes gefördert werden. Die Einführung eines lokalen Preissystems basierend auf der Netzengpasssituation durch implizite oder explizite Auktionen bzw. einer G-Komponente stellen effiziente Anreize zur Auswahl der geeigneten Standorte dar.
- Der Ausbau von Kuppelkapazitäten an den Landesgrenzen sowie die Einführung eines einheitlichen, europaweiten Engpassmanagementsystems dienen ebenfalls der Förderung von mehr Wettbewerb. Lokale und durch Anbieterkonzentration geprägte Elektrizitätsmärkte werden somit Wettbewerbsdruck von Außen ausgesetzt.
- Auch „weiche“ Instrumente sollten Teil einer aktiven Wettbewerbspolitik sein, z.B. Marktmonitoring, wettbewerbliche Ausgestaltung von Handel, Export und Import etc. Hierzu zählt auch die Förderung von mehr Transparenz, sowohl im Großhandel im Allgemeinen als auch durch das Setzen klarer Investitionssignale.

## Literaturverzeichnis

- Berra, Piergiorgio und Andrea Oglietti (2004): Regulating Electricity in Italy: Experiences from the First Regulatory Period (2000–2003) and Lessons for the Second Regulatory Period (2004–2007). Autorità per l'energia elettrica e il gas.
- Blumstein, Carl, L.S. Friedman und Richard Green (2002): *The History of Electricity Restructuring in California*. CSEM Working Paper 103. University of California, Energy Institute.
- Borrmann, Jörg und Jörg Finsinger (1999): *Markt und Regulierung*. München, Vahlen.
- Bushnell, James, und Catherine Wolfram (2005): *Ownership Change, Incentives and Plant Efficiency: The Divestiture of U.S. Electricity Generation Plants*. CSEM, University of California, Energy Institute.
- Crampes, Claude und Natalia Fabra (2004): The Spanish Electricity Industry: Plus ça change ... *Energy Journal*, 26.
- EU (2000): Analysis of the Electricity Sector Liberalisation in European Union Member States pursuant to Directive 96/92/EC on the Internal Market in Electricity.
- Evans, Joanne und Richard Green (2005): *Why did British Electricity Prices Fall after 1998?* Cambridge Working Papers in Economics. CWPE 0326. University of Cambridge, Department of Applied Economics.
- Frontier Economics (2006): Addressing the Adverse Effects of Market Power: A Final Report Prepared for CREG.
- Glachant, Jean-Michel (2004): A Competitive Fringe in the Shadow of a State Monopoly: The Case of France. Contribution the SESSA conference in Cambridge.
- Green, Richard, und David Newbery (1992): Competition in the British Electricity Spot Market. *The Journal of Political Economy*, 100 (5), 929–953.
- Haas, Reinhard, Jean-Michel Glachant und Hans Auer (2006): Competition in the Continental European Electricity Market: Despair or Work in Progress? Groupe Réseaux Jean-Monnet, University Paris-Sud 11.
- Hayek, Friedrich A. (1945): The Use of Knowledge in Society. *American Economic Review*, 35, (September).
- Joskow, Paul L. und Edward Kahn (2002): A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000. *The Energy Journal*, 23 (4), 1–36.
- Kumkar, Lars (2002): *Das Kalifornische Strommarktdebakel – Von Liberalisierungsversprechen und Regulierungsversagen*. Kieler Arbeitspapier. No. 1097. Universität Kiel, Institut für Weltwirtschaft.
- Littlechild, Stephen (2006): *Beyond Regulation*. Cambridge Working Papers in Economics. CWPE 0616. University of Cambridge, Department of Applied Economics.
- Marnay, Chris, Suzie Kito und Dan Kirshner (1998): *Restructuring and Renewable Energy Developments in California: Using Elfin to Simulate the Future California Power Market*. Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California.
- Newbery, David (1998): Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market. *RAND Journal of Economics*, 29 (4), 726–749.
- Newbery, David (2000): *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities (The Walras-Pareto Lectures)*. Cambridge, MA, The MIT Press.

- Newbery, David (2004): *Electricity Liberalisation in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design*. Cambridge Working Papers in Economics. CWPE 0469. University of Cambridge, Department of Applied Economics.
- Newbery, David und Michael Pollit (1997): The Restructuring and Privatisation of the CEBG – Was It Worth It? *Journal of Industrial Economics*, 45 (3), 269–303.
- Ng, Charles und Paul Seabright (2001): Competition, Privatisation, and Productive Efficiency: Evidence from the Airline industry. *The Economic Journal*, 111, 591–619.
- OMEL (verschiedene Ausgaben): *Mercado de Electricidad*. Madrid.
- Saal, David und David Parker (2001): Productivity and Price Performance in the Privatized Water and Sewerage Companies of England and Wales. *Journal of Regulatory Economics*, 20 (1), 61–90.
- Schmidt, Ingo (2005): *Wettbewerbspolitik und Kartellrecht. Eine interdisziplinäre Einführung*. Stuttgart, Lucius & Lucius.
- Schmidtchen, Dieter (2005): Effizienz als Leitbild der Wettbewerbspolitik: Für einen „more economic approach“. *German Working Papers in Law and Economics*, No. 3.
- Stoft, Steven (2002): *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Piscataway, NJ, IEEE Press, Wiley-Interscience.
- Thomas, Stephen (2004): Evaluating the British Model of Electricity Deregulation. *Annals of Public and Cooperative Economics*, 75 (3), 367–398.
- Van Damme, Eric (2005): *Liberalizing the Dutch Electricity Market: 1998–2004*. Discussion Paper. No. 09. Tilburg University, Tilburg Law and Economic Center.
- VGE (1998): *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 1998*. Essen, Verlag Glückauf.
- VGE (2006): *Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 2006*. Essen, Verlag Glückauf.
- Viallalonga, Belen (2000): Privatization and Efficiency: Differentiating Ownership Effects from Political, Organizational, and Dynamic Effects. *Journal of Economic Behaviour and Organization*, 42, 43–74.
- Willems, Bert (2006): *Virtual Divestitures, Will They Make a Difference?* Cournot Competition, Option Markets and Efficiency. European University Institute, Italy.
- Wolak, Frank (2003): *Lessons from the California Electricity Crisis*. CSEM Working Paper 110. University of California, Energy Institute.
- Zachmann, Georg (2006): *A Markov Switching Model of the Merit Order to Compare British and German Price Formation*. Paper presented at the Annual Meeting of the European Economic Association.