

Electricity Markets Working Papers

WP-EM-17

**Aktive Wettbewerbspolitik für effiziente
Elektrizitätserzeugungsmärkte –
Instrumente, internationale Erfahrungen und
wirtschaftspolitische Schlussfolgerungen**

Christian von Hirschhausen and Hannes Weigt



Dresden University of Technology



Chair for Energy Economics and
Public Sector Management

**Aktive Wettbewerbspolitik für effiziente Elektrizitätserzeugungsmärkte –
Instrumente, internationale Erfahrungen und wirtschaftspolitische
Schlussfolgerungen**

Technische Universität Dresden

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Dipl.-Wi.-Ing. Hannes Weigt



Dresden, Februar 2007

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	ii
Abbildungsverzeichnis.....	iii
Tabellenverzeichnis.....	iii
Das Wichtigste auf einer Seite	iv
Executive Summary	1
1 Einleitung.....	6
2 Wettbewerbspolitisches Leitbild (Referenzmodell).....	7
2.1 Wettbewerb und Wettbewerbspolitik	7
2.2 Leitbild effizienter Elektrizitätserzeugungsmärkte.....	10
3 Instrumente einer aktiven Wettbewerbspolitik.....	12
3.1 Aktive Wettbewerbspolitik im engeren Sinne	12
3.2 Begleitende ordnungspolitische Maßnahmen	15
4 Internationale Erfahrungen mit aktiver Wettbewerbspolitik.....	17
4.1 England/Wales: Intensiverer Wettbewerb senkt Preise	18
4.2 Kalifornien: Wettbewerbspolitik erfordert gesamtmärktlichen Ansatz.....	22
4.3 Niederlande: Schrittweise Einführung von Wettbewerbsinstrumenten	26
4.4 Belgien: Ansätze zur Entflechtung und mehr Wettbewerb.....	28
4.5 Frankreich: Auktionen virtueller Kraftwerkskapazitäten	29
4.6 Italien: Bedingungen für intensiveren Wettbewerb geschaffen.....	31
4.7 Spanien: Unbundling und Steigerung der Wettbewerbsintensität	32
5 Energie- und wettbewerbspolitische Schlussfolgerungen.....	34
6 Literaturverzeichnis.....	36
6.1 Allgemeine Literatur.....	36
6.2 Literatur für die Länderstudien.....	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wohlfahrtsmaximierung durch wettbewerbliche Preissetzung.....	10
Abbildung 2: Auswirkung der Anbieteranzahl auf den Marktpreis bei Cournotwettbewerb.....	10
Abbildung 3: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Großbritannien (1985-2004).....	21
Abbildung 4: Preisentwicklung und Anbieterkonzentration im britischen Elektrizitätsmarkt (1990-2003).....	22
Abbildung 5: Anbieteraufteilung in Spanien (2001-2005).....	34

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Marktformen	8
Tabelle 2: Marktstruktur des britischen Elektrizitätsmarktes (1990 und 2004)	22
Tabelle 3: Marktstruktur des kalifornischen Elektrizitätsmarktes (1995 und 1999).....	25
Tabelle 4: Marktstruktur des niederländischen Elektrizitätsmarktes (1997,1999 und 2004).....	27
Tabelle 5: Anteil französischer Unternehmen an der Erzeugung für das Jahr 2002	31

Das Wichtigste auf einer Seite

- 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* muss integraler Bestandteil einer Ordnungspolitisch ausgerichteten Wirtschafts- und Energiepolitik sein – mit dem Ziel, wettbewerbliche Elektrizitätsmärkte und geringere Preise zu erreichen. Der Aufsatz enthält sowohl eine Diskussion konzeptioneller Zusammenhänge als auch eine Diskussion internationaler Erfahrungen mit aktiver Wettbewerbspolitik.
- Instrumente einer aktiven Wettbewerbspolitik im engeren Sinne sind u. a. die Abspaltung bestehender Kraftwerkskapazitäten von marktbeherrschenden Unternehmen (Divestiture), der physische oder finanzielle Verkauf von virtuellen Kraftwerkskapazitäten (so genannte Virtual Power Plants, VPP), die Öffnung von Langfristverträgen alteingesessener Unternehmen (Release), die Steigerung der nutzbaren Kuppelkapazitäten, u. U. auch die vertikale Entflechtung sowie die aktive Förderung von Markteintritt. Zu den weitergehenden ordnungspolitischen Maßnahmen zählen eine schärfere Fusionskontrolle, eine aktive Privatisierungspolitik sowie die Schaffung eines effizienten Regelwerks.
- Internationale Erfahrungen belegen, dass aktive Wettbewerbspolitik eine wichtige Rolle bei der Schaffung wettbewerblicher Elektrizitätsmärkte spielt. In *England* kamen u. a. Unbundling, Privatisierung, Divestiture, Anreizsetzung für Kraftwerksneubau sowie - temporär - Ansätze einer Preiskontrolle als Instrumente aktiver Wettbewerbspolitik zur Anwendung. Mit der Anzahl der Anbieter fiel das Preisniveau nachweisbar. In den *Vereinigten Staaten* werden neben Privatisierung und traditioneller Fusionskontrolle auch vertikale und horizontale Entflechtung zur Steigerung des Wettbewerbs eingesetzt. Auch in *Kontinentaleuropa* sind Ansätze aktiver Wettbewerbspolitik zu beobachten, auch wenn die meisten Ländern noch relativ weit vom wettbewerblichen Referenzmodell entfernt sind: Die *Niederlande* haben bisher die größten Schritte in Richtung wettbewerblicher Großhandelsmärkte vollzogen; jedoch sind auch in *Belgien, Frankreich, Italien und Spanien* einzelne Instrumente aktiver Wettbewerbspolitik erfolgreich zum Einsatz gekommen.
- 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 war (z. B. aufgrund vertikaler Integration oder geringer Anzahl von Produzenten).

Executive Summary

Hintergrund

1. 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 dadurch insgesamt niedrigere Elektrizitätspreise zu erzielen. Heute ist man von der Erfüllung dieser Zielstellung noch entfernt. Sowohl die Benchmarkingberichte der Europäischen Kommission, die vorläufigen Ergebnisse der EU-Sektorstudie zur Elektrizitätswirtschaft, als auch Berichte nationaler Regulierungen weisen darauf hin, dass der Wettbewerb oftmals auch in den Bereichen unzureichend ist, die im Allgemeinen als potentiell wettbewerblich gelten, u. a. Erzeugung und Vertrieb.
2. In Wissenschaft und Energiepolitik herrscht ein weitgehender Konsens, dass es sich bei Elektrizitätsnetzen um ein natürliches Monopol handelt, welches einer Regulierung bedarf, um wettbewerbliche Bedingungen auf den vor- und nachgelagerten Stufen zu schaffen. Auf den Erzeugungsmärkten hingegen existieren à priori keine natürlichen Wettbewerbsschranken; dennoch stellt man gerade in diesem Segment in vielen Ländern eine hohe Marktkonzentration fest. Die Besonderheiten des Gutes Elektrizität, ebenso wie die speziellen vertikalen Interdependenzen, müssen dabei Berücksichtigung in der Marktgestaltung finden. Hier sind Politik und Regulierungsbehörden dahingehend gefragt, den Übergang von vertikal integrierten Monopolunternehmen zu wettbewerblichen Marktstrukturen zu gestalten. Eine *aktive Wettbewerbspolitik* ist ein Bestandteil dieser Strategie.
3. Der hier vorgelegte Aufsatz enthält sowohl eine Diskussion konzeptioneller Zusammenhänge als auch eine Diskussion internationaler Erfahrungen mit aktiver Wettbewerbspolitik in ausgewählten Ländern (England, Kalifornien, den Niederlanden, Belgien, Frankreich, Italien sowie Spanien). Abschließend werden energie- und wettbewerbspolitische Schlussfolgerungen gezogen.

Wettbewerbspolitiches Leitbild (Referenzmodell)

4. Wettbewerb ist eines der grundlegenden Ziele einer freien, marktwirtschaftlich und ordnungspolitisch ausgerichteten Wirtschaftsordnung. Wettbewerb stellt den effizienten Rahmen des Wirtschaftslebens dar, weil dadurch die gegenläufigen Interessen von Verbrauchern (niedrige Preise) und Unternehmen (hohe Gewinne) weitestmöglich in Übereinstimmung gebracht werden (Wohlfahrtsmaximierung). Somit kommt es zu effizienterem Mitteleinsatz, erhöhter Innovationstätigkeit, niedrigeren Elektrizitätspreisen und einer für die gesamte Volkswirtschaft erhöhten Wohlfahrt.
5. Elektrizitätsmärkte zeichnen sich durch technische Komplexität sowie horizontale und vertikale Interdependenzen entlang der Wertschöpfungskette (Erzeugung – Übertragung –

Verteilung – Vertrieb) aus. Daher sind traditionelle Ansätze der Wettbewerbspolitik, z. B. die Berechnung von Konzentrationsmaßen, nur beschränkt übertragbar. Aufbauend auf den Besonderheiten von Elektrizitätsmärkten, muss daher ein sektorspezifisches Referenzmodell erstellt werden, welches den oben genannten Zielen von Wettbewerb (niedrigeren Preisen, Innovationstätigkeit, etc.) weitestgehend nahe kommt.

6. Im Folgenden orientieren wir uns an einem Referenzmodell, in welchem ein hohes Maß an Wettbewerb herrscht: Auf dem Erzeugungsmarkt gibt es eine, im Verhältnis zur Nachfrage, große Anzahl voneinander unabhängiger Elektrizitätsproduzenten. Der relevante Markt umfasst die Aggregation möglichst vieler nationaler Elektrizitätsmärkte. Der Erzeugungssektor ist von den Transportnetzen unabhängig, d. h. vertikal entflochten, und kann (muss aber nicht) im Besitz von Handelsaktivitäten (Vertrieb) sein. Eine effiziente Regulierung der Übertragungsnetzbetreiber sorgt dafür, dass die Wettbewerbsintensität auf den Erzeugungsmärkten hoch ist und kein Diskriminierungspotential bzgl. dritter Anbieter auftritt. Für den Übergang vom jeweiligen Status Quo in Richtung Referenzmodell gibt es zwar keine allgemeingültige „Blaupause“, jedoch steht fest, dass der Weg zu mehr Wettbewerb eine *aktive Wettbewerbspolitik* erfordert.

Instrumente einer aktiven Wettbewerbspolitik

7. Im engeren Sinne bezieht sich aktive Wettbewerbspolitik auf Instrumente zur Erhöhung der Wettbewerbsintensität in einem definierten, relevanten Markt. Eine weitere Definition, welche in diesem Aufsatz Verwendung findet, bezieht auch ordnungspolitische Instrumente mit ein, sofern sie ebenfalls auf die Steigerung der Effizienz in dem Sektor abzielen.
8. Instrumente einer aktiven Wettbewerbspolitik im engeren Sinne sind u. a. die Abspaltung bestehender Kraftwerkskapazitäten von marktbeherrschenden Unternehmen (Divestiture), der physische oder finanzielle Verkauf von virtuellen Kraftwerkskapazitäten (so genannte Virtual Power Plants, VPP), die Öffnung von Langfristverträgen alteingesessener Unternehmen (Release), die Steigerung der nutzbaren Kuppelkapazitäten, u. U. auch die vertikale Entflechtung sowie die aktive Förderung von Markteintritt. Zu den weitergehenden ordnungspolitischen Maßnahmen zählen eine schärfere Fusionskontrolle, eine aktive Privatisierungspolitik und die Schaffung eines effizienten Regelwerks (u. a. in den Bereichen Regenergiemärkte und wettbewerbliche Ausschreibung von Zusatzkapazitäten).
9. Das Wettbewerbsniveau auf dem Großhandelsmarkt steigt mit der Anzahl der Anbieter. Divestitures können hier zur Effizienzsteigerung beitragen. So wurde in England die Zahl der Wettbewerber durch Divestiture von anfangs zwei auf fünf, und später acht erhöht; ceteris paribus fielen dadurch die Preise erheblich.
10. Die Versteigerung von virtueller Kraftwerkskapazität bzw. Kraftwerksscheiben hat den Vorteil der kurzfristigen Umsetzbarkeit (z. B. Frankreich, Belgien). Physische virtuelle

Kraftwerkskapazitäten sind dabei einer Versteigerung von finanziellen Kapazitäten vorzuziehen.

11. Auch die Freigabe von Langfristverträgen zwischen dem alteingesessenen Unternehmen und seinen Kunden, kann die Wettbewerbsintensität der Märkte erhöhen (Release). Dies kann sich sowohl auf Verträge über Energielieferungen, als auch Netznutzung beziehen. Insbesondere langfristige Netznutzungsverträge können die Markteintrittsbarrieren für Neuanbieter erhöhen und somit ein Wettbewerbshemmnis darstellen.
12. Ein 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 intensiviert und der wettbewerblicher Preisdruck – in Richtung niedrigerer Preise – erhöht.
13. Die Förderung von Kraftwerksneubauten kann zu einer weiteren Intensivierung des Wettbewerbs beitragen. Ein Beispiel dafür ist der Kraftwerksneubau in Folge der Liberalisierung in England und Wales.

Internationale Erfahrungen mit aktiver Wettbewerbspolitik

14. *England* hat eine Vorreiterrolle bei Liberalisierung und aktiver Wettbewerbspolitik gespielt und hierdurch erhebliche Preissenkungen erzielen können. Zu den verwendeten Instrumenten gehören Unbundling, Privatisierung, Divestiture, Anreizsetzung für Kraftwerksneubau sowie -temporär - Ansätze einer Preiskontrolle. Die Reduktion der Anbieterkonzentration und die Förderung von Neueintritt hat dazu geführt, dass 2004 im Erzeugungsmarkt kein Anbieter mehr als 17% Marktanteil aufwies; das Preisniveau fiel nachweisbar mit der zunehmenden Anzahl von Anbietern. Die diskriminierungsfreie Netzzugangsregulierung führt dazu, dass trotz kürzlich erneuter leicht gestiegener Konzentrationsgrade der Erzeugermarkt wettbewerblich geblieben ist.
15. In den *Vereinigten Staaten* gehört aktive Wettbewerbspolitik seit über einem Jahrhundert zu den Standardinstrumenten der Wirtschaftspolitik. Neben Privatisierung und traditioneller Fusionskontrolle, werden auch vertikale und horizontale Entflechtung zur Steigerung des Wettbewerbs eingesetzt. Zwischen 1998 und 2002 wechselten circa 20% der Kraftwerke den Eigentümer. Neben der Steigerung des Wettbewerbs führten Divestitures nachweislich zu einer Erhöhung der Produktionseffizienz innerhalb der Unternehmen und somit auch zu niedrigeren Preisen.
16. In *Kalifornien* führte die Verknüpfung von aktiver Wettbewerbspolitik und falsch angelegter Preisobergrenzenregulierung zu Anreizverzerrungen, in der Folge zu übermäßigen Preisausschlägen, Notabschaltungen und schlussendlich zur Insolvenz zweier großer Energieversorgungsunternehmen. Für sich betrachtet war der wettbewerbspolitische Ansatz jedoch kohärent. Hierzu gehörte die vertikale Trennung von Netz und Erzeugung, die

- Marktöffnung durch Freigabe langfristiger Verträge, sowie die Veräußerung eines Teils der Kraftwerkskapazitäten.
17. Auch in *Kontinentaleuropa* sind Ansätze aktiver Wettbewerbspolitik zu beobachten. In den *Niederlanden* wurde die erste Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie (96/92/EC), u. a. durch Unbundling, einen regulierten Netzzugang für Dritte, den Verkauf virtueller Kraftwerkskapazitäten sowie eine strenge Fusionskontrolle besonders konsequent umgesetzt. Somit konnte die Wettbewerbsintensität auf dem Markt erhöht werden und das Preisniveau (relativ zu anderen EU-Ländern) gesenkt werden.
 18. In *Belgien* und *Frankreich* wurden rechtliche Entflechtung, eine Förderung des Markteintritts neuer Anbieter, sowie der Verkauf virtueller Kraftwerkskapazitäten durchgesetzt. Angesichts der nach wie vor marktbeherrschenden Stellung des jeweils alteingesessenen Unternehmens (Electrabel bzw. EdF), hatten diese Maßnahmen einen beschränkten, aber durchaus fühlbaren Einfluss auf die Wettbewerbsintensität. In beiden Ländern könnte auch die effizientere Nutzung bestehender Import- bzw. Exportkuppelstellen den Wettbewerb erhöhen.
 19. *Italien* hat im letzten Jahrzehnt ein breites Spektrum aktiver wettbewerbspolitischer Instrumente zur Anwendung gebracht. So wurden Netzeigentum und –management voneinander getrennt, das eingessessene Unternehmen (Enel) teilprivatisiert und horizontal entflochten (Divestiture von ca. 25% der Kapazität), sowie der Zubau von ca. 20 GW neuer Kraftwerkskapazitäten gefördert. Innovativ ist der Einsatz eines Markt- und Vertragsmonitorings, welches auf die Verringerung der Marktmacht insbesondere auf den Terminmärkten zielt.
 20. *Spanien* konnte die Wettbewerbsintensität auf dem Großhandelsmarkt durch aktive Wettbewerbspolitik erhöhen, u. a. durch die Privatisierung und die Entflechtung des ehemals staatlichen Monopolisten (Endesa). Auch Divestiture von Kraftwerkskapazitäten gehörte in Spanien zum Instrumentarium der Wettbewerbspolitik.

Energie- und wettbewerbspolitische Schlussfolgerungen

21. *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 war (z. B. aufgrund vertikaler Integration oder geringer Anzahl von Produzenten).
22. Aktive Wettbewerbspolitik auf den Elektrizitätsversorgungsmärkten ist in vielen Ländern ein erfolgreich eingesetztes Mittel 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 der vertikalen Interdependenzen (z. B. das missglückte Zusammenspiel von Regulierung und Divestiture in Kalifornien).

23. Ein Instrument zur Erhöhung der Wettbewerbsintensität auf einem gegebenen Elektrizitätserzeugungsmarkt besteht darin, dass dominierende Anbieter Marktanteile abgeben (Divestiture). Ein weiteres Instrument ist die Versteigerung von virtuellen Kraftwerkskapazitäten (Virtual Power Plants, VPP). Unbundling zwischen Elektrizitätserzeugung und –transport trägt aufgrund der Reduktion von Diskriminierungspotential zu einer Steigerung des Wettbewerbs bei (z. B. England/Wales, Spanien) und bietet sich als ergänzende Maßnahme einer aktiven Wettbewerbspolitik an.
24. Der Bau neuer Kraftwerkskapazitäten durch dritte Unternehmen, sollte durch Schaffung von Chancengleichheit 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 geeigneter Standorte dar.
25. 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.
26. 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.

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 Elektrizitätspreisen zu erreichen. Heute ist man von der Erfüllung dieser Zielstellung noch entfernt. Ein 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 Wettbewerbsschranken, 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 Privatunternehmern zu gestalten. Eine aktive Wettbewerbspolitik ist ein elementarer Bestandteil dieser Strategie.

Der vorliegende Aufsatz vermittelt einen Überblick über Grundlagen aktiver Wettbewerbspolitik auf Elektrizitätserzeugungsmärkten und fasst die wesentlichen Erfahrungen aus Europa und den USA zusammen. 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. Dieses orientiert sich an einer großen Anzahl von Erzeugungsunternehmen, der vertikalen Trennung von Erzeugung und Transport sowie einer effizienten Koordinierung und Regulierung der vertikalen Wertschöpfungskette. 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). Überwiegend positiven Erfahrungen stehen einige weniger erfolgreiche Ansätze zur Steigerung der Effizienz der Märkte gegenüber. 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 Wettbewerb und Wettbewerbspolitik

2.1.1 Ziele des Wettbewerbs

Wettbewerb ist eines der grundlegenden Ziele einer freien, marktwirtschaftlich und ordnungspolitisch ausgerichteten Wirtschaftsordnung. Daher ist er 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 ausbleibende 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).

Die Prägung und Ausgestaltung von Wettbewerb, hängt stark vom gegebenen Kontext ab. Schmidt (2005) definiert Wettbewerb als das Streben von zwei oder mehr Personen bzw. Gruppen nach einem Ziel, wobei der höhere Zielerreichungsgrad des einen i. d. R. einen geringeren Zielerreichungsgrad des(r) anderen bedingt. Auf die Wirtschaft übertragen, ist Wettbewerb durch folgende Merkmale charakterisierbar:

- Existenz von Märkten;
- Mindestens zwei Anbieter oder Nachfrager;
- Die Akteure verhalten sich antagonistisch.

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. Schmidtchen (2005) unterscheidet vier Möglichkeiten für einen Anbieter, das gewünschte Wertschöpfungspotential zu erreichen:

- Kostensenkung auf Produktionsseite (Erzeugungskosten, Transaktionskosten);
- Kostensenkung auf Nachfrageseite (Transaktionskosten);
- Qualitätsverbesserung und/oder Preisänderungen bei komplementären oder substitutiven Gütern; sowie die
- Kreation neuer Produkte.

Damit ist deutlich, dass Wettbewerb kein Selbstzweck ist, sondern dazu dient, den Verbrauchern ein nachfrageorientiertes und preiswertes Angebot zu bieten. Wettbewerb führt zu günstigeren Preisen, schafft Innovationsanreize, erhöht den Informationsstand der Verbraucher, schafft transparentere Märkte und trägt somit wesentlich zu einer gesteigerten Wohlfahrt bei.

2.1.2 Wettbewerbsformen

In der Wettbewerbstheorie lassen sich entsprechend der historischen Entwicklung verschiedene Leitbilder unterscheiden, welche die Grundlage der Wettbewerbspolitik bilden (Schmidt, 2005). Den Ausgangspunkt aller marktwirtschaftlichen Leitbilder stellt der von Adam Smith maßgeblich geprägte *klassische Liberalismus* dar, welcher den Wettbewerb als Selbststeuerungsinstrument des durch individuellen Handel geprägten Marktes sieht. Die *allgemeine Gleichgewichtstheorie* belegt formal, wie dieser Selbststeuerungsmechanismus im Falle von vollkommenem Wettbewerb zu optimalen Marktergebnissen führt. Diese vollständige Konkurrenz stellt die Grundlage der *Ordoliberalen Schule*, auch *Freiberger Schule* genannt, dar, welche eine enge Verknüpfung von Wettbewerb und Wettbewerbsordnung sieht. Daher ist eine aktive Wirtschaftsverfassungspolitik im weitesten Sinne notwendig, um die Wettbewerbsordnung zu erhalten. Ein auf dem klassischen Ansatz der individuellen Handlungsfreiheit geprägtes Konzept ist das der *Wettbewerbsfreiheit*. Dabei wird Freiheit in Form der Abwesenheit von Zwängen durch Dritte sowie der Abwesenheit von Beschränkungen des Handels verstanden. Wettbewerb wird dabei als spontane Ordnung aufgefasst, dessen Ergebnisse nicht vorhersagbar sind. Ausgehend von der Antitrustpolitik der *Chicagoer Schule* wurde erstmals das Konzept der Wohlfahrtsmaximierung als Ziel der Wettbewerbspolitik aufgefasst, wobei staatliche Eingriffe kritisch betrachtet werden.

Die Analyse der Wechselwirkungen von Marktstruktur, Marktverhalten und Marktergebnissen zur Konzeptentwicklung von *funktionsfähigem Wettbewerb* sieht die politische Aufgabe v. a. in der Schaffung wettbewerbskonformer Marktstrukturen. Hier ist insbesondere das von Kantzenbach entwickelte *Leitbild der optimalen Wettbewerbsintensität* zu nennen, welches einen Kausalzusammenhang zwischen Marktstruktur und Wettbewerbsintensität unterstellt (Schmidt, 2005). Die Marktstruktur kann anhand verschiedener Parameter definiert werden. Ein gebräuchlicher Ansatz basiert auf der relativen Anzahl und Größe von Nachfragern und Anbietern (vgl. Tabelle 1). Klassische Ansätze sehen das Optimum in Form des Polypols, welches den Fall vollständiger Konkurrenz darstellt; Kantzenbach sieht dagegen die optimale Wettbewerbsintensität im Falle weiter Oligopole gegeben. Ein Markt mit nur wenigen Anbietern widerspricht jedoch dem Wettbewerbsgedanken.

Tabelle 1: Marktformen

Anbieter	Nachfrager		
	<i>ein großer</i>	<i>wenige mittlere</i>	<i>viele kleine</i>
<i>ein großer</i>	Bilaterales Monopol	Beschränktes Monopol	Monopol
<i>wenige mittlere</i>	Beschränktes Monopson	Bilaterales Oligopol	Oligopol
<i>viele kleine</i>	Monopson	Oligopson	Polypol

Quelle: Wied-Nebbeling (2004)

2.1.3 Referenzpunkt „gesellschaftliche Wohlfahrt“

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 U.S.-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 beeinflussen. 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 sind in der Praxis oft unumgänglich, sollten aber dann minimiert werden.

2.1.4 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 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. In diesem Sinne wird in diesem Aufsatz angenommen, dass bei einem vorliegenden engen Oligopol eine Erhöhung des Wettbewerbs durch zusätzliche Anbieter anzustreben ist: *Mehr Wettbewerber führen zu mehr Wettbewerb und mehr Wettbewerb führt zu niedrigeren Preisen.*

Abbildung 1: Wohlfahrtsmaximierung durch wettbewerbliche Preissetzung

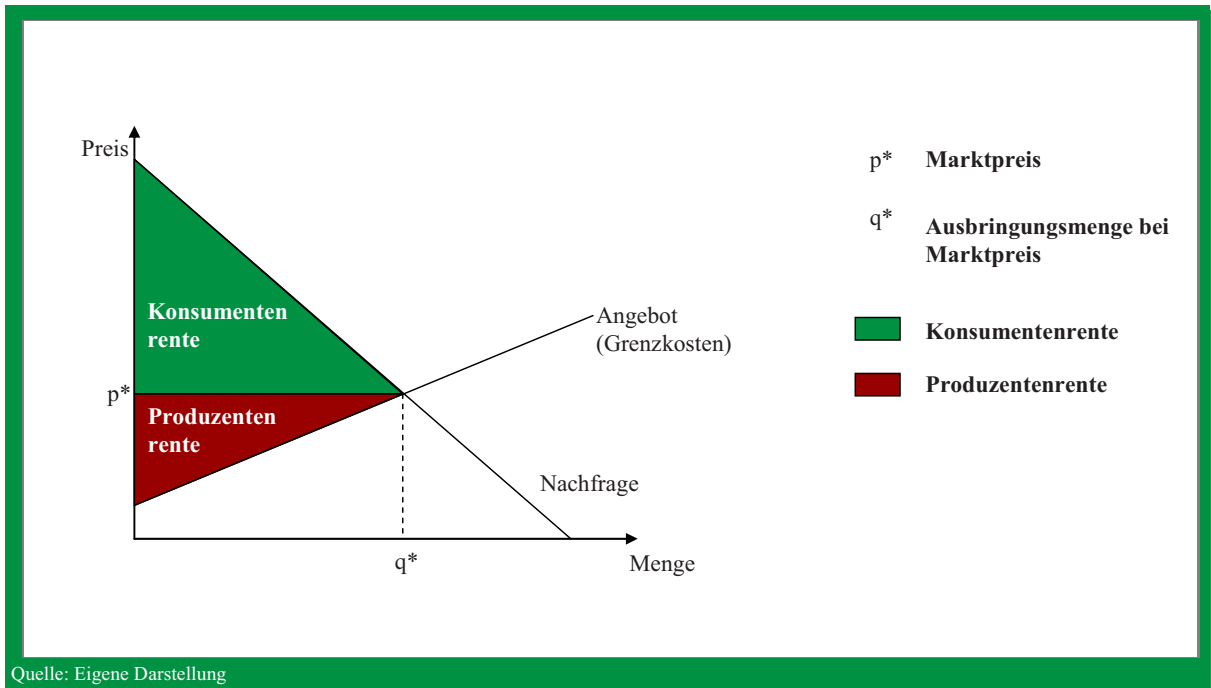
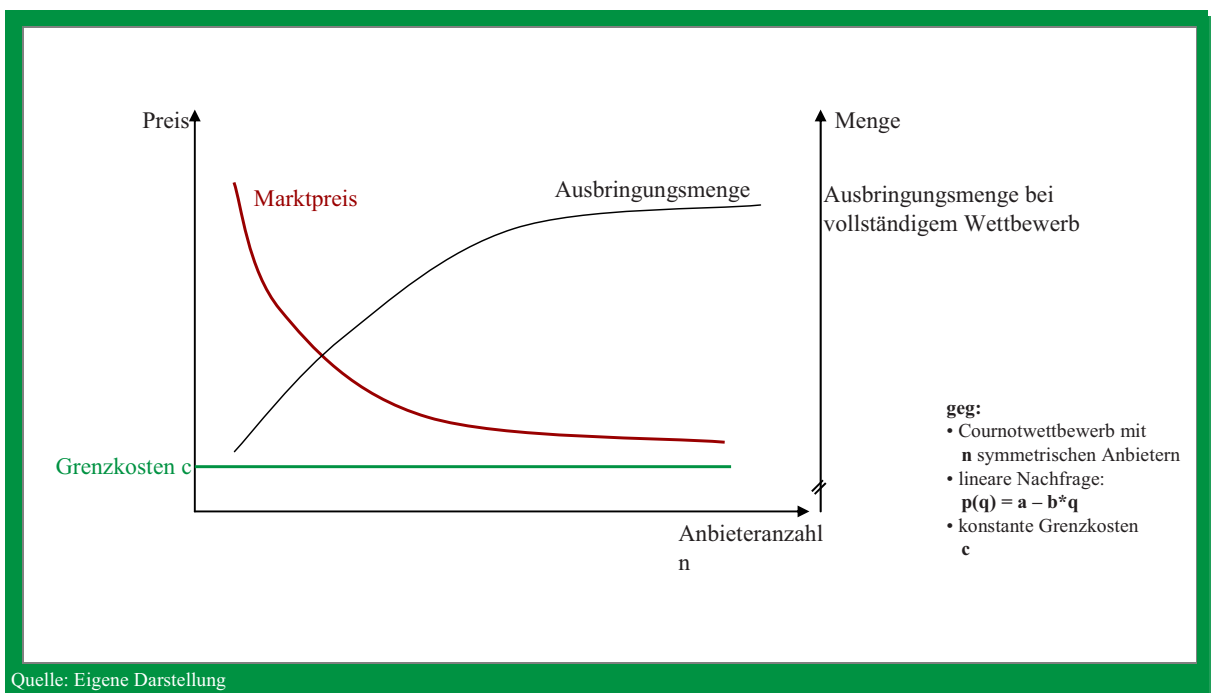


Abbildung 2: Auswirkung der Anbieteranzahl auf den Marktpreis bei Cournotwettbewerb



2.2 Leitbild effizienter Elektrizitätserzeugungsmärkte

Die strukturellen und technischen Gegebenheiten machen den Elektrizitätsmarkt ausgesprochen komplex. Dennoch sind auch hier marktbasierende Instrumente anwendbar, um einerseits Wettbewerb zu

etablieren und andererseits den technischen Anforderungen gerecht zu werden. Klassische Methoden der Wettbewerbspolitik sind jedoch nicht unmittelbar übertragbar. 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.

Die Wertschöpfungskette in der Elektrizitätswirtschaft besteht aus der Erzeugung, dem Transport und der Verteilung sowie dem Vertrieb. Gegenüber traditionellen Sektoren (z. B. Mineralwasser) weist die Elektrizitätswirtschaft eine Reihe von technisch-ökonomischen Besonderheiten auf, welche bei der Marktgestaltung und Liberalisierung berücksichtigt werden müssen. Hierzu gehört die Leitungsgebundenheit, die Nichtspeicherbarkeit, die variable Nachfrage, die Kostenstruktur (hohe Fixkosten, niedrige variable Kosten) sowie die vertikalen Beziehungen innerhalb der Wertschöpfungskette.

Die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft sowie die historisch gewachsenen Strukturen führten lange Zeit dazu, dass Wettbewerb durch interne 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.

2.2.1 Referenzmodell

Ausgehend von der historischen Struktur sowie den technisch-ökonomischen Besonderheiten des Elektrizitätsmarktes wird anhand des wettbewerbslichen Leitbildes ein idealtypischer Markt entwickelt, welcher die oben genannten Kriterien zur Wohlfahrtsmaximierung weitgehend erfüllt. 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, i. d. R. gesichert durch Privateigentum, sowie eine wettbewerbsliche 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 Regenergiemarkt) 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, welche 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, welche sich auf allgemeines Wettbewerbs- und Kartellrecht beruft.

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 - so genanntes 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 eingesessenen 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 (Virtual Power Plants, VPP)

Ein ähnlich gelagertes Instrument stellt der Verkauf von virtueller Kraftwerkskapazität dar, so genannten Virtual Power Plants (VPP). Diese sind spezifische Optionsverträge zwischen Altanbietern und dritten Marktteilnehmern, durch die größere Mengen von freier Elektrizität auf dem Markt bereitgestellt werden sollen. VPP's stellen dabei einen virtuellen, d. h. lediglich auf finanzieller Ebene abgewickelten, Verkauf von Kraftwerkskapazitäten, dar. Ein Anbieter verkauft einen Teil seiner Kraftwerkskapazität an andere Marktteilnehmer, bleibt jedoch weiterhin rechtlicher Eigentümer des Kraftwerkes. Der Käufer eines VPPs muss, wenn er dieses 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 des VPP und nicht dem Besitzer des realen Kraftwerkes zu.

In Europa fanden VPPs 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 VPPs 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 ein VPP eine Option, da dem Käufer das Recht, aber nicht die Pflicht eingeräumt wird mit dem VPP Elektrizität zu erzeugen.¹ Damit stellen sie eine Möglichkeit dar, das Mengenrisiko zu reduzieren.

Die Ausgestaltung von VPPs variiert stark. In der Regel wird der Anbieter dazu verpflichtet, einen Mix an VPPs 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 Käufer von VPPs nicht mit dem Anbieter verflochten sind, nur eine beschränkte Menge von einem Käufer erworben werden darf und dem Anbieter der Rückkauf von VPPs untersagt ist. Des Weiteren können auch technische Spezifikationen, wie Anfahrkosten, Mindestlaufzeiten und Laständerungsverhalten berücksichtigt werden.

Nach Willems (2006) kann man zwei Arten von VPPs unterscheiden: finanzielle und physische VPPs. Unter *finanziellen VPPs* werden reine finanzielle Kontrakte verstanden, welche nicht mit der physischen Lieferung von Elektrizität verbunden sind. Der Käufer eines finanziellen VPP 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 einem *physischen VPP* 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 des VPP übergeben, welcher somit zu einem aktiven Marktanbieter wird.

¹ VPPs können auch als Obligationen veräußert werden, in denen der Käufer verpflichtet ist, die ausgehandelte Menge abzunehmen.

Willems (2006) kommt zu dem Schluss, dass physische VPPs in einem Oligopolmarkt eine Wettbewerb fördernde Wirkung auf den Spotmarkt haben, während finanzielle VPPs 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 ist daher der Verkauf von *physischen* VPPs empfehlenswert, da diese realerem 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 VPPs 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 sowohl auf Verträge 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, monopolistischer 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, wurde dieses Strukturmodell jedoch weltweit durch eine vertikale Trennung der Funktionen Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -handel ersetzt, dem so genannten 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 Verhalten 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 CO₂-Handels von Bedeutung. Die Politik kann hier durch die Vereinheitlichung des europaweiten Handels von Emissionsrechten sowie eine glaubhafte Bindung an die Verlängerung des CO₂-Handels jenseits der 1. Kyoto-Handelsphase (2008-12) 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 (so genannte „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 ein 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.² Beim SSNIP-Test wird überprüft, ob es für alle Anbieter einer Region zusammengeslossen 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, welches 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 ergeben haben, der Nutzen aus diesen Ersparnissen ging jedoch nahezu vollständig an die Unternehmen.³

3.2.3 Gesamtmarktliche Gestaltung

Entscheidende für eine aktive Wettbewerbspolitik ist auch die gesamtmärklichen Gestaltung der einzelnen Instrumente. Die einzelnen Marktsegmente eines Elektrizitätsmarktes beeinflussen sich

² SSNIP steht für "Small but Significant and Non-transitory Increase in Price".

³ Littlechild (2006) geht jedoch von einer gleichmäßigen Verteilung der Effizienzgewinne auf Unternehmen und Verbraucher aus.

gegenseitig und führen damit zu Abhängigkeiten, welche 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 durch die potentielle Gefahr der Entdeckung von Marktmachtausübung Marktteilnehmer zu einem wettbewerbskonformen Verhalten diszipliniert, andererseits wird durch die zur Verfügung stehende Informationsbasis die Marktanalyse und –verbesserung unterstützt. Für die Aufgabe des Monitoring kommt zum einen 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.

Entsprechend der Fragestellung des Aufsatzes beschränken sich die Fallstudien auf Instrumente aktiver Wettbewerbspolitik; eine allgemeine Bewertung der Sektorreformen in den jeweiligen Ländern kann in diesem Rahmen nicht vorgenommen werden.⁴

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. In Schottland bestand der Elektrizitätsmarkt aus zwei vertikal strukturierte Unternehmen. Die Regierung setzte ein jährliches externes Finanzierungslimit im Sinne einer Kostenzuschlagsregulierung. Des Weiteren war auch die Kohleindustrie Großbritanniens verstaatlicht und verkaufte 75% ihrer (größtenteils unwirtschaftlichen) Produktion an die einheimischen Energieversorger, was sich in einer starken Fokussierung auf Kohlekraftwerke widerspiegelte (Newbery, 2004).

Diese vollkommen verstaatlichte Struktur sollte mit dem Electricity Act von 1989 liberalisiert und in privatwirtschaftliche Hände überführt werden. Hiefür wurde das CEGB in vier Unternehmen aufgeteilt, von denen drei an private Teilhaber verkauft wurden.⁵ 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 entschied OFFER, dass die jüngste Preisentwicklung eine Abkopplung von den Brennstoffkosten nahe legte, führte 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. Dies führte dazu, dass die zu Anfang der Liberalisierung eingeführte vertikale Entflechtung von Erzeugung und Vertrieb umstrukturiert wurde. Bis 2002 waren alle regionalen Versorger von anderen Unternehmen oder Versorgern

⁴ Wir danken cand. Wi.-Ing. Katrin Kraemer für Ihre Unterstützung bei der Erstellung der Fallstudien.

⁵ Ein Netzbetreiber (National Grid), zwei Erzeuger (National Power und PowerGen) und der Betreiber der Kernkraftwerke (Nuclear Electric), welcher in Staatsbesitz verblieb.

aufgekauft worden, und auch National Power und PowerGen in der Hand von ausländischen Energieversorgern, so dass insgesamt fünf integrierte Versorger entstanden. Die Verteilunternehmen mussten ab 2000 eine vollständige Trennung ihrer Netzbetriebs- und Versorgungsaktivität durchführen.

Eine weitere tief greifende Veränderung wurde 2001 durch die Ablösung des verpflichtenden Pools durch die „New Electricity Trading Arrangements“ (NETA) ausgelöst. Unter NETA existieren vier freiwillige, sich überlappende Marktsegmente: Ein bilateraler Kontraktmarkt für langfristige Geschäfte, ein Forwardmarkt für standardisierte Verträge, ein Spotmarkt sowie ein Regelenenergiemarkt. Der größte Unterschied zum vorherigen Pool-System bestand 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, welche die Funktionsfähigkeit und Wettbewerbsfähigkeit des Elektrizitätsmarktes verbessern sollten. Neben der *Privatisierung* waren die *Aufspaltung* der staatlichen Monopolunternehmen und die Schaffung eines unabhängigen Netzbetreibers entscheidend für den weiteren Verlauf. Dabei 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. Im Jahr 1991, wurden jeweils 60% der Unternehmensanteile öffentlich veräußert. Ursprünglich war geplant, dass die zwölf Kernkraftwerke ebenfalls National Power zugeordnet werden sollenn, in der Hoffnung, dass die resultierende Unternehmensgröße ökonomisch tragfähig wäre. In einer der letzten Entscheidungsstufen wurden die Kernkraftwerke jedoch als unverkäuflich eingestuft und bis 1996 als Nuclear Electric in staatlicher Hand behalten.⁶ Ebenso wurden die zwölf Verteilunternehmen privatisiert und gemeinsam Eigentümer von National Grid. Die RECs wurden 1990 an privatwirtschaftliche Eigner verkauft. Damit wurde eine oligopolistische Marktstruktur geschaffen, welche aufgrund des Grundlastcharakters der Kernkraftwerke von Nuclear Electric de facto ein Duopol darstellte.

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. Durch Verträge mit den IPPs konnten die RECs unabhängiger von den beiden Anbietern werden. Die take-or-pay-Struktur der Erdgasverträge führte dazu, dass die Kraftwerke meist zur Grundlastversorgung eingesetzt wurden.

Die Entwicklung der Großhandelspreise in den ersten Jahren wurde von OFFER als gerechtfertigt angesehen und entsprechend wurden keine weiteren Maßnahmen zur Förderung von Wettbewerb ergriffen. 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 NP und PG 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.⁷ 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.⁸ National Power und PowerGen veräußerten daraufhin 1998 jeweils 4 GW, um im Gegenzug mit einem Versorger fusionieren zu dürfen. Der Verkauf der Kohlekraftwerke wurde durch ein Moratorium der Labour Regierung zur Stützung der heimischen Kohleindustrie gefördert.

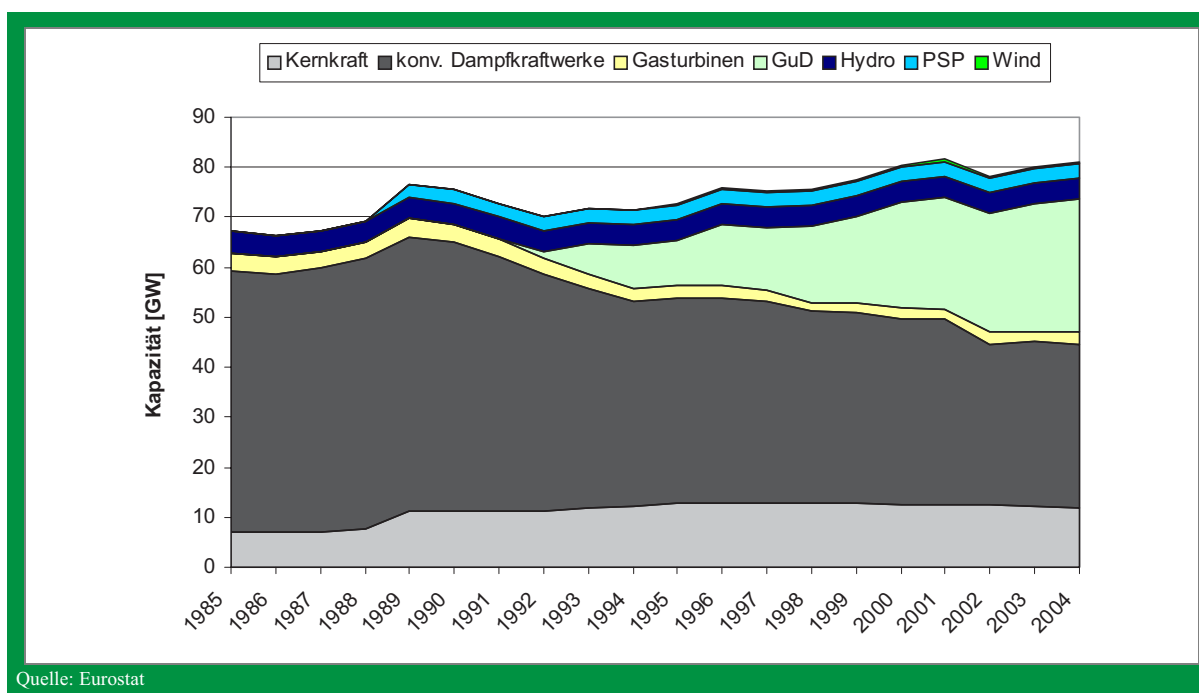
Neben diesen direkten Eingriffen zur Reduktion der Anbieterkonzentration und Schaffung von wettbewerblichen Bedingungen auf dem Elektrizitätsmarkt wurde in Großbritannien v. a. auf eine konsequente Entflechtung des Netzbetriebes von anderen Unternehmensaktivitäten (Unbundling), eine starke Regulierungsbehörde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

⁶ 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.

⁷ Dabei handelte es sich vornehmlich um Grundlastkraftwerke.

⁸ 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)



4.1.3 Ergebnisse und Perspektiven

Sowohl die Privatisierung, als auch die Liberalisierung der englischen Elektrizitätswirtschaft, werden heute als Erfolg betrachtet, auch wenn verschiedene Rückschläge hingenommen werden mussten. Die Reduktion der Anbieterkonzentration und Förderung von Neueintritten haben dazu geführt, dass 2004 im Erzeugungsmarkt kein Anbieter mehr als 17% Marktanteil aufwies (Tabelle 2). Seitdem hat sich der Konzentrationsgrad wieder leicht erhöht. Ein Großteil dieser Anbieter sind vertikal integrierte Erzeuger, was sich auch in der Reduktion der Versorgungsunternehmen von anfangs 14 (in England und Schottland) auf fünf Unternehmen widerspiegelt.

Die Anbieterkonzentration hat einen deutlichen Einfluss auf die Preisentwicklung sowohl auf Großhandels- als auch auf Endkundenebene. Insbesondere die Veräußerungen im Zuge der Übernahmewelle vor der NETA-Einführung hat zu deutlichen Preisreduktionen geführt. Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Elektrizitätspreise, der Rohstoffpreise sowie des Konzentrationsgrads im Elektrizitätserzeugungsmarkt (nur Kohlekraftwerke, „Coal HHI“). 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 (1996-98) blieben trotz eines fallenden Konzentrationsindices die Preise hoch, was auf oligopolistische Gewinnmaximierung schließen lässt. In der dritten Phase, nach dem Jahr 2000, kam es jedoch aufgrund fallender Marktkonzentration⁹ zu erheblichen Preissenkungen, trotz praktisch nicht veränderter Rohstoffpreise.¹⁰

⁹ HHI von gut 1000, entspricht ca. 10 Anbietern mit ähnlichen Marktanteilen.

¹⁰ 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).

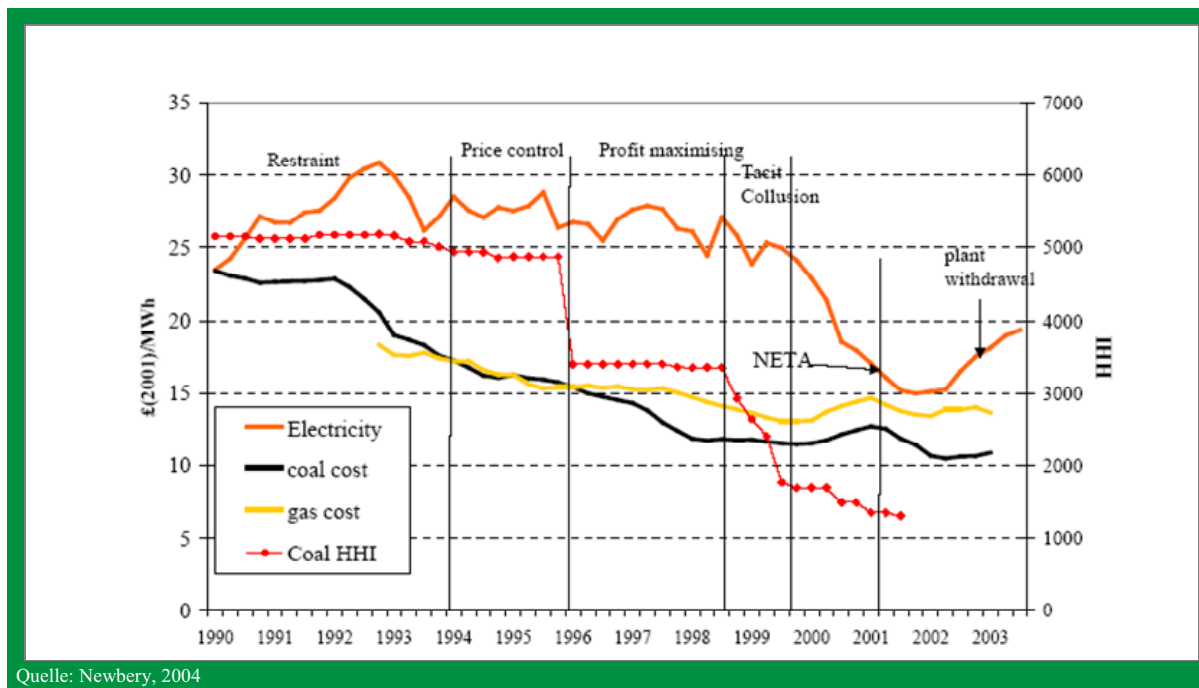
Insgesamt lässt sich feststellen, dass die in Großbritannien getroffenen wettbewerbspolitischen Maßnahmen auf dem Erzeugungsmarkt zur Wettbewerbsförderung, und letztlich auch zur Preisreduktion, beigetragen haben. Insgesamt hat auch die Privatisierung zu Effizienzsteigerungen geführt und die Wohlfahrt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

Tabelle 2: Marktstruktur des britischen Elektrizitätsmarktes (1990 und 2004)

1990		2004	
Unternehmen	Kapazität [GW]	Unternehmen	Kapazität [GW]
National Power	30 (45%)	British Energy	11,6 (17%)
PowerGen	20 (30%)	*PowerGen (E.ON)	8,3 (12%)
Nuclear Electric	8 (12%)	*Innogy (RWE)	8 (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	Gesamt:	68,9

Quelle: Thomas, 2004; mit einem * markierte Unternehmen haben sowohl Erzeugung als auch Vertrieb

Abbildung 4: Preisentwicklung und Anbieterkonzentration im britischen Elektrizitätsmarkt (1990-2003)



Quelle: Newbery, 2004

4.2 Kalifornien: Wettbewerbspolitik erfordert gesamtmärktlichen Ansatz

Zwischen 1998 und 2002 wurden in vielen Bundesstaaten im Nordosten und Westen der USA die Elektrizitätsmärkte liberalisiert und restrukturiert. Ähnlich wie in Europa haben die einzelnen

Bundesstaaten dabei unterschiedliche Methoden und Maßnahmen ergriffen. Eine vollständige Darstellung übersteigt den Rahmen dieses Aufsatzes. Daher wird nach einem kurzen Absatz zu allgemeinen Aspekten der Wettbewerbspolitik im Rahmen der Liberalisierung in den USA die Entwicklung in Kalifornien exemplarisch näher beleuchtet.

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 Bundesstaatebene in Form von Kostenzuschlagsregulierung. Im Zuge der Liberalisierung wurde i. d. R. 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, welche ca. 20% der Gesamtkapazität repräsentieren, den Besitzer. Neben den statischen Effekten, welche durch die Erhöhung der Anzahl der Wettbewerber erzeugt wurde, konnte in den USA auch eine dynamische Wirkung des *Divestiture* auf die Effizienz des Kraftwerksbetriebs beobachtet werden. 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 Versorger¹¹ 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.

Anders als in den Vorschriften auf Bundesebene, wurden in Kalifornien weit reichende strukturelle Maßnahmen ergriffen. Der Netzbetrieb wurde an einen unabhängigen Netzbetreiber (California Independent System Operator, CAISO) abgegeben, welcher als staatlicher, nicht gewinnorientierter Akteur freien Netzzugang und damit Wettbewerbsgleichheit auf den Transportebene garantieren sollte. Darüber hinaus war er für den Regelenergiemarkt sowie die Netzsicherheit und -stabilität verantwortlich. Die drei großen Versorgungsunternehmen mussten einen Großteil ihrer Kraftwerkskapazitäten veräußern, wodurch die Anbieterkonzentration reduziert wurde und damit ebenfalls mehr Wettbewerb ermöglichen werden sollte. Als zentraler Handelsplatz wurde die

¹¹ Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) und San Diego Gas & Electric (SDG&E).

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. Der Regulierer sah dies jedoch als temporäres Problem und ging von einer baldigen Normalisierung der Preise aus. In den folgenden Monaten verschärfte sich die Situation. Die beiden Versorger SCE und PG&E wurden durch Rating-Agenturen deutlich herabgestuft und konnten ihren Zahlungsverpflichtungen gegenüber dem CalPX und CAISO nicht mehr nachkommen. Der Handel an der CalPX brach daraufhin 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. Die Preise fielen deutlich und es kam nur noch vereinzelt zu größeren Stromausfällen. Ursachen hierfür waren u. a. der Nachfragerückgang, gesunkene Erdgaspreise sowie das Inkrafttreten der Langfristverträge. Durch zusätzliche Kraftwerkskapazitäten konnte die Engpasssituation innerhalb Kaliforniens zudem weiter reduziert werden.¹²

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 zu 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 Kraftwerksparks 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

¹² Eine detaillierte Darstellung der Entwicklungen in Kalifornien wird u. a. in Kumkar (2002), Joskow und Kahn (2002) und Wolak (2003) gegeben.

(später Mirant) – erwarben jeweils in etwa ein Fünftel der veräußerten Kapazitäten (Tabelle 3). Alle drei Versorger veräußerten somit mehr als die geforderten 50%.

Zusätzlich zu der Aufspaltung der Anbieterstruktur, wurde die CalPX als zentraler *Handelsplatz* gegründet. Dieses 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 und damit Repräsentativität des Marktes zu gewährleisten, 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.

4.2.3 Ergebnisse und Perspektiven

Obwohl der Erzeugungsmarkt in Kalifornien im Rahmen der Liberalisierung in einem wettbewerblich strukturierten Anbietermarkt überführt wurde (Tabelle 3), führte die gesamtmärkliche 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. Preissteigerungen beim Einkauf konnten nur nach Genehmigung an Endkunden weitergereicht werden. 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.

Tabelle 3: Marktstruktur des kalifornischen Elektrizitätsmarktes (1995 und 1999)

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%)
		Dynergy	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)

4.3 Niederlande: Schrittweise Einführung von Wettbewerbsinstrumenten

4.3.1 Ausgangssituation und Liberalisierungsprozess

Der niederländische Markt war bis zum Jahr 1998 durch eine Konzentration auf vier große regionale Anbieter – EPZ, EPON, UNA, EZH – sowie 23 lokale Verteilungsunternehmen gekennzeichnet. Die vier großen Anbieter koordinierten ihre Erzeugung über das gemeinsam geführte Unternehmen SEP und stellten somit 80% des durch Erdgas geprägten Elektrizitätsangebotes zur Verfügung. Sowohl die lokalen, als auch die vier großen Versorger wurden auf kommunaler Ebene reguliert. In geringem Umfang produzierten privatwirtschaftliche Unternehmen Elektrizität für den Eigenbedarf.

Der Liberalisierungsprozess begann in den Niederlanden früher als in vielen anderen europäischen Ländern. So antizipierte ein 1995 veröffentlichter Artikel die später folgende EU Richtlinie und empfahl einen radikalen Strukturwechsel im Energiesektor und dessen Öffnung hin zu Wettbewerb und freiem Handel (Osterhuis, 2001). Mit dem Electricity Act von 1998, wurde die EU Direktive 96/92/EC in nationales Recht überführt. Dabei wurden v. a. die Regulierung des Netzbetriebes und die Öffnung des Marktes in drei Schritten für den Wettbewerb auf Endkundenseite festgelegt. So wurde rechtliches Unbundling, regulierter Netzzugang für Dritte und eine graduelle Öffnung des Endkundenmarktes bis 2004 vereinbart. Das Gesetz sah außerdem die Schaffung der Regulierungsbehörde DTe vor, welche den Markt und die Netztarife überwachen sollte.

Für die wettbewerbliche Umstrukturierung des Systembetriebs wurde eine interessante Konstruktion gewählt, die auch in anderen Ländern geprüft wurde bzw. wird. Zwar blieb SEP Eigentümer des Netzes, jedoch wurde eine (staatliche) Systembetreibergesellschaft gegründet: TenneT. Der anfänglich 51%-ige staatliche Anteil an TenneT, wurde 2001 auf 100% aufgestockt. Die Ausgestaltung des Großhandels wurde den Marktteilnehmern überlassen. Neben bilateralem Handel etablierte sich die niederländische Elektrizitätsbörse APX im Jahr 1999 als Referenzmarkt, insbesondere weil importierte Energie nur über sie gehandelt werden durfte. Im Mai 2001 erwarb TenneT die APX.

4.3.2 Aktive Wettbewerbspolitik

Die Niederlande haben schrittweise mehrere Maßnahmen zu Förderung des Wettbewerbs auf ihrem Elektrizitätsmarkt unternommen. Die Grundlage für einen funktionierenden Markt wurde durch die *Entflechtung* von Netz und Erzeugung und die Schaffung eines Systembetreibers gelegt. Beim Entwurf des Liberalisierungsfahrplanes ging man davon aus, dass die vier großen Anbieter und der Netzbetreiber SEP zu einem Großanbieter fusionieren, der im erwarteten europäischen Markt würde bestehen können. Diese Fusion kam jedoch auf Grund von Differenzen der vier Anbieter nicht zustande und es kam, nach der gescheiterten Gründung eines „National Champion“, zu einer Übernahmewelle. Der Electricity Act sah keine besonderen Bestimmungen beim Verkauf von Anteilen der Energieversorgungsunternehmen vor, sondern regelte lediglich die Abwicklung von *Privatisierungsgeschäften*. Die beiden reinen Erzeuger EZH und UNA wurden durch ausländische

Unternehmen erworben.¹³ EPON wurde im Zuge der Fusion von zwei Versorgern zu dem neuen Unternehmen Essent ebenfalls zum Verkauf freigegeben und von dem belgischen Versorger Electrabel erworben. Damit waren bis 1999 drei der vier Versorger in der Hand ausländischer Unternehmen. Im Rahmen weiterer Fusionsverhandlungen erwarb Essent Anteile am letzten verbleibenden Erzeuger EPZ. Im Jahr 1999 waren damit 70% des Elektrizitätsmarktes in der Hand von fünf Unternehmen. Die verbleibenden 30% wurden von den lokalen Versorgern kontrolliert.

Im Verlauf der Liberalisierung kam es zu weiteren Fusionen und Übernahmen, welche eine *Fusionskontrolle* der niederländischen Wettbewerbsaufsicht NMa zur Folge hatte. 2003 zog sich Reliant aus dem niederländischen Markt zurück und verkaufte seine Anteile an Nuon, einem integrierten Energieversorger.¹⁴ Dadurch wären auf dem niederländischen Markt zwei große integrierte Versorger, Nuon und Essent, tätig gewesen. NMa äußerte die Befürchtung, dass dies zu einem starken Oligopol führen könnte und beschloss der Übernahme 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. Nach rechtlichen Auseinandersetzungen, Marktneueintritten sowie dem Verzicht auf die Intergeen-Anlage, reduzierte sich die zu veräußernde Kapazität auf 200 MW mit einer Vertragslänge von einem Jahr.

4.3.3 Ergebnisse und Perspektive

Die Niederlande haben einen im europäischen Vergleich wettbewerblichen Markt, jedoch verbleibt trotz aktiver Fusionskontrolle und VPPs eine relativ hohe Anbieterkonzentration (Tabelle 4). Nach der Öffnung des Marktes für Kunden des Mittelsegmentes (Verbraucher mit jährlicher Nachfrage > 20GWh) traten zwanzig neue Unternehmen in den Markt ein. Dabei kam es ähnlich wie im Anbietermarkt zu Beteiligungen etablierter ausländischer Energieunternehmen. Wettbewerb spielt sich v.a. im Bereich der Industriekunden ab.

Tabelle 4: Marktstruktur des niederländischen Elektrizitätsmarktes (1997,1999 und 2004)

1997		1999		2005	
Unternehmen	Kapazität [GW]	Unternehmen	Kapazität [GW]	Unternehmen	Kapazität [GW]
Epon	6,1 (32%)	Electrabel	4,7 (23%)	Electrabel	4,6 (22%)
EPZ	5,4 (28%)	Reliant	3,7 (18%)	Nuon	3,4 (17%)
EZH	2,5 (13%)	Essent	3,3 (16%)	Essent	3,6 (17%)
UNA	4,0 (21%)	E.ON	1,7 (8%)	E.ON	2,0 (10%)
		EPZ	0,9 (4%)	EPZ	0,9 (4%)
Lokale Versorger	1,0 (5%)	Lokale Versorger	6,1 (30%)	Lokale Versorger	6,1 (30%)
	19,0	Gesamt:	20,4	Gesamt:	20,6

Quelle: van Damme (2005), VGE (1998), VGE (2006)

¹³ E.ON erwarb EZH und Reliant erwarb UNA.

4.4 Belgien: Ansätze zur Entflechtung und mehr Wettbewerb

4.4.1 Ausgangssituation und Liberalisierungsprozess

Der belgische Markt war vor der Liberalisierung durch Electrabel – ein privates, vertikal integriertes Unternehmen – dominiert, welches nahezu 90% der Erzeugung und 80% der Versorgung kontrollierte. Daneben existierte mit SPE nur ein weiteres Unternehmen mit signifikantem Marktanteil. Im Jahr 1995 vereinbarten beide Unternehmen die Erzeugungskapazitäten in dem gemeinsamen Unternehmen CPTe zu vereinigen (Electrabel: 91,5%, SPE: 8,5%), welches für die Koordination der Erzeugung und Übertragung zuständig war.

Im Jahr 1999 wurden im Zuge der Liberalisierung die Vorgaben der europäischen Richtlinie 96/92/EC in nationales Recht überführt. Dabei wurde auf ein reguliertes Marktsystem gesetzt, welches keine Aufspaltung des Erzeugungsmarktes vorsah. Ähnlich wie in Frankreich ist der belgische Markt weiterhin durch einen dominanten Anbieter gekennzeichnet. Der Netzbetrieb wird von der Regierung auf 20 Jahre ausgeschrieben (z. Z. von Elia kontrolliert). Der Stand der Liberalisierung ist in den einzelnen Regionen sehr unterschiedlich: So sind seit 2003 alle Kunden in Flandern in der Wahl ihres Lieferanten frei; in den Regionen Wallonien und Brüssel wird erst 2007 der Markt vollständig geöffnet.

Im Gegensatz zu anderen europäischen Märkten hat sich in Belgien erst spät eine Börse entwickelt (Belpex). Der Großhandel läuft weitestgehend über Over-the-Counter und bilaterale Geschäfte ab. Dies liegt teilweise in der dominanten Stellung Electrabels und der damit einhergehend geringen Liquidität des belgischen Elektrizitätsmarktes begründet. Mittelfristig soll die Belpex vollständig mit dem niederländischen und französischen Markt gekoppelt werden (Market Coupling). Hierzu sind die Zustimmungen der beiden Nachbarbörsen APX und Powernext notwendig, welche bis Ende 2006 vorliegen sollen.

4.4.2 Aktive Wettbewerbspolitik

Ähnlich wie in Frankreich, beschränkt sich die aktive Wettbewerbspolitik in Belgien bislang auf die Separation des Übertragungsnetzbetriebs an einen unabhängigen Systembetreiber (Elia), die Stärkung des „wettbewerblichen Rands“ (Competitive Fringe) sowie Vorgaben zur Versteigerung virtueller Kraftwerkskapazitäten im Rahmen der Fusionskontrolle. Für die vertikale Entflechtung wurde ein Clubmodell gewählt: Am Übertragungsnetzbetreiber Elia sind sowohl Erzeuger als auch regionale und kommunale Institutionen beteiligt. Elia ist für den Netzbetrieb auf Hochspannungsebene verantwortlich. Die Verantwortung für das Verteilnetz verblieb bei Behörden und Kommunen. Im Bezug auf die Auktion erlaubte die belgische Wettbewerbsbehörde Electrabel im Jahr 2003 die Übernahme mehrerer regionaler Verteilungsunternehmen im Gegenzug zum Verkauf von 1200 MW an Kraftwerkskapazität (ca. 10% der Spitzenlast) über *Virtual Power Plants* an Wettbewerber. Die

¹⁴ Nuon hatte sich neben 900 MW an dezentraler Erzeugungskapazität auch das geplante 800 MW Intergeen Kraftwerk vertraglich gesichert.

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 Kraftwerke. Die Auktionen wurden von der Belpex organisiert und fanden vierteljährlich bis zum Mai 2005 statt.

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. Dieser Prozess war bei Schriftlegung noch nicht abgeschlossen.

4.4.3 Ergebnisse und Perspektiven

Belgien steht noch relativ am Anfang einer aktiven Wettbewerbspolitik. Der Verkauf virtueller Kraftwerkskapazitäten ist zwar ein sinnvolles Instrument, jedoch sind ganze Kraftwerksverkäufe diesen virtuellen Verkäufen vorzuziehen (vgl. Willems, 2006). Die Markteintrittsbarrieren sind nach wie vor relativ hoch. Die Dominanz bei Langfristverträgen sowie ein Mangel an Standorten für Kraftwerksneubauten hindern andere Unternehmen am Markteintritt (vgl. Frontier Economics, 2006). Der geplante Ausbau der Kuppelkapazitäten sowie die Schaffung eines gekoppelten Marktes mit den Nachbarländern Niederlande und Frankreich könnten sich langfristig in erhöhtem Wettbewerbsdruck in der gesamten Region ausdrücken.

4.5 Frankreich: Auktionen virtueller Kraftwerkskapazitäten

4.5.1 Ausgangssituation und Liberalisierungsprozess

Frankreich ist nach Deutschland der zweitgrößte Elektrizitätsmarkt in Europa. Er zeichnet sich durch die Vormachtsstellung von Electricité de France (EDF) aus, dem größten Energiekonzern Europas, an dem der Staat ca. 90% der Anteile hält. EDF wurde 1946 durch das Verstaatlichungsgesetz („loi sur la nationalisation de l'électricité et du gaz“) gegründet. Der französische Elektrizitätsmarkt war ein klassisches staatliches Monopol im Bereich Übertragungsnetz und bis zum Jahr 2000 auch im Bereich des grenzüberschreitenden Handels; die EDF hat einen Anteil von mehr als 80% an der gesamten französischen Energieerzeugung und beliefert 95% der Kunden, die keine freie Lieferantenwahl haben. Der französische Kraftwerkspark ist durch einen hohen Anteil an Kernkraftwerken gekennzeichnet.

Im Jahr 2000 kam die Liberalisierung auch in Frankreich verspätet in Gang. Die unabhängige Regulierungsbehörde (CRE) wurde gegründet, welche die Preis- und Investitionspolitik im Elektrizitäts- und Gassektor überwacht. Für den Netzbetrieb ist das Unternehmen RTE zuständig. Das Netzeigentum verblieb bei EDF. Zur Ermöglichung von mehr Wettbewerb gründete ein Konsortium aus Übertragungsnetzbetreiber, Energielieferanten und Elektrizitätserzeugern 2003 die französische Energiebörse Powernext.

4.5.2 Aktive Wettbewerbspolitik

In Frankreich kamen u. a. drei Instrumente einer aktiven Wettbewerbspolitik zum Zuge: *Marktzugang* für neue Anbieter, *Divestiture* sowie der Verkauf *virtueller Kraftwerkskapazitäten*. Abgesehen von diesen Maßnahmen, blieb die Liberalisierungspolitik in Frankreich hinter der anderer EU-Länder zurück. Anders als in den meisten europäischen Ländern wurde EDF in Frankreich (noch) nicht *privatisiert*. Das Unbundling erfolgte nach Maßgabe der ersten Richtlinie: So wurden zwar die Bereiche Netz und Verteilung/Vertrieb in rechtlich eigenständige Einheiten strukturiert; beide gehören jedoch nach wie vor zur EDF Holding.

Im Bereich der Erzeugung bildete sich im letzten Jahrzehnt ein kleiner, wettbewerblicher Rand (*competitive fringe*, vgl. Tabelle 5). 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). Darüber hinaus erhielt Electrabel durch eine Kooperation mit EDF Zugang zu einem GW Kernkraftkapazität.

Frankreich gehörte zu den ersten Ländern, in denen das marktbeherrschende Unternehmen Auktionen für virtuelle Kraftwerkskapazitäten vornehmen musste. Dies war eine Auflage im Rahmen der Fusionskontrolle beim Erwerb einer Minderheitenbeteiligung am südwestdeutschen Energieversorgungsunternehmen EnBW (Januar 2002). Insgesamt wurde dabei ein Anteil von 6 GW veräußert. Jedoch wurde die Wirksamkeit von VPP reduziert, da es EDF möglich war, einen Teil der versteigerten Menge zurück zu kaufen; im Jahr 2004 waren das immerhin 30%. Nach 2006 wird die europäische Kommission entscheiden, ob diese Methode zur Schaffung von mehr Wettbewerb im französischen Energiesektor ausgedehnt werden soll.

4.5.3 Ergebnisse und Perspektiven

Auch in Frankreich sind erste Erfahrungen mit aktiver Wettbewerbspolitik gemacht worden. Die Auswirkungen bleiben jedoch noch gering. *Divestitures* sowie der Eintritt neuer Anbieter auf dem französischen Markt haben die Wettbewerbsintensität leicht erhöht. EDF bleibt jedoch nach wie vor das marktbeherrschende Unternehmen. Aufgrund der niedrigen Erzeugungskosten der französischen Wasser- und Kernkraftwerke erweist sich der Markteintritt für ausländische Anbieter als schwierig. Allerdings entsteht durch den ausländischen Wettbewerbsdruck ein oberes Preislimit, welches die Elektrizitätspreise in Frankreich deckeln kann (Glachant und Finon, 2005).

Eine effizientere Allokation bzw. der Ausbau von Kuppelkapazitäten mit den Nachbarn wäre dennoch eine sinnvolle Maßnahme zur Erhöhung des Wettbewerbs. Insgesamt ist das französische Netz in der Lage, größere Mengen an Energie als bisher zu importieren und damit den Wettbewerbsdruck aus dem Ausland zu erhöhen. Die Nutzung von Auktionen virtueller Kraftwerkskapazitäten ist als innovativ zu bewerten, wobei das gegenwärtige Auktionsdesign Schwachstellen aufweist.

Tabelle 5: Anteil französischer Unternehmen an der Erzeugung für das Jahr 2002

Unternehmen	Marktanteil	Technologie
EDF	91%	Nuklear, Wasser, Kohle, andere
Eigenerzeuger	3%	i.d.R. Edgas
CNR	2,8%	Wasser
SNET, Soprolif, Sodelif	1,2%	Kohle
SHEM	0,3%	Wasser
Kleine Wasserkraftwerke	0,6%	Wasser
Andere	1,1%	Verschiedene

Quelle: Glachant und Finon (2005)

4.6 Italien: Bedingungen für intensiveren Wettbewerb geschaffen

4.6.1 Ausgangssituation und Liberalisierungsprozess

Der italienische Markt ist traditionell durch eine hohe Importabhängigkeit (ca. 16% der Nachfrage), einen relativ alten Kraftwerkspark und hohe Elektrizitätspreise gekennzeichnet. Bis Ende der 1990er Jahre war der italienische Energiemarkt, wie die meisten anderen europäischen Energiemärkte, stark konzentriert und wurde von einem staatlichen Monopol in den Händen von Enel dominiert.

Seit 1997 ist für die Regulierung von öffentlichen Versorgungsunternehmen in den Bereichen Gas und Elektrizität eine unabhängige Behörde zuständig (Autorità per l'Elettrica e il Gas, AEEG). Die europäischen Bestimmungen zur Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte wurden 1999 in nationales Recht überführt. Italien hat als eines der letzten Länder Ende 2004 einen Börsenhandel für Elektrizität – die Italian Power Exchange (IPEX) – gegründet. Dadurch wird Großhändlern und Industriekunden die Möglichkeit gegeben, ihren Elektrizitätsbedarf direkt über den Börsenhandel zu decken, wobei der Großteil des Handels jedoch weiterhin über bilaterale Geschäfte stattfindet. Seit 2004 sind alle Nichthaushaltskunden frei in der Wahl ihres Versorgers. Ab 2007 soll der Markt vollständig liberalisiert sein.

4.6.2 Aktive Wettbewerbspolitik

In Italien kamen folgende Instrumente aktiver Wettbewerbspolitik zum Tragen: *Unbundling*, *Privatisierung*, *Divestiture* sowie – im europäischen Kontext innovativ – ein intensives *Marktmonitoring* inklusive Vertragskontrolle. Im Rahmen der Umsetzung der EU Binnenmarktrichtlinie 96/92 wurden beim vormals vertikal integrierten Unternehmen Enel die Erzeugung, Übertragung und Verteilung getrennt (Unbundling). Des Weiteren wurde eine *Teilprivatisierung* von Enel, welches sich auf seine Produktionstätigkeit beschränken musste, vorgenommen (34,5%; der Staat bleibt mit über 60% Mehrheitseigner).

Zur Förderung der Wettbewerbsintensität wurde Enel 1999 verpflichtet, ein Viertel seiner Kapazitäten zu verkaufen (*Divestiture*), um den Anteil an der Gesamtenergieerzeugung auf unter 50% zu reduzieren. Diese Kapazitäten wurden auf drei eigenständige Unternehmen aufgeteilt, die bis Ende 2002 verkauft wurden. Weitere größere Anteile halten die Unternehmen Edipower S.p.A. mit 9%,

Endesa Italia S.p.A mit 7,4% und Eni Group mit 6%; jedoch ist Enel mit nach wie vor über 50% der Erzeugungskapazität weiterhin der dominante Anbieter.

Eine der ersten Maßnahmen aktiver Wettbewerbspolitik war die *Trennung* von Eigentum und Management des Netzes. Das Netz wird nunmehr von der staatlich kontrollierten GRTN geleitet. Letzteres soll einen diskriminierungsfreien Netzzugang für alle Marktteilnehmer garantieren. Die Regulierungsbehörde AEEG betreibt darüber hinaus ein umfangreiches *Marktmonitoring*, um zu verhindern, dass Enel seine marktbeherrschende Stellung ausnützt. Neben Preisanalysen wird auch ein umfangreiches Controlling bzgl. der Langfristverträge durchgeführt. So sind die Unternehmen verpflichtet, der Regulierungsbehörde gegenüber sämtliche Langfristverträge offen zu legen.

4.6.3 Ergebnisse und Perspektiven

Die beschriebenen Maßnahmen sind sinnvolle Schritte auf dem Weg zu mehr Wettbewerb, auch wenn eine nachhaltige Senkung des Preisniveaus aufgrund verbliebener struktureller Rahmenbedingungen nicht zu beobachten war. Die vertikale Trennung sowie die Aufspaltung von Enel haben zur Herausbildung eines wettbewerblichen Großhandelsmarktes geführt. Das *Marktmonitoring* erscheint als ein potentiell geeignetes Mittel, Marktmacht(-missbrauch) bei kurzfristigen, aber auch auf längerfristigen Transaktionen zu beobachten.

Der italienische Elektrizitätsmarkt ist nach wie vor von einer hohen Importabhängigkeit geprägt, welche durch zusätzliche Kraftwerkskapazitäten reduziert werden soll. Die italienische Regierung hat dazu im Jahr 2002 ein Programm verabschiedet, welches einen Kraftwerkszubau von 10 GW bis Ende 2006 und insgesamt 20 GW bis 2010 vorsieht.

4.7 Spanien: Unbundling und Steigerung der Wettbewerbsintensität

4.7.1 Ausgangssituation und Liberalisierungsprozess

Der iberische Markt (Spanien und Portugal) ist aufgrund seiner geographischen Lage bis auf weiteres weitgehend vom Rest Europas abgeschnitten und verfügt nur über geringe grenzüberschreitende Leistungskapazitäten über die Pyrenäen nach Frankreich. Die spanische Energieversorgung ist damit vornehmlich auf inländische Produktion aus fossilen Kraftwerken sowie Kern- und Wasserkraftwerken angewiesen. Zu Beginn der Liberalisierung wurde der spanische Elektrizitätsmarkt von vier Unternehmen dominiert (Endesa Gruppe, Iberdrola, Unión Fenosa und Hidrocantábrico). Unabhängige Energieerzeuger hielten 1998 einen Anteil von 11% an der Gesamtenergieerzeugung.

Im Jahr 1998 wurde die EU Richtlinie zur Liberalisierung des Energiesektors in nationales Recht umgesetzt. Man konzentrierte sich dabei auf die Errichtung eines Energy Pools mit einem Market Operator (Compañía Operadora del Mercado de Electricidad, OMEL) und einem Systembetreiber (Red Eléctrica de España, REE). Des Weiteren wurde die Marktöffnung vollzogen. Die Umsetzung der 2. Binnenmarkt-Richtlinie (2003) erfolgte dagegen zögerlicher, so dass die Europäische Kommission schließlich ein Vertragsverletzungsverfahren gegen Spanien anstrebte.

4.7.2 Aktive Wettbewerbspolitik

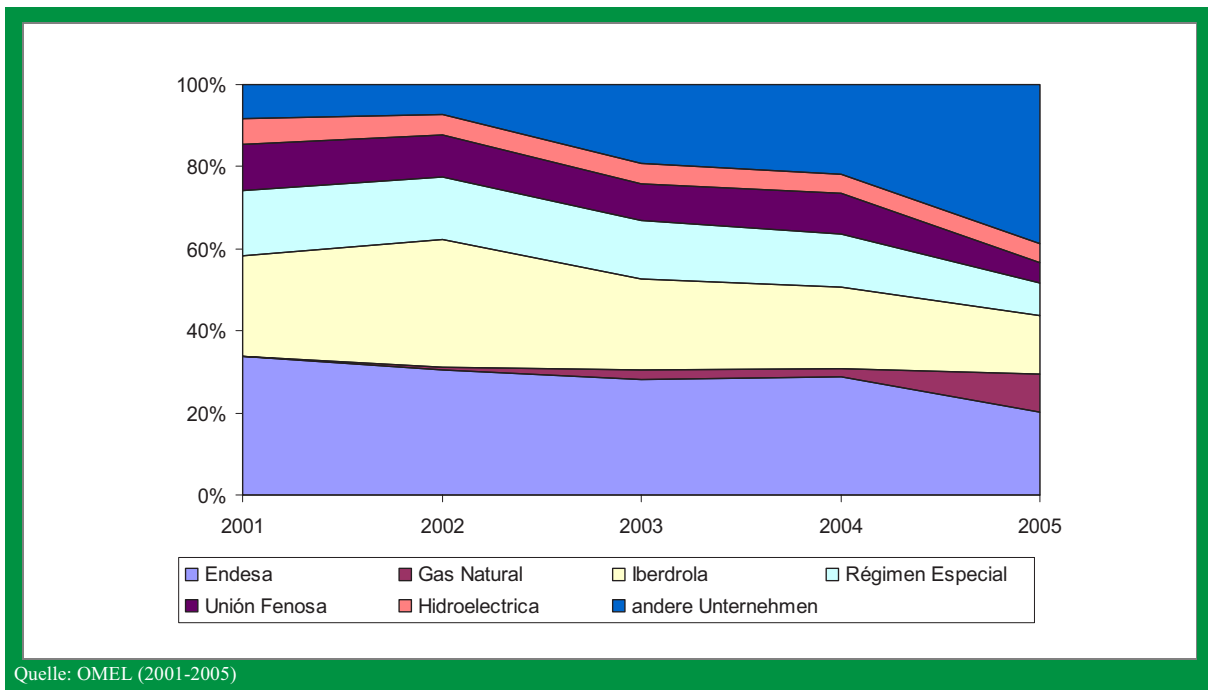
Zwei wichtige Schritte auf dem Weg zur Liberalisierung des spanischen Marktes waren die *Privatisierung* und die *Entflechtung* der 1946 als staatseigenes Unternehmen gegründeten Endesa im Jahr 1998. Der spanische Staat hält weiterhin einen „goldenen Anteil“ (golden share), welcher es ihm ermöglicht, ein Veto in nationalen energiepolitischen Fragen auszuüben. Daneben war der spanische Markt seit dem Beginn der Liberalisierung durch Übernahmen und Anteilsverkäufe gekennzeichnet. Die Pläne von Unión Fenosa zur Übernahme von Hidrocantábrico scheiterten zwar am Widerstand der Regulierungsbehörde, jedoch war Hidrocantábrico in den letzten Jahren Ziel mehrerer Zusammenschlüsse. Heute hält Energias de Portugal (EdP) 95% der Anteile des Unternehmens. Ebenfalls 2000 entschlossen sich Endesa und Iberdrola zur Fusion und waren bereit, 16 GW sowie kleinere Teile ihres Verteilnetzes zu verkaufen (*Divestiture*). Nach Forderung der EU zu weiteren Zugeständnis auf Seiten der Unternehmen verwarfen diese den Fusionsplan auf Grund mangelnder Rentabilität.

Da der spanische Elektrizitätsmarkt auf inländische Kraftwerke angewiesen ist, liegt es im besonderen Interesse der Regierung, den Kraftwerksneubau abzusichern. Vor der Liberalisierung des Marktes wurden Entscheidungen über den Kraftwerksneubau in einem nationalen Investitionsplan festgehalten, wobei Unternehmen eine Zahlung für die so genannten „standard costs“ erhielten. Nach Einführung der Liberalisierung regelt ein Gesetz von 1997 die zusätzliche Zahlung von „Competition Transition Costs“.

4.7.3 Ergebnisse und Perspektiven

Trotz des insgesamt noch nicht abgeschlossenen Liberalisierungsprozesses, hatten ausgewählte Maßnahmen aktiver Wettbewerbspolitik einen positiven Einfluss auf die Marktentwicklung. Die Anbieterkonzentration ist seit 1998 kontinuierlich gesunken (Abbildung 5). Das Wettbewerbsniveau hat sich seit Beginn der Liberalisierung erhöht. Insbesondere durch Investitionen zu Beginn dieses Jahrzehnts sind die Preise tendenziell gesunken und temporäre Knappheiten konnten reduziert werden. Jedoch ist der Markt weiterhin durch volatile Preise und regelmäßige Regulierungseingriffe gekennzeichnet. Verbleibende Reformschritte werden im Ausbau der grenzüberschreitenden Leistungskapazitäten sowie der Erhöhung der Transparenz der Preissetzung gesehen.

Abbildung 5: Anbieteraufteilung in Spanien (2001-2005)



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. Dies ist im vorliegenden Aufsatz anhand theoretischer Konzepte, insbesondere der Oligopoltheorie, gezeigt worden. 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 (vgl. auch Executive Summary):

- *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 die 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 sinkenden 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 Power Plants, VPP). Unbundling zwischen Elektrizitätserzeugung und –transport trägt aufgrund der Reduktion von Diskriminierungspotential zu einer Steigerung des Wettbewerbs bei (z. B. England/Wales, Spanien) und bietet sich als ergänzende Maßnahme einer aktiven Wettbewerbspolitik an.
- Der Bau neuer Kraftwerkskapazitäten durch dritte Unternehmen sollte durch Schaffung von Chancengleichheit 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.

6 Literaturverzeichnis

6.1 Allgemeine Literatur

- Allaz, Blaise, und Jean-Luc Vila (1991): Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency. In: *Journal of Economic Theory*, Vol. 59, S. 1-16.
- Borrmann, Jörg, und Jörg Finsinger (1999): *Markt und Regulierung*. München, Vahlen.
- 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*.
- Freund, Karen, Hannes Weigt, and Till Jeske (2006): *Nodal Pricing of the European Electricity Grid - A Welfare Economic Analysis for Feeding-in Offshore Wind Electricity*. Paper presented at the International IAEE Conference, Potsdam; Trends in German and European Electricity Working Papers, WP-GE-10.
- Green, Richard, und David Newbery (1992): Competition in the British Electricity Spot Market. In: *The Journal of Political Economy*, Vol. 100, No. 5, S. 929-953.
- Haas, Reinhard, Jean-Michel Glachant und Hans Auer et al (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. In: *American Economic Review*, Vol. 35 (September).
- Hirschhausen, Christian von (2005): Anforderungen an die Energiepolitik – Grundsätze und Strategie. In: Bohnenschäfer, Werner, Christian von Hirschhausen, Wolfgang Ströbele, Joachim Treusch, und Ulrich Wagner (Hrsg.): *Nachhaltige Energiepolitik für den Standort Deutschland - Anforderungen an die zukünftige Energiepolitik*. Berlin, Studie für den BDI.
- Hirschhausen, Christian von (2006): Infrastrukturpolitik: Mehr Wachstum durch Wettbewerb, Regulierung und Privatbeteiligung. In: Zimmermann, Klaus F. (Hrsg.): *Deutschland - was nun? Reformen für Wirtschaft und Gesellschaft*. München, Beck im dtv, S. 251-269.
- Joskow, Paul (2006a): Markets for Power in the United States: An Interim Assessment. In: *The Energy Journal*, Vol. 27, No. 1 (Januar), S. 1-36.
- Joskow, Paul (2006b): Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. In: *Oxford Review of Economic Policy* (Juni).
- Kantzenbach, Erhard (1967): *Die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs*. Göttingen, Vandenhoeck & Ruprecht.
- Kumkar, Lars (1998a): *Privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in vertikal strukturierten Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik*. Kieler Arbeitspapier Nr. 928. Kiel, Institut für Weltwirtschaft.
- Kumkar, Lars (1998b): *Regulierung vertikal strukturierter Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik*. Kieler Arbeitspapier Nr. 928. Kiel, Institut für Weltwirtschaft.

- Littlechild, Stephen (2006): *Beyond Regulation*. Cambridge Working Papers in Economics, CWPE 0616, University of Cambridge, Department of Applied Economics.
- Matthes, Felix Chr., Sabine Poetzsch, and Katherina Grashoff (2005): *Power Generation: Market Concentration in Europe 1996-2004. An Empirical Analysis*. Berlin, Oeko-Institute.
- Müller, Leonhard (2001): *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft, Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen*, 2. Auflage. Berlin, Springer
- Newbery, David (1997): *Privatisation and Liberalisation of Network Utilities*. University of Cambridge, Department of Applied Economics.
- Ng, Charles und Paul Seabright (2001): Competition, Privatisation, and Productive Efficiency: Evidence from the Airline industry. In: *The Economic Journal*, Vol. 111, S. 591-619.
- Roberts, J., Elliott, D. und T. Houghton (1991): *Privatising Electricity: The Politics of Power*, London: Belhaven.
- 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*, Vol. 20, No. 1 S. 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“. In: *German Working Papers in Law and Economics*, Vol. 2005, No. 3.
- Stoft, Steven (2002): *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Piscataway, NJ, IEEE Press, Wiley-Interscience.
- 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. In: *Journal of Economic Behaviour and Organization*, Vol. 42, S. 43-74.
- Wied-Nebbeling, Susanne (2004): *Preistheorie und Industrieökonomik*. Berlin, Springer.
- Willems, Bert (2006): *Virtual Divestitures, Will They Make a Difference? Cournot Competition, Option Markets and Efficiency*. European University Institute, Italy.
- 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.

6.2 Literatur für die Länderstudien

6.2.1 England/Wales

- Day, Christopher und Derek Bunn (2001): Divestiture of Generation Assets in the Electricity Pool of England and Wales: A Computational Approach to Analyzing Market Power. In: *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 19, No. 2, S. 123-141.
- 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.
- Newbery, David (1995): Power Markets and Market Power. In: *Energy Journal*, Vol. 16, No. 3.
- Newbery, David (1998): Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market. In: *RAND Journal of Economics*, Vol. 29, No. 4, S. 726-749.
- Newbery, David (2000): *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*. The Walras-Pareto Lectures, 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 CEGB – Was It Worth It? In: *Journal of Industrial Economics*, Vol. 45, No. 3, S. 269-303.
- Stubbs, Peter und Rafael Macatangay (2002): The British Experience of Privatization and Regulation of the Electricity Industry, and some Lessons for the Philippines. In: *Journal of Asia Pacific Economy*, Vol. 7, No. 1, S. 113-136.
- Thomas Stephen (2004): Evaluating the British Model of Electricity Deregulation. In: *Annals of Public and Cooperative Economics*, Vol. 75, No. 3, S. 367-398.

6.2.2 USA

- Blumstein, Carl, Friedman, L.S. und Richard Green (2002): *The History of Electricity Restructuring in California*. CSEM Working Paper 103, University of California, Energy Institute.
- Bushnell, James (2003): *Looking for Trouble: Competition Policy in the U.S. Electricity Industry*. CSEM Working Paper 109, University of California, Energy Institute.
- Bushnell, James und Catherine Wolfram (2005): *Ownership Change, Incentives and Plant Efficiency: The Divestiture of U.S. Electricity Generation Plants*. University of California Energy Institute, CSEM.
- Bushnell, James, Mansur, Erin T. und Celeste Saravia (2004): *Market Structure and Competition: A Cross-Market Analysis of U.S. Electricity Deregulation*. CSEM Working Paper 126, University of California, Energy Institute.
- Joskow, Paul, und Edward Kahn (2002): A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000. In: *The Energy Journal*, Vol. 23, No. 4.

- Kumkar, Lars (2001): *Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien..* Kieler Arbeitspapier, No. 1022, Universität Kiel, Institut für Weltwirtschaft.
- Kumkar, Lars (2002): *Das Kalifornische Strommarktdebakel – Von Liberalisierungsversprechen und Regulierungsversagen.* Kieler Arbeitspapier, No. 1097, Universität Kiel, Institut für Weltwirtschaft.
- Marnay, Chris, Kito, Suzie, Kirshner, Dan et al. (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.
- Wolak, Frank (2003): *Lessons from the California Electricity Crisis.* CSEM Working Paper 110, University of California, Energy Institute.

6.2.3 Niederlande

- Moselle, Boaz, Newberry, David, und Dan Harris (2006): *Factors Affecting Geographic Market Definition and Merger Control for the Dutch Electricity Sector.* Brussel, The Brattle Group.
- Oosterhuis, Frans (2001): *Electricity Market Liberalisation and Environment: The Case of the Netherlands.* Institute for Environmental Studies, Vrije Universiteit, Paper for the 1st Meeting of the ‘Grenelem’ Project, Santiago de Chile 10-11, 2001.
- van Damme, Eric (2005): *Liberalizing the Dutch Electricity Market: 1998-2004.* Discussion Paper, No. 09, Tilburg University, Tilburg Law and Economic Center.
- IEA (2004): *Energy Policies of IEA Countries: Spain 2004 Review.*

6.2.4 Belgien

- Frontier Economics (2006): *Addressing the Adverse Effects of Market Power: A Final Report Prepared for CREG.*
- London Economics (2004): *Structure and Functioning of the Electricity Market in Belgium in a European Perspective.* Final Report.
- National Bank of Belgium (2004): *Liberalisation of Network Industries: Is Electricity an Exception to the Rule?* Working Papers-Document Series.
- Van Roy, dr. ir., Peter (2001): *Liberalization of the Belgian Electricity Market and Transmission Tariffs,* Katholieke Universiteit Leuven.
- IEA (2002): *Energy Policies of IEA Countries: Belgium 2001 Review.*

6.2.5 Frankreich

- Glachant, Jean-Michel (2004): *A Competitive Fringe in the Shadow of a State Monopoly: The Case of France.* Contribution the SESSA conference in Cambridge.
- IEA (2004): *Energy Policies of IEA Countries: France 2004 Review.*

6.2.6 Italien

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.

IEA (2003): *Energy Policies of IEA Countries: Ital 2003 Review*.

6.2.7 Spanien

Crampes, Claude und Natalia Fabra (2004): *The Spanish Electricity Industry: Plus ça change* In: *Energy Journal*, Vol. 26.

IEA (2001): *Energy Policies of IEA Countries: Spain 2001 Review*.

OMEL (verschiedene Ausgaben): *Mercado de Electricidad*. Madrid.