

Kumkar, Lars

Working Paper — Digitized Version

Strommarktliberalisierung in Kalifornien: Schlägt das Pendel zurück?

Kieler Diskussionsbeiträge, No. 378/379

Provided in Cooperation with:

Kiel Institute for the World Economy – Leibniz Center for Research on Global Economic Challenges

Suggested Citation: Kumkar, Lars (2001) : Strommarktliberalisierung in Kalifornien: Schlägt das Pendel zurück?, Kieler Diskussionsbeiträge, No. 378/379, ISBN 3894562277, Institut für Weltwirtschaft (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/48043>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

Strommarktliberalisierung in Kalifornien: Schlägt das Pendel zurück?

von Lars Kumkar

INHALT

- Die Stromnachfrage in Kalifornien stellt seit dem Frühjahr 2000 extreme Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark und die Transportnetze. Der Kraftwerkspark ist nicht nur deutlich überaltert, sondern generell der Nachfrageentwicklung nicht angemessen. Zu dem seit vielen Jahren aufgebauten Investitionsstau hat die Regulierungspolitik der Vergangenheit wesentlich beigetragen. Hinzu kommen als kurzfristige Faktoren des kalifornischen Strommarktes die sehr deutlich gestiegenen Erdgaspreise und die explodierenden Emissionskosten, die für erhebliche kurzfristige Kostensteigerungen bei den Stromanbietern verantwortlich sind.
- Bei dem kalifornischen Strommarkt handelt es sich nicht um einen deregulierten Markt. Tatsächlich wurden derart viele detaillierte Vorschriften erlassen, dass bislang eher von einem nur sehr partiell liberalisierten als von einem deregulierten Strommarkt die Rede sein kann. Dieses Übergangsmodell wies drei entscheidende Fehler auf.
- *Erstens* wurden die Transaktionen und Konditionen auf den kurzfristigen Großhandelsmärkten weitgehend dereguliert, ohne gleichzeitig die Bedingungen dafür zu schaffen, dass hohen Preisen zeitnah durch den Zubau neuer Anlagen begegnet werden konnte.
- *Zweitens* wurden die großen Stromunternehmen über die monopolistische Strombörse CalPX auf den kurzfristigen Stromhandel verpflichtet. Hätten sie jedoch in ihrem Beschaffungsportfolio über einen größeren Anteil an längerfristigen Bezugsverträgen verfügen können, wären die Auswirkungen auf ihre finanzielle Situation deutlich geringer gewesen.
- *Drittens* durften die enorm gestiegenen Großhandelspreise nicht an die Endkunden weitergegeben werden. Dies verringerte die Anreize für die Endkunden, ihren Stromverbrauch insbesondere in Spitzenlastperioden in angemessener Weise zu reduzieren, und verschärfte daher die Knappheitsprobleme.
- Die Probleme des kalifornischen Stromsektors liegen nicht in einem Marktversagen, sondern in einem Regulierungsversagen. Mehr Markt statt weniger Markt wäre daher die adäquate Antwort.
- Das Übergangsmodell ist gescheitert. Die Reaktionen des Gesetzgebers und der Regulierer auf die derzeitigen Entwicklungen geben aber bislang keinen Anlass zur Hoffnung auf zügige Lösungen der Probleme. Zwar hat der Bundesstaat Kalifornien jüngst einige Übergangsregulierungen geändert. Dies sind aber im Wesentlichen Maßnahmen, die als kurzfristige, reine Notmaßnahmen verstanden werden müssen und die die eigentlichen Probleme nicht wirklich angehen.
- Gegenwärtig ist nicht absehbar, ob der kalifornische Strommarkt auf dem Weg zu einer stärkeren wettbewerblichen Öffnung oder aber im Gegenteil auf dem Weg zurück in die Vergangenheit der umfassenden Regulierung der Jahre vor 1996 ist. Es ist sogar denkbar, dass das Pendel von der Liberalisierung nicht allein zurück zur umfassenden Regulierung, sondern darüber hinaus zur teilweisen Verstaatlichung von Teilen der Stromwirtschaft schlägt.

KIELER DISKUSSIONSBEITRÄGE

K I E L D I S C U S S I O N P A P E R S

378/379

**Strommarkliberalisierung in Kalifornien:
Schlägt das Pendel zurück?**

von Lars Kumkar

Die Deutsche Bibliothek – CIP-Einheitsaufnahme

Ein Titeldatensatz für diese Publikation ist bei
Der Deutschen Bibliothek erhältlich

<http://www.ddb.de>

ISBN 3-89456-227-7

© Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel 2001.

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 0455-0420

Inhaltsverzeichnis

A. Einleitung	7
B. Ordnungsrahmen der kalifornischen Stromwirtschaft	9
I. Der Regulierungsrahmen auf der Bundesebene	9
1. Gesetzliche Bestimmungen auf der Bundesebene	9
2. Zur Regulierungspolitik der FERC.....	10
3. Eine Zwischenbilanz der Reformen auf der Bundesebene	12
II. Der Regulierungsrahmen auf der Ebene des Bundesstaates Kalifornien	13
1. Der Inhalt der kalifornischen Reformen: Neue Marktstrukturen und Akteure	13
2. Wettbewerb und öffentliche Kontrolle: Zur Regulierung der kalifornischen Versorgungsunternehmen	16
3. Übergangsprobleme: Nichtamortisierbare Investitionen und Reziprozitätsklauseln	18
4. Das kalifornische Liberalisierungsmodell: Ein Common-Carrier-Modell oder ein Poolmodell?	19
C. Kaliforniens Strommarkt nach 1998: Einige Überraschungen	19
I. Die Entwicklungen der Marktstruktur	19
1. Marktanteile in der Erzeugung	19
2. Marktanteile im Stromendverkauf	21
3. Die Entwicklung der zentralen Strombörse (CalPX).....	24
II. Preisentwicklungen	29
1. Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten.....	29
2. Endverkaufspreise.....	33
D. Welche Schwachstellen sind zu erkennen?	35
I. Zunehmende Knappheiten und deren Ursachen	36
1. Aggregierte Angebots- und Nachfragetendenzen: Das langfristige Bild.....	36
2. Besondere Umstände im Jahr 2000	38
3. Fazit: Zu geringe Investitionen und die Rolle der Regulierung der Angebotsseite	42
II. Kurzfristige Kostensteigerungen	45
III. Marktdesignprobleme: Ausgewählte Aspekte der CAISO-Märkte	46
1. Das Zusammenspiel einzelner Märkte	46
2. Der Markt für Ersatzreserve und der Real-Time-Markt	49
3. Die Out-of-Market-Käufe	53
4. Fazit: Marktmacht in Engpasssituationen, kurzfristige Märkte und die Rolle der Regulierung	54

IV. Regulierungsversagen auf der Nachfrageseite	56
1. Verbot des Hedging auf den Großhandelsmärkten.....	57
2. Geringe Endnachfrageelastizität und die Rolle der Endpreisregulierung.....	63
V. Zusammenfassung: Ursachen der Preissteigerungen	65
E. Reaktionen des Gesetzgebers und der Regulierer auf die Situation im Jahr 2000: Jüngste Änderungen des Ordnungsrahmens	66
I. Die Verordnung der FERC vom Dezember 2000.....	67
1. Abschaffung der Zwangspartizipation der alteingesessenen Unternehmen am CalPX-Handel	68
2. Einführung differenzierter Strafgebühren für den Handel via CAISO.....	69
3. Änderung der Führungsstruktur von CAISO und CalPX.....	70
4. Schaffung einer „weichen Preisobergrenze“ für den Großhandelsmarkt als kurzfristige Maßnahme	70
5. Einige Anmerkungen zur FERC-Verordnung	72
II. Reaktionen auf kalifornischer Ebene	76
1. Wandel der Anschauungen in der CPUC: Der Plan zur Stabilisierung der Strompreise vom August 2000.....	77
2. Die Maßnahmen des kalifornischen Gesetzgebers zur Stabilisierung der Strompreise: AB 265 und AB 970 vom September 2000	78
3. Die jüngsten Maßnahmen im Frühjahr: Stromabschaltungen, weiter anziehende Preise, drohender Ruin der IOU und die Antwort des Gouverneurs.....	79
4. Eine kurze Kritik der bisherigen Maßnahmen auf kalifornischer Ebene.....	81
F. Schlägt das Pendel zurück?	85
I. Zusammenfassung.....	85
II. Schlussfolgerungen.....	86
III. Ausblick.....	89
Literatur.....	90

Ich danke Rüdiger Soltwedel und Dietmar Gebert für wertvolle Hinweise sowie Economic Insight, Inc., für die freundliche Bereitschaft, Zahlen zu den bilateralen Kontraktpreisen zur Verfügung zu stellen. Selbstverständlich gehen verbliebene Mängel und Irrtümer allein zu Lasten des Verfassers. Das Manuskript wurde inhaltlich im März 2001 abgeschlossen.

Abkürzungsverzeichnis

AB	Assembly Bill
APX	Automated Power Exchange
AS	ancillary services
BFM	block-forwards market
CAISO	California Independent System Operator
CalPX	California Power Exchange
CEC	California Energy Commission
CEOB	California Electricity Oversight Board
CFR	Code of Federal Regulation
CPUC	California Public Utilities Commission
CTC	competition transition charge
DOE	Department of Energy
DSM	demand side management
DWR	Department of Water Resources
EIA	Energy Information Administration
EPAAct	Energy Policy Act of 1992
ESP	electricity service providers
EWG	exempted wholesale generators
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FPA	Federal Power Act
FPC	Federal Power Commission
IOU	investor-owned utilities
IRP	integrated resources planning
ISO	independent system operator
NERC	North American Electric Reliability Council

NOPR	Notice of Proposed Rulemaking
PBR	performance-based regulation
PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PUA	Public Utility Act
PUC	Public Utilities Code
PUHCA	Public Utility Holding Company Act of 1935
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act
PX	Power Exchange
QF	qualifying facilities
RTC	reclaim trading credits
RTO	Regional Transmission Organization
SC	scheduling coordinators
SCAQMD	South Coast Air Quality Management District
SCE	Southern California Edison Company
SDG&E	San Diego Gas & Electric Company
SEC	Securities and Exchange Commission
SWP	State Water Project
UDC	utility distribution company
USC	United States Code
WSCC	Western Systems Coordinating Council

A. Einleitung

Die seit dem Frühsommer 2000 beobachteten drastischen Strompreiserhöhungen und Stromausfälle in Teilen Kaliforniens haben die dortigen Nachfrager an den Segnungen des Wettbewerbs im Stromsektor zweifeln lassen.

Die neuen Märkte funktionierten zunächst so, dass Anlass für öffentliche Diskussionen kaum bestand: Die Preise auf dem Großhandelsmarkt lagen in einem Bereich, der erwartet worden war oder sogar leicht darunter; die ehemaligen Monopolisten schrieben ihre unwirtschaftlichen Anlagen im Schutz der hierfür erlassenen Regulierungsvorschriften ab; die Endkunden nahmen die Veränderungen kaum zur Kenntnis, da ihre Endpreise durch die Regulierungsvorschriften ohnehin für eine Übergangszeit fixiert wurden. Schließlich traten zahlreiche neue Unternehmen auf den Markt, so dass die Marktkonzentration in der Stromerzeugung erheblich abnahm.

Seit dem Frühsommer 2000 hat sich die Situation auf dem Strommarkt aber drastisch geändert. Die Preise auf den Großhandelsmärkten haben sich um ein Vielfaches erhöht; die ehemaligen Monopolisten scheinen mit der Insolvenzgefahr zu kämpfen; einzelne Nachfragergruppen haben erhebliche Strompreiserhöhungen erleben müssen; mehrfach fiel der Strom in Kalifornien aus. Diese Entwicklungen blieben nicht ohne Folgen.

In den örtlichen Zeitungen erschienen Artikel renommierter Ökonomen, die der Frage „What went wrong?“ (Borenstein und Bushnell 2000) nachgingen. Ein Mitglied des U.S.-Repräsentantenhauses bezeichnete die Preise im Südwesten der Vereinigten Staaten als „kriminell“ und ungesetzlich hoch (CEM 2000a: 12). Sowohl der kalifornische Gesetzgeber als auch die zuständigen Regulierungskommissionen haben in beachtlichem Tempo Beschlüsse gefasst, die eine schnelle Senkung der Strompreise im Visier haben, ohne gleichzeitig die Frage zu beantworten, zu wessen Lasten die Preissenkungen gehen sollen. Diese politischen Reaktionen hinterlassen in ihrer Gesamtheit durchaus den Eindruck einer gewissen Hektik.

Aber die Schwierigkeiten, denen sich die Unternehmen und Nachfrager ausgesetzt sehen, wecken nicht nur lokales Interesse, sondern werden in den gesamten Vereinigten Staaten und auch in Europa mit großem Interesse verfolgt. Ein Grund für dieses Interesse, das sich z.B. im Artikel „Eine misslungene Deregulierung“ in der *Frankfurter Allgemeinen Zeitung* vom 24. August 2000 niederschlug,¹ liegt darin, dass die in Kalifornien 1995/1996 eingeleiteten Umstrukturierungen des Stromsektors eine Vorbildfunktion für zahlreiche Reformpolitiken in anderen U.S.-Bundesstaaten hatten.² Kalifornien war — begründet vornehmlich in den seit vielen Jahren auch für amerikanische Verhältnisse außerordentlich hohen Strompreisen — der erste U.S.-Bundesstaat, in dem der Wettbewerb um alle Endkunden bei gleichzeitiger massiver Änderung aller Regulierungs- und Marktstrukturen Richtschnur der Reformen war. Es ist zu vermuten, dass eine Wiedereinführung einer umfassenden Regulierung in Kalifornien genauso Vorbildcharakter für andere Staaten innerhalb und außerhalb der Vereinigten Staaten haben würde, wie es vorher die Liberalisierung hatte.

Der Präsident des Edison Electric Institute, des Verbandes der privaten Stromversorgungsunternehmen, stellte vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen in Kalifornien die Frage: „Is Electricity Deregulation Broken?“ (Kuhn 2000).

¹ Vgl. auch *Neue Zürcher Zeitung* vom 17. August 2000 „Amerikas Strommarkt in der Krise“, *VDI Nachrichten* vom 25. August 2000 „Deregulierung verschärft Versorgungsengpass: Kalifornien ohne Strom“ oder „Power Deregulation in California Shows Wrong Way to Go“ in *Wall Street Journal Europe* vom 28. November 2000: 1.

² „California's restructured electric energy industry has been the subject of extensive discussions around the world and has been recognized as a benchmark and showcase for restructuring of a traditional regulated and vertically integrated electric utility industry“ (Alaywan 2000: 69).

Der vorliegende Beitrag versucht dieser Frage nachzugehen. Dabei werden die Entwicklungen bis Ende Februar 2001 berücksichtigt und sollen die wesentlichen Problembereiche identifiziert und deren komplexes Zusammenwirken herausgearbeitet werden.³ Ziel ist die Klärung, ob die derzeitigen Schwierigkeiten im kalifornischen Strommarkt grundlegende Probleme des Wettbewerbsansatzes für die Stromwirtschaft anzeigen oder ob sie eher Übergangsbestimmungen und „Hypotheken“ aus der Vergangenheit zu verdanken sind.

In Kapitel B wird zunächst ein Überblick über die Grundzüge der Strommarktregulierung in den Vereinigten Staaten und insbesondere in Kalifornien gegeben, um hierdurch die Einordnung der derzeitigen Vorgänge im kalifornischen Strommarkt zu erleichtern. Dabei wird zunächst auf die zentralen Vorgaben sowohl des Bundesgesetzgebers als auch auf die Regulierungspolitik der Bundesregulierungsbehörde für Energie (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) eingegangen und die derzeit geltende föderale Kompetenzzuweisung erläutert. Anschließend werden die zentralen Elemente der kalifornischen Reformen von 1995/1996 skizziert. Dabei widmet sich die Diskussion der Organisation der Netznutzung durch einen unabhängigen Netzbetreiber, der Ausgestaltung des hiervon weitgehend getrennten Stromhandels, der verbleibenden Regulierung und schließlich den Übergangsbestimmungen.

In Kapitel C werden die Ergebnisse seit der Implementierung der Reformen in 1998 dargelegt. Dabei wird zunächst auf die Marktstrukturentwicklungen eingegangen und etwa die Frage beleuchtet, inwieweit das den Reformen zugrunde liegende Ziel einer weitgehenden Entflechtung der Erzeugung von den anderen Wertschöpfungsstufen der Stromwirtschaft erreicht wurde. Eingegangen wird auch darauf, welches Ausmaß der Wettbewerb um Endkunden angenommen hat und ob sich die zentrale Strombörse im Wettbewerb mit anderen Institutionen des Stromhandels behaupten konnte. Im Anschluss werden die preislichen Entwicklungen sowohl auf der Großhandels- als auch auf der Einzelhandelsebene betrachtet.

Den zugrunde liegenden Ursachen für die enormen Preissteigerungen seit dem Frühsommer 2000 wird in Kapitel D nachgegangen. Untersucht werden zunächst die Angebots- und Nachfrageentwicklungen, die besonderen Umstände, die im Laufe des Jahres 2000 hinzutraten, und die Rolle, die die Regulierungsentscheidungen hierbei spielten und spielen. Nachdem anschließend kurzfristige Gründe für Kostensteigerungen betrachtet werden, sollen ausgewählte Marktdesignprobleme etwas ausführlicher untersucht und schließlich soll auch aufgezeigt werden, inwieweit einzelne Regulierungen der Nachfrageseite die Probleme weiter verschärften.

Kapitel E widmet sich den jüngsten Reaktionen des kalifornischen Gesetzgebers und der Regulierungskommissionen auf Bundes- und Staatsebene, die in zum Teil deutlichem Umfang die anfänglichen Bestimmungen für den Stromhandel und die Erzeugung änderten, die insbesondere die Position der zentralen Strombörse gefährden und darüber hinaus eine Verstaatlichung von Teilen der Stromwirtschaft bedeuten könnten. In diesem Zusammenhang wird auch auf die aktuellen Marktentwicklungen zu Beginn des Jahres 2001 eingegangen.

Im letzten Kapitel werden die Ergebnisse zusammengefasst und einige Schlussfolgerungen präsentiert. Es wird auch ein Ausblick gegeben, der auch darauf eingeht, ob die kalifornische Stromwirtschaft auf dem Weg zurück zu einer umfassenden Regulierung ist, ob somit das Pendel zurückschlägt, von Marktöffnung und Liberalisierung zurück zu Regulierung und staatlicher Intervention.

³ Die vorliegende — und angesichts der Aktualität der Vorgänge und der seit Beginn der Reformen nur kurzen Zeitspanne spärliche — Literatur widmet sich ganz überwiegend einzelnen Problemen, etwa der Untersuchung von Marktdesigndetails im Bereich des Engpassmanagements des California Independent System Operator (CAISO) (Alaywan 2000; Borenstein et al. 2000; Wolak 1999) oder spezifischen Marktmachtproblemen (Bushnell und Wolak 1999; Harvey und Hogan 2000b; Joskow und Kahn 2000; vgl. auch Chandley et al. 2000).

B. Ordnungsrahmen der kalifornischen Stromwirtschaft

I. Der Regulierungsrahmen auf der Bundesebene

1. Gesetzliche Bestimmungen auf der Bundesebene

Vergleichbar der Situation in Deutschland (Kumkar und Neu 1997) war die U.S.-amerikanische Stromwirtschaft seit ihren Anfängen durch die Existenz zahlreicher vertikal integrierter Stromunternehmen gekennzeichnet, die teilweise im privaten Besitz, teilweise im Besitz der Kommunen, teilweise auch im Besitz der einzelnen Bundesstaaten oder des Zentralstaats waren. Der Grad der horizontalen Integration variierte dabei von Region zu Region und von Staat zu Staat (vgl. ausführlicher zum Folgenden Kumkar 2001a).

Gemeinsames Merkmal dieser Unternehmen war, und dies ist eine weitere Ähnlichkeit zur traditionellen Struktur in Deutschland, dass sie in der Regel über exklusive Versorgungslizenzen für die Versorgung von Endkunden in regional abgegrenzten Gebieten verfügten. Rechtliche Grundlage dieser geschlossenen Versorgungsgebiete war ein Geflecht von bundesstaatlichen und einzelstaatlichen Bestimmungen.

Der Public Utility Holding Company Act (PUHCA) war zusammen mit dem ebenfalls aus dem Jahr 1935 herrührenden Federal Power Act (FPA) das zentralstaatliche Gesetzeswerk, welches für einige Jahrzehnte die Dominanz des Modells des integrierten Gebietsmonopols in allen Bundesstaaten sicherstellte. Der PUHCA sah die geographische Beschränkung der Stromunternehmen auf das Gebiet jeweils nur eines Bundesstaates vor. Durch den FPA wurden alle potentiell oder tatsächlich grenzüberschreitenden Stromhandelstransaktionen einer neuen Regulierungsbehörde des Bundes, der Federal Power Commission (FPC, seit 1978 der Federal Energy Regulatory Commission, FERC) unterstellt.

Die Bestimmungen des FPA schufen im Zusammenhang mit den Vorschriften des PUHCA eine im Grundsatz bis heute geltende recht klare administrative Zuordnung der Regulierungskompetenzen verschiedener föderaler Ebenen: Die FERC (bzw. bis 1978 die FPC) überwacht den Handel zwischen den Versorgungsunternehmen, d.h. den Großhandel mit Strom. Die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen regulieren den Verkauf von Strom an Endabnehmer, d.h. den Einzelhandel mit Strom (Ausnahmen gelten für Stromunternehmen im öffentlichen Besitz, die in der Regel direkt von den unteren Gebietskörperschaften reguliert werden und weder der Regulierungskompetenz der FERC noch der einzelstaatlicher Kommissionen unterliegen).

Die U.S.-Stromwirtschaft war folglich auf der einen Seite durch die Gewinnregulierung der Unternehmen und die damit einhergehende Versorgungspflicht und auf der anderen Seite durch das Recht der Anteilseigner auf eine „angemessene“ Rendite gekennzeichnet. Bedingt durch den Umstand, dass praktisch alle Unternehmen, die Strom erzeugten, übertrugen oder verteilten, gesetzlich als Versorgungsunternehmen definiert und ausnahmslos der Regulierung unterstellt wurden, kann der Stromsektor bis Anfang der neunziger Jahre als einer der am striktesten regulierten Wirtschaftsbereiche in den Vereinigten Staaten charakterisiert werden.

Mit dem Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) als Einspeisungsgesetz für kleine Stromerzeugungsanlagen wurde 1978 ein erster Schritt hin zur Auflockerung der integrierten Unternehmensstrukturen getan. Auf dem — weit über den PURPA hinausgehenden — Weg zu einem wirksamen Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt zeigten sich jedoch zwei wesentliche Probleme. Zum einen war die Teilnehmerzahl auf der Anbieterseite des Großhandelsmarkts durch den PUHCA und den FPA extrem beschränkt: Einem industriellen Eigenerzeuger, der am Großhandelsmarkt für Strom teilnehmen wollte, war diese Option verwehrt, da sein eigentliches Hauptbetätigungsfeld — die Produktion von Industriegütern — nach dem PUHCA unvereinbar wäre mit einer Klassifikation als Stromversorgungsunternehmen. Zum anderen war auch die Teilnehmerzahl auf der Nachfragerseite des

Großhandelsmarkts beschränkt, da die FERC keine wirksamen Instrumente besaß, um Durchleitungen durch die Netze von Versorgungsunternehmen anzuordnen.

Mit dem Energy Policy Act (EPAcT) von 1992 schuf der U.S.-Gesetzgeber eine neue Kategorie von Stromerzeugern und dadurch erweiterte Möglichkeiten des Markteintritts für unabhängige Stromerzeuger. Diese neue Kategorie von Stromerzeugern, als „exempted wholesale generators“ (EWG) bezeichnet, wurde von den meisten Restriktionen des PUHCA und des PURPA befreit. Insbesondere unterliegen sie nicht den geographischen Restriktionen des PUHCA und werden nicht direkt gewinnreguliert. Hierdurch wurden die Voraussetzungen geschaffen, die Teilnehmerzahl auf der Anbieterseite des Großhandelsmarkts zu erhöhen. Zusätzlich wurden der FERC erstmals Möglichkeiten zur Anordnung von Durchleitungen durch fremde Netze gegeben, wodurch also auch die Nachfragerseite erweitert wurde.

Allerdings war mit diesem Gesetz keinesfalls die Grundlage für einen Wettbewerb um Endkunden geschaffen worden. Dagegen sprach die Definition der Durchleitungsberechtigten: Dies waren auf der Nachfragerseite allein weiterverkaufende Stromunternehmen, keine Endkunden. In dieser Beschränkung schlägt sich nicht zuletzt die tradierte Kompetenzzuweisung in den Vereinigten Staaten nieder, die die Regulierung des Einzelhandels in das Ermessen der Staaten und nicht des Bundes stellte.

Von Bedeutung ist der Umstand, dass der EPAcT die föderale Zuordnung der Regulierungskompetenzen teilweise änderte: Durch die Schaffung der EWG-Kategorie wurden weite Teile der Stromwirtschaft der Regulierungsbefugnis der Einzelstaaten entzogen, da die EWG und die von ihnen notwendigerweise eingegangenen Transaktionen auf dem Großhandelsmarkt der Regulierungskompetenz der FERC unterliegen. Insofern stellt der EPAcT nicht allein einen Liberalisierungsschritt für Erzeugung und Großhandel dar, sondern via Vergrößerung des Großhandelsmarkts auch einen Schritt zur faktischen Zentralisierung von Regulierungsbefugnissen.

2. Zur Regulierungspolitik der FERC

a. *Die Regulierungspolitik bis 1996*

Traditionell genehmigte die FERC Preise im Bereich des Stromverkaufs auf der Großhandelsebene nur dann, wenn die betreffenden Unternehmen ihre Konditionen an den von ihnen nachgewiesenen Kosten der jeweiligen Strombereitstellung orientierten (Cost-plus- bzw. Rate-of-return-Regulierung). Insofern konnten die Preise grundsätzlich nicht in freien Verhandlungen zwischen Anbietern und Nachfragern auf der Großhandelsebene bestimmt werden; von Wettbewerb konnte kaum die Rede sein.

Mitte der achtziger Jahre begann die FERC, ihre Preisregulierungskompetenz flexibler zu handhaben. So genannte Marktpreise, d.h. zwischen Anbietern und Nachfragern verhandelte Preise, wurden dann als angemessen akzeptiert, wenn die beteiligten Unternehmen — aus Sicht der FERC — keine asymmetrischen Marktpositionen innehatten. In einem solchen Fall blieb die Festlegung der Konditionen den beteiligten Marktakteuren überlassen, und die FERC nahm eine weitgehend passive Rolle ein.

Seit Ende der achtziger Jahre hatte die FERC dieses Kriterium der fehlenden Marktmacht derart konkretisiert, dass sie von einer strikten Preisregulierung dann absah, wenn die beteiligten Unternehmen ihre Übertragungsnetze für Durchleitungen Dritter geöffnet hatten. Dies implizierte, dass ein Unternehmen der strikten Preisregulierung durch die FERC dadurch entgehen konnte, dass es „freiwillig“ Tarife für die Nutzung seiner Übertragungsanlagen veröffentlichte.⁴

⁴ Diese via Fusionsauflagen oder Auflagen zur Genehmigung von „marktbasierter Preisen“ verfolgte Strategie der FERC wird von Joskow (2000a: 27) sehr anschaulich als regulatorische Erpressungstechnik („tried and true technique of ‘regulatory extortion’“) gekennzeichnet.

b. *Order 888 und Order 889*

Gestützt auf eine seit 1935 existierende Bestimmung des Federal Power Act, der für alle Preise und sonstige Konditionen auf der Großhandelsebene das Prinzip der Nichtdiskriminierung festlegt, schreibt die FERC mit ihrer Verordnung vom April 1996 (Order 888: Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities) für die Übertragungsnetze die Einrichtung eines Common-Carrier-Modells vor. Ergänzend sieht die Order 889 die Einrichtung eines EDV-gestützten Informationssystems für die Netznutzung vor. Gegenüber dem im EPAct definierten Modell der Netznutzung weist das Common-Carrier-Modell in der „open-access“-Version der FERC eine striktere Regulierung des Stromtransports auf, die die wirksamere Durchsetzung von nichtdiskriminierenden Netznutzungsrechten erlauben soll.

Dieses Modell der Netznutzung konstituiert sich durch zwei zentrale Elemente:

- **Tarifierungspflicht:** Die Versorgungsunternehmen werden zur Veröffentlichung von Tarifen für die Nutzung ihrer Übertragungsanlagen verpflichtet. Die in diesen Tarifen festgelegte Struktur der Übertragungspreise muss bestimmten, von der FERC definierten Kriterien genügen.
- **Funktionelle Entflechtung:** Die Versorgungsunternehmen werden zu Reorganisationen im Bereich des Managements und der Rechnungslegung verpflichtet.

Festgehalten werden kann, dass die Order 888 und 889 eine weitgehende Trennung von Eigentum und Verfügungsrechten verlangen, womit faktisch eine Anschluss- und Versorgungspflicht auf der Großhandelsebene etabliert wird. Diese Re-Regulierung der Stromübertragung soll die schrittweise Deregulierung der Stromerzeugung und des Stromgroßhandels ermöglichen und begleiten. Allerdings sieht die FERC davon ab, Mittel der Strukturregulierung zu ergreifen, also etwa eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Stromübertragung von den anderen Tätigkeitsfeldern der Stromwirtschaft verbindlich vorzuschreiben, wie dies etwa in England und Wales der Fall war. Auch führt sie zwar die Bildung von unabhängigen Netzbetreibern (independent system operator, ISO) (also die Bildung von neuen Organisationen mit dem Ziel des gemeinsamen Betriebs von Transportanlagen mehrerer Eigentümer) als Beispiel an, das gewisse Vorteile gegenüber den Mindestanforderungen der funktionellen Entflechtung der Order 888 aufweise; verbindlich vorgeschrieben hat sie die Bildung derartiger ISOs aber nicht.

c. *Order 2000*

Zwar stellte die FERC selbst fest (FERC 1999: 1–2), dass seit der Verabschiedung der beiden Verordnungen weit reichende Umstrukturierungen in der U.S.-Stromwirtschaft zu beobachten sind. Hierzu gehören angestoßene Reformbestrebungen auf Bundesstaatsebene (die allerdings insbesondere im Fall Kaliforniens den FERC-Verordnungen zeitlich vorangingen), die zunehmenden Verkäufe von Kraftwerkskapazitäten durch die Versorgungsunternehmen, eine zunehmende Zahl von Fusionen zwischen Versorgungsunternehmen (auch zwischen Gas- und Stromunternehmen), der massive Markteintritt neuer Erzeuger und Stromhändler sowie die Bildung unabhängiger Netzbetreiber. Korrespondierend zu diesen Entwicklungen hat das Volumen des Großhandels erheblich zugenommen.

Trotz dieser Entwicklungen waren aus Sicht der FERC noch nicht die Bedingungen für eine effiziente Organisation des Großhandels gegeben. Das Common-Carrier-Modell wies in seiner bisherigen Ausgestaltung zwei zentrale Defizite auf (FERC 1999: 2):

- Zum einen stellte die FERC *erhebliche Ineffizienzen bei der konkreten Netznutzung und dem Netzausbau* fest, die sich aus der weiterhin horizontal desintegrierten Koordinierung von Nutzung und Ausbau ergaben.
- Zum anderen sah sie *erhebliche Anreizprobleme seitens der Übertragungsunternehmen*, die durch die Order 888 und 889 nur in ihren Auswirkungen gemildert werden konnten, nicht aber wirklich beseitigt wurden.

Beiden Defiziten der bisherigen Transportregulierung suchte die FERC (1999) mit ihrer am 20. Dezember 1999 verabschiedeten Order 2000 zu begegnen. Diese hatte einen stärker regional integrierten Betrieb von Transportanlagen, mit anderen Worten eine stärkere horizontale Integration der Transportnetze zum Ziel (unter „regional“ ist somit keine kleinräumige Dimension zu verstehen, sondern eine geographische Ausdehnung der Kontrollgebiete, die durchaus mehrere Bundesstaaten umfassen kann). Gleichzeitig sollte das Ausmaß der vertikalen Integration in der Stromwirtschaft deutlich verringert werden. Die Order 2000 forderte zu diesem Zweck alle Transportunternehmen auf, „freiwillig“ einer bereits bestehenden oder neu zu gründenden regionalen Übertragungsorganisation (Regional Transmission Organization, RTO) beizutreten.

Obwohl die FERC betonte, dass sie formell auf einen freiwilligen Prozess zur Bildung von RTOs setzt, gab sie allen Transportunternehmen, die ihrer generellen Jurisdiktion unterliegen (also nur den privaten Versorgungsunternehmen), eine Frist bis zum 15. Oktober 2000 (FERC 1999: 703).⁵ Bis zu diesem Tag mussten sie entweder einen konkreten Vorschlag zur Teilnahme an einer RTO oder aber eine fundierte Begründung dafür geliefert haben, warum sie keinen derartigen Vorschlag machen könnten oder wollten. Im Fall der beabsichtigten Teilnahme an einer RTO muss sichergestellt sein, dass die Übergabe des Betriebs bzw. des Eigentums der Anlagen an die RTO dergestalt vorgesehen ist, dass die RTO spätestens zum 15. Dezember 2001 ihren Betrieb aufnehmen kann (FERC 1999: 706).

3. Eine Zwischenbilanz der Reformen auf der Bundesebene

Die Reformen auf der Bundesebene seit 1992 können auf drei Gründe zurückgeführt werden, die in ihrer Gesamtheit das traditionelle Modell der Regulierung in Frage stellten:

Erstens fand eine generelle Überprüfung der Ordnungsmodelle für die traditionell intensiv regulierten Industrien statt. Dabei waren die beispielsweise in der Telekommunikationsindustrie nach den Reformen beobachtbaren Preissenkungen ein wichtiger Impuls für die Überlegungen, ob und inwieweit auch im Stromsektor Wettbewerbselemente zu Preissenkungen führen könnten. Zweitens zeigten sich im Bundesstaatsvergleich enorme Preisunterschiede selbst im Fall direkt benachbarter Bundesstaaten. Drittens zeigten sich Potentiale für die Entwicklung von kleineren, schneller zu bauenden und vor allem weniger kapitalintensiven Kraftwerken.

Durch die meisten der hierdurch angestoßenen rechtlichen Entwicklungen seit dem PURPA zieht sich ein roter Faden, der durch die sukzessive Intensivierung der Regulierung im Stromtransportbereich markiert wird. Spiegelbildlich wurden die anderen Stufen der Stromwirtschaft zumindest partiell dereguliert. Beim EPCAct war es die Schaffung einzelfallbezogener Durchleitungsrechte. Bei der Order 888 war es die erstmalige Etablierung von Elementen eines Common-Carrier-Modells mit Mitteln vornehmlich der Verhaltensregulierung. Schließlich ist es bei der Order 2000 eine fundamentale Umbildung der institutionellen Arrangements im Bereich des Stromtransports.

Zu beachten ist bei allen Reformen auf der Bundesebene, dass sie sich aufgrund der Kompetenzabgrenzung zwischen Bund und Bundesstaaten nicht direkt auf die Belieferung von Endkunden beziehen; in der Notation der europäischen Stromrichtlinie werden allein die Akteure auf der Großhandelsebene als „zugelassene Kunden“ definiert.

Das muss natürlich nicht so bleiben. Und in der Tat ist der Bundesgesetzgeber in den letzten Jahren zwar nicht durch die Verabschiedung neuer Gesetze zur Restrukturierung hervorgetreten, sondern hat der FERC seit dem EPCAct weitgehend das Feld überlassen. Untätig war der Gesetzgeber allerdings nicht. Die letzten Jahre waren geprägt durch eine Unzahl neuer Gesetzesinitiativen sowohl der Regierung als auch der beiden Kammern des Kongresses. Diese hatten und haben in einigen Fällen durchaus

⁵ Transportunternehmen, die den Betrieb ihrer Anlagen einem bereits existierenden ISO überantwortet haben, wurde eine Fristverlängerung bis zum 15. Januar 2001 zugebilligt (FERC 1999: 707 f.).

eine deutliche Änderung der föderalen Aufgabenteilung zum Ziel und würden bei Implementierung einige der Reformen auf der Ebene der Bundesstaaten nachvollziehen und teilweise auch darüber hinausgehen. Insbesondere die Staaten, die bislang keinerlei Aktivitäten entfalteteten, würden durch diese Entwicklungen in Zugzwang geraten.⁶

Unabhängig von der Frage, ob die einzelnen Gesetzesinitiativen tatsächlich jemals verabschiedet werden — der Weg hin zu einer weiteren Zentralisierung der Regulierungsbefugnisse scheint eingeschlagen worden zu sein.⁷ Die „Klärung“ dürfte zu großen Teilen in einem Entzug von Kompetenzen der Bundesstaaten bestehen und damit letztlich auch in einer völligen Neuordnung der Regulierungszuständigkeiten in den Vereinigten Staaten. Unter diesem Gesichtspunkt ist eine intensivere Regulierung durch den Bund zu erwarten, als es bislang der Fall war (vgl. ausführlicher Kumkar 2001a: 28–30).

II. Der Regulierungsrahmen auf der Ebene des Bundesstaates Kalifornien

1. Der Inhalt der kalifornischen Reformen: Neue Marktstrukturen und Akteure

Die kalifornische Regulierungskommission (California Public Utilities Commission, CPUC) — zuständig für die Regulierung der dominierenden privaten Versorgungsunternehmen in Kalifornien — ergriff kurz nach Verabschiedung des EPAct die Initiative, um die Bedingungen der Stromwirtschaft in Kalifornien grundlegend zu ändern (vgl. ausführlicher Kumkar 2001a). Der im EPAct vorgesehene Wettbewerb auf der Großhandelsebene sollte nach dem Willen der kalifornischen Regulierungskommission durch zwei Elemente ergänzt werden:

- Die Einführung von Wettbewerbselementen auf der Einzelhandelsebene, also die Suspendierung geschlossener Versorgungsgebiete, und
- eine Re-Regulierung der Marktsegmente, die weiterhin für regulierungsbedürftig gehalten wurden.

Die Initiative der CPUC führte dazu, dass bereits vor der Verabschiedung der FERC-Order 888 ein eigener Beschluss zur Neu- bzw. Re-Regulierung der kalifornischen Stromwirtschaft gefasst wurde. Diese CPUC-Order (CPUC 1995) wurde im September 1996 durch das Inkrafttreten eines kalifornischen Umstrukturierungsgesetzes für die Stromversorgung ergänzt (California Legislature 1996). Es

⁶ Das muss nicht unter allen Umständen im Interesse der Stromverbraucher dieser Staaten liegen. Immerhin sind die einzelstaatlichen Regulierer in der Regel darauf verpflichtet, im Interesse der Bürger auf niedrige Strompreise zu achten. Von daher dürften sie den Export von preiswertem Strom in andere Bundesstaaten kaum unterstützen, wenn sich die hiermit verbundenen Unternehmensgewinne nicht in heimische Strompreissenkungen umsetzen lassen. Nähme nun beispielsweise der zwischenstaatliche Handel im Gefolge weiterer Reformen durch den Bund zu, könnte dies durchaus zu Preiserhöhungen in den bisherigen Niedrigpreisstaaten führen, gerade wenn die Erzeugung partiell oder vollständig dereguliert wird. Zwar wird die Effizienz vermutlich insgesamt erhöht, die Verteilungsprobleme dürften aber politisch nicht einfach zu lösen sein.

⁷ Diese Zentralisierung könnte Vorteile aufweisen, falls sie beispielsweise Reformblockaden in den Bundesstaaten auflösen würde. Ferner könnten Vorteile hinsichtlich einer stärkeren Verantwortlichkeit der öffentlichen Regulierer auf der Bundesebene gegenüber der Staatsebene bestehen. Schließlich mag eine schnellere Harmonisierung der Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft Vorteile versprechen. Allerdings stehen diesen Vorteilen auch die Vorteile weiterhin dezentraler Kompetenzen gegenüber. Dezentrale Kompetenzzuweisungen können im Allgemeinen aus drei Gründen sinnvoll sein: Zum einen schaffen sie eher als zentrale Kompetenzzuweisungen Freiräume für Experimente mit alternativen Regulierungs- und Wettbewerbsmodellen. Deren komparative Evaluierung kann Hinweise auf sachgerechte Ansätze geben. Zum anderen erlaubt eine Dezentralisierung die u.U. bessere Berücksichtigung von regionalen Unterschieden in der Wettbewerbs- und Regulierungspolitik. Hierdurch könnten Freiräume für die Berücksichtigung von unterschiedlichen Präferenzen sowie unterschiedlichen Umfeldparametern politischer und technischer Natur geschaffen werden. Schließlich kann die Dezentralisierung von Regulierungskompetenzen via Installierung eines „Wettbewerbs der Regulierer“ ein Instrument zur Senkung des Regulierungsrisikos sein, d.h., zur Begrenzung opportunistischer Verhaltensweisen der öffentlichen Regulierer beitragen.

bestätigte den von der CPUC eingeschlagenen Weg und kodifizierte die wesentlichen Aspekte der CPUC-Entscheidung.

Im Zuge der Reformen wurden zwei neue, zentrale Marktinstitutionen begründet, die für den neuen Strommarkt von wesentlicher Bedeutung sind, (i) der unabhängige Netzbetreiber (California Independent System Operator, CAISO) sowie (ii) die Strombörse (California Power Exchange, CalPX). Beide Organisationen nahmen ihre Tätigkeit mit dreimonatiger Verzögerung zum 1. April 1998 auf. Ihr Vorstand setzt sich jeweils aus Vertretern der Hauptinteressengruppen und des „öffentlichen Interesses“ zusammen.

a. Der Betrieb der Übertragungsnetze: Der unabhängige Netzbetreiber (CAISO)

Im bisherigen System waren die Übertragungsleitungen in Kalifornien zum überwiegenden Teil im Eigentum der drei großen privaten Versorgungsunternehmen Southern California Edison Company (SCE), San Diego Gas & Electric Company (SDG&E) und Pacific Gas & Electric Company (PG&E). Diese gewährleisteten innerhalb ihres jeweiligen Versorgungsgebietes die Netzstabilität, koordinierten den Kraftwerkseinsatz und planten in loser Kooperation den Netzausbau und -betrieb.

Während die FERC zur Zeit der Verabschiedung der CPUC-Order davon abgesehen hatte, die Neugründung von rechtlich unabhängigen Netzgesellschaften verbindlich vorzuschreiben, ist die Bildung eines unabhängigen Netzbetreibers konstituierendes Merkmal der neuen Marktstruktur in Kalifornien. Im neuen System wird grundsätzlich das gesamte Übertragungsnetz in Kalifornien von einer einzigen Instanz, dem unabhängigen Netzbetreiber CAISO, betrieben. Die Versorgungsunternehmen bleiben zwar Eigentümer der einzelnen (nunmehr: Teil-) Netze, müssen den Betrieb jedoch an CAISO abgeben. Es fand somit eine sehr weitgehende Trennung von Eigentum, Verfügungsrechten und Betrieb statt, die über die Bestimmungen der FERC-Order 888 hinausging (und vermutlich grundsätzlich der neuen Order 2000 genügt). Die Aufgaben des unabhängigen Netzbetreibers sind vielfältig und reichen von der Gewährleistung diskriminierungsfreier Netznutzungsrechte bis zum Aufbau eines leistungsfähigen Kommunikationsnetzwerkes.

Nach der Entscheidung vom Dezember 1995 darf der nicht am Gewinn orientierte CAISO keine Anteile an Erzeugungs- oder Übertragungsanlagen besitzen. Diese Bestimmung soll gewährleisten, dass er transparente und neutrale Netznutzungsrechte für alle Netznutzer sicherstellt und damit auch die in der (damals bereits absehbaren, wenn auch noch nicht endgültig beschlossenen) FERC-Order 888 und 889 aufgestellten Grundsätze der Common-Carrier-Organisation der Übertragungsanlagen beachtet.

b. Stromhandel

Die zentrale Handelsorganisation: Die kalifornische Strombörse (CalPX)

CalPX organisiert den Wettbewerb zwischen den Stromerzeugern in einem täglichen Auktionsverfahren für jeweils einstündige Intervalle des darauf folgenden Tages. Sie organisiert somit einen kurzfristigen Terminmarkt für Strom. Bei diesen Auktionen erhalten alle erfolgreichen Bieter auf der Angebotsseite als Preis den Gebotspreis der letzten (teuersten) in der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigten Erzeugungsanlage. Es wurde erhofft, dass sich die Gebote der Stromerzeuger an den kurzfristigen Grenzkosten orientieren werden, so dass die markträumenden Preise eine effiziente Zuschaltung der Kraftwerke gewährleisten. Die Nachfragerseite wird in der CalPX nicht durch eine zentrale Prognose (à la England und Wales), sondern durch Gebote der Nachfrager repräsentiert.

Die Börse weist als Auktionator den einzelnen Erzeugern zunächst Anteile an der jeweiligen Stromnachfrage zu. Dieser vorläufige partielle Erzeugungsplan wird dann dem CAISO übermittelt und von diesem zusammen mit den Direktverträgen, auf die im nächsten Abschnitt eingegangen wird, koordiniert. Der resultierende vorläufige Gesamtsteuerungsplan impliziert einen u.U. revidierten Börsen-Erzeugungsplan, welcher wieder der Börse zugeleitet wird. Die Strombörse übermittelt den Erzeugern die vom CAISO akzeptierten oder revidierten individuellen Erzeugungspläne.

Die im Zuge der Zusammenarbeit der Strombörse mit dem CAISO ermittelten räumlichen Strompreise dienen als Grundlage für die Zahlungen der beteiligten Entnehmer; jedem Erzeuger wird der jeweils regional relevante Preis bezahlt. Die Börsennachfrager entrichten hingegen einen einheitlichen, über die Regionen gemittelten Spotpreis.

Die Alternative zur Strombörse: Direktverträge zwischen Erzeugern, Händlern und Verbrauchern

Im Vorfeld der kalifornischen Reformen wurde vor allem die Frage diskutiert, ob ein Poolmodell à la England und Wales (das dort derzeit wieder abgeschafft wird) implementiert werden sollte, ob also den Stromanbietern und -nachfragern die zwangsweise Teilnahme an der zentral eingerichteten Strombörse verbindlich vorgegeben werden sollte. Die Alternative wurde durch die Implementierung eines reinen Common-Carrier-Modells für den Stromtransport gebildet, das keine Vorgaben für die institutionelle Ausgestaltung des Stromhandels macht. Der Stromhandel wird in diesem Modell im Extremfall nur durch bilaterale Verträge zwischen Anbietern und Nachfragern organisiert.

Nach heftigen Kontroversen (Kumkar 1996) wurde schließlich ein Mittelweg gewählt. In diesen gehen sowohl Elemente eines Poolmodells als auch eines reinen Common-Carrier-Modells ein. Zwar wird eine zentrale Strombörse etabliert, gleichzeitig werden aber auch bi- und multilaterale Direktlieferverträge zugelassen. Stromunternehmen, die nicht der Jurisdiktion der CPUC unterliegen (z.B. unabhängige Händler, Unternehmen im öffentlichen Besitz), können unter dem neuen Regime frei wählen, ob und in welchem Umfang sie ihre Transaktionen über die zentrale Strombörse abwickeln oder aber auf andere Handelsinstitutionen (Einzelverträge, alternative Börsen) setzen wollen. Etwas anders sieht das Bild bei den traditionellen privaten Versorgungsunternehmen aus: Diesen wurde für die ersten Jahre eine Teilnahmepflicht an der CalPX auferlegt.

Der Ausgleichshandel als drittes zentrales Element des Stromhandels

Der Ablauf der Kraftwerkseinsatzplanung, d.h. der Koordinierung von Lieferungen aufgrund von Strombörsenplanungen und Direktverträgen, sowie der Zusammenhang dieser Terminmärkte mit dem Ausgleichshandel können etwas vereinfacht wie folgt skizziert werden.

Der CAISO erhält von der Strombörse als Fahrplankoordinator⁸ zunächst einen vorläufigen — partiellen — Kraftwerkseinsatzplan einschließlich der geographischen Struktur der Nachfragemengen sowie der dazugehörigen Preisgebote für Erzeugung und Nachfrage. Die Parteien der Direktverträge bzw. die sie vertretenden Fahrplankoordinatoren liefern dem CAISO zum einen Angaben über das Ausmaß, den Ort und den Zeitraum der in den Verträgen vorgesehenen Einspeisungen und Entnahmen, also Angaben über die physischen Elemente der Stromlieferungsverträge. Zum anderen liefern sie Preis-Mengen-Gebote für Abweichungen von den vertraglich vereinbarten Einspeisungen und Entnahmen (inkrementale und dekrementale Gebote)⁹.

Der CAISO bestimmt auf der Grundlage dieser Informationen den vorläufigen Gesamtkraftwerkseinsatzplan. Im Rahmen der stufenweisen Bildung dieses Plans werden bei Netzengpässen räumlich differenzierte Übertragungspreise ermittelt, die für die Berechnung der zonalen Preise der Strombörse und der Übertragungspreise für die bilateralen Direktlieferungen Verwendung finden.

Der ex ante im Rahmen der Day-ahead-Planung und Day-of-Planung ermittelte Gesamtkraftwerkseinsatzplan wird niemals den tatsächlichen Vorgängen in Echtzeit entsprechen. Schon der Umstand,

⁸ Als Fahrplankoordinatoren (scheduling coordinators, SC) werden Akteure bezeichnet, die die Netznutzung direkt mit dem ISO koordinieren. Dies ist zum einen die Strombörse, die stellvertretend für ihre Teilnehmer (Erzeuger und Abnehmer) auftritt. Zum anderen sind dies Vertreter der Direktvertragsparteien, die entweder selbst als Fahrplankoordinatoren fungieren oder mehrere Vertragsparteien vertreten.

⁹ Dekrementale Gebote sind Gebote für *Verringerungen* der ursprünglich geplanten Mengen. Ein Erzeuger will also z.B. 5 Cent dafür, dass er *weniger* einspeist, als er eigentlich beabsichtigte. Inkrementale Gebote sind Gebote für *Mehreinspeisungen*.

dass (i) technische Pannen stattfinden, (ii) die Nachfrage nicht exakt prognostiziert werden kann und (iii) einzelne Agenten, aus welchen Gründen auch immer, ihre Planungen kurzfristig ändern, bedingt die Notwendigkeit des so genannten Ausgleichshandels (vgl. Kumkar 2000: insbesondere 208 f., 284–291). Schließlich kommt gerade im kalifornischen Markt (iv) der im Abschnitt D.III ausführlich behandelte Umstand hinzu, dass die Akteure nicht unbedingt Anreizen unterliegen, ihre absehbaren Lieferungen vollständig ex ante zu kontrahieren, sondern einen Teil bewusst erst via Ausgleichshandel handeln. Die Organisation dieses Ausgleichshandels, der dem Ausgleich von ex ante kontrahierten Stromlieferungsmengen mit den tatsächlich gelieferten Mengen dient, gehört zu den Aufgaben des CAISO. Zu diesem Zweck nutzt er vornehmlich zum einen im Rahmen des Real-Time-Markts die speziell für diesen Zweck ex ante abgegebenen inkrementalen und dekrementalen Gebote der Teilnehmer (einschließlich CalPX) und zum anderen ebenfalls ex ante vereinbarte feste Reservekapazitäten (Ersatzreserven) und andere Netzhilfsdienstleistungen.

2. Wettbewerb und öffentliche Kontrolle: Zur Regulierung der kalifornischen Versorgungsunternehmen

Der Beschluss der kalifornischen Regulierungskommission und des kalifornischen Gesetzgebers, den Stromsektor einer Umstrukturierung zu unterwerfen, bedeutete mitnichten ein Ende der Regulierung. Im Netzbereich, in dem nach wie vor ein natürliches Monopol vermutet wird, sollte eine umfassende Re-Regulierung greifen, die sich besonders in der Verpflichtung zeigt, den Betrieb aller Übertragungsanlagen dem CAISO zu überantworten. Generelles Merkmal der Regulierung ist die Entflechtung der integrierten Unternehmen und die darauf aufbauende unterschiedliche Behandlung der verschiedenen Aktivitäten Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung. Von Bedeutung ist, dass das für einige Jahre geltende Übergangsmodell erhebliche Unterschiede zum langfristig angestrebten Liberalisierungsmodell aufweist.

a. Grundsätzliches

Die Übertragungs- und Verteilungsnetze werden unternehmensorganisatorisch und buchhalterisch von der Stromerzeugung entflochten. Die (Teil-) Gesellschaften können innerhalb einer gemeinsamen Holdinggesellschaft organisiert werden. Der Betrieb der Übertragungsnetze wird dem unabhängigen Netzbetreiber CAISO unterstellt, der als Common Carrier zu fungieren hat; die Verteilungsnetze werden ebenfalls einem Common-Carrier-Status unterworfen. Zusätzlich müssen die Preise entbündelt werden in eine Energiekomponente (die vor allem die Erzeugungs- bzw. Beschaffungskosten auf dem Großhandelsmarkt widerspiegelt) und in Übertragungs- und Verteilungskomponenten.

Als Begründung für die Entflechtung der Geschäftsfelder nannte die Kommission generell die durch die bessere Informationslage erleichterte Regulierung. Interessanterweise wies sie auch auf die hierdurch geänderte föderale Kompetenzzuweisung hin, die aus ihrer Sicht Vorteile besäße.¹⁰ Die FERC sollte zukünftig die Übertragungsgesellschaften sowie den CAISO und die CalPX regulieren. Gerade wegen der Zwangspartizipation der drei „investor-owned utilities“ (IOU) an der CalPX und des stark steigenden Großhandelsvolumens ist die Bedeutung der FERC erheblich gewachsen. Die CPUC reguliert die Verteilungsgesellschaften (utility distribution companies, UDC). Ihre Bedeutung hat damit deutlich abgenommen.

¹⁰ Wobei dies gerade heute von besonderem Interesse ist, weil die CPUC (bzw. ihre Präsidentin) mittlerweile beklagt, sie könne gegen die Preissteigerungen seit dem Frühsommer 2000 nur wenig unternehmen, da hierfür die FERC zuständig sei (Abschnitt E.II.1).

b. *Stromerzeugung*

Als Fernziel strebt die Regulierungskommission gemäß ihren Stellungnahmen die vollständige Deregulierung der Stromerzeugung an. Dieses Ziel war aus ihrer Sicht aber nicht sofort erreichbar. Denn sie hält es angesichts des hohen Marktanteils der großen kalifornischen Versorgungsunternehmen für notwendig, zumindest mittelfristig die Aktivitäten im Bereich der Erzeugung mit den ihr verbleibenden Mitteln zu regulieren. Diese Regulierung bezieht sich im Wesentlichen auf zwei Aspekte:

- Den Druck auf die Unternehmen, sich „freiwillig“ von mindestens 50 Prozent der fossilen Erzeugungskapazität zu trennen (CPUC 1995: IV.A.2.b), und
- die Vorschrift, während der Übergangsperiode (bis zum 31. Dezember 2001, mittlerweile bis zum 31. März 2002 verlängert) die gesamte Stromerzeugung über die Strombörse abzusetzen, also Direktverträge weder mit den eigenen Verteilungs- bzw. Endverkaufsabteilungen noch mit anderen Unternehmen oder Nachfragern zu schließen (CPUC 1995: III.D.5; CPUC 1996: II.B).

Dabei lag der erstgenannten Regulierung nicht nur die Hoffnung einer dadurch erreichbaren schnellen Abnahme der horizontalen Konzentration in der Erzeugung zugrunde, sondern sie reflektierte auch den Willen der CPUC zur schnellen „marktlichen“ Ermittlung des Marktwerts der Kraftwerke und damit zur schnellen Ermittlung der nichtamortisierbaren Investitionen (ähnlich Joskow 2000a: 50).

Der Grund für die unter dem zweiten Aspekt genannte Regulierung der Erzeugung über den Verkaufszwang an die CalPX war mehrgestaltig: Zum einen sollte die Preistransparenz in den neuen Märkten und ebenfalls die Ermittlung der nichtamortisierbaren Investitionen unterstützt werden. Zum anderen sollte die Liquidität der CalPX gestützt werden. Schließlich sollte die befürchtete „Verschiebung“ von Monopolgewinnen aus der Stromverteilung zu den Stromerzeugungsgesellschaften verhindert werden.

Letztlich ergänzte dieser Aspekt der Regulierung die Entflechtung der Unternehmensbereiche über das durch die oben behandelten Entflechtungsmaßnahmen erreichte Maß hinaus. Er bedeutet aber auch, dass sich die drei IOU gegen volatile Preise an der CalPX nicht schützen können, sondern Preissteigerungen und/oder -schwankungen unmittelbar tragen müssen. Dies ist gerade unter Berücksichtigung der beibehaltenen Endpreisregulierung von Interesse, schafft dieser Aspekt doch bei stark steigenden kurzfristigen Strompreisen den Anlass dafür, dass die Unternehmen in finanzielle Probleme geraten.

c. *Stromübertragung und -verteilung*

Die Stromübertragung wird im Wesentlichen von der Bundesregulierungsbehörde FERC überwacht, die nach der Rechtslage und der Konstruktion des CAISO für die Kontrolle zuständig ist. Die CPUC hat mit der Festlegung auf die neuen Marktinstitutionen insofern auch in diesem Bereich auf eigene Regulierungskompetenz verzichtet.

Die Stromverteilung wird von der kalifornischen Regulierungskommission als Bereich angesehen, der als natürliches Monopol weiterhin reguliert werden muss, und zwar von ihr nach dem Konzept der „performance-based regulation“ (PBR, U.S.-Begriff für Anreizregulierung). Die Verteilungsunternehmen werden zu einem Common-Carrier-Status ihrer Anlagen verpflichtet und müssen im Rahmen der technischen Möglichkeiten auch „fremden“ Strom zu den Endkunden durchleiten.

d. *Stromendverkauf der UDC*

Für Kunden, die bei dem bisherigen Verteilungsunternehmen (oder der Abteilung des Versorgungsunternehmens) als Endkunden verbleiben, sollten die Strompreise weiterhin reguliert werden. Das Umstrukturierungsgesetz (California Legislature 1996) hat in seiner Assembly Bill (AB) 1890 als Preisobergrenze für die „eigenen“ Endkunden der Verteilungsunternehmen die am 10. Juni 1996 geltenden Preise festgelegt (California Legislature 1996: § 368 PUC). Zusätzlich schreibt das AB 1890 eine so-

fortige Preissenkung für Haushaltskunden und kleine gewerbliche Kunden (< 20 kW) um 10 Prozent vor. Diese Preisobergrenzen gelten bis zum 31. März 2002 oder nur bis zu dem Zeitpunkt, an dem die betreffende UDC ihre nichtamortisierbaren Investitionen voll finanziert hat, wenn dies vor dem 31. März 2002 der Fall ist.

Die Verteilungsunternehmen werden darüber hinaus verpflichtet, den Strom, den sie für die Versorgung ihrer eigenen Endkunden benötigen, vollständig über die Strombörse zu beziehen. Das heißt auch, dass sie den vor den Restrukturierungen langfristig kontrahierten Bezug von fremdem Strom (auch den via Einspeisungsverträge nach dem PURPA kontrahierten) zuerst an die CalPX verkaufen und dann von ihr zurückkaufen müssen.

Als Grund für die Bezugspflicht von der CalPX nannte die kalifornische Regulierungskommission ähnliche Gründe wie für den oben behandelten Verkaufszwang: Erstens mögliche Informationsvorteile über die Stromnachfrage, die die bisherigen Gebietsmonopolisten gegenüber anderen unabhängigen Unternehmen besitzen könnten. Insofern war der Bezugszwang aus Sicht der CPUC auch als Maßnahme zur Erhöhung der Preistransparenz und damit zur Senkung von Marktmacht intendiert. Zweitens wurde die Bezugspflicht als Möglichkeit zur Gewährung einer ausreichenden Liquidität der CalPX gesehen, die wiederum für die „marktliche“ Ermittlung der „stranded costs“ als notwendig erachtet wurde. Insofern war die Bezugspflicht auch als Maßnahme zur Senkung der Kosten der Regulierung intendiert. Darüber hinaus wurde drittens die Endpreisregulierung wesentlich erleichtert, weil der CalPX-Preis a priori als „prudent“, da wettbewerblich ermittelt, eingeschätzt wurde: Die CalPX-Preise sollten als wesentlicher Teil der Energiekomponente direkt, wenn auch gemittelt, an die Kunden weitergegeben werden. Auch dies sollte die Kosten der Regulierung senken.

3. Übergangsprobleme: Nichtamortisierbare Investitionen und Reziprozitätsklauseln

In der kalifornischen Diskussion um die Umstrukturierungen nahm die Frage nach der Behandlung von nichtamortisierbaren Investitionen einen wichtigen Stellenwert ein. Die CPUC und der kalifornische Gesetzgeber sahen sich veranlasst, derartige Kosten bei den Bestimmungen zur Umstrukturierung explizit zu berücksichtigen.¹¹

Zur Finanzierung der nichtamortisierbaren Investitionen sahen die Regulierungskommission und der Gesetzgeber die Einführung einer Sonderabgabe (competition transition charge, CTC) auf Stromendverkäufe unabhängig vom Bezugsmodus vor. Die Versorgungsunternehmen sollen durch die ihnen zufließende Abgabe in die Lage versetzt werden, ihre unwirtschaftlichen Vermögensbestandteile abzuschreiben. Die Ermittlung der nichtamortisierbaren Investitionen und die Erhebung der CTC sollen grundsätzlich bis zum 31. Dezember 2001 abgeschlossen werden; Ausnahmen gelten insbesondere für die Verträge nach dem PURPA und für die Kernkraftwerke, deren Kosten auch nach diesem Stichtag noch geltend gemacht werden können.

Die bisher dargestellten kalifornischen Reformschritte sind nicht unmittelbar relevant für die öffentlichen Versorgungsunternehmen. Auch das Umstrukturierungsgesetz schreibt den öffentlichen Unternehmen keine wettbewerbliche Reformen vor, sondern verpflichtet sie nur zur grundsätzlichen Partizipation am CAISO, wobei keine Fristen vorgegeben wurden.

Ähnlich der FERC in der Order 888 hatte die CPUC in ihrer Umstrukturierungsentscheidung eine Reziprozitätsklausel definiert (CPUC 1995: III.D.2.b), die durch das Umstrukturierungsgesetz bestätigt wurde. Danach können die privaten Versorgungsunternehmen den öffentlichen Versorgern unter-

¹¹ Die in der kalifornischen Umstrukturierung verwandte Bezeichnung „transition costs“ für derartige „stranded costs“ ist irreführend, da bereits getätigte Investitionen oder eingegangene Verpflichtungen, also im Wesentlichen „sunk costs“ betrachtet werden. Es handelt sich prinzipiell um bereits entstandene, nicht um durch die Umstrukturierung verursachte Kosten.

sagen, Endkunden in ihrem Gebiet mit Strom zu beliefern, wenn den privaten Unternehmen nicht das gleiche Recht im Versorgungsgebiet der jeweiligen öffentlichen Unternehmen eingeräumt wird.

4. Das kalifornische Liberalisierungsmodell: Ein Common-Carrier-Modell oder ein Poolmodell?

Betrachtet man die Regulierungsvorschriften der Reformen von 1995/1996 im Zusammenhang, so wird deutlich, dass mit der CPUC-Order und dem Umstrukturierungsgesetz ein als hybrid zu bezeichnendes Liberalisierungsmodell vorgeschrieben wurde, das mit dem Start der neuen Institutionen Anfang 1998 seine Arbeit aufnehmen sollte.

Auf der einen Seite sehen die Vorschriften zwar auf lange Sicht die Einrichtung eines Common-Carrier-Modells vor, d.h. die vergleichsweise strikte Regulierung des Stromtransports bei gleichzeitiger weitgehender Deregulierung des Stromhandels. Auf der anderen Seite wird aber zumindest für eine Übergangszeit, also bis 2002, und zumindest für die drei großen Stromunternehmen ein Poolmodell etabliert, das die Schaffung einer geschützten monopolistischen Strombörse als zentraler Handelsinstitution vorsieht. Dieses Poolmodell, ohnehin durch eine recht strikte Regulierung des Stromhandels gekennzeichnet, wurde zusätzlich noch durch das generelle Verbot langfristiger (Absicherungs-)Verträge und die strikte Endpreisregulierung ergänzt.

Aus diesem Grund kann das kalifornische Modell bis 2002 nur sehr eingeschränkt als „Deregulierungsmodell“ bezeichnet werden. Es handelt sich eher um ein Modell, in dem die Regulierung nicht nur im Bereich des Stromtransports, sondern auch und gerade im Bereich des Stromhandels weiterhin eine sehr große Rolle spielt. Die einzigen Bereiche, die während der Übergangsperiode tatsächlich als dereguliert bezeichnet werden können, sind Teile der Erzeugung und Teile des Stromhandels. Dabei war ein Zuwachs der deregulierten Erzeugung durch die politisch gewollte Zunahme der unabhängigen Erzeugung absehbar, während der deregulierte Teil des Stromhandels — des Handels, der der Belieferung von Nachfragern dient, die zu einem neuen Anbieter wechseln — unter der zunächst aufrechterhaltenen strikten Endpreisregulierung zunächst ein nur geringes Wachstum erwarten ließ. Das in der Vorbereitung der Reformen prominent diskutierte Common-Carrier-Modell soll das Übergangsmodell also erst im Jahr 2002 ablösen.

C. Kaliforniens Strommarkt nach 1998: Einige Überraschungen

I. Die Entwicklungen der Marktstruktur

1. Marktanteile in der Erzeugung

Ein während der Vorbereitung der kalifornischen Reformen wichtiges Thema war die Marktkonzentration im Bereich der Stromerzeugung. Als die kalifornische Regulierungskommission (CPUC) Ende 1995 ihren Beschluss zur Restrukturierung verabschiedete, verfügten die drei großen privaten Versorgungsunternehmen (IOU) PG&E, SDG&E und SCE über zusammen 30 GW Erzeugungskapazität, das waren 57 Prozent der insgesamt in Kalifornien bzw. 68 Prozent der von Versorgungsunternehmen betriebenen Kraftwerke. Dieses Ausmaß der Marktkonzentration war Anlass für die Regulierungskommission, den beiden größeren Unternehmen (PG&E und SCE) nahezu legen, „freiwillig“ mindestens die Hälfte ihrer mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke zu verkaufen.

Tabelle 1: Anteil der drei großen Versorgungsunternehmen an der gesamten kalifornischen Erzeugungskapazität 1996 und 2000 (jeweils Stand 1. Januar)

	1996		2000	
	MW	Prozent	MW	Prozent
PG&E	14 004,1	26,06	6 578,2	12,24
SDG&E	2 362,2	4,40	247,0	0,46
SCE	14 036,0	26,12	3 437,8	6,40
Insgesamt	30 402,3	56,57	10 263,0	19,10
Sonstige Versorgungsunternehmen	13 668,3	25,43	14 028,8	26,10
Versorgungsunternehmen insgesamt	44 070,6	82,00	24 291,8	45,20
Unabhängige Erzeuger	9 674,0	18,00	29 451,1	54,80
Insgesamt	53 744,6		53 742,9	

Quelle: CEC (2000d); EIA (1996a, 2000c); eigene Berechnungen.

Ein Blick auf Tabelle 1 verdeutlicht die bis Anfang 2000 eingetretene Entwicklung: Die drei großen Stromunternehmen haben ihre Kapazität um gut 20 GW reduziert. Der Anteil dieser Unternehmen ist von 57 auf nunmehr 19 Prozent gefallen. Am beeindruckendsten ist der massive Verkauf durch SCE, der dazu führte, dass ihr Marktanteil von 26 auf 6 Prozent gesunken ist. SDG&E verfügt mittlerweile nur noch über ein gutes Zehntel der Kapazität vor den Reformen. Und im Fall der PG&E, die bislang gut 53 Prozent ihrer Kapazität verkauft hat, sollte der beabsichtigte Verkauf der umfangreichen Wasserkraftkapazitäten (knapp 4 000 MW) zu einem weiteren deutlichen Rückgang des Marktanteils führen.

Tabelle 2: Anteil der unabhängigen Erzeuger an der gesamten Erzeugung 1996–2000

	1996 ^a		1997 ^a		1998		1999		Jan. – Okt. 2000	
	TWh	Prozent	TWh	Prozent	TWh	Prozent	TWh	Prozent	TWh	Prozent
<i>Kalifornien insgesamt</i>	172 803		169 871		188 760		184 630		183 240	
Unabhängige Erzeuger	58 097	33,6	57 688	34,0	73 832	39,1	96 754	52,4	108 917	59,4
Versorgungsunternehmen	114 706	66,4	112 183	66,0	114 928	60,9	87 875	47,6	74 323	40,6
<i>Vereinigte Staaten insgesamt</i>	3 424 950		3 472 106		3 617 873		3 691 073		3 188 004	
Unabhängige Erzeuger	347 508	10,1	349 583	10,0	405 702	11,2	517 400	14,0	659 601	20,7
Versorgungsunternehmen	3 077 442	89,9	3 122 523	90,0	3 212 171	88,8	3 173 674	86,0	2 528 403	79,3

^aOriginalerzeugungsdaten für unabhängige Erzeuger 1996 und 1997 von Bruttoerzeugung auf Nettoerzeugung korrigiert, und zwar durch Verwendung des Konversionsfaktors 0,9087 (ermittelt aus Daten für unabhängige Erzeuger in 1999).

Quelle: EIA (1998a, 1998b, 2000a, 2001a); eigene Berechnungen.

Spiegelbildlich ist der Anteil der unabhängigen Kraftwerke in Kalifornien deutlich gestiegen.¹² Zum 1. Januar 2000 betrug er 55 Prozent gegenüber 18 Prozent Anfang 1996. Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die drei Unternehmen wesentlich mehr als die verlangten 50 Prozent der fossil befeuerten

¹² Vgl. auch CEC (2000c) zu Einzelheiten über Käufer und Preise dieser Kraftwerke. Was die resultierenden Marktanteile unabhängiger Erzeuger betrifft, vgl. auch Tabelle 14. Zu den unabhängigen Kraftwerken werden die Kraftwerke gezählt, die den Unternehmen ohne eigenes Versorgungsgebiet gehören. Traditionell sind dies Unternehmen, die ihren Strom via Großhandelstransaktionen an endverkaufende Versorgungsunternehmen verkaufen. Mittlerweile umfassen sie auch (unregulierte) Tochter- oder Schwesterunternehmen von Versorgungsunternehmen und Unternehmen, die Strom erzeugen und über fremde Netze direkt an Endkunden verkaufen.

Kraftwerke verkauft haben: Sie verfügen mittlerweile nach Verkauf beinahe aller derartigen Anlagen fast nur noch über Kernkraft- und Wasserkraftanlagen.¹³

Die zunehmende Bedeutung der unabhängigen Erzeuger schlägt sich nicht nur bei den Kapazitäten, sondern auch bei den erzeugten Strommengen nieder. In Tabelle 2 sind die Anteile der unabhängigen Erzeuger an der gesamten Nettoerzeugung in den Jahren 1996–1999 wiedergegeben. Hiernach erhöhte sich der Anteil der unabhängigen Erzeuger von 34 Prozent in 1996 auf 52 Prozent in 1999. Da dieser letztgenannte Wert für 1999 insgesamt gilt und während des Jahres 1999 weitere Kraftwerksverkäufe an unabhängige Erzeuger stattfanden, ist der aktuelle Anteil an der Erzeugung bis zum Herbst 2000 auf 59 Prozent gestiegen.

Tabelle 2 zeigt auch, dass der Anteil unabhängiger Erzeuger in Kalifornien, gemessen am U.S.-Durchschnitt, überproportional ist und dies bereits vor den jüngsten Restrukturierungen war. Im Jahr 1999 wurden fast 19 Prozent des gesamten in den Vereinigten Staaten unabhängig erzeugten Stroms in Kalifornien produziert, bei einem kalifornischen Anteil von nur 5 Prozent an der Erzeugung insgesamt. Im Jahr 2000 ist der Anteil der unabhängigen Erzeugung in Kalifornien auf knapp 60 Prozent gestiegen, während er im U.S.-Durchschnitt gut 20 Prozent beträgt (Werte für die ersten 10 Monate). Die Tatsache, dass der Anteil der unabhängigen Erzeuger in Kalifornien rund dreimal so hoch wie in den Vereinigten Staaten insgesamt liegt, verdeutlicht die Vorreiterrolle Kaliforniens auch bei den Umstrukturierungen auf der Unternehmensebene.

Insgesamt zeigen sowohl die Daten für die Kapazitäten als auch für die Erzeugung den deutlichen Rückgang der Marktdominanz der drei großen, alteingesessenen Versorgungsunternehmen auf der Anbieterseite im Stromgroßhandelsmarkt. In Abschnitt C.I.3 wird dies bei der Betrachtung der Transaktionen an der Strombörse CalPX bestätigt werden.

Insofern scheint die unmittelbare Absicht der Regulierungskommission und des Gesetzgebers, die Senkung der Marktkonzentration auf der Stufe der Stromerzeugung, zwar erfüllt zu sein. Die Beantwortung der Frage, ob das eigentliche Ziel, die Beseitigung von Marktmachtpositionen, erreicht wurde, kann aber nicht allein anhand der Betrachtung einfacher Marktanteilsdaten erfolgen. Vielmehr kommt es nicht allein auf die Marktkonzentration auf der Anbieterseite, sondern auch auf die Marktstruktur auf der Nachfragerseite und darüber hinaus insbesondere auch auf die Höhe der Reservemarge an. Hierauf wird in Kapitel D ausführlich eingegangen.

2. Marktanteile im Stromverkauf

Ein ebenfalls wichtiger und heftig diskutierter Punkt bei der Vorbereitung der Reformen war die Frage, welche Kunden sich in Zukunft ihren Lieferanten selbst aussuchen dürfen. Noch die CPUC-Entscheidung von 1995 ging von einer nur gestuften Marktöffnung aus (CPUC 1995). Die vom Gesetzgeber in dem AB 1890 im Anschluss an die CPUC-Verordnung getroffene Entscheidung legte hingegen fest, dass ab 1998 *alle* Kunden Zugang zu alternativen Anbietern erhalten sollten (California Legislature 1996).

Wie stellt sich das Bild heute dar? Haben die Kunden von den neuen Möglichkeiten Gebrauch gemacht? Immerhin existieren mittlerweile 34 bei der CPUC angemeldete „electricity service providers“ (ESP), die auch kleine Gewerbe- und Haushaltskunden mit Strom beliefern (Stichtag 19. Oktober

¹³ In den gesamten Vereinigten Staaten wurden seit 1997 Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von knapp 89 000 MW verkauft bzw. stehen derzeit zum Verkauf. Dabei ist eine augenfällige Konzentration in den Staaten zu beobachten, die mit einer signifikanten „stranded-cost“-Problematik konfrontiert sind (Kalifornien, New England, New York, Pennsylvania-Jersey-Maryland-Region und Illinois tragen mit insgesamt gut 83 000 MW bei). Insgesamt machen die genannten 89 000 MW rund 15 Prozent der vorhandenen Gesamtkapazität in den Vereinigten Staaten aus (Stand 1997).

2000; vgl. CPUC 2000g).¹⁴ Sie stehen in Konkurrenz untereinander und gegenüber den alteingesessenen Unternehmen, die in ihrer verteilenden und endverkaufenden Funktion als so genannte „utility distribution companies“ (UDC) firmieren.

Tabelle 3: Marktanteile im Stromverkauf im Gebiet von PG&E, SDG&E und SCE 1998–2000 (jeweils Stand 31. August)

		Haushalte	Gewerbe < 20 kW	Gewerbe 20–500 kW	Industrie > 500 kW	Landwirt- schaft	Insgesamt
Zahl der	1998	63 021	21 893	7 605	707	2 183	95 409
Direktzugangskunden	1999	121 348	29 488	12 339	996	3 133	167 304
	2000	150 555	23 924	10 753	694	2 908	188 834
Zahl der UDC-Kunden	1998	8 675 227	967 004	190 789	5 059	120 615	9 958 694
	1999	8 833 461	979 139	197 565	4 909	119 083	10 134 157
	2000	8 839 280	976 766	194 054	5 270	111 150	10 126 520
Anteil der	1998	0,7	2,3	4,0	14,0	1,8	1,0
Direktzugangskunden	1999	1,4	3,0	6,2	20,3	2,6	1,7
(Prozent)	2000	1,7	2,4	5,5	13,2	2,6	1,9
Verbrauch der	1998	435 628	435 255	3 685 218	8 982 604	109 414	13 648 120
Direktzugangskunden	1999	913 806	524 474	7 125 793	13 081 055	569 801	22 214 929
(MWh)	2000	1 189 427	574 146	6 585 396	12 800 835	409 491	21 559 295
Verbrauch der UDC-	1998	53 307 373	13 094 242	45 548 858	42 238 503	5 420 283	159 609 259
Kunden (MWh)	1999	56 215 302	14 011 001	50 764 865	42 320 535	6 324 669	169 636 372
	2000	57 857 979	14 584 463	50 861 366	46 617 221	6 795 109	176 716 139
Anteil des	1998	0,8	3,3	8,1	21,3	2,0	8,6
Direktzugangsverbrauchs	1999	1,6	3,7	14,0	30,9	9,0	13,1
(Prozent)	2000	2,1	3,9	12,9	27,5	6,0	12,2

Quelle: CPUC (1998, 1999b, 2000h).

Ein Blick auf Tabelle 3 scheint allerdings eine gewisse Ernüchterung nahelegen. Betrachtet man zunächst die Gruppe der Haushaltskunden, so ist zwar die Zahl derjenigen, die sich einen neuen Anbieter gesucht haben, von 63 Tsd. in 1998 auf aktuell 150 Tsd. gestiegen. Dies ist jedoch nur eine Steigerung von 0,7 auf 1,7 Prozent der Kunden, die über das Netz der drei ehemaligen Monopolisten beliefert werden. Gemessen am Stromverbrauch der Haushaltskunden macht dies aktuell einen Anteil von 2,1 Prozent aus — nicht viel, wenn man es mit dem Stellenwert des Direktzugangs bei den Diskussionen vor den Reformen vergleicht.

Etwas anders stellt sich das Bild bei den Gewerbekunden, stärker noch bei den Industriekunden dar. Bei letzteren werden mittlerweile 27,5 Prozent des verbrauchten Stroms von neuen Anbietern geliefert, 13,2 Prozent der Industrienachfrager haben einen anderen Lieferanten als vor den Reformen. Insgesamt wurden 12,2 Prozent des insgesamt verbrauchten Stroms im Netzgebiet der drei großen ehemaligen Monopolisten von konkurrierenden Anbietern geliefert, 1,9 Prozent aller Kunden haben den Anbieter gewechselt (Stand August 2000).

Allerdings: Wechselraten sagen für sich genommen wenig über Effizienz aus. Wenn die neuen Anbieter keine besseren Angebote machen können (oder wollen) als der alteingesessene Anbieter, ist die Tatsache, dass kaum ein Wechsel stattfindet, kein Zeichen dafür, dass der Wettbewerb von den alteingesessenen Anbietern behindert wird. Letztlich kann Wettbewerb dann zu höheren Wechselraten führen, wenn beispielsweise die neuen Anbieter ein anderes Endprodukt als die alteingesessenen Unternehmen anbieten.

¹⁴ Lieferanten für andere Kunden brauchen sich nicht bei der CPUC registrieren zu lassen, daher liegen nur Zahlen für ESP vor, die (auch) Haushalte und kleine Gewerbekunden beliefern. Generell war zu Beginn der neuen Märkte eine gewisse Euphorie bei der Bildung neuer ESP zu beobachten, die mittlerweile deutlich zurückgegangen ist.

Das könnte beispielsweise eine bessere Absicherung gegenüber steigenden Energiepreisen sein. Hier gibt es bei der überwiegenden Zahl der Endkunden bislang noch kaum einen Bedarf: Die anfängliche gesetzliche Preisobergrenze bietet den maximalen Schutz gegenüber Preiserhöhungen, der von den neuen Anbietern kaum überboten werden kann. Darüber hinaus könnte eine günstigere Strombeschaffung der neuen Anbieter zu besseren Konditionen bei der Endkundenbelieferung sorgen. Auch hierfür gab es in den beiden ersten Jahren der neuen Märkte kaum Platz. Wie weiter unten deutlich werden wird (Abschnitt C.II.1), waren die Preise auf dem zentralen Großhandelsmarkt in den beiden ersten Jahren relativ niedrig, so dass auch ein Ausweichen der neuen Anbieter auf bilaterale Verträge kaum zu Senkungen der Beschaffungskosten führen konnte.

Es gilt jedoch auch zu beachten: Die Preisgestaltung der UDC für die Kunden, die den Direktzugang gewählt haben, kann künstliche Hindernisse für den Anbieterwechsel schaffen. Dies gilt insbesondere deswegen, weil die dem Direktzugangskunden berechneten „Transportpreise“ (einschließlich der CTC) nicht als direkte Transportpreise (bottom-up) ermittelt werden. Vielmehr werden die normalen Endverkaufspreise der jeweiligen UDC zugrunde gelegt und von diesen Preisen die Kosten der Beschaffung von Strom durch die UDC abgezogen (top-down).

Praktisch wirkt sich das dahingehend aus, dass allein die Energiekosten des Bezugs von der CalPX abgezogen werden, während die den UDC entstehenden zusätzlichen Kosten der Beschaffung und Sonstiges nicht in Abzug gebracht werden. Hierbei kann es sich zum Beispiel um die Personalkosten der Beschaffungsabteilung handeln, da die UDC argumentieren, dass sich diese Kosten nicht durch den Weggang eines Kunden verändern. Hierzu können auch die sonstigen Overhead-Kosten der UDC gehören. Es kann vermutet werden, dass, bedingt durch diesen Umstand, die Direktzugangskunden die anderen, bei den UDC verbleibenden Kunden subventionieren.¹⁵ Interessanterweise findet sich auch in der jüngsten Stellungnahme der CPUC (2001b) keinerlei Hinweis darauf, dass die bislang fragwürdige Entflechtung der UDC-Preise in Transportpreise und Energiepreise in absehbarer Zeit geändert werden soll. Weiterhin werden also vermutlich in den Transportpreisen in relativ intransparenter Weise Teile der Beschaffungskosten und der Overhead-Kosten enthalten sein, die von den Direktkunden nicht verursacht werden. Somit kann vermutet werden, dass die Transportpreise der UDC überhöht sind und hierdurch der eigene Stomendverkauf subventioniert wird. Dies würde eine Wettbewerbsverzerrung für die ESP bedeuten.

Teilweise wird in der öffentlichen Diskussion die geringe Wechselrate in Kalifornien mit den Entwicklungen in anderen Bundesstaaten verglichen und aus der Tatsache, dass in anderen Liberalisierungsfällen die Wechselraten höher liegen, darauf geschlossen, dass die Einführung von Endkundenwettbewerb in Kalifornien ein Misserfolg sei. Folgendes ist jedoch zu beachten: Diejenigen Bundesstaaten in den Vereinigten Staaten, die nach Einführung eines Endkundenwettbewerbs höhere Wechselraten kennen, hatten die regulierten Endpreise der alteingesessenen Unternehmen bewusst hoch gehalten, um derart „Platz zu schaffen“ für neue Anbieter (Joskow 2000b). In Pennsylvania etwa werden die Preise der alteingesessenen Unternehmen explizit hoch angesetzt, um hierdurch Anreize für einen Wechsel zu schaffen. Die Energiekomponente dieser Preise liegt über dem Wert, der sich aus den durchgereichten Großhandelspreisen ergeben hätte. Letztlich subventionieren in diesem Fall die beim alteingesessenen Anbieter verbleibenden Kunden jene Kunden, die ihren Anbieter wechseln.

Ob diese gezielte Unterstützung der neuen Anbieter durch den Regulierer sinnvoll ist, soll hier nicht abschließend diskutiert werden. Deutliche Zweifel sind aber wohl angebracht. Kalifornien scheint in

¹⁵ Mittlerweile hat die CPUC geringfügige Änderungen an dieser Situation vorgenommen und den Abzugsbetrag für Beschaffungskosten leicht erhöht (CPUC 2001b). Es muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass einige Kosten der UDC allein von ihren eigenen Verteilungskunden (Direktzugangs- und UDC-Kunden) getragen werden (insbesondere müssen die Kosten der RMR-Verträge der CAISO erstattet werden), die den Großhandelskunden (also etwa den Stadtwerken) nicht berechnet werden. An dieser bemerkenswerten Kostenallokation kann die CPUC offenbar nichts ändern, da die FERC zuständig zu sein scheint (CPUC 2001b).

gewissem Ausmaß den entgegengesetzten Weg gewählt zu haben, d.h. eine relativ geringe Energiekomponente, die eine Unterstützung der UDC gegenüber den neuen Anbietern bedeutet. Auch hieran sind Zweifel angebracht.

Zusammengefasst ergibt sich, dass die geringen Wechselraten vermutlich zu einem großen Teil der anfänglichen Preisobergrenze zu verdanken sind, die eine Produktdifferenzierung der Anbieter bislang bremste. Zusätzlich könnten teilweise auch überhöhte Transportpreise für die geringen Wechselraten verantwortlich sein. Man darf aber auch davon ausgehen, dass die seit Beginn der neuen Märkte verstrichene Zeitspanne zu kurz ist, um definitive Aussagen über die Effizienz des Endkundenwettbewerbs zu erlauben. Denn auch der Lernprozess auf Seiten der Endkunden über die neuen Möglichkeiten erfordert Zeit.

3. Die Entwicklung der zentralen Strombörse (CalPX)

Im Unterschied zu den anderen regionalen Strombörsen in den Vereinigten Staaten wurde die CalPX als eine vom Netzbetreiber separate Institution gegründet. Ein weiterer wichtiger Unterschied zu manchen anderen Börsen ist der Umstand, dass nicht der gesamte Strom über diese Börse gehandelt werden muss, die Stromunternehmen also nicht generell zur Teilnahme verpflichtet sind.¹⁶ Zwar sind Ausnahmen für die drei großen ehemaligen Monopolisten vorgesehen; die Zwangspartizipation der drei alteingesessenen Unternehmen ist jedoch temporärer Natur.¹⁷ Langfristig ist eine Wahlfreiheit aller Akteure vorgesehen, die dann ihre Käufe und Verkäufe über die CalPX, über konkurrierende Strombörsen oder über bilaterale Verträge abwickeln können. Das anfängliche Poolmodell für die drei großen Unternehmen soll also durch das Common-Carrier-Modell abgelöst werden, das von Anfang an für unabhängige Erzeuger und jene Kunden gilt, die ihren Anbieter wechseln.

Unter diesen Umständen ist die Reaktion der Börse auf potentielle und aktuelle Konkurrenz durch andere Handelsinstitutionen von besonderem Interesse. Wieweit gelang es ihr beispielsweise, durch die Entwicklung neuer Handelsprodukte oder durch geringe Teilnahmegebühren alte Kunden zu halten oder neue zu gewinnen? Das Beispiel der skandinavischen Strommärkte zeigte in diesem Zusammenhang, dass der Wettbewerb auch in diesem Bereich durchaus zur Entwicklung differenzierter Produkte beitragen kann, die den Bedürfnissen der Handelsakteure entgegenkommen (Kumkar 1998). Das englisch/walisische Beispiel lehrte auf der anderen Seite, dass Reformen und Produktentwicklungen im Fall eines rechtlich geschützten Monopols der Strombörse auf offensichtlich erhebliche Widerstände stoßen können, die dem Regulierer — in glatter Umkehrung der bisherigen Politik — als argumentative Grundlage einer Abschaffung des Monopols dienen (Offer 1998; Ofgem 1999, 2000).

a. *Day-ahead- und Day-of-Markt*

CalPX startete am 1. April 1998 mit einem Produkt bzw. einem Markt: dem Day-ahead-Markt, der Lieferungen am nächsten Tag betrifft. Am 30. Juli 1998 kam der Hour-ahead-Markt hinzu, der Lieferungen in der nächsten Stunde vorsieht. Der Hour-ahead-Markt firmiert mittlerweile als Day-of-Markt;

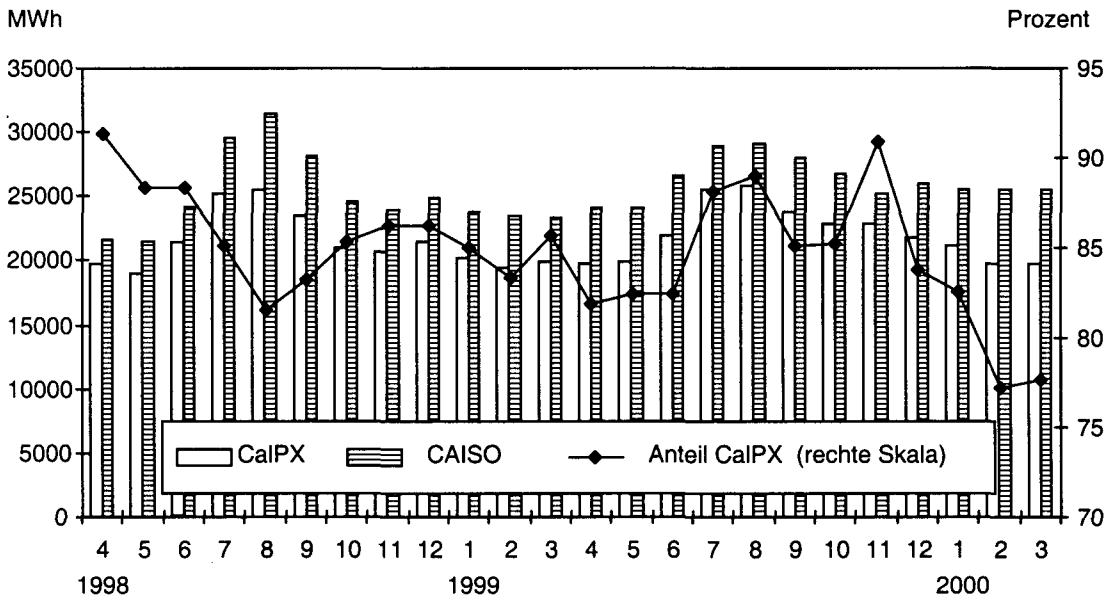
¹⁶ Darüber hinaus sehen ihre Regeln einteilige Gebote für die einzelnen Stunden des nächsten Tages vor, und CalPX optimiert separat für jede einzelne Stunde; Anfahr-, Abfahr- und Stillstandskosten gehen somit nicht in expliziter Form in den Optimierungsprozess der Börse ein. Es obliegt den Bietern selbst, derartige Kosten in ihre eigenen Optimierungsentscheidungen einzubeziehen. Dies ist ein weiterer Unterschied zu den meisten anderen Strombörsen in den Vereinigten Staaten und auch zum englisch/walisischen Pool.

¹⁷ Was nicht besagt, dass sie deshalb unproblematisch wäre. Tatsächlich wird sie mittlerweile auch von den Regulierern der FERC und der CPUC deutlich in Frage gestellt, da sie für einen Teil der Probleme seit dem Frühsommer 2000 verantwortlich ist (Abschnitt D.IV.1).

die Zahl der Auktionen wurde bei dieser Namensänderung von anfänglich 24 auf nunmehr 3 pro Tag reduziert.¹⁸ Im Folgenden wird der vom Umsatz her wichtigere Day-ahead-Markt betrachtet.

Interessant ist unter dem Gesichtspunkt des Wettbewerbs zwischen alternativen Handelsinstitutionen zunächst einmal, in welcher Weise sich der Marktanteil der CalPX am gesamten Stromhandel entwickelte. Hierzu sind in Abbildung 1 die täglichen Volumina abgetragen, die zum einen via Day-ahead-Markt der CalPX gehandelt wurden und zum anderen via CAISO, d.h. über die Netze der drei großen Stromunternehmen im Rahmen der Day-ahead-Planung geliefert wurden.¹⁹ Auf der rechten Skala ist der Anteil des via CalPX gehandelten Stroms wiedergegeben.

Abbildung 1: Marktanteil der CalPX am CAISO-Markt 1998–2000



Quelle: CalPX (2000b: Tabelle 12).

Abbildung 1 zeigt, dass der Marktanteil von CalPX am Ende des zweiten Jahres immer noch hoch war. Zwar ist er vom April 1998 bis zum März 2000 von 91 auf 78 Prozent gesunken. Spiegelbildlich ist der Anteil anderer Handelsinstitutionen gestiegen, wobei der ganz überwiegende Teil dieser Transaktionen auf die bilateralen Direktverträge entfallen dürfte.²⁰ Die Entwicklung ist jedoch weder kontinuierlich (im Jahresvergleich ist der Anteil von CalPX nur um knapp 2 Prozentpunkte gefallen), noch

¹⁸ Im Hintergrund dieser Änderungen dürfte der Umstand liegen, dass sich der Bedarf an Handelstransaktionen im Hour-ahead-Markt als geringer als ursprünglich erwartet erwiesen hat. Insgesamt war das Handelsvolumen in diesem Markt weitaus geringer als im Day-ahead-Markt. Das gesamte Handelsvolumen im Day-of-Markt betrug etwa im zweiten Betriebsjahr der CalPX (4/99–3/00) 729 GWh, dies waren nur knapp 0,4 Prozent des Umsatzes am Day-ahead-Markt im gleichen Zeitraum (194 TWh) (CalPX 2000b: 29, 37). Der Umsatz am Day-of-Markt hat sich allerdings im Sommer 2000 erheblich erhöht, wobei sich eine deutlich positive Korrelation zwischen dem Day-ahead-Preis, der wiederum positiv mit der Gesamtnachfrage korreliert ist, und dem Volumen am Day-of-Markt zeigt (CalPX 2000d: 46, 72).

¹⁹ Als „CAISO-Markt“ ist hier der Gesamtumsatz definiert, der via Day-ahead-Planung des CASIO angemeldet wurde. Es ist also weder der Umsatz von CAISO selbst, der etwa durch Transaktionen des Ausgleichshandels zustande kommt, noch der tatsächlich stattfindende Handel, der neben den Umsätzen der Day-ahead-Planungen noch die Umsätze der Hour-ahead-Planung sowie den Ausgleichshandel umfasst.

²⁰ Der CAISO-Handel im Rahmen des Ausgleichshandels ist nicht in den Zahlen für den CAISO-Markt in Abbildung 1 enthalten (vgl. Fußnote 19). Andere Strombörsen spielten im betrachteten Zeitraum keine quantitativ nennenswerte Rolle.

spiegelt der Rückgang des Marktanteils den Rückgang des Marktanteils der drei großen Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung wider. Dies bedeutet, dass andere Erzeuger in zunehmendem Maße ihren Strom via CalPX handeln.²¹

Tabelle 4 ist zu entnehmen, dass der Handel der drei großen Versorgungsunternehmen auch im zweiten Betriebsjahr einen sehr großen Anteil des gesamten CalPX-Handels ausmachte. Dies ist auf der Nachfragerseite wenig überraschend, wenn der von der Regulierung auferlegte Kaufzwang berücksichtigt wird. Der bei diesen Durchschnittsdaten immer noch hohe Anteil auf der Anbieterseite dürfte teilweise darauf zurückzuführen sein, dass die Verkäufe der Kraftwerke in einigen Fällen erst jüngst abgeschlossen worden sind. Insofern dürften die Marktanteile der unabhängigen Erzeuger und Händler als Anbieter seit dem Frühsommer 2000 vermutlich gegenüber den in Tabelle 4 enthaltenen Werten zugenommen haben.

Auffallend ist zweierlei: Zum einen entfielen auf Anbieter aus anderen Bundesstaaten im zweiten Betriebsjahr über 7 Prozent der insgesamt abgewickelten Angebotsmengen. Zum anderen stellten unabhängige Erzeuger und Stromhändler immerhin 20 Prozent der gesamten Angebotsmenge bereit. Und das heißt wiederum, dass der in den von den drei großen ehemaligen Gebietsmonopolisten verkauften Kraftwerken erzeugte Strom weiterhin in deutlichem Ausmaß via CalPX verkauft wurde. Zu beachten ist, dass der Zuwachs der von unabhängigen Erzeugern und Händlern bereitgestellten Strommengen größer ist (39 036 GWh) als der Rückgang bei den drei großen Unternehmen (30 166 GWh), obwohl die Nachfragemenge der drei großen Unternehmen im gleichen Zeitraum zurückgegangen ist.

Tabelle 4: Marktanteile des Handels am Day-ahead-Markt der CalPX

	4/1998–3/1999		4/1999–3/2000	
	GWh	Prozent	GWh	Prozent
<i>Anbieter</i>				
PG&E, SDG&E, SCE	164 362	87,0	137 297	70,7
Unabhängige Erzeuger	8 565	4,5	21 768	11,2
Stromhändler	5 760	3,0	17 268	8,9
Öffentliche Versorgungsunternehmen	1 847	1,0	3 675	1,9
Unternehmen aus anderen Staaten	8 479	4,5	14 206	7,3
<i>Nachfrager</i>				
PG&E, SDG&E, SCE	179 372	94,9	177 375	91,3
Unabhängige Erzeuger	1 379	0,7	4 615	2,4
Stromhändler	5 244	2,8	7 164	3,7
Öffentliche Versorgungsunternehmen	660	0,3	594	0,3
Unternehmen aus anderen Staaten	2 358	1,2	4 466	2,3

Quelle: CalPX (2000b: Tabelle 5).

Dies bedeutet, dass die unabhängigen Anbieter in der Tat zumindest bislang die Produkte der CalPX nicht gänzlich ablehnen, sondern die CalPX in ihrer Rolle als Anbieter durchaus nutzen; und dies nicht nur mit dem Zweck, die „Pflichtnachfrage“ der drei großen Unternehmen zu beliefern. Dass diese die CalPX auch auf der Nachfrageseite zunehmend nutzen, zeigt sich daran, dass ihre Strombezugsmenge bei der CalPX im gleichen Zeitraum ebenfalls zunahm. Ihre relativ umfangreiche Partizipation am CalPX-Handel ist also nicht allein darauf zurückzuführen, dass sie große Strommengen via CalPX verkaufen müssen, da die drei IOU nur dort ihre Nachfrage entfalten dürfen, sondern sie verkauften

²¹ Dies könnte hierdurch erklärt werden, dass die IOU als UDC weiterhin ihren Strom von der CalPX kaufen *müssen* und daher die neuen Erzeuger ihren Strom an die CalPX verkaufen müssen, da sie nur hier hinreichende Nachfrage finden. Das ist jedoch nicht der einzige Grund, wie sich gleich zeigen wird.

erhebliche Strommengen via CalPX an andere unabhängige Unternehmen und/oder an andere Versorgungsunternehmen. Immerhin knapp 9 Prozent der am Day-ahead-Markt der CalPX umgesetzten Strommengen waren „freiwillige“ Transaktionen: Wird nämlich berücksichtigt, dass die drei großen privaten Unternehmen ihren gesamten Bezug via CalPX abwickeln mussten, verbleiben immerhin noch 16 840 GWh „freiwillige“ Handelstransaktionen im zweiten Jahr, wobei diese Zahl gegenüber dem Jahr 4/98–3/99 (9 641 GWh) um 64 Prozent gestiegen ist. Dies sind die realisierten Nachfragemengen derjenigen, die nicht über die CalPX handeln mussten, sondern vollständig auf andere Strombörsen oder bilaterale Verträge setzen konnten.

Zusammengefasst stiegen zwar die Anteile des bilateralen Handels, nicht aber in dem Ausmaß, das die Regulierungsvorschriften erlaubt hätten. Diese Entwicklung deutet darauf hin, dass die CalPX sich mit ihrem Day-ahead-Markt anderen Handelsinstitutionen gegenüber recht gut behauptet hat und auch von unabhängigen Erzeugern und Händlern zur Optimierung eigener Kraftwerkseinsatzplanungen und Strombeschaffungsaktivitäten genutzt wurde.²² Dabei ist auch zu beachten, dass der Handel via CalPX nicht umsonst ist. Nach Angaben der Regulierungskommission betragen die durchschnittlichen Gebühren pro umgesetzte MWh immerhin 0,31 Dollar, d.h. 0,03 Cent pro kWh, und machen damit rund 1 Prozent des durchschnittlichen Power Exchange (PX)-Preises (in den beiden ersten Jahren seit 1998) aus (CPUC 2000f: 23).

Näher betrachtet werden muss allerdings die Rolle des CAISO bzw. des von ihm organisierten Ausgleichshandels, der in diesem Abschnitt vernachlässigt wurde. Dessen quantitativer Umfang sollte zwar nach den Intentionen der Regulierungskommission beim Design der neuen Märkte eher klein sein. Tatsächlich aber sind die via Ausgleichshandel gelieferten Strommengen von erheblicher Bedeutung. Hierauf wird in Abschnitt C.II bei der Behandlung der preislichen Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten und im nächsten Kapitel bei der Diskussion von Marktdesignproblemen (Abschnitt D.III) eingegangen.

b. *Neue Produkte*

Die bisherige Betrachtung bezog sich allein auf den kurzfristigen Terminhandel via Day-ahead- sowie Day-of-Markt. Interessant ist darüber hinaus die Frage, inwieweit CalPX mit neuen Handelsprodukten, vor allem mit längerfristigen Terminvertragsformen, auf den „Markt der Handelsinstitutionen“ getreten ist. Immerhin sind kurzfristige Stromterminmärkte verglichen mit anderen Börsen extrem volatil.²³ Daher ist grundsätzlich damit zu rechnen, dass ein Bedarf an längerfristigen Stromverträgen besteht, die als organisierte oder als unorganisierte Verträge ausgestaltet werden können.

Bei Liberalisierungen von Strommärkten in anderen Staaten waren von Anfang an *unorganisierte Terminmärkte* gegeben, die Hedginginstrumente bereitstellten. Bei den skandinavischen Reformen etwa wurde über den kurzfristigen Terminhandel in Form des 24-Stunden-Markts immer nur ein relativ kleiner Anteil des gesamten Großhandels umgesetzt (nicht über 20 Prozent, vgl. Kumkar 1998: 64). Der überwiegende Teil wird dort auch heute noch über längerfristige unorganisierte Lieferverträge abgewickelt, weitere Teile über organisierte Terminkontrakte. In England und Wales wurden die Teilnehmer vor Beginn des neuen Systems mit so genannten „contracts for differences“ (CfD) ausgestattet; faktisch wurden fast 100 Prozent der am zentralen Pool kurzfristig gehandelten Strommengen in den ersten Jahren zu Fixpreisen zwischen den Erzeugern und den weiterverkaufenden Verteilungsun-

²² Der Anteil der Stromhändler als Nachfrager am CalPX-Day-ahead-Markt ist im Sommer 2000 weiter gestiegen und betrug zwischen 5 und 7 Prozent. Deutlich gestiegen ist auch der Anteil der Versorgungsunternehmen im öffentlichen Besitz: Er betrug im Sommer 2000 zwischen 4 und 6 Prozent (CalPX 2000d: 68).

²³ Als Ursache dieser Volatilität können die in der Regel stark schwankenden Stromerzeugungskosten und etwaige Engpässe im Netz oder bei der Erzeugung bei schwankender Nachfrage genannt werden. Hinzu kommen etwaige Marktrenten und echte Knappheitsrenten, die gerade in Zeiten hoher Nachfrage von Bedeutung sein können (vgl. ausführlicher zu diesen Bestimmungsfaktoren der Strompreise Kapitel D).

ternehmen gehandelt; der zentrale Pool fungierte im Wesentlichen nur als Mechanismus zum kurzfristigen Ausgleich der ex ante langfristig kontrahierten Mengen mit den tatsächlich benötigten Mengen.

Anders in Kalifornien. Dort sahen die Vorschriften für die drei großen Unternehmen den Zwangsankauf von der (kurzfristig orientierten) Börse vor,²⁴ ohne dass absichernde Hedgingverträge vorhanden waren. Ausnahmen galten nur für langfristige Bezugsverträge, die bereits vor den Reformen geschlossen worden waren. Neue bilaterale Verträge wurden nicht erlaubt, auch nicht mit den Erwerbern der verkauften Kraftwerke. Unorganisierte Terminmärkte mit nennenswertem Umfang waren somit nicht existent. Gerade deswegen muss die Frage gestellt werden, ob und inwieweit sich von der CalPX *organisierte Terminmärkte* für standardisierte Produkte entwickelt haben.

Andere liberalisierte Strommärkte wie das englisch/walisischen System kennen „electricity forward agreements“. Hier handelt es sich um längerfristige und standardisierte finanzielle Terminverträge, die das Ziel der Absicherung vor der Volatilität der Preise im Pool haben. Der Markt für derartige „electricity forward agreements“ hat in den ersten Jahren nach den Restrukturierungen keine nennenswerte Bedeutung erlangen können. Offenbar hielten die Marktteilnehmer die (individuell gestaltbaren) „contracts for differences“ für die für ihre Bedürfnisse geeignetere institutionelle Ausgestaltung.

Ähnliche Kontraktmärkte existieren in den restrukturierten skandinavischen Strommärkten mit erheblich besserem Erfolg. Dort haben sie trotz der Möglichkeit direkter bilateraler Verträge, durchaus einen nennenswerten Marktanteil. Im Jahr 1997 lag beispielsweise das via längerfristigen, organisierten Terminmarkt gehandelte Volumen von 54 TWh deutlich über den 44 TWh, die via Tagesmarkt (vergleichbar dem Day-ahead-Markt in Kalifornien) umgesetzt wurden (Kumkar 1998: 64).

Die CalPX hat in der Tat ähnliche Produkte entwickelt.²⁵ Seit dem 10. Juni 1999 bietet sie so genannte „block forwards“ an. Dies waren zunächst allein Kontrakte für Spitzenlastlieferungen, wobei bis zu zwölf Monate im Voraus gehandelt wurde. Es handelte sich hierbei um monatliche Verträge, d.h., die Verträge sehen Lieferungen zur Spitzenlastzeit (7.00–22.59 h) an jedem Tag (außer Sonn- und Feiertagen) in einem bestimmten Monat vor.

Zu diesen Monatsverträgen (die mittlerweile Lieferzeiträume bis 18 Monate im Voraus vorsehen) sind inzwischen weitere Kontraktarten getreten: Jahresverträge bis zu fünf Jahre im Voraus, Vierteljahresverträge bis zu zwei Jahre im Voraus sowie tägliche Verträge bis zu einem Monat im Voraus. Damit endete die Produktdifferenzierung aber nicht. Zu den reinen Spitzenlastverträgen traten zusätzlich Verträge für „Super-Spitzenlastperioden“ (13.00–20.59 h) sowie so genannte Schulterperioden (7.00–12.59 h und 21.00–22.59 h) sowie schließlich alle Lastperioden (0.00–23.59 h). Gehandelt werden bislang Blöcke in 1-MW- und 25-MW-Einheiten.

Festgehalten werden kann an dieser Stelle, dass die CalPX offenbar nicht bereit war, das Feld der Handelsorganisation anderen Institutionen „kampflos“ zu überlassen. Zwar wurde ihre Existenz noch

²⁴ Oftmals werden die von kurzfristig orientierten Börsen (bzw. Pools) organisierten Märkte als „Spotmärkte“ bezeichnet, obwohl es sich hierbei in keinem bisher bekannten Fall wirklich um Spotmärkte handelt (der einzige mir bekannte Markt, der einem Spotmarkt nahe kam, war die von El-Ex organisierte finnische Strombörse, die mittlerweile in Nord-Pool aufgegangen ist (Kumkar 1998). Tatsächlich organisieren alle existierenden Strombörsen Terminmärkte, wenn auch sehr kurzfristige (deren Erfüllung durch physische Lieferung zusätzlich noch der Zustimmung des Netzbetreibers bedarf). Zusätzlich existieren im Rahmen des Ausgleichshandels oftmals noch organisierte Märkte, die am ehesten als Optionsmärkte (mit bedingten Termingeschäften) bezeichnet werden können, beispielsweise der Real-Time-Markt des CAISO, bei dem die Einspeiser und Entnehmer (als Stillhalter) ex ante Gebote abgeben, die als Call- bzw. Putoptionen interpretiert werden können, deren Ausübung unilateral durch den Netzbetreiber als Organisator des Real-Time-Markts entschieden wird. Der tatsächliche Ausübungspreis ist im Unterschied zu normalen Optionsmärkten allerdings nicht eindeutig ex ante festgelegt, sondern z.B. bei einem inkrementalen Einspeisungsgebot eines Erzeugers (einem vom CAISO unentgeltlich erworbenen Call) nur durch eine Preisuntergrenze (in Höhe des individuellen Gebotspreises) beschrieben.

²⁵ Nicht alle neuen Produkte haben sich bislang als Erfolg erwiesen. Der „book-out service“ (ein Angebot der CalPX zur Senkung von Transportkostenzahlungen durch die Berechnung von „Nettoströmen“ an den Verbindungsstellen des CAISO-Netzes zu Netzen anderer Bundesstaaten) sowie der „green exchange service“ (speziell für den Handel von regenerativ erzeugtem Strom) haben sich auch aus Sicht der CalPX bislang nicht bewährt (CalPX 2000b: 7).

durch die Teilnahmepflicht der drei alteingesessenen Stromunternehmen geschützt.²⁶ Die Entwicklung neuer Produkte und die Weiterentwicklung der bestehenden Produkte kann aber als Indiz dafür genommen werden, dass sie die auf absehbare Zeit zunehmende aktuelle und potentielle Konkurrenz durch andere Börsen sowie bi- und multilaterale Direktverträge wahrnimmt.

Zwar besagen die vorstehend aufgezeigten Entwicklungen für sich genommen noch nicht, dass die CalPX bislang effizient gearbeitet hätte oder es in Zukunft tun wird. Es kann aber vermutet werden, dass die beobachtbare Entwicklung hin zu kundenorientierten Handelsprodukten nicht zuletzt erstens auf den aktuellen und potentiellen Wettbewerb zwischen den Handelsinstitutionen und zweitens auf die Trennung des Stromhandels vom Netzbetreiber zurückgeführt werden kann, ähnlich wie im Fall der skandinavischen Strommärkte und im Gegensatz zum bisherigen Poolmodell in England und Wales.

II. Preisentwicklungen

Nach diesem Überblick über einige Entwicklungen der Marktstruktur seit Beginn der Umstrukturierungen soll auf die seit Anfang 1998 zu beobachtenden Marktergebnisse eingegangen werden. Dabei werden zunächst die Entwicklung der Großhandelsmärkte und anschließend die Preistendenzen auf den Einzelhandelsmärkten skizziert.

1. Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten

Die derzeitigen Diskussionen in Kaliforniens Öffentlichkeit über die tatsächlichen oder scheinbaren Fehler des Liberalisierungsmodells für die Stromwirtschaft entzündeten sich an dem seit dem Frühsommer 2000 — in dieser Art von den meisten völlig unerwartet — hohen Preisniveau am Großhandelsmarkt und den hierdurch verursachten hohen Preisen für einen Teil der kalifornischen Stromnachfrager.

a. *Institutionelle Ausgestaltung des Großhandels und einige Kennziffern*

Es ist zunächst darauf hinzuweisen, dass es nicht *den* Großhandelsmarkt für Strom gibt, sondern eine Vielzahl von Märkten, die untereinander allerdings Interdependenzen aufweisen. In Tabelle 5 sind die wichtigsten Teilmärkte aufgezählt. Auf drei dieser Märkte ist bereits im letzten Abschnitt eingegangen worden: Die von der CalPX organisierten Day-ahead-Märkte, Day-of-Märkte sowie Block-forwards-Märkte. Hierbei handelt es sich um organisierte Terminmärkte mit unterschiedlichen Fälligkeitszeiträumen, die in Konkurrenz zu anderen Institutionen des Handels stehen, den alternativen organisierten Strommärkten, wobei vor allem die bereits 1996 gegründete Automated Power Exchange (APX)²⁷ zu nennen ist. Die APX hat ihren Schwerpunkt bislang beim Handel von so genanntem grünen Strom; eine Ausweitung auf „normalen“ Strom steckt mangels größerer Liquidität bislang immer noch in den Anfängen, könnte aber durch die jüngsten Regulierungsentscheidungen durchaus Aufwind erhalten.²⁸

²⁶ Wobei die Zwangspartizipation mittlerweile auch von den Regulierern in Frage gestellt wird und die drei IOU Probleme haben, den Vorschriften nachzukommen (Kapitel E).

²⁷ Nicht zu verwechseln mit der ebenfalls unter „APX“ firmierenden Amsterdam Power Exchange. Diese organisiert bislang zwei Day-ahead-Märkte: seit dem 25. Mai 1999 für Lieferungen innerhalb der Niederlande und seit dem 3. Mai 2000 für Lieferungen innerhalb Deutschlands. Die niederländische APX verfolgt daneben Planungen für den Aufbau längerfristiger Terminmärkte (vgl. die Website der niederländischen APX: <http://www.apx.nl>).

²⁸ Vgl. zu Preisen und Umsätzen die Website der APX: <http://www.apx.com>.

Tabelle 5: Großhandelsmärkte in Kalifornien: Volumen, Preise und jährlicher Umsatz April 1998 – März 2000

	Jährliches Volumen		Durchschnittlicher Preis		Jährlicher Umsatz	
	GWh		Dollar/MWh		Mill. Dollar	
	1998/99	1999/00	1998/99	1999/00	1998/99	1999/00
<i>CalPX & CAISO: Insgesamt</i>	224 800	233 230			5 836	6 986
<i>Kurzfristige Märkte</i>						
CalPX Day-ahead	189 000	193 890	24,44	30,90	5 033	6 288
CalPX Day-of-Märkte ^a	400	731	29,34	29,26	12	21
CAISO Real-Time	3 400	2 400	NP15: 25,62 SP15: 23,54	NP15: 30,46 SP15: 29,52	83	72
CAISO AS spin ^b	6 700	7 300	13,43	7,03	90	51
CAISO AS non-spin ^b	5 500	6 915	7,27	4,00	40	28
CAISO AS regulation ^b	14 800	13 181	24,00	20,03	500	264
CAISO AS replacement ^b	5 000	2 873	13,80	6,07	69	17
<i>Längerfristige Märkte</i>						
Block forwards	..	5 940	..	41,35	..	245
<i>Alternative organisierte Märkte</i>						
APX
Sonstige
<i>Unorganisierte Märkte</i>						
Bilaterale Verträge ^c	31 280	37 207	23,02	28,43	720	1 058

^a1998/1999: Die Werte für Volumen und Umsatz für den am 1. August 1998 gestarteten Day-of-Markt sind auf zwölf Monate hochgerechnet; die druckfehlerbehafteten Angaben der CalPX für den Umsatz 1998/99 wurden korrigiert. — ^bIm Rahmen der Märkte für die Netzhilfstdienstleistungen (ancillary services, AS) gibt es die Märkte für „Reserven“, die in mitlaufende (spin) und nichtmitlaufende (non-spin) Reserven unterschieden werden, und den Markt für „Ersatzenergie“ (replacement) und für „Regulierungsenergie“ (regulation). Angegeben sind allein die Werte für die vier Märkte des Day-ahead-Planungszeitraums; die Werte für die entsprechenden Day-of-AS-Märkte sind vergleichsweise gering. — ^cDie Werte für die bilateralen Verträge wurden geschätzt: Das Volumen wurde ermittelt, indem die jährlichen Marktanteile der bilateralen Verträge am gesamten CAISO-Day-ahead-Markt (Abbildung 1) zur Berechnung genutzt wurden. Die Preise sind arithmetische Mittel der Monatswerte (Abbildung 2), der Umsatz ist als Produkt dieser beiden Jahreswerte berechnet.

Quelle: CalPX (2000b: 71) und die in Abbildung 2 angegebenen Quellen; eigene Schätzungen.

Zu den Alternativen zur CalPX gehören selbstverständlich auch unorganisierte Verträge, die von Anfang an von allen Nachfragern und Anbietern (außer den drei großen privaten Versorgungsunternehmen) genutzt werden können. Der Marktanteil der bilateralen Verträge ist bislang wegen der Partizipationspflicht der alteingesessenen Unternehmen noch relativ niedrig, aber im Steigen begriffen (Abbildung 1).

Von Bedeutung ist, dass faktisch auch alle vom CAISO organisierten Märkte zu den Alternativen gehören. Dabei ist an erster Stelle der Real-Time-Markt zu nennen, der vom CAISO mit Hilfe der hierfür speziell abgegebenen dekrementalen und inkrementalen Gebote aller Fahrplankoordinatoren organisiert wird. CAISO verwendet diese Gebotssätze zur sukzessiven Anpassung der Einspeisungen und Entnahmen an die tatsächlichen Umstände. Wenn CAISO beispielsweise Indizien dafür vorfindet, dass die ihm mitgeteilten Planungen in ihrer Gesamtheit ein Unterangebot an Einspeisungen zur Folge hätten, so wird er im Rahmen dieses Ausgleichshandels Kraftwerke zur (Mehr-)Erzeugung aufrufen oder Nachfrager nach ihren Geboten zur Senkung ihres tatsächlichen Verbrauchs gegenüber den Ex-ante-Planungen auffordern.

Im Prinzip wird jede individuelle Abweichung von den Fahrplänen mit dem Real-Time-Preis entgolten; dies ist ein zonaler Preis, sobald Netzengpässe vorliegen (Kumkar 2001b: Fußnote 55). Wenn ein Fahrplankoordinator für Entnahmen verantwortlich ist, die über das dem CAISO ex ante mitge-

teilte Volumen hinausgehen, wird ihm diese Mehrentnahme mit dem relevanten Real-Time-Preis berechnet. Umgekehrt würde er bei Zusatzeinspeisung den Real-Time-Preis erhalten. Ähnliches gilt im Übrigen für Abweichungen von den ursprünglichen Planungen, die vom CAISO im Rahmen des Netzengpassmanagements angeordnet werden.

Dieser eben skizzierte Real-Time-Markt ist das „Kernstück“ des in Form eines Auktionsmarkts organisierten Ausgleichshandels, auch wenn er von den Umsätzen her meist einen nur kleinen Teil des Gesamthandelsvolumens ausmacht. Zu diesem Ausgleichsmarkt *im engen Sinn* treten die im Rahmen der Netzhilfsdienstleistungen akquirierten Strommengen.²⁹ Diese Transaktionen können zusammengekommen als *Ausgleichshandel im weiten Sinn* bezeichnet werden. Sie machten in den beiden ersten Jahren einen erheblichen Teil der insgesamt erfolgten Lieferungen aus. In 1998/1999 lag der mengenmäßige Umsatz mit insgesamt 35 400 GWh sogar über dem Wert für die Lieferungen im Rahmen bilateraler Verträge und in 1999/2000 mit 32 669 GWh nur rund 4 500 GWh unter dem Wert für bilaterale Verträge. Der mengenmäßige Umsatz des gesamten CAISO-Handels ist somit im zweiten Jahr zwar leicht zurückgegangen, macht aber immer noch einen erheblichen Anteil des Gesamthandels aus. Wird dieser als Summe aus CAISO-Handel, CalPX-Handel und bilateralem Handel definiert, beträgt der Anteil in 1999/2000 immer noch gut 12 Prozent und damit erheblich mehr, als zu Beginn der Restrukturierungen erwartet wurde (< 5 Prozent).

Im Rahmen der Märkte für die Netzhilfsdienstleistungen (ancillary services, AS) organisiert CAISO mehrere Teilmärkte: Die Märkte für „Reserven“, die in mitlaufende (spin) und nichtmitlaufende (non-spin) Reserven unterschieden werden, den Markt für „Regulierungsenergie“ (regulation), d.h. sehr kurzfristige Reserven,³⁰ sowie den Markt für „Ersatzenergie“ (replacement) als vierten Reservemarkt, der dem Ausgleich kurzfristig ausgefallener Erzeugungs- oder Transportkapazitäten dient. Diese vier Märkte für Netzhilfsdienstleistungen werden vom CAISO ex ante für zwei Zeithorizonte organisiert, namentlich für die bereits bekannten Day-ahead- und Day-of-Planungsperioden. Insgesamt existieren also acht Märkte für Netzhilfsdienstleistungen.

Auf diese Märkte für Netzhilfsdienstleistungen und auf die Frage, inwieweit deren institutionelle Ausgestaltung für die derzeitigen Preisentwicklungen mitverantwortlich ist, wird in Abschnitt D.III bei der Untersuchung der Ursachen der derzeit hohen Preise ausführlicher zurück gekommen. Im Folgenden liegt die Konzentration zunächst auf den vom Umsatz her wichtigsten Teilmärkten, d.h. auf dem CalPX-Day-ahead-Markt, den bilateralen Verträgen und auf dem CAISO-Real-Time-Markt als zentralem Auktionsmarkt des Ausgleichshandels.

b. Preise auf der Großhandelsebene

Betrachtet man den Verlauf der wichtigsten Großhandelspreise in Abbildung 2, fallen zwei Entwicklungen ins Auge:

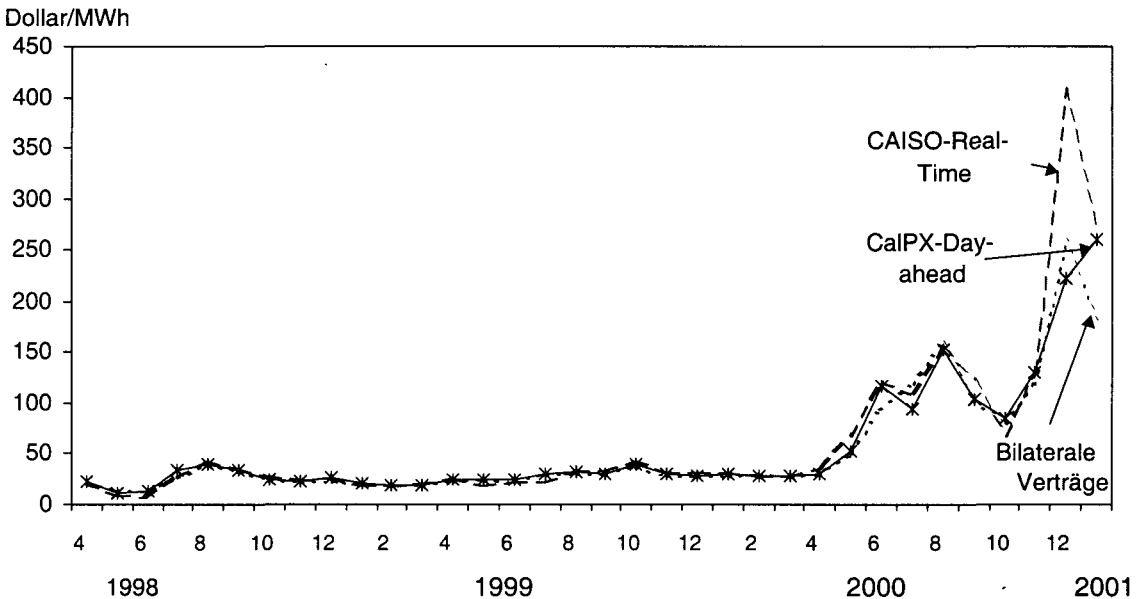
Erstens steigen die Preise im Zeitablauf. Hierbei ist die Entwicklung bis zum April 2000, also in den beiden ersten Jahren der neuen Märkte, durchaus als sehr moderat zu bezeichnen. Es ist in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass die bis dahin beobachtbaren Preise im Rahmen der Erwartungen lagen (O'Donnell 2000: 1), nämlich zwischen 25 und 30 Dollar/MWh. In den ersten Monaten lagen sie sogar unter den Erwartungen. Erstmals im Herbst 1999 und seit dem Frühsommer 2000 sind

²⁹ Im Regelfall erhalten die Anbieter fixe Zahlungen für die Vorhaltung der Netzhilfsdienstleistungen. Zusätzlich erhalten die Anbieter im Fall der tatsächlichen Lieferung von Strom einen Preis, der sich am aktuellen Real-Time-Preis orientiert.

³⁰ Deren vor allem im ersten Jahr hohe Preise und Mengen überraschen, lassen sich aber auf Probleme des Auktionsdesigns zurückführen, die mittlerweile zumindest teilweise gelöst sind (Alaywan 2000: 75, 77). Der Markt für Regulierungsenergie ist inzwischen in zwei Teilmärkte gegliedert worden: „Regulation-up“ sowie „Regulation-down“. Vgl. für einen aktuellen Überblick über die Märkte für Netzhilfsdienstleistungen und die anderen vom CAISO organisierten Märkte Alaywan (2000).

die Großhandelspreise jedoch deutlich gestiegen. Der Spitzenwert von über 407 Dollar/MWh wird im Dezember 2000 durch den CAISO-Real-Time-Preis markiert.³¹ Wohlgemerkt: Dies sind monatsdurchschnittliche Preise, keine kurzfristigen Ausreißer; die 407 Dollar/MWh entsprechen dem gut Siebzehnfachen des durchschnittlichen Preises im ersten Jahr 1998/1999 und dem knapp Vierzehnfachen des Preises im zweiten Jahr (Tabelle 5)!

Abbildung 2: Ausgewählte Großhandelspreise 1998–2000 (Südkalifornien)



Anmerkungen: Die durchschnittlichen Preise für die bilateralen Verträge wurden aus minimalen und maximalen Grundzahlen für Peak- und Off-Peak-Preise ermittelt. Hierzu wurden zunächst arithmetische Mittel für Peak- und Off-Peak-Preise errechnet, hieraus tägliche Durchschnitte (16 Peak-Stunden) gebildet und aus diesen arithmetische Mittel für die einzelnen Monate errechnet. CAISO-Real-Time-Preise sind Preise für südlich des Path 15 (SP 15), wobei die Werte für Dezember 2000 und Januar 2001 geschätzt worden sind unter Verwendung der Grunddaten für Preise unterhalb der weichen Preisobergrenze („markträumende Preise“ lt. CAISO-Notation) und des errechneten Durchschnittsverhältnisses zwischen diesen „markträumenden Preisen“ und den Effektivpreisen; CalPX-Day-ahead sind die Börsenpreise für SP15, Werte für bilaterale Verträge sind die Preise für Lieferungen in Südkalifornien.

Quelle: Für die CalPX- und CAISO-Daten: diverse Internetseiten der beiden Institutionen; Grunddaten für bilaterale Verträge stammen aus *Energy Market Report*, published by Economic Insight, Inc.; eigene Berechnungen und Schätzungen.

Zweitens verlaufen die Preise weitgehend parallel zueinander. Zwar existieren Abweichungen zwischen den beiden Preisen der organisierten Märkte untereinander und gegenüber den Preisen der Direktverträge (bilaterale Verträge). Die Abweichungen sind aber weitgehend temporärer Natur, und im Mittel scheinen die Preise nicht weit voneinander abzuweichen. Dies deutet darauf hin, dass die Arbitrage zwischen den hier betrachteten Märkten zumindest im Großen und Ganzen funktioniert. Und dies trotz des Umstands, dass die drei alteingesessenen großen Stromunternehmen im betrachteten Zeitraum gezwungen waren, grundsätzlich nur über CalPX, faktisch über CalPX und CAISO zu han-

³¹ Die CAISO-Preise für Dezember 2000 und Januar 2001 sind geschätzt worden, weil beginnend im Dezember 2000 Änderungen am Auktionsdesign der CAISO-Märkte implementiert wurden, auf die in Kapitel E eingegangen wird. Die CalPX-Preise sind für diese beiden Monate eingeschränkt repräsentativ, da die CalPX-Märkte u.a. wegen der jüngsten Regulierungsentscheidungen massiv an Liquidität verloren haben. Auch hierauf wird in Kapitel E eingegangen.

deln.³² Und dies auch trotz des Umstands, dass die Märkte nicht parallel angeordnet sind, sondern zumeist sequentiell: Strommengen, die bereits via CalPX-Day-ahead-Markt oder bilaterale Verträge verkauft sind, können nicht mehr via Real-Time-Markt des CAISO verkauft werden. Schließlich ist auch zu berücksichtigen, dass die Märkte noch recht jung sind und insofern die Teilnehmer noch zu einem guten Stück im Lernprozess sind.

Die öffentliche Diskussion in Kalifornien hat sich im Gefolge der enormen Preissteigerungen gewandelt: In den ersten Monaten der neuen Märkte dominierte die Frage, ob die damals relativ geringen Preise zu niedrig seien, um den Erzeugern eine Kostendeckung zu ermöglichen. Damit war auch die Frage nach den Anreizen zum Bau neuer Kraftwerke gestellt. Seit dem Frühsommer 2000 steht dagegen die Frage im Vordergrund, was man gegen die tatsächliche oder angenommene Marktmacht der Erzeuger unternehmen könne.

Festgehalten werden muss, dass die Preise eine Entwicklung genommen haben, mit der die politischen Entscheidungsträger bei der Initiierung der Restrukturierungen nicht gerechnet hatten. Sie sahen im Gefolge der Reformen sinkende Strompreise voraus, die sich zumindest bis jetzt nicht abzeichnen. Bevor auf diese Diskussion, die politischen Reaktionen und die Ursachen der hohen Preise eingegangen wird, sei zunächst ein Blick auf die Endverbraucherpreise geworfen.

2. Endverkaufspreise

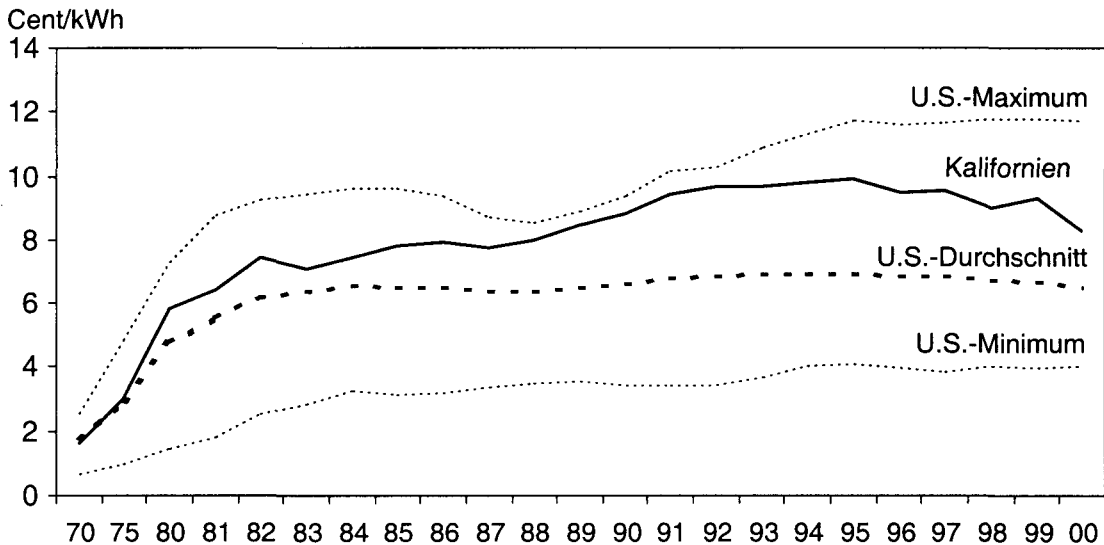
Eine der wichtigsten Ursachen für die Restrukturierung in Kalifornien waren die im nationalen Vergleich hohen Strompreise für Endkunden. Der Erfolg der Reformen wird daher im politischen Bereich insbesondere daran gemessen, ob sie zu einer Senkung der Endkundenpreise beitragen können. Es ist wohl nicht übertrieben zu behaupten, dass das politische Überleben des Reformansatzes gefährdet wäre, würden die Endkundenpreise nicht sinken oder gar steigen.

Dabei war es nach den Bestimmungen der CPUC und des kalifornischen Gesetzgebers klar, dass sich zunächst nur wenig ändern würde. Die Bestimmungen für die Finanzierung der nichtamortisierbaren Investitionen und die dafür geschaffene CTC schufen die Bedingungen dafür, dass sich in dem Zeitraum, in dem die CTC erhoben wird, die durchschnittlichen Preise nur wenig ändern (wenn von der vorgeschriebenen sofortigen Preissenkung um 10 Prozent für kleinere Kunden abgesehen wird). Bestätigt wird dies durch einen Blick auf die durchschnittlichen Endverbraucherpreise in Abbildung 3. Hiernach sind die Preise seit 1996 (Beschluss der Reformen) und 1998 (Beginn der neuen Märkte) gegenüber dem U.S.-Durchschnitt leicht gefallen, im Jahr 2000 (vornehmlich aufgrund von Preissenkungen für größere Verbraucher) sogar in etwas unerwartetem Ausmaß, wenn die Preisentwicklungen auf dem Großhandelsmarkt berücksichtigt werden.

Allerdings bestanden weit verbreitete Hoffnungen auf deutlichere Preissenkungen nach Wegfall der CTC. Wie bereits erwähnt, wurden relativ niedrige Großhandelspreise im Bereich von 2,5 bis 3 Cent/kWh erwartet. Ein derartiges Niveau würde in der Tat eine spürbare Senkung der Endverbraucherpreise erwarten lassen, sobald die CTC wegfällt.

Tatsächlich haben sich aber die Großhandelspreise im Jahr 2000 als erheblich höher erwiesen als die genannten 2,5 bis 3 Cent/kWh. Dies ist unter den Bedingungen der für die ersten Jahre geltenden Preisobergrenze der drei alteingesessenen Unternehmen nicht notwendigerweise ein Problem der Endverbraucher. Und die Obergrenze sollte ja bis zur vollständigen Finanzierung der nichtamortisierbaren Investitionen durch die CTC gelten.

³² Der teilweise hohe Anteil des CAISO-Handels provoziert die Frage, ob dies mit der eigentlichen Vorschrift, allein über die CalPX zu handeln, vereinbar ist. Bei der Strukturierung der neuen Märkte hatte man dieses Problem offenkundig nicht antizipiert.

Abbildung 3: Durchschnittliche Endkundenpreise 1970–2000^a

^aGemittelt über alle Nachfragekategorien ohne durchlaufende Steuern; ohne Alaska und Hawaii. U.S.-Maximum (Minimum): Bundesstaat mit dem höchsten (niedrigsten) Durchschnittspreis in den Vereinigten Staaten. Werte für 2000 sind Durchschnittswerte bis einschließlich September.

Quelle: EIA (1988, 1994, 1996, 1997, 1999, 2000b, 2000d).

PG&E sowie SCE hatten bis zum Herbst 2000 noch nicht ihre gesamten nichtamortisierbaren Investitionen via CTC finanziert, erhoben weiterhin eine CTC und unterlagen somit noch der Preisobergrenze. Ihre Endverbraucher waren daher von den Preiserhöhungen auf den Großhandelsmärkten nicht unmittelbar betroffen.³³ Anders im Fall SDG&E, des kleinsten der drei privaten Stromunternehmen: SDG&E hatte bereits in 1999 die nichtamortisierbaren Investitionen via CTC voll finanziert. Die anfängliche Preisobergrenze entfiel folgerichtig zum Juli 1999.

Das Ergebnis ist in Abbildung 4 zu erkennen:³⁴ Zunächst verlief alles erwartungsgemäß. Mit Wegfall der Preisobergrenze fiel der durchschnittliche Preis erheblich (der Preis von SDG&E lag bereits in den Vorjahren zum Teil deutlich unter den Preisen der beiden anderen Unternehmen). In den Preissenkungen von 1999 schlug sich vor allem der Wegfall der CTC nieder.

Im Jahr 2000 sind jedoch die Endpreise sehr deutlich gestiegen. Im Juli 2000 lagen sie um knapp 60 Prozent über dem Wert vom Juli 1999.³⁵ Die gut 16 Cent/kWh markieren das fast Doppelte des U.S.-Durchschnitts für diese Kundenkategorie (8,51 Cent/kWh für Juni 2000; EIA 2000d: 60). Wenn man vereinfachend unterstellt, die Beschaffungskosten von SDG&E hätten sich von Juli 1999 bis Juli 2000 in Anlehnung an die Großhandelspreise vervierfacht, ist eine Erhöhung der Endverbraucherpreise um 60 Prozent nicht überraschend, sondern scheint sogar noch recht moderat ausgefallen zu sein. Immerhin sind die Großhandelspreise um rund 8 Cent/kWh gestiegen, während der entsprechende Endverbraucherpreis um rund 6 Cent erhöht wurde. Geht man überschlägig davon aus, dass die CTC rund 1

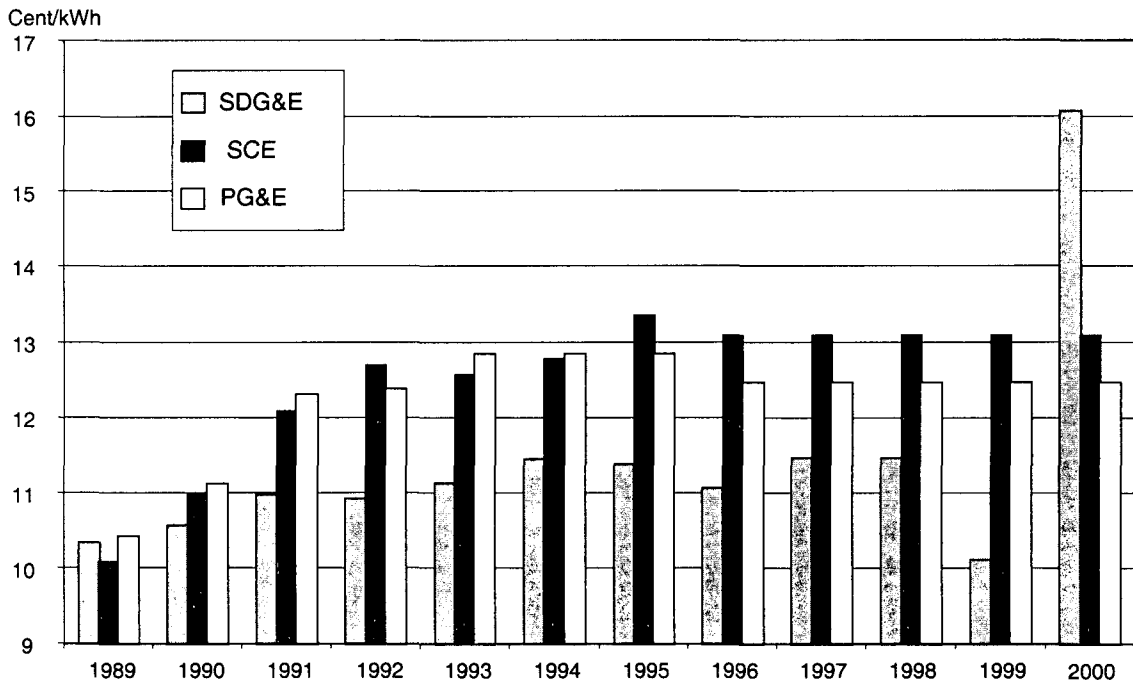
³³ Dies hat sich erst jüngst durch eine Entscheidung der CPUC im Januar 2001 etwas geändert (vgl. CPUC 2001a und die Ausführungen in Abschnitt E.II).

³⁴ Die Preise sind nicht unmittelbar mit denen in Abbildung 3 zu vergleichen. Sie entstammen den publizierten Tarifen der Versorgungsunternehmen (sind nicht als realisierte Durchschnittserlöse ermittelt) und gelten nur für Haushaltskunden.

³⁵ Die Stromzähler auch der Haushaltskunden werden — anders als in Deutschland — in der Regel monatlich abgelesen. Die Endkundenpreise von SDG&E waren via Energiekomponente zeitnah an die CalPX-Preise gekoppelt. Daher schlugen sich Preiserhöhungen auf dem Großhandelsmarkt vergleichsweise schnell und mit nur geringer Verzögerung in den Stromrechnungen der Kunden nieder.

Cent/kWh betrug, würden 1 Cent/kWh der eigenen Kostenerhöhungen bei SDG&E verbleiben und aus anderen Kostensenkungen oder Gewinnschmälerungen finanziert werden müssen.

Abbildung 4: Durchschnittliche Endkundenpreise für Haushalte 1989–2000 nach Unternehmen 1989–2000 (jeweils Juli)



Quelle: Kahn und Lynch (2000: 25).

D. Welche Schwachstellen sind zu erkennen?

Welche Ursachen können für die enormen Preissteigerungen seit dem Frühsommer 2000 verantwortlich gemacht werden? Von besonderem Interesse ist, ob und inwieweit die Regulierungspolitik falsche Anreize für die Marktteilnehmer gesetzt hat und ob die möglicherweise identifizierbaren Bereiche des Regulierungsversagens bestimmten Übergangsbestimmungen oder aber dem langfristig angestrebten Liberalisierungsmodell zu verdanken sind.

Es liegt nahe, die Ursachen der Probleme in möglicherweise bestehenden Knappheiten zu suchen. Zu diesem Zweck wird zunächst untersucht, wie sich die Angebotskapazitäten und die Nachfrage im kalifornischen Strommarkt entwickelt haben, ob im Jahr 2000 besondere Umstände hinzutraten und welche Rolle die Regulierung bei dem Ausbau von Kapazitäten auf der Angebotsseite spielte. Zu fragen ist also danach, ob die Regulierung selbst für die hohen Preise verantwortlich ist, indem sie den angemessenen Ausbau der Anlagen verhinderte. Darüber hinaus ist zu klären, welche Gründe dafür sprechen mögen, dass sich die kurzfristigen Kosten der Stromerzeugung deutlich erhöht haben. Die anschließende Diskussion widmet sich der Frage, inwieweit Marktdesignprobleme bei den organisierten Märkten und bei der Frage des Netzmanagements für die hohen Preise verantwortlich gemacht werden können. Schließlich wird analysiert, ob spezifische Hemmnisse auf der Nachfrageseite bestehen, die sachgerechte Reaktionen auf die gestiegenen Preise und zunehmenden Knappheiten verhindern. Dabei wird untersucht, welche Bedeutung der Regulierung von Großhandelsaktivitäten der alt-

eingesessenen Stromunternehmen sowie der Regulierung des Stromeinzelhandels zukommt, ob also auch auf der Nachfrageseite signifikantes Regulierungsversagen vorliegt.

Bei den folgenden Betrachtungen können selbstverständlich nur vorläufige Erkenntnisse erwartet werden; die Zeitspanne seit der Implementierung der Reformen ist noch zu kurz, um definitive Antworten zu erlauben.

I. Zunehmende Knappheiten und deren Ursachen

1. Aggregierte Angebots- und Nachfragetendenzen: Das langfristige Bild

Betrachtet man zunächst die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Kalifornien seit 1988 (Tabelle 6) bis zum Anfang der Restrukturierung, wird deutlich, dass der Ausbau der Kapazitäten seit vielen Jahren deutlich hinter der Nachfrageentwicklung zurückbleibt.³⁶ Während das Nachfragewachstum im Zeitraum 1988–1998 um jahresdurchschnittlich 2 Prozent zunahm, sank im gleichen Zeitraum die Gesamterzeugungskapazität um jährlich 0,6 Prozent. Der Rückgang der Kapazitäten setzt den Trend fort, der sich bereits vor 1988 zeigte: verringerter Ausbau heimischer Erzeugungsanlagen durch die Versorgungsunternehmen und stattdessen zunehmender Import von Strom aus den benachbarten Bundesstaaten.

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten, tatsächliche Erzeugung und Stromnachfrage 1988, 1993 und 1998

	1988	1993	1998	Wachstum 1988–1998	Durchschnittl. jährliches Wachstum
				Prozent	
Erzeugungskapazität (MW)	55 134	54 422	52 349	-5	-0,6
Erzeugung (GWh)	179 325	186 862	188 758	5	0,6
Nachfrage (GWh) ^a	200 637	210 500	240 044	20	2,0

^aWerte für 1988 und 1993: Nur Versorgungsunternehmen; Wert für 1998: Endverkäufe der Versorgungsunternehmen plus Verkäufe unabhängiger Anbieter an Endkunden.

Quelle: EIA (2000e); CPUC (1998).

Hinter den deutlichen Nachfragesteigerungen liegen insbesondere zwei Ursachen: Zum einen die seit Mitte der neunziger Jahre stark wachsende Wirtschaft Kaliforniens, zum anderen das deutliche Bevölkerungswachstum.³⁷

Die im gleichen Zeitraum um insgesamt 5 Prozent gestiegene Erzeugung deutet dabei zwar auf eine stärkere Auslastung der vorhandenen Kraftwerke hin; sie zeigt aber auch, dass der Nachfragezuwachs nur zu einem relativ geringen Teil aus kalifornischen Kraftwerken bedient wurde. In weitaus größerem Ausmaß wurde auf zusätzliche Importe aus dem Ausland und aus anderen Bundesstaaten gesetzt.

Der zu beobachtende Rückgang der verfügbaren Kapazitäten ist nicht allein dem Umstand zu verdanken, dass kein Zubau stattgefunden hat, sondern der Kraftwerkspark in Kalifornien zeigt in zunehmendem Ausmaß „Alterserscheinungen“. Wirft man einen Blick auf die in Tabelle 7 wiedergege-

³⁶ In Tabelle 6 sind nur Zahlen bis 1998 angegeben, da seit der Öffnung des Endkundenmarktes Werte für die Gesamtnachfrage kaum verfügbar sind (neuere Daten zum Verkauf von unabhängigen Anbietern an Endkunden wurden bislang nicht veröffentlicht).

³⁷ Der durchschnittliche Bevölkerungszuwachs betrug in den letzten Jahren 600 000 Personen/Jahr (Kahn 2000: 4).

Tabelle 7: Altersstruktur des Kraftwerksparks: Gas- und ölbefeuerte Kraftwerke in Kalifornien 1988

Alter	Kapazität (MW)	Anteil (Prozent)
40 Jahre und älter	5 276	20
30–39 Jahre	10 542	41
20–29 Jahre	5527	21
Jünger als 20 Jahre	4509	17
Insgesamt	25 854	

Quelle: CEC (1999: 71).

bene Altersstruktur der gas- und ölbefeuerten Kraftwerke in Kalifornien, wird dies deutlich. Mittlere ist der überwiegende Teil derartiger Kraftwerke über 30 Jahre alt, nur 17 Prozent sind jünger als 20 Jahre. Die zunehmend älteren Anlagen weisen eine abnehmende Verfügbarkeit auf; neue Anlagen, die diesen Trend hätten aufheben können, sind seit einigen Jahren nicht ans Netz gegangen.

Tabelle 8: Reservekapazitäten im WSCC und in Kalifornien: Reservemargen in Prozent für 1988–2000

	WSCC ^a				Kalifornien/Mexiko ^b			
	Einschließlich unterbrechbarer Lieferungen ^c		Ohne unterbrechbare Lieferungen ^c		Einschließlich unterbrechbarer Lieferungen ^c		Ohne unterbrechbare Lieferungen ^c	
	Prognose	tatsächlich	Prognose	tatsächlich	Prognose	tatsächlich	Prognose	tatsächlich
1988	40,3	24,3	40,3	26,1	33,3	12,2	33,3	12,2
1989	35,6	23,5	35,6	27,3	29,4	17,1	29,4	21,0
1990	34,6	21,8	39,5	23,7	33,3	10,4	37,5	14,2
1991	28,4	13,4	33,1	15,3	30,3	11,2	34,4	16,0
1992	27,1	17,8	31,8	21,9	24,8	9,1	29,6	13,0
1993	24,4	14,5	29,3	18,8	23,4	13,2	28,5	17,8
1994	24,3	16,0	28,8	19,1	20,7	8,8	25,9	11,6
1995	19,6	18,4	24,5	22,8	14,3	10,3	20,4	14,2
1996	21,0	15,7	26,0	18,4	22,4	6,0	29,4	10,1
1997	23,7	14,0	28,6	16,9	19,1	3,7	25,8	7,8
1998	21,5	13,0	25,5	13,9	18,7	4,4	25,4	7,9
1999	14,7	14,9	18,8	18,8	6,7	7,7	12,7	13,7
2000	17,6		21,9		11,4		18,0	
2001	18,6		22,9		11,8		18,0	

^aDie Region des Western Systems Coordinating Council (WSCC) umfasst den westlichen (Kontinental-)Teil der Vereinigten Staaten (Gebiete von 14 Bundesstaaten), Teile Mexikos (Nordteil der Baja California) sowie Kanadas (Alberta und British Columbia). — ^bDieses Teilgebiet des WSCC umfasst den größten Teil Kaliforniens und den Nordteil der Baja California. Bis einschließlich 1997 umfasst das Teilgebiet den Südtel Nevadas und nicht den Nordteil der Baja California. —

^c„Unterbrechbare Lieferungen“ sind Lieferungen im Rahmen von Verträgen, die für den Fall drohender Engpässe oder anderer definierter Umstände eine gezielte Versorgungsunterbrechung für den jeweiligen Kunden explizit vorsehen. Reservekapazitäten ohne unterbrechbare Lieferungen umfassen dementsprechend die Reservekapazitäten, die bei Nichtbelieferung der Kunden vorhanden sind. Die derart berechneten Reservekapazitäten liegen daher über denen, die auf die Nachfragemenge „einschließlich der unterbrechbaren Lieferungen“ bezogen sind. Für die Jahre 1988 und 1989 wurde für die Prognose nicht in Reservekapazitäten einschließlich und ausschließlich unterbrechbarer Lieferungen unterschieden.

Quelle: CEC (1999); (WSCC 1999, 2000, 2001); eigene Berechnungen.

Bereits diese Werte deuten auf die gesunkene Reservekapazität in Kalifornien hin. Auch die vom Western Systems Coordinating Council (WSCC), der für Kalifornien zuständigen regionalen Organi-

sation für die Sicherheit der Stromversorgung, veröffentlichten Werte zeigen einen deutlichen Rückgang der Reservekapazitäten (Tabelle 8).³⁸

In Tabelle 8 sind die Daten für den WSCC insgesamt sowie für die WSCC-Teilregion Kalifornien/Mexiko für den Zeitraum 1988–2000 wiedergegeben.³⁹ Die Reservekapazitäten sind in der Tabelle 8 wegen der besseren Vergleichbarkeit als auf die relevante Nachfragemenge bezogene Kennziffern (Reservemargen) wiedergegeben.

Die Werte in Tabelle 6 und 8 belegen übereinstimmend, dass die Reservekapazitäten seit Ende der achtziger Jahre deutlich zurückgegangen sind. Dies gilt unabhängig davon, ob prognostizierte oder tatsächliche Reservemargen betrachtet werden, unabhängig auch von der Frage, ob Reservemargen einschließlich oder ausschließlich unterbrechbarer Lieferungen betrachtet werden, schließlich auch unabhängig davon, ob Kalifornien als Teilregion oder die WSCC-Region als Ganzes betrachtet werden.⁴⁰ Die Reservemargen deuten in ihrer aktuellen Höhe auf eine gestiegene Gefahr von Versorgungsengpässen hin, die sich in der Tat in den letzten Jahren und vor allem seit dem Frühsommer 2000 in Stromausfällen beziehungsweise zentral organisierten Stromabschaltungen ganzer Subnetze manifestierte. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei dieser Gefahr von Stromausfällen nicht um die Gefahr lokaler Ausfälle handeln muss, die etwa durch den Ausfall einzelner Leitungen bedingt sein könnte. Die Werte in Tabelle 8 zeigen an, dass Knappheiten insgesamt im gesamten WSCC-Gebiet und insbesondere in Kalifornien an Relevanz gewinnen.

Insgesamt muss festgehalten werden, dass die Investitionen in Erzeugungs- und Transportanlagen hinter der Nachfrageentwicklung zurückblieben.⁴¹ Hieran hat sich seit Beginn der Umstrukturierungen noch nichts geändert. Dies ist ein augenfälliger Widerspruch zu den Erfahrungen in anderen liberalisierten Märkten, etwa im Gefolge der Reformen in England und Wales. Dort wurden unmittelbar nach Beginn der neuen Märkte umfangreiche neue Erzeugungskapazitäten gebaut, so dass sich die dortige Regierung sogar veranlasst sah, ein Moratorium für den Bau neuer Kraftwerke zu verhängen, um den wirtschaftlichen Betrieb der älteren Kraftwerke zu sichern.

2. Besondere Umstände im Jahr 2000

Von Bedeutung für die derzeitigen Preisentwicklungen ist der Umstand, dass die bereits langfristig angelegten Knappheiten seit dem Frühsommer 2000 noch durch kurzfristige Entwicklungen verstärkt wurden. So lagen die Niederschlagsmengen im gesamten Nordwesten in 1999/2000 (und auch zu Beginn des Winters 2000/2001) vergleichsweise niedrig, gemessen am langjährigen Mittel, nachdem sie in den letzten fünf Jahren teilweise weit über dem Durchschnitt gelegen hatten (FERC 2000c: 2–27).

³⁸ Der WSCC ist eine regionale Unterorganisation des North American Electric Reliability Council (NERC); NERC wurde nach einem Zusammenbruch der nordamerikanischen Stromversorgung im Jahr 1965, der insgesamt fast 30 Millionen Kunden betraf, gegründet und ist eine nichtgewinnorientierte Organisation mit zehn regionalen Unterorganisationen als Mitglieder. Mitglieder dieser Unterorganisationen selbst sind fast alle privaten und öffentlichen Stromunternehmen im Gebiet der jeweiligen regionalen Organisation. Die Aufgabe des NERC (und des WSCC) besteht bislang vor allem in der Festlegung von Sicherheitsstandards, wobei als Regel zu deren Durchsetzung bislang ein Freiwilligkeitsprinzip gilt; d.h., bislang existieren keine expliziten Sanktionsmechanismen für Fehlverhalten.

³⁹ Die der Berechnung der Reservemargen zugrunde liegenden maximalen Angebotskapazitäten sind nicht mit den im jeweiligen Gebiet gelegenen Kraftwerkskapazitäten identisch. Vielmehr gehören hierzu auch die fest kontrahierten Lieferungen aus anderen Regionen, abzüglich fest kontrahierter Lieferungen in andere Regionen.

⁴⁰ Die Frage, warum die prognostizierten Reservemargen häufig über den tatsächlichen liegen, wird hier nicht diskutiert. Es sei allerdings erwähnt, dass die den Berechnungen zugrunde liegenden maximalen Angebotsmengen vom WSCC unter der Annahme niedriger Niederschlagsmengen prognostiziert wurden, insofern im Mittel eher eine Unterschätzung erwartet werden könnte und daher die Überschätzungen umso mehr überraschen.

⁴¹ Wobei dieser Attentismus im Bereich der Investitionen nicht auf Kalifornien begrenzt war. Von 1992 bis 1997 gab es in den Vereinigten Staaten kaum Erzeugungskapazitätswachse, in 1997 und 1998 gab es sogar einen Rückgang der Kapazitäten — bei gleichzeitiger Ausdehnung der Erzeugung um über 3 Prozent (Joskow 2000a: 68).

Die Wasserkraftwerke haben aber einen großen Anteil an der Gesamterzeugungskapazität in Kalifornien und im gesamten Nordwesten der Vereinigten Staaten.

Die geringere Füllung der Reservoirs führte natürlich auch zu einer geringeren maximalen Stromerzeugung in Kalifornien selbst. Gegenüber dem Vorjahresmonat in 1999 war die Erzeugung in Wasserkraftwerken beispielsweise im Januar 2000 um 45 Prozent geringer; im Februar lag die Erzeugung um 32 Prozent unter dem Vorjahreswert (CalPX 2000c: 54). Auf der Importseite wurden diese Effekte noch verstärkt, da auch den Wasserkraftwerken in den nördlichen Nachbarstaaten weniger Wassermengen zur Verfügung standen. Dabei ist zu beachten, dass aus den angrenzenden Bundesstaaten im Nordwesten maßgebliche Anteile der relativ hohen kalifornischen Importe der letzten Jahre bedient wurden (FERC 2000c: 2–7).⁴²

Tabelle 9: Endnachfragewachstum 1999–2000

	1999		2000			
	Mai	Juni	Mai		Juni	
	GWh		GWh	Wachstum (Prozent)	GWh	Wachstum (Prozent)
Westliche Bundesstaaten der Vereinigte Staaten insgesamt ^a						
Alle Nachfrager	45 782	48 466	48 125	5,1	53 230	9,8
Haushaltskunden	13 823	14 711	14 617	5,7	16 883	14,8
Kalifornien						
Alle Nachfrager	17 626	19 225	18 649	5,8	21 867	13,7
Haushaltskunden	5 194	5 720	5 625	8,3	7 084	23,8

^aArizona, Colorado, Idaho, Montana, Nevada, New Mexiko, Utah, Wyoming, Oregon, Washington, Kalifornien.

Quelle: EIA (2000d; 2000f); eigene Berechnungen.

Hinzu kam, dass im Jahr 2000 relativ hohe geplante und ungeplante Ausfälle bei den anderen Kraftwerken zu beobachten waren, die die Erzeugungskapazitäten weiter reduzierten (CAISO 2000a: 1; FERC 2000c: 2–19). Im August 2000 lag die durchschnittliche Höhe der ausgefallenen Kraftwerke mit 3 391 MW weit über dem Vorjahreswert (604 MW). Dabei dürfte ein großer Teil dieser Ausfälle auf das bereits erwähnte hohe Alter des vorhandenen Kraftwerksparks zurückzuführen sein (Tabelle 7). Schließlich wurden in den ersten Monaten des Jahres 2000 nur relativ wenige Kraftwerke wegen geplanter Wartungsarbeiten vom Netz genommen (FERC 2000c: Figure 2–12). Dies könnte bedeuten, dass ausgerechnet im Sommer 2000 viele Kraftwerke in einem noch schlechteren Zustand gewesen sind, als es von ihrem Alter her ohnehin erwartet werden konnte. Ob und ggf. inwieweit hier auch eine strategische Zurückhaltung von Kapazitäten im Rahmen der Ausnutzung von Marktmachtpositionen eine Rolle spielte, kann derzeit nicht mit Sicherheit beantwortet werden (Joskow und Kahn 2000: 4 f.). Eine aktuelle Untersuchung der FERC (2001f) deutet jedoch eher darauf hin, dass die Ausfälle im Wesentlichen auf das Alter der Kraftwerke und der seit geraumer Zeit nachfragebedingt sehr hohen Inanspruchnahme zurückzuführen waren.

⁴² Diese Importe aus den umliegenden Bundesstaaten im Nordwesten folgen einem jahreszeitlichen Muster. Im Sommer werden vergleichsweise umfangreiche Mengen netto importiert, während im Winter die Nettoimporte geringer sind oder sogar in Nettoexporte umschlagen.

Tabelle 10: Nachfragewachstum im CAISO-Gebiet im Jahr 2000 (Entwicklung gegenüber dem Vorjahresmonat in Prozent)

	Mai	Juni	Juli	August	September
<i>Gesamtnachfrage</i>					
Prognostiziert	11	12	3	8	4
Tatsächlich	11	13	2	7	3
<i>Spitzenlastnachfrage</i>					
Prognostiziert	20	11	0	7	15
Tatsächlich	21	6	-5	-1	7

Quelle: CalPX (2000d: Tabelle 1).

Tabelle 11: Ausrufungen des Ausnahmezustands im Sommer der Jahre 1998–2000

Typ des Ausnahmezustands		Maßnahmen	Zahl der Ausrufungen des Ausnahmezustands ^b		
			1998	1999	2000
Stufe I	setzt voraus, dass die aktuelle Reservespanne ^a kleiner als 7 Prozent ist	Nachfrager werden aufgefordert, ihre Nachfrage freiwillig zu begrenzen	3	3	24
Stufe II	setzt voraus, dass die Reservespanne kleiner als 5 Prozent ist	Lieferungen an Nachfrager mit unterbrechbaren Lieferverträgen werden reduziert	3	0	14
Stufe III	setzt voraus, dass die Reservespanne kleiner als 1,5 Prozent ist	Nachfrager werden informiert, dass unfreiwillige Lieferunterbrechungen stattfinden	0	0	0
Insgesamt			6	3	38

^aAktuelle Reservespanne bezieht sich auf die aktuell verfügbaren Kraftwerke und sonstigen Einspeisungsquellen und schließt z.B. Kraftwerke aus, die wegen Wartungsarbeiten nicht verfügbar sind. — ^bJeweils Sommermonate Mai–September.

Quelle: FERC (2000c: 2–15).

Schließlich sind neben diesen angebotsseitigen Einflüssen noch die relativ hohen Temperaturen im Frühsommer/Sommer 2000 zu nennen, die von der Nachfrageseite her die Reservemargen haben schrumpfen lassen.⁴³ Insbesondere im Frühsommer lagen in allen Regionen des WSCC-Gebiets extrem hohe Temperaturen vor.⁴⁴ Im Südwesten (Kalifornien, Arizona, New Mexiko, Utah und Colorado) waren die Temperaturen den gesamten Sommer 2000 über sehr hoch. Demgegenüber lagen die Werte für Kalifornien im Jahr 1999 unter dem langjährigen Durchschnitt und im Jahr 1998 sogar im unteren Zehntel der Verteilung für die letzten 106 Jahre. Das heißt, dass die Nachfrageentwicklung im

⁴³ In Kalifornien liegen die Spitzenlastperioden im Sommer (u.a. aufgrund des hohen Anteils von Klimaanlage als Strom verbrauchende Geräte), nicht im Winter, wie dies in kälteren Regionen die Regel ist. Angesichts der Größe des kalifornischen Markts überrascht es nicht, dass in der Regel auch die Spitzenlastperiode für das gesamte WSCC-Gebiet im Sommer liegt.

⁴⁴ Vgl. zu einem Überblick über die Temperaturen für das Jahr 2000 im Vergleich der letzten 106 Jahre die Grafiken in FERC (2000c: 2–10, basierend auf vom National Climatic Data Center bereitgestellten Daten (<http://www.ncdc.noaa.gov/ol/climate/climateresearch.html>)).

Jahr 1999 und erst recht 1998 durch das Wetter gedämpft wurde, während sie im Jahr 2000 ebenso deutlich nach oben beeinflusst wurde. Wegen dieser Einflüsse war die Nachfragemenge im gesamten Westen der Vereinigten Staaten gegenüber dem Vorjahr im Mai um gut 5 Prozent höher, im Juni sogar um knapp 10 Prozent (Tabelle 9). In Kalifornien übertraf die Nachfrage im Mai den Vorjahreswert um knapp 6 Prozent, im Juni um knapp 14 Prozent.⁴⁵

Die in Tabelle 9 wiedergegebenen Daten für das Wachstum der Endverbrauchsmengen basieren auf Angaben der Energy Information Administration (EIA) für die Verkaufsmengen der öffentlichen Versorgungsunternehmen an Endkunden. Weil in diesen Zahlen nicht die Werte für Lieferungen von unabhängigen Stromhandelsfirmen enthalten sind, geben sie kein vollständiges Bild der Nachfrageentwicklung. Ein Blick auf den Verlauf der insgesamt über den CAISO abgewickelten (Großhandels-) Liefermengen in Tabelle 10 bestätigt allerdings den bisherigen Befund. Hiernach ist das tatsächliche über den CAISO abgewickelte Volumen im Mai um 11 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen, im Juni sogar um 13 Prozent. Im Juli entspannte sich die Situation wieder etwas, um im August wieder auf 7 Prozent Wachstum gegenüber dem Vorjahresmonat zu steigen. Im September lag die Wachstumsrate mit 3 Prozent wieder deutlich niedriger.⁴⁶ Es ist allerdings zu vermerken, dass selbst die relativ geringen Steigerungen im Juli oder im September angesichts der generell geringen Reservekapazitäten durchaus zu Engpässen führen können.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Nachfrage im gesamten Westen der Vereinigten Staaten im Allgemeinen und in Kalifornien im Speziellen im Jahr 2000 extreme Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark stellten. Vor diesem Hintergrund überrascht es nur wenig, dass sich der CAISO mehrfach veranlasst sah, den Ausnahmezustand auszurufen. Die Zahl dieser Ausnahmezustände hat sich im Sommer 2000 gegenüber den ersten beiden Jahren erheblich erhöht (Tabelle 11).

Bei einer Betrachtung der Entwicklung in Kalifornien muss auch berücksichtigt werden, dass nicht allein Unterkapazitäten in Erzeugungsanlagen, sondern auch in Transportanlagen von Bedeutung sind. Zu beachten ist, dass die Transportanlagen in der Vergangenheit für relativ genau definierte Anforderungen geplant wurden. Wettbewerb, stärkerer Stromhandel über größere Entfernungen und ganz allgemein geänderte Lastflüsse infolge von Lieferantenwechseln stellen allerdings gänzlich neue Anforderungen an die Transportnetze. Die daher zunehmend knappen Transportkapazitäten sorgen nun dafür, dass regionale Erzeugungseingänge nicht durch Mehrerzeugung in anderen Regionen aufgefangen werden können; sie verstärken aus diesem Grund Knappheiten im Erzeugungsbereich, erzwingen die Zuschaltung relativ teurer Kraftwerke und vertiefen etwaige Marktmachtpositionen einzelner Stromanbieter. Auch sie können für einen Teil der Preissteigerungen verantwortlich gemacht werden (Borenstein et al. 2000).

Die langfristig angelegten und kurzfristig weiter erhöhten Knappheiten und die hiermit zusammenhängende Gefahr von Netzzusammenbrüchen sollten zu tendenziell steigenden Strompreisen auf der Großhandelsebene führen. Zum einen deswegen, weil tendenziell Kraftwerke mit höheren Kosten zugeschaltet werden müssen. Zum anderen ist unter diesen Umständen zunehmend nicht davon auszugehen, dass die Strompreise den Grenzproduktionskosten für Strom entsprechen, sondern dass die Preise in Spitzenlastperioden über den variablen Kosten des letzten zugeschalteten Kraftwerks liegen werden, allein schon deshalb, um hierdurch die notwendige Rationierung der Nachfrage erreichen zu können. Es sei daher betont, dass relativ hohe Preise für sich genommen nicht das Vorliegen von Marktmacht

⁴⁵ Noch deutlicher wird der Einfluss des Wetters auf die Stromnachfrage, wenn die Nachfragemenge der Haushaltskunden in Tabelle 9 betrachtet wird, die aufgrund der hohen Ausstattung mit Klimaanlage in der Region noch erheblich stärker als die Gesamtnachfrage gestiegen ist: Für Kalifornien kann für den Mai eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr um gut 8 Prozent, für den Juni sogar um knapp 24 Prozent festgehalten werden.

⁴⁶ Dabei entsprechen die tatsächlichen Werte für die gesamten Stromnachfragemengen weitgehend den Prognosen, während die Spitzenlastnachfrage regelmäßig überschätzt wurde. Inwieweit hierbei öffentliche Stromsparappelle oder die Preiselastizität größerer Kunden eine Rolle spielt, kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht geklärt werden.

anzeigen, sondern durchaus das Ergebnis wettbewerblicher Märkte mit intensiver Erzeugerkonkurrenz sein können (hierauf wird insbesondere in Abschnitt D.IV bei der Diskussion ausgewählter Bereiche des Regulierungsversagens auf der Nachfrageseite zurückgekommen).

Die Preissteigerungen im Jahr 2000 scheinen daher im Rückblick wenig überraschend. Sie hätten bei anderer Wetterlage bereits in den Jahren 1998 und 1999 auftreten können.⁴⁷ Verhindert wurden sie in diesen beiden ersten Jahren der neuen Märkte durch die geringeren Temperaturen und die weit über dem Durchschnitt liegenden Niederschlagsmengen, möglicherweise auch durch die noch geringen Erfahrungen der Unternehmen mit den strategischen Möglichkeiten in den neuen Märkten. Und in der Tat lagen bereits im Jahr 1999 Prognosen vor, die vor Engpässen und deutlichen Preissteigerungen im Jahr 2000 warnten, falls nicht wieder die Wetterlage zu Hilfe kommen würde (zitiert in CEC 1999: 65). Die Knappheiten im Sinne einer zunehmenden Gefahr von Kapazitätsengpässen können somit als ein wichtiger Grund für die Preissteigerungen im Jahr 2000 genannt werden.

3. Fazit: Zu geringe Investitionen und die Rolle der Regulierung der Angebotsseite

Angesichts der deutlichen Knappheiten im kalifornischen Strommarkt und der überragenden Rolle, die sie für die Strompreissteigerungen spielen, stellt sich die Frage, wodurch sie verursacht worden sind und warum ihnen nicht durch eine Ausweitung der Angebotskapazitäten begegnet wurde. Auf mittlere Sicht scheint der forcierte Neubau von Anlagen für eine dauerhafte Senkung des Strompreinsniveaus unabdingbar. Selbst eine (hypothetische) spürbare Senkung des Nachfragevolumens allein wird die Engpässe kaum entschärfen können, wenn das Ausmaß des in vielen Jahren gewachsenen Investitionsstaus und die hohen Ausfallraten der Kraftwerke berücksichtigt werden. Hierbei ist auch zu beachten, dass angesichts des hohen Durchschnittsalters des kalifornischen Kraftwerksparks ein Neubau von Kraftwerken aus Umweltschutzaspekten ohnehin angezeigt sein dürfte.

Die im Folgenden zu untersuchende Frage lautet, welche regulatorischen Barrieren einer derartigen Ausweitung entgegenstanden oder immer noch stehen. Die oben beschriebene Situation der derzeitigen Knappheiten hatte gezeigt, dass seit Beginn der Reformen keine nennenswerte Ausweitung der Kapazitäten stattgefunden hat. Insofern hat sich, wenn man nur die Entwicklung der Zahlen für am Netz befindliche Kraftwerke berücksichtigt, die Entwicklung der letzten 15 Jahre fortgesetzt: Ausweitung der Nachfrage bei konstanten oder gar sinkenden Angebotskapazitäten.

Einiges spricht dafür, dass eine zentrale Ursache der seit geraumer Zeit zu geringen Investitionen in Glaubwürdigkeitsproblemen der öffentlichen Regulierung liegt. Im Gefolge der Ölpreissteigerungen und der Kostenplanüberschreitungen bei den Kernkraftwerken in den siebziger und achtziger Jahren gingen in den Vereinigten Staaten generell die Investitionen in Kraftwerke zurück. Dies lag nicht nur daran, dass die Nachfrage weniger schnell wuchs als ursprünglich vermutet. Es lag auch an der Regulierungspolitik, genauer: an den Änderungen der Regulierungspraxis in den achtziger Jahren. Seit dieser Zeit billigten viele einzelstaatliche Regulierungskommissionen nicht mehr alle von den Unternehmen geltend gemachten Kosten als Basis für die Endkundenpreise. Das war auch in Kalifornien der Fall. Damit war die Abkehr von der traditionellen „rate-of-return“-Regulierung hin zu einer modifizierten (used-and-useful-)Renditeregulierungsregel eingeleitet (Kumkar 1996: 7; Kumkar 2000: Anhang A).

In der Folge lernten die Stromunternehmen, was es bedeutet, dem so genannten Regulierungsrisiko ausgesetzt zu sein. Wie im Fall der rein privatwirtschaftlichen Koordinierungsstrukturen (governance structures) ergibt sich auch bei der öffentlichen Regulierung das Problem, dass die Regulierungsinstanzen durch eigennutzorientierte, also opportunistische Akteure geleitet und verwaltet werden. Da-

⁴⁷ Allerdings bedeutet die Aussage, dass Preiserhöhungen zu erwarten waren, nicht unbedingt, dass sie auch von der Höhe her gerechtfertigt wären.

her unterliegt auch ein Regulierer u.U. Anreizen, seine Verhandlungsmacht, die in der Existenz von spezifischen Investitionen der Stromunternehmen begründet liegt, auszunutzen: Konkret muss das Stromunternehmen befürchten, dass seine Investitionen in Kraftwerke vom Regulierer bei der Preisregulierung nicht honoriert, sondern ex post als nicht „used and useful“ kategorisiert werden. Das Stromunternehmen bleibt in diesem Fall auf seinen Kosten ganz oder teilweise sitzen.⁴⁸ Und in der Tat zeichnete sich aufgrund dieses Regulierungsrisikos in einigen U.S.-Bundesstaaten in den achtziger Jahren die Tendenz zu einem umgekehrten Averch-Johnson-Effekt ab.⁴⁹ Es wurden Befürchtungen laut, die lange vorherrschenden Kraftwerksüberkapazitäten könnten sich in Unterkapazitäten wandeln.

Als Wege aus diesem Dilemma — auf der einen Seite Ex-post-Aberkennung von Investitionsausgaben zur Begrenzung von Strompreissteigerungen, auf der anderen Seite die mögliche Gefahr von Versorgungsengpässen — bieten sich grundsätzlich zwei Möglichkeiten an: Entweder wird das totale Investitionsrisiko durch aktive Regulierung wieder symmetrischer ausgestaltet, d.h., den Unternehmen wird beispielsweise bei unerwarteten Nachfrageerhöhungen oder ex post überdurchschnittlich guten Investitionen ein großer Teil der Zusatzgewinne „überlassen“ und hierdurch die erwartete erlaubte Rendite erhöht. Oder aber die Stromerzeugung wird zu weiten Teilen dem Wettbewerb ausgesetzt und die Risikoallokation stärker dem Markt überlassen.

Der erste Weg hätte eine grundsätzliche Neuausrichtung der einzelstaatlichen Regulierungsverfahren verlangt, die entweder die Praxis der Ex-post-Aberkennung von Investitionsausgaben beseitigt oder aber überdurchschnittliche Gewinne bei ex post richtigen Investitionen erlaubt hätte.

Der zweite Weg, der auf Bundesebene und auf Staatsebene in Kalifornien tatsächlich gewählt wurde, entließ weite Teile der Stromwirtschaft, namentlich bestimmte Kategorien der Stromerzeugung, aus der bisherigen Regulierung durch die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen. Diese Entwicklung stellte damit auch einen Schritt zu einer grundsätzlichen Reallokation von Investitionsrisiken dar: Trugen bisher die Stromnachfrager grundsätzlich das Risiko von Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung, wurde jetzt das Risiko stärker den Stromerzeugern zugewiesen. Diese hatten allerdings in dem ermöglichten Wettbewerb in der Stromerzeugung auch die Chance, überdurchschnittliche Gewinne bei ex post richtigen Investitionen zu realisieren.

Das Problem ist, dass in einigen Regionen der Vereinigten Staaten im Gefolge des EAct zwar zahlreiche neue unabhängige Kraftwerke gebaut wurden. Insofern nahm dort die Gefahr von Engpässen wieder ab. In Kalifornien jedoch hielten diese Neubauten mit der Nachfrageentwicklung nicht mit.⁵⁰ Und von den alteingesessenen Stromunternehmen wurden überhaupt keine nennenswerten Neubauten in Angriff genommen. Die direkt im Anschluss an den EAct begonnenen Diskussionen in Kalifornien über eine sehr viel weiter gehende Umstrukturierung der Regulierung haben den Attentismus der Investoren zusätzlich verstärkt. Solange offen blieb, wie die neuen Märkte und wie die neue Regulierung ausgestaltet werden würden, wurden ausweislich der Daten der kalifornischen Energiekommission keine Genehmigungen für Neubauten beantragt.

Die langfristig entstandenen Knappheiten dürften also zum großen Teil einem signifikanten Regulierungsrisiko zu verdanken sein. Offenbar haben die Investoren im kalifornischen Stromsektor mit ihren konkreten Planungen zumindest solange gewartet, bis die Struktur der neuen Märkte hinreichend

48 Vgl. Joskow und Schmalensee (1986: insbes. 12). Sie charakterisieren die damalige Sicht der U.S.-Versorgungsunternehmen bezüglich der Konsequenzen der Aberkennungen des „used and useful“-Status anschaulich als „heads I lose, tails you win“-Situation (vgl. auch bereits Joskow 1974 und Joskow und MacAvoy 1975; vgl. kritisch Lyon 1991).

49 Die Summe der derart aberkannten Investitionskosten addierten sich bis Ende der achtziger Jahre auf über 10 Mrd. Dollar (vgl. OTA 1995: 200 und Mead et al. 1989: 51).

50 Wobei nicht allein in Kalifornien der Zubau hinter der Nachfrageentwicklung zurückblieb, sondern auch in den benachbarten Bundesstaaten. Im gesamten WSCC-Gebiet wuchs die Nachfrage in den neunziger Jahren jahresdurchschnittlich um 3 Prozent, während die Erzeugungskapazität um nur 1 Prozent erweitert wurde (FERC 2000c: 5–2; FERC 2001e). Auf die damit einhergehenden Verringerungen der Reservekapazitäten wurde oben bereits eingegangen (Tabelle 8).

klar war. In 1996 war dies soweit, und seitdem werden auch Anträge für Kraftwerksneubauten bei der kalifornischen Energiekommission eingereicht. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die zu erzielenden Preise für erzeugten Strom in den ersten beiden Jahren relativ niedrig und eher unter den Erwartungen lagen. Dies mag dazu beigetragen haben, dass die Unternehmen ihre Neubaupläne nicht mit höchster Priorität verfolgten. Nach Angaben der kalifornischen Energiekommission (California Energy Commission, CEC) sind bei ihr inzwischen Genehmigungen für Neubauten mit einer Gesamtkapazität von immerhin rund 10 000 MW beantragt (Stand September 2000) und weitere Anträge über insgesamt 5 000 MW Gesamtkapazität sind angekündigt worden (CEC 2000a, 2000b).

Das derzeit relevante Problem besteht also nicht mehr darin, dass die potentiellen Investoren vor Investitionen zurückscheuen. Das generelle Regulierungsrisiko scheint mittlerweile an Bedeutung verloren zu haben. Allerdings bedeutet dies offensichtlich noch nicht das sofortige Ende der Knappheiten. Das akute Problem liegt darin, dass von den ersten Planungen bis zur Fertigstellung der Kraftwerke im Durchschnitt in den Vereinigten Staaten (technisch und kaufmännisch bedingt) mindestens drei Jahre vergehen (Joskow 2000a: 69) und die anfangs niedrigen Preise auf den Großhandelsmärkten u.U. die Anreize zur zügigen Fertigstellung minderten. Die Zeit von drei Jahren ist zwar weitaus kürzer als in der Vergangenheit, impliziert aber immer noch eine erhebliche Verzögerung. In Kalifornien kommt als weiterer zentraler Faktor hinzu, dass die Verfahrensdauer der Genehmigungen tendenziell länger als in den anderen Bundesstaaten ist. Die Genehmigungsverfahren sind komplex, langwierig und verursachen u.U. erhebliche Investitionsrisiken (und damit eine andere Form des Regulierungsrisikos). Dahinter liegen insbesondere umweltpolitische Gründe, aber auch die in Kalifornien generell gültigen Grundsätze der öffentlichen Beteiligung an den Planungs- und Genehmigungsprozessen.⁵¹ Insgesamt ist daher in Kalifornien eine Gesamtdauer von mindestens sechs Jahren vom Planungsbeginn bis zur Fertigstellung zu veranschlagen.

Den verfügbaren Informationen zufolge ist mit dem ersten Hochfahren neuer Kraftwerke im Verlauf des Jahres 2001 zu rechnen. Selbst wenn nicht damit gerechnet werden kann, dass alle geplanten und angekündigten Projekte tatsächlich ans Netz gehen, kann gehofft werden, dass sich die Knappheitssituation mit Beginn des Sommers 2001 entspannen wird. Allerdings muss derzeit offen bleiben, ob, basierend auf diesen Zugängen, die Knappheiten bereits entscheidend gesenkt werden können oder ob der Kapazitätzuwachs in diesem Sommer dadurch konterkariert wird, dass die hohe Inanspruchnahme des bestehenden, überalterten Kraftwerksparks zu weiter zunehmenden Ausfallraten führen wird.

Zusammenfassend trägt die Regulierungspolitik in Kalifornien eine Mitschuld daran, dass die Investitionen hinter der Nachfrageentwicklung zurückblieben. Sie hat dazu beigetragen, dass die Stromunternehmen bereits lange vor den Reformen in 1995/1996 kaum mehr in neue Anlagen investierten und den bestehenden Kraftwerkspark zunehmend veralten ließen.

Das Regulierungsrisiko im Gefolge der Ölpreiskrisen ist daher mitverantwortlich dafür, dass die neuen Märkte bereits mit einer deutlichen Hypothek belastet starteten.⁵² Die langwierigen Genehmigungsverfahren trugen dann dazu bei, dass selbst nach der grundsätzlichen Liberalisierung der Stromerzeugung die ohnehin bestehenden, technisch und kaufmännisch bedingten Verzögerungen bei der Ausweitung des Stromangebots noch vergrößert wurden.

⁵¹ Die offenbar auch aktuell zahlreiche Neubauprojekte blockieren. Zwar wird in der Öffentlichkeit massiv der Zubau neuer Kraftwerke gefordert, Kommunen, Landkreise und Private wünschen jedoch den Bau nicht ausgerechnet in ihrem Bereich oder ihrer Nachbarschaft.

⁵² Eine hieran anknüpfende, in diesem Beitrag jedoch nicht weiter zu diskutierende Frage stellt sich daher nach dem optimalen Timing von wettbewerbsorientierten Reformen: Auf der einen Seite könnte eine Liberalisierung der Erzeugung gerade bei bestehenden Unterkapazitäten sinnvoll sein, weil der Markt u.U. bessere Investitionsanreize zu setzen vermag als eine umfassende Regulierung und somit gerade in dieser Situation die mittel- und langfristigen Effizienzgewinne einer Liberalisierung sehr hoch sein könnten. Auf der anderen Seite schafft die Liberalisierung der Erzeugung bei vorliegenden Unterkapazitäten die Möglichkeit hoher Preise und erhöht damit die politische Gefahr eines Abbruchs des Liberalisierungsprogramms.

II. Kurzfristige Kostensteigerungen

Eine weitere Ursache der Preissteigerungen sind die Inputpreise für die Stromerzeugung. Diese zogen im Jahr 2000 deutlich an. Von besonderer Bedeutung sind die Gaspreise und die Preise für Emissionszertifikate.

Zunächst zur Rolle der Gaspreise: Die Erzeugung in Kalifornien basiert zu einem erheblichen Teil auf dem Einsatz von Erdgas. Rund 53 Prozent der gesamten Erzeugungskapazität in Kalifornien und vor allem der weit überwiegende Teil der Spitzen- und Mittellastkraftwerke (also die Kraftwerke, die zumeist die markträumenden Preise bestimmen) setzen Erdgas als Brennstoff ein. Und die Erdgaspreise haben sich gegenüber 1999 erheblich erhöht: Betrug der Gaspreis frei Grenze Kalifornien im Januar 1999 noch 2 Dollar/MMBtu, markierte er im September 2000 in der Spitze mit 6 Dollar/MMBtu das Dreifache (FERC 2000d: 32).

Betrachtet man den in Tabelle 12 wiedergegebenen Gaspreis in den Sommermonaten 2000, zeigt sich ein gegenüber dem Vorjahr im Durchschnitt verdoppelter Gaspreis. Nach Angaben von CalPX tragen diese Gaspreissteigerungen zu einer Erhöhung der variablen Erzeugungskosten in gasbefeuerten Kraftwerken um durchschnittlich 8 Dollar/MWh bei (CalPX 2000c: 55; vgl. auch CAISO 2000a: 18).⁵³

Ein Weiteres kommt hinzu: In Kalifornien wird zur umweltpolitisch motivierten Begrenzung von Stickoxid(NO_x)emissionen in zunehmendem Maß auf handelbare *Emissionszertifikate* gesetzt. Zum Beispiel wurde im South Coast Air Quality Management District (SCAQMD) im Jahr 1995 ein Markt für „Reclaim Trading Credits (RTC)“ etabliert. Jedem größeren Emittenten über einem bestimmten Schwellenwert wurde eine Anfangsausstattung an Emissionszertifikaten zugewiesen.⁵⁴ Nach Angaben des SCAQMD ist das Jahr 2000 das erste Jahr, in dem die tatsächlichen Emissionen die durch die Zahl der Zertifikate vorgegebene Gesamtmenge an Emissionen erreichen wird (zitiert nach CalPX 2000d: 34). Das heißt, dass im Jahr 2000 das erste Mal nennenswert positive Preise für die RTC erreicht werden.

Lagen diese zu Beginn von 2000 noch unter 1 Dollar pro kg NO_x , stiegen sie bis Anfang Juni 2000 auf 5 Dollar und erreichten im August/September 2000 Werte um 20 Dollar pro kg NO_x (CalPX 2000d: Figure 18).⁵⁵ Diese kalifornischen Preise für Zertifikate setzten sich bei normalen Gaskraftwerken in variable Emissionskosten von 40 Dollar pro MWh um (FERC 2000d: 37). Das heißt, allein die Emissionskosten lagen höher als die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise in der ersten Zeit der neuen Märkte. Ältere oder reine Spitzenlastkraftwerke mit schlechteren Wirkungsgraden und Reduktionstechniken verursachen noch höhere Emissionskosten. Zwar wirken sich die höheren Emissionskosten nur auf die Kosten eines Teils der kalifornischen Kraftwerke aus. Dies sind aber diejenigen Kraftwerke, die gerade in Spitzenlastperioden sehr häufig die markträumenden, kurzfristigen Preise bestimmen.

Nach Berechnungen von CalPX führten die gestiegenen Gas- und Emissionszertifikatpreise im Sommer 2000 zusammen genommen zu variablen Erzeugungskosten, die in der Spitze bei 500 Dollar/MWh lagen (CalPX 2000d: Figure 19; vgl. auch Joskow und Kahn 2000). Dies ist weit entfernt

⁵³ Nach Berechnungen des CAISO können die hierdurch bedingten Erhöhungen der Grenzerzeugungskosten in den gasbefeuerten Kraftwerken rund 20 Prozent der Preissteigerungen im Juni 2000 gegenüber dem Vorjahresmonat erklären.

⁵⁴ Die Menge der Emissionszertifikate wird bis zum Jahr 2003 jährlich gesenkt, um die bundesstaatlichen Luftqualitätsstandards zu erfüllen. Besitzer derartiger RTC unterliegen im Prinzip Anreizen, ihre eigenen Emissionen zu reduzieren, um die frei werdenden Zertifikate verkaufen zu können. Die Stromerzeugung ist nach der Raffinerieindustrie der zweitgrößte Emittent von NO_x .

⁵⁵ Zum Vergleich: Die Emissionszertifikate im Nordosten der Vereinigten Staaten kosten rund 0,1 Dollar pro kg NO_x (FERC 2000d: 42).

von den durchschnittlichen Preisen der ersten beiden Jahre der neuen Märkte, weit entfernt aber auch von den Spitzenlastpreisen in diesen ersten beiden Jahren.

Tabelle 12: Erdgaspreise und Änderung gegenüber dem Vorjahresmonat des Lieferanten Southern California Gas für große Endnachfrager 2000

	Mai		Juni		Juli		August		September	
	Dollar/ MMBtu	Änderung in Prozent	Dollar/ MMBtu	Änderung in Prozent	Dollar/ MMBtu	Änderung in Prozent	Dollar/ MMBtu	Änderung in Prozent	Dollar/ MMBtu	Änderung in Prozent
Preis	3,70	66	4,69	103	4,62	95	5,30	93	6,02	125

Quelle: CalPX (2000d: Figure 16).

Im Winter 2000/2001 haben die Preise noch einmal sehr deutlich angezogen. So lagen die Gaspreise beispielsweise im Dezember 2000 bei durchschnittlich 26 Dollar/MMBtu, nachdem sie bereits Ende November einen Wert von 20 Dollar/MMBtu erreicht hatten. Im Januar 2001 sind sie auf immer noch 10–12 Dollar/MMBtu gesunken (CAISO 2001a; 2001b). Im gleichen Zeitraum zogen die Preise für Emissionszertifikate noch einmal deutlich gegenüber den Werten des Sommers an und lagen im Dezember im Bereich von 40 bis 50 Dollar pro kg NO_x (CAISO 2001a).

Die gestiegenen Erdgaspreise und vor allem die gestiegenen Emissionskosten dürften somit einen nicht unbeträchtlichen Teil der Preissteigerungen erklären. Gerade wenn man die Preise der Emissionszertifikate berücksichtigt, wird auch deutlich, dass längerfristig nur dann wieder Preise auf dem Niveau der ersten Jahre zu erwarten sind, wenn entweder die bestehenden Gaskraftwerke in stärkerem Ausmaß mit Filteranlagen nachgerüstet werden, neue Anlagen die alten ersetzen oder aber in neuen Kraftwerken andere Energieträger Einsatz finden. Auch hier zeigt sich, dass eine zentrale Ursache der Probleme in dem überalterten Kraftwerkspark Kaliforniens liegt.

III. Marktdesignprobleme: Ausgewählte Aspekte der CAISO-Märkte

In diesem Abschnitt wird der Frage nachgegangen, in welcher Weise die institutionelle Ausgestaltung der verschiedenen Strommärkte für die Preissteigerung verantwortlich gemacht werden kann. Konkret wird gefragt, ob insbesondere die vom CAISO organisierten Märkte signifikante und vermeidbare Defizite aufweisen. Dabei wird am Ende auf die Rolle der öffentlichen Regulierung als wichtige Determinante des institutionellen Umfelds der verschiedenen Teilmärkte eingegangen.

1. Das Zusammenspiel einzelner Märkte

Rationale Teilnehmer am Stromhandel werden die Tatsache der Existenz mehrerer Märkte zur Kenntnis nehmen und vornehmlich auf denjenigen Markt gehen, der die für sie höchsten Preise im Fall des Anbieters bzw. der für sie niedrigsten Preise im Fall des Nachfragers verspricht. Insofern ist auch die Ausschöpfung von Arbitragemöglichkeiten zwischen den Märkten zu erwarten. Unter Abstraktion von Risikoaspekten sollte man also davon ausgehen, dass zwischen den Preisen auf den einzelnen Märkten eine hohe Korrelation besteht. Tatsächlich ist dieser Preiszusammenhang im Grundsatz gegeben, wie oben bei der Diskussion der einzelnen Großhandelspreise in Abschnitt C.II.1 deutlich wurde.

Allerdings gibt es Ausnahmen, die Preisdifferentiale zwischen den einzelnen Märkten nach sich ziehen können. Diese Ausnahmen werden dadurch begründet, dass Strom (i) zu unterschiedlichen Zeiten, (ii) an unterschiedlichen Orten und (iii) in institutionell unterschiedlich ausgestalteten Märkten kein homogenes Gut darstellt. Die Tatsache, dass Strom in der Zeit kein homogenes Gut ist, ist offen-

kundig und durch die schlechte Speicherbarkeit in Verbindung mit einer volatilen Nachfrage bedingt. Im Folgenden beschränkt sich die Betrachtung auf räumliche und institutionell bedingte Inhomogenitäten.

Ein Teil der *räumlichen Inhomogenität* ist rein technisch bedingt: Bestehen Netzengpässe, so ist eine Kilowattstunde Strom *vor* dem Engpass ein offenkundig anderes Produkt als eine Kilowattstunde Strom *hinter* dem Engpass (hinzu kommen normale Transportverluste, von denen hier abgesehen werden soll). Unterschiedliche Preisentwicklungen zwischen den einzelnen Preisregionen sind also zu erwarten.

Betrachtet man die in Tabelle 13 wiedergegebenen Korrelationen der Großhandelspreise im Sommer 2000, überrascht es daher wenig, dass der Korrelationskoeffizient zwischen den Preisen zeitgleich gehandelten Stroms nördlich des Path 15 und südlich des Path 15 nicht den Wert 1 erreicht. Die hierzu im Quadranten II (und Quadranten III) auf der Diagonalen gezeigten Korrelationskoeffizienten betreffen Produkte an unterschiedlichen Orten, die zu gleicher Zeit an denselben Marktinstitutionen gehandelt werden. Interessanterweise ist hier eine Zunahme der Korrelation der Preise nördlich und südlich des Path 15 an der CalPX zu beobachten: Die Werte für den Sommer 2000 liegen über den Werten für den Sommer 1999. Auch bei den Dow-Jones-Preisen ist eine Zunahme des Korrelationskoeffizienten zu vermelden. Bei den CAISO-Preisen hingegen nimmt der Korrelationskoeffizient ab: Offenbar schlagen hier Netzrestriktionen in stärkerem Maße als im Vorjahr zu Buche.

Tabelle 13: Strompreise in Kalifornien: Korrelationskoeffizienten (in Prozent) für Mai – September 1999 und 2000

	Nordkalifornien						Südkalifornien					
	CalPX-Day-ahead NP 15 ^a		CAISO-Real-Time NP 15		Dow-Jones - COB ^b		CalPX-Day-ahead SP 15 ^c		CAISO-Real-Time SP 15		Dow-Jones-PV ^d	
	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999
<i>Nordkalifornien</i>	(QUADRANT I)						(QUADRANT II)					
CalPX-Day-ahead NP 15	100	100					93	88				
CAISO-Real-Time NP 15	65	64	100	100			69	54	91	99		
Dow-Jones-COB	90	82	73	51	100	100	90	79	67	50	96	84
<i>Südkalifornien</i>	(QUADRANT III)						(QUADRANT IV)					
CalPX-Day-ahead SP 15	93	88					100	100				
CAISO-Real-Time SP 15	61	64	91	99			69	55	100	100		
Dow-Jones-PV	86	65	69	42	96	84	92	70	66	43	100	100

^aNördlich des Path 15. — ^bCalifornia-Oregon Border. — ^cSüdlich des Path 15. — ^dPalo Verde.

Quelle: CalPX (2000d: Tabelle 10).

Nicht alle Inhomogenitäten sind jedoch technisch bedingt und räumlicher Natur. Vielmehr sind auch *institutionelle* Faktoren für Inhomogenitäten verantwortlich. Die Korrelation zwischen den Preisen für Strom, der an ähnlichen Orten, aber über unterschiedliche Handelsinstitutionen gehandelt wird, nimmt zwar zu. Betrachtet man beispielsweise die im ersten Quadranten angegebenen Werte für den Handel von Strom in Nordkalifornien, nehmen alle einzelnen Korrelationskoeffizienten zu. Gleiches

gilt für die im Quadranten IV wiedergegebenen Werte für den südkalifornischen Handel. Allerdings: Die betreffenden Korrelationskoeffizienten liegen fast durchgängig unter denen auf der Diagonale im II. und III. Quadranten. Das heißt, gemessen am Korrelationskoeffizienten weichen die Preisentwicklungen für den physikalisch gleichen Strom an unterschiedlichen Handelsinstitutionen stärker voneinander ab, als dies bei Strom an unterschiedlichen Orten (der physikalisch nicht identisch ist) an denselben Handelsinstitutionen der Fall ist. Der Grad der institutionellen Inhomogenität ist also, gemessen an den Korrelationskoeffizienten, zumindest ebenso groß wie der der räumlich bedingten.

Dieser Umstand deutet darauf hin, dass dasselbe physische Gut „Strom“ an den verschiedenen Handelsinstitutionen einen für die Akteure sehr unterschiedlichen Wert besitzt. Vornehmlich zwei Ursachen bieten sich als Erklärung an (die Betrachtung sei im Folgenden auf die CalPX- und CAISO-Preise beschränkt):

Zum einen betrifft der Handel an den unterschiedlichen Institutionen unterschiedliche Zeithorizonte. Zwar werden physikalisch identische Strommengen gehandelt, der Handel aber zu unterschiedlichen Zeitpunkten abgeschlossen. Konkret beziehen sich beispielsweise die CalPX-Preise auf die Day-ahead-Planungsperiode, die CAISO-Real-Time-Preise auf die Preise für die extrem kurzfristige Planungsperiode des Ausgleichshandels und werden erst ex post ermittelt. Dass die Preise dieser beiden Planungsperioden nicht voll identisch sind, ist angesichts der immanenten Prognoseunsicherheiten grundsätzlich nicht überraschend. Im Grundsatz kann der im Ausgleichshandel geltende Real-Time Preis sowohl unter als auch über dem Day-ahead-Preis liegen, ohne dass dies ein Indikator für etwaige Ineffizienzen sein muss.

Zum anderen ist zu beachten, dass die Handelsregeln an den unterschiedlichen Institutionen auch in anderer Hinsicht voneinander abweichen. Am augenfälligsten ist dies bei der Frage der Preisobergrenze. An der CalPX existiert nur eine softwarebedingte Preisobergrenze von 2 500 Dollar/MWh. Beim CAISO-Handel hingegen wurde von Anfang an eine explizite (und von den Regulierern genehmigte) Preisobergrenze definiert.⁵⁶ Diese betrug zunächst 250 Dollar/MWh⁵⁷ und wurde zum 1. Oktober 1999 auf 750 Dollar angehoben. Als Reaktion auf die preislichen Entwicklungen im Jahr 2000 wurde die Preisobergrenze mit Wirkung vom 1. Juli 2000 zunächst auf 500 Dollar und zum 7. August wieder auf 250 Dollar gesenkt.

Dies kann beispielsweise dazu führen, dass Nachfrager in Spitzenlastperioden auf den CAISO-Ausgleichshandel ausweichen und Anbieter eher am CalPX-Handel partizipieren möchten. Zwar ist davon auszugehen, dass auf lange Frist die Preise dieser beiden Märkte zusammenhängen. Auf kürzere Frist hingegen ist es durchaus plausibel, dass die unterschiedlichen Preisobergrenzen neben Mengeneffekten auch Preiseffekte in dem Sinne haben, dass die Preise am Ausgleichshandel des CAISO und am Day-ahead-Markt der CalPX voneinander abweichen.

Neben diesen beiden organisierten Teilmärkten für Energielieferungen — CalPX und CAISO-Real-Time-Markt — existieren noch die Märkte für Netzhilfswahlleistungen des CAISO, die sehr komplexe Beziehungen zu den „normalen“ Strommärkten aufweisen.

Hier ist insbesondere der Markt für Ersatzreserve (replacement reserve) von Interesse, auf den im Folgenden zunächst eingegangen wird. In diesem Markt kontrahiert CAISO ex ante verfügbare Reservekapazitäten in einem Umfang, wie er es angesichts der eigenen Prognosen für die Gesamtnachfrage

⁵⁶ Dabei war auch die CAISO-Preisobergrenze zu Beginn der neuen Märkte nur durch die Restriktionen der verwendeten Software bedingt. Die FERC hat dem CAISO aber nach Umstellung der Software und Abschaffung der damit verbundenen Preisrestriktion die Autorität zur Neueinführung einer Preisobergrenze eingeräumt, die dieser mit der Beibehaltung der alten, vorher softwarebedingten Grenze in Höhe von 250 Dollar ausfüllte (CAISO 1999b: 29).

⁵⁷ In ähnlicher Weise besteht eine Preisobergrenze für Reservekapazität. Die Preisobergrenze für Netzhilfswahlleistungen wurde erst nach den Ereignissen des 9. und 13. Juli 1998 eingeführt. An diesen Tagen wurden im Day-ahead-Markt für Ersatzreserve Preise bis zu 9 999 Dollar/MWh erreicht (CAISO 1999b:1). Die Obergrenze wurde zunächst ebenfalls auf 250 Dollar/MWh festgelegt.

für notwendig erachtet. Im Anschluss werden die Out-of-Market-Käufe des CASIO und deren Problematik behandelt.

Gemeinsames Merkmal dieser beiden Handelsformen ist der Umstand, dass sie den Erzeugern Möglichkeiten bieten, ihre Erlöse gegenüber den „normalen“ Märkten zu erhöhen und insbesondere die Preisobergrenze des CAISO zu umgehen.⁵⁸ Sie könnten daher unter Umständen die bestehenden Marktmachtpositionen Einzelner auf den kurzfristigen Märkten verbessern bzw. deren Auswirkungen auf das Preisniveau verstärken. Zu beachten ist jedoch, dass die Frage, ob und in welchem Ausmaß Marktmachtpositionen auf den kurzfristigen Märkten überhaupt existieren, entscheidend durch die gegebenen Knappheiten bestimmt werden: Wenn Kraftwerke und Transportanlagen im Überfluss vorhanden wären, wären die Details der Märkte für Netzhilfsdienstleistungen von weitaus geringerem Interesse.

2. Der Markt für Ersatzreserve und der Real-Time-Markt

Wettbewerbliche Strommärkte weisen gegenüber anderen Märkten einige Besonderheiten auf. Eine wichtige Besonderheit leitet sich daraus ab, dass die individuelle Nachfrage kurzfristig nicht oder nur in geringem Ausmaß rationierbar ist. Im kalifornischen System hat CAISO im Interesse der Systemstabilität faktisch die Versorgungspflicht für alle Strommengen, die über die individuell ex ante kontrahierten Volumen hinausgehen. Dieser Versorgungspflicht kommt CAISO mit einem komplexen Beschaffungssystem für Ausgleichsenergie und Netzhilfsdienstleistungen nach.

Wird dem CAISO im Rahmen der Day-ahead-Planung beispielsweise eine kontrahierte Gesamtnachfrage von 30 GW mitgeteilt, prognostiziert aber CAISO selbst eine Gesamtnachfrage von 35 GW, so verbleiben CAISO zunächst zwei Möglichkeiten, auf die Gefahr der zu geringen Erzeugung und damit des Systemzusammenbruchs zu reagieren:

- Er könnte sich darauf verlassen, im Rahmen des normalen Ausgleichshandels (Real-Time-Markt) die erforderlichen Energiemengen beschaffen zu können.
- Hält er dies für nicht machbar bzw. für zu unsicher, wird er im Rahmen der eigenen Day-ahead- oder Hour-ahead-Planung zusätzliche Netzhilfsdienstleistungen und hierbei vor allem Ersatzreserve akquirieren, weil er über diese kurzfristig akquirierten Kapazitäten sicherer verfügen kann als über Kraftwerke im Rahmen des normalen Ausgleichshandels.

Tatsächlich stützt sich CAISO seit 1999 (CAISO 1999b: 25) in zunehmendem Maße auf Ersatzreservekapazitäten als Antwort auf befürchtete Engpässe in Echtzeit. Auch im Jahr 2000 kontrahierte er angesichts der enormen prognostizierten und realisierten Nachfragemengen erhebliche zusätzliche Mengen an Ersatzreserve.^{59,60}

⁵⁸ Dies gilt auch für die so genannten RMR (reliability-must-run)-Verträge, die dem kleinräumigen Engpassmanagement dienen (Kumkar 2001b: 55–57).

⁵⁹ Empirisch nimmt die Nachfrage des CAISO nach Ersatzreserve als Funktion der prognostizierten Systemnachfrage eine exponentielle Form an (CalPX 2000d: Figure 76; FERC 2000c: 2–23). Aus den verfügbaren Informationen ist nicht ersichtlich, nach welchen Kriterien bzw. Regeln der CAISO das Volumen der notwendigen Ersatzreserve bestimmt. CAISO besitzt hier offenbar einen großen Ermessensspielraum, der durchaus genutzt wird (vgl. die diesbezüglichen Hinweise auf Änderungen der Praxis in CAISO 1999b: 9). Es ist aber wohl davon auszugehen, dass das Ausmaß der Differenz zwischen prognostizierter Systemnachfrage und ex ante via Day-ahead- und Day-of-Planung angegebener Gesamteinpeisung den Umfang der Ersatzreserve wesentlich bestimmt. Die Empirie zeigt ergänzend, dass das Ausmaß der Differenz positiv und zunehmend mit der Gesamtnachfrage korreliert ist (FERC 2000c: Figure 2–15), was eine Erklärung des exponentiellen Verlaufs der Ersatzreservefunktion bieten könnte.

⁶⁰ Letztlich ist durch diese erhöhte Akquirierung der Name „Ersatzreserve“ etwas irreführend: Zwar wird weiterhin ein Sockel an Ersatzreserve unverändert als Ersatzreserve für den erwarteten Ausfall einzelner Anlagen vorgehalten. Im Fall einer größeren Differenz zwischen ex ante kontrahierten Energiemengen und prognostizierter Systemnachfrage fragt CAISO jedoch weitaus mehr „Ersatzreserve“ nach, als dies den erwarteten Ausfällen entsprechen würde.

Die Eigner der derart kontrahierten Erzeugungskapazitäten erhalten für die Vorhaltung der Anlagen eine fixe Zahlung. Dieser „Kapazitätspreis“ besitzt eine Preisobergrenze, die bis zum 1. Juli 2000 identisch mit dem für den normalen Ausgleichshandel, also dem Real-Time-Preis, war. Seit dem 1. Juli beträgt er 100 Dollar/MW pro Vorhaltungsstunde. Wird die Erzeugung in diesen Kraftwerken tatsächlich abgefordert, erhält der Eigner zusätzlich maximal 250 Dollar pro erzeugte Megawattstunde Strom als variable Zahlung (Energiepreis). Im Extremfall erhält der Eigner somit einen Gesamtpreis von 350 Dollar/MWh, also deutlich mehr als das, was er im normalen Ausgleichshandel erhalten würde.

In der ersten Zeit der neuen Märkte wurden die Kosten der Ersatzreserve anteilig auf alle Nachfrager der Day-ahead-Planungsperiode umgelegt.⁶¹ Dies galt für alle Kosten der Netzhilfsdienstleistungen.⁶² Zum Januar 1999 wurde die Allokation der Kosten der Netzhilfsdienstleistungen dahingehend geändert, dass die Kosten grundsätzlich nach den tatsächlich gemessenen Nachfragemengen verteilt werden (CAISO 1999b: 16). Für den Fall der Ersatzreserve trat zum August 1999 eine weitere wichtige Modifikation in Kraft: Seitdem werden die durch die Ersatzreserve verursachten Mehrkosten anteilig nur auf diejenigen Strommengen umgelegt, die via Ausgleichshandel gehandelt werden, also auf die Nachfrage, die aus dem Ausgleichshandel befriedigt wird, und auf die Angebotsmengen, die die ex ante geplanten Erzeugungsmengen unterschreiten (CAISO 2000b: 21). Im Ergebnis konstituieren diese Zurechnungsmodalitäten seit August eine Strafgebühr für diejenigen Nachfrager, die ihre tatsächlichen Lieferungen nicht vollständig ex ante via CalPX oder bilaterale Verträge kontrahieren. Gleichzeitig wird eine Strafgebühr für diejenigen Einspeiser geschaffen, die, aus welchen Gründen auch immer, weniger einspeisen, als sie ex ante kontrahiert haben.

Von Interesse ist, welche Anreizwirkungen die Existenz dieses Markts hat und welche Preis- und Mengenwirkungen auf den „normalen“ Stromterminhandel etwa via CalPX auftreten können. Betrachtet man zunächst die Anreize für die *Anbieter*, so ist offenkundig, dass es in Zeiten hoher Nachfrage für bestimmte Erzeuger rational sein kann, dem CalPX-Markt ihren Strom „vorzuenthalten“ und ihre Kapazitäten stattdessen im Rahmen der Ersatzreserveauktionen des CAISO anzubieten. Im Hintergrund liegt die Bestimmung, dass sie im Fall der Berücksichtigung in der CalPX Einspeisungsplanung nicht mehr am Netzhilfsdienstleistungsmarkt partizipieren dürften. Dieser letztgenannte Markt ist aber in Zeiten hoher Nachfrage für Anbieter sehr attraktiv: Im Fall des Zuschlags in dieser Auktion erhalten sie den Kapazitätspreis und ggf. einen Energiepreis. Falls sie nicht den Zuschlag bekommen, besteht immer noch die Chance, dass sie ihren Strom via normalen Ausgleichshandel verkaufen können. Daher besteht auf der Anbieterseite die Tendenz, bei Ausweitung der von CAISO nachgefragten Mengen an Ersatzreserve die Angebotsmengen auf dem CalPX-Markt zu verringern bzw. die Angebotspreise zu erhöhen.

Zu beachten ist, dass dieser Effekt eine Selbstverstärkung aufweist. Nehmen wir an, ohne Ersatzreserve bestünde eine Differenz zwischen ex ante kontrahierter Energiemenge und prognostizierter Systemnachfrage in Höhe von 5 000 MW. CAISO erwäge daher, Ersatzreserve in Höhe dieser 5 000 MW zu kaufen. Diese von ihm offenbarte Nachfrage nach Ersatzreserve wird aber das Angebot auf den CalPX-Märkten reduzieren. Damit steigt die Differenz von 5 000 MW auf beispielsweise 7 000 MW, so dass CAISO mehr als die anfänglich erwogene Ersatzreserve in Höhe von 5 000 MW beschaffen müsste. Diese Selbstverstärkungstendenz scheint gerade im Sommer 2000 empirisch relevant ge-

⁶¹ Genauer: die fixen Kosten, d.h. die Summe der Kapazitätszahlungen. Die variablen Kosten, d.h. die Summe der Energiezahlungen, wurden im Rahmen des normalen Ausgleichshandels auf alle Nachfrager nach Ausgleichsenergie umgelegt.

⁶² Ein Nachfrager, der seine Nachfragemenge exakt per Termin kontrahierte, wurde also stärker an den Kosten beteiligt als ein Nachfrager, der seine Nachfrage teilweise oder vollständig per Ausgleichshandel befriedigte, also „unterkontrahierte“.

wesen zu sein (CAISO 2000a: 31): Mit etwas Verzögerung stieg jeweils nach Tagen der Ausweitung der Ersatzreservemengen die Differenz zwischen ex ante kontrahierten Mengen und tatsächlichen Mengen.

Verstärkt wird die Tendenz der sinkenden Angebotsmengen auf den CalPX-Märkten zusätzlich durch die im August 1999 geänderten Zurechnungsmodalitäten. Da die Strafzahlung für Einspeiser auf alle Strommengen anfallen, die zwar ex ante kontrahiert, aber in Echtzeit nicht geliefert wurden, birgt eine Ex-ante-Kontrahierung die Gefahr zusätzlicher Kosten, wenn etwa ein Kraftwerk wegen technischer Probleme kurzfristig ausfällt. Folglich werden gerade Besitzer älterer Kraftwerke weniger ex ante kontrahieren, sondern eher auf den CAISO-Märkten operieren.

Anzumerken ist, dass diese Angebotsreduktionen auf den CalPX-Märkten nicht notwendig auf Marktmarktverhalten zurückzuführen sind, sondern Ergebnis eines normalen Verhaltens selbst eines gewinnorientierten Preisnehmers sein können.

Die Anreize auf der *Nachfragerseite* sind etwas komplexer. Die anfängliche Allokation der Kosten implizierte bei den Nachfragern Anreize, verstärkt via CAISO und nicht via CalPX oder bilaterale Verträge zu handeln. Die Nachfragemengen bzw. die Nachfragepreise auf den CalPX-Märkten werden durch die Anreize tendenziell gesenkt. Die Nachfrager wurden ja mit den zusätzlichen Kosten der Ersatzreserve nicht belastet, wenn sie ihre Nachfrage erst in Echtzeit entfalteteten, also ihren Strom per Ausgleichshandel kauften. Diese Anreizwirkungen auf der Nachfrageseite waren Anlass für CAISO, die bereits erwähnten Änderungen der Allokationsregeln für die Kosten der Ersatzreserve vorzunehmen.

Der Anreiz für Nachfrager, auf den CAISO-Handel auszuweichen, ist seitdem beseitigt, mittlerweile sogar in sein Gegenteil verkehrt: Die erste Änderung hin zu einer Allokation der Kosten nach der tatsächlich gemessenen Nachfragemenge beseitigte in der Tat die Anreize der Nachfrager, auf den Ausgleichshandel anstelle des CalPX-Handels auszuweichen. Die zweite Änderung bedeutete eine Verstärkung dieser Nachfrageausweitung auf dem CalPX-Markt und impliziert sogar eine scheinbare Bevorzugung des CalPX-Handels gegenüber dem Ausgleichshandel. Diese Bevorzugung kann grundsätzlich adäquat sein: Wenn nämlich berücksichtigt wird, dass Ersatzreserve gegenüber dem normalen Handel mit zusätzlichen Kosten verbunden ist und diese Kosten daher rühren, dass eine Differenz zwischen ex ante kontrahierter Energiemenge und prognostizierter Systemnachfrage besteht, dann kann es sinnvoll sein, diese Kosten verursachergerecht zuzuweisen. Und als Verursacher kommen vornehmlich jene Akteure in Betracht, die ihre Nachfragemengen nicht via CalPX oder bilaterale Verträge, sondern via CAISO akquirieren. Insofern scheint die neue Allokationsregel für die Kosten auf der Nachfrageseite sachgerecht zu sein.

Kommen wir nach dieser getrennten Betrachtung der Angebots- und Nachfrageeffekte zu den gesamten Preis- und Mengeneffekten. Diese haben sich durch die Änderung der Zurechnungsmodalitäten geändert. Anfangs reduzierte eine Ausweitung der CAISO-Nachfrage nach Ersatzreserve sowohl das Angebot als auch die Nachfrage auf den CalPX-Märkten. Der Mengeneffekt auf die CalPX-Märkte war insofern eindeutig negativ, tendenziell wanderte sowohl Nachfrage als auch Angebot aus den Day-ahead- und Day-of-Märkten auf die CAISO-Märkte. Der Preiseffekt hingegen ist nicht eindeutig gewesen.

Nach Änderung der Zurechnungsmodalitäten ist der Preiseffekt eindeutig: Auf den CalPX-Märkten geht das Angebot zurück und die Nachfrage steigt. Damit ist klar, dass eine Ausweitung der CAISO-Nachfrage nach Ersatzreserve tendenziell die Preise auf den CalPX-Märkten erhöht. Diese Preiswirkung auf den CalPX-Märkten ist intuitiv plausibel: Durch die Erhöhung der effektiven Preise auf dem Ausgleichsmarkt (die Nachfrager zahlen den Ausgleichspreis plus ihren Anteil an den Kosten der Ersatzreserve) werden tendenziell auch die Preise auf dem CalPX-Markt erhöht.

Die Mengeneffekte sind hingegen nicht eindeutig. Zwar beabsichtigte CAISO durch die geänderte Zuweisung der Kosten (bzw. der dadurch bewirkten besseren Internalisierung externer Kosten) eine Verringerung der via Ausgleichshandel gehandelten Mengen. Von der Nachfrageseite her ist dies un-

ter normalen Umständen auch zu erreichen. Berücksichtigt man allerdings, dass das Angebot in Zeiten hoher Nachfrage extrem preiselastisch ist, dann kann im Regelfall wohl auch von einer Mengenreduktion auf den Terminmärkten ausgegangen werden. Verstärkt wird diese Vermutung durch ein weiteres Merkmal der derzeit existierenden Auktionsregeln der CalPX und des CAISO: CAISO akzeptierte aufgrund der Preisobergrenze beispielsweise im Frühsommer 2000 keine inkrementalen Gebote der Erzeuger über 750 Dollar. Die CalPX-Regeln wiederum schrieben vor, dass die von ihr weitergegebenen inkrementalen Gebote größer oder gleich dem markträumenden PX-Preis sein müssen.

Das impliziert aber, dass ein Nachfrager auf keinen Fall einen CalPX-Preis von über 750 Dollar wünschen kann. In diesem Fall würden nämlich keinerlei inkrementale Gebote von CalPX an CAISO Berücksichtigung im CAISO-Engpassmanagement finden. Da CalPX einen überragenden Anteil am Gesamthandel hat, stünden CAISO in diesem Fall kaum Gebote für das Engpassmanagement zur Verfügung. Das Ergebnis wären enorme Netzengpassgebühren, da CAISO im Fall von Netzengpässen die inkrementalen und dekrementalen Gebote zur Ermittlung eben dieser Netzengpassgebühren nutzt. Und das heißt wiederum, dass die restringierten PX-Preise (die sich aus dem markträumenden PX-Preis plus Netzengpassgebühren ermitteln) extreme Höhen erreichen würden. Daher bestehen für die Nachfrager starke Anreize, den markträumenden unrestringierten PX-Preis auf 750 Dollar nach oben zu begrenzen. Rationale Nachfrager werden deshalb auf dem CalPX-Markt mit Preisen über 750 Dollar nur geringe Mengen bieten. Die Nachfragefunktion auf den CalPX-Märkten ist daher bei Preisen über 750 Dollar sehr preisreagibel, im Extremfall horizontal. Dies wiederum begrenzt die Effekte der theoretisch induzierten Nachfrageausweitung infolge der Zurechnungsmodalitäten für die Kosten der Ersatzreserve. Im Extremfall tritt überhaupt keine Nachfrageausweitung ein, da die Nachfrage bei 750 Dollar (bzw. mittlerweile bei 250 Dollar) horizontal verläuft.

Interessanterweise wirken diese Effekte zusammengenommen derart, dass die nominale Preisobergrenze des CAISO in gewissem Ausmaß auch als Preisobergrenze für den CalPX-Handel dient, obwohl die effektive Preisobergrenze des CAISO in Zeiten hoher Nachfrage höher liegt als die nominale (da die Preise für die Ersatzreserve hinzukommen).

In Zeiten hoher Nachfrage besteht also eine Tendenz zur Handelsverlagerung aus dem Terminhandel via CalPX und bilaterale Verträge hin zum Handel via CAISO, und hieran haben die geänderten Zurechnungsmodalitäten des CAISO nichts Wesentliches geändert. Zur Begrenzung dieses negativen Mengeneffekts bei einer Ausweitung der CAISO-Nachfrage nach Ersatzreserve müssten die Auktionsregeln dahingehend geändert werden, dass inkrementale und dekrementale Gebote unabhängig von der Höhe des markträumenden unrestringierten CalPX-Preises abgegeben werden können. Dann wäre zu erwarten, dass die CalPX-Preise in Zeiten hoher Nachfrage nicht bei der nominalen CAISO-Preisobergrenze in Höhe von derzeit 250 Dollar begrenzt werden, sondern in Höhe der effektiven CAISO-Preisobergrenze von 350 Dollar. Der negative Mengeneffekt wäre in diesem Fall geringer, gleich null oder sogar negativ.

Die Effizienz der Änderung der Zurechnungsmodalitäten bei einer Ausweitung der Ersatzreserven ist daher unter den derzeitigen Auktionsregeln umstritten: Zwar senken sie Externalitätenprobleme und erhöhen hierdurch tendenziell die Nachfrage auf den Terminmärkten; auf der anderen Seite erhöhen sie die Kosten des Bezugs auf dem Ausgleichsmarkt und verringern somit die Substitutionalität der verschiedenen Energiemärkte für die Nachfrager, wodurch sie in ineffizienter Weise preiserhöhend wirken (CAISO 1999b, 2000a, 2000b; Wolak 1999). Hinzu kommt, dass der Markt für Ersatzreserve mit zunehmendem Volumen das Angebot auf den Terminmärkten verringert und hierdurch die Differenz zwischen ex ante kontrahierten Lieferungen und der tatsächlichen Nachfrage erhöht.

Letztlich zeigt sich bei der genauen Betrachtung dieser Effekte dreierlei: *Erstens* wirken die Preisobergrenzen nicht allein auf die CAISO-Märkte, sondern auch auf die CalPX-Märkte (und generell auf die anderen Märkte) und begrenzen auch hier die Preise. *Zweitens* ist durch die Änderung der Zurechnungsmodalitäten bei einer Ausweitung der Ersatzreserve in Zeiten hoher Nachfrage keinesfalls eindeutig eine Ausweitung der via CalPX gehandelten Menge zu erreichen. Tatsächlich kann die dort ge-

handelte Menge sogar zurückgehen und damit den Bedarf an CAISO-Handel erhöhen. *Drittens* sollte die nominale Preisobergrenze des CAISO nicht täuschen: Selbst wenn sie für den Ausgleichshandel bei 250 Dollar liegt, müssen die Nachfrager unter Umständen effektiv sehr viel mehr bezahlen, wenn die Umlagen für die Netzhilfsdienstleistungen berücksichtigt werden. Spiegelbildlich konnten die Erzeuger die Preisobergrenze umgehen, indem sie beispielsweise auf dem Markt für Ersatzreserve agierten und hierdurch im Frühsommer 2000 einer effektiven Preisobergrenze von 1 500 statt 750 Dollar und später 350 statt 250 Dollar gegenüberstanden.

3. Die Out-of-Market-Käufe

Im letzten Abschnitt wurde darauf hingewiesen, dass CAISO im Rahmen der von ihm organisierten Märkte für Ausgleichsenergie und Netzhilfsdienstleistungen zunächst zwei Möglichkeiten zur Verfügung stehen, auf die Gefahr einer zu geringen Erzeugung zu antworten, d.h. auf die Gefahr eines Systemzusammenbruchs zu reagieren: Erstens kann er Energie im Rahmen des normalen Ausgleichshandels beschaffen, zweitens kann er zusätzliche Ersatzreserve akquirieren.

Ihm verbleibt nach den Regeln des neuen kalifornischen Systems noch eine weitere Möglichkeit zur Erfüllung seiner Versorgungspflicht für alle Strommengen, die über die individuell ex ante kontrahierten Volumina hinausgehen: Gemeint sind so genannte Out-of-Market-Käufe zusätzlicher Energiemengen. Wenn CAISO befürchtet oder bereits sicher ist, weder über Ersatzreserve oder über den normalen Ausgleichsmarkt hinreichende Strommengen akquirieren zu können, weicht er auf Anbieter außerhalb Kaliforniens und außerhalb der normalen Märkte aus. Von Bedeutung ist nun, dass diese Out-of-Market-Käufe, die erst kurz vor dem tatsächlichen Bedarf getätigt werden, keinerlei Preisobergrenze unterliegen.

Dies schafft im Fall sehr hoher Nachfrage im CAISO-Gebiet bemerkenswerte Anreize für Stromanbieter: Nehmen wir an, ein Erzeugungsunternehmen verfügt über freie Kapazitäten, weiß zusätzlich, dass die Nachfrage sehr hoch sein wird, und weiß schließlich auch, dass freie Transportkapazitäten für den Export in einem benachbarten Bundesstaat vorhanden sind. Unter diesen Umständen kann es durchaus profitabel sein, im Rahmen der Day-ahead- oder Hour-ahead-Planung den (zunächst ja nur virtuellen) Export des Stroms in den Nachbarstaat zu arrangieren. Dann stehen die Kapazitäten für den heimischen Ausgleichs- und Ersatzreservemarkt nicht mehr zur Verfügung und erhöhen tendenziell die Knappheiten im CASIO-Gebiet. CAISO selbst wird dann unter Umständen gezwungen sein, diesen Strom aus dem „Ausland“ im Rahmen der Out-of-Market-Käufe zu reimportieren.⁶³ Dabei sind in der Realität durchaus Preise von 1 000 Dollar/MWh für Out-of-Market-Käufe zu beobachten gewesen.

Dieses Beispiel zeigt: Preisobergrenzen können in Wirklichkeit umgangen werden, solange sie nicht für alle Teilmärkte identisch sind. Und der Ausweg aus diesem Dilemma kann für den CAISO nicht einfach darin bestehen, die Preisobergrenze des normalen Ausgleichshandels auch auf die Out-of-Market-Käufe auszudehnen. Dies wäre mit seiner Aufgabe im Rahmen der Sicherstellung der Systemstabilität vermutlich unvereinbar. Solange aber nicht alle Erzeuger zur Teilnahme an den heimischen Märkten gezwungen werden können, sondern frei darin sind, ihre Kapazitäten entweder überhaupt nicht anzubieten oder nur in anderen Regionen, bleibt CAISO wenig anderes übrig, als auf eventuell sehr teure Out-of-Market-Angebote zurückzugreifen und seine sonst geltenden Preisobergrenzen zu ignorieren. Andernfalls bliebe nur noch die Möglichkeit, die Nachfragemengen per gezielten Lastabwurf zu drosseln. Dies ist jedoch eine wenig populäre Maßnahme und dürfte im Normalfall keine wirkliche Alternative für CAISO darstellen.

⁶³ Für Belege, dass dies in Spitzenlastperioden relevant zu sein scheint, vgl. beispielsweise CAISO (2000a).

Nicht ohne Bedeutung ist der Umstand, dass die Kosten des Out-of-Market-Handels auf alle Nachfrager als Netznutzer umgelegt werden, also nicht nur auf diejenigen, die im Rahmen des Ausgleichshandels Strom kaufen (CalPX 2000d: 44). Die Allokation entspricht insofern der für die Kosten von normalen Netzhilfsdienstleistungen (außer Teilen der Ersatzreserve). Diese Allokation senkt ähnlich wie im bereits diskutierten Fall der Ersatzreserve tendenziell die Anreize für die Nachfrager im Großhandel, ihre absehbare Nachfragemenge möglichst exakt auf den Terminmärkten, beispielsweise via CalPX, zu akquirieren, verringert tendenziell auch das Angebot auf diesen Märkten und wirkt insofern nicht nur preiserhöhend auf allen Märkten, sondern verringert auch den Umsatz auf den Terminmärkten. Auch wegen der Out-of-Market-Käufe gilt somit, dass trotz der nominellen Preisobergrenze für die Erzeuger Anreize und Möglichkeiten bestehen, sie zu umgehen.

Deutlich wird auch, dass auf den ersten Blick sinnvoll erscheinende Maßnahmen, etwa die Definition einer Preisobergrenze zur Begrenzung vermeintlicher oder tatsächlicher Marktmacht, nicht einfach zu implementieren sind und gegebenenfalls sogar kontraproduktiv sein können, wenn die Kosten der hierdurch induzierten Handelsverzerrungen berücksichtigt werden. Bei dieser Überlegung ist noch nicht bedacht, dass die gewählte Preisobergrenze tatsächlich zu niedrig sein kann, selbst wenn derart profitable „Reimportgeschäfte“ nicht mehr möglich wären (etwa weil die FERC eine regional geltende Preisobergrenze festgelegt hätte). Immerhin liegt eine Preisobergrenze von 250 Dollar/MWh deutlich unter den variablen Erzeugungskosten, die in Abschnitt D.II für Spitzenlastkraftwerke unter den Bedingungen hoher Gas- und Zertifikatspreise genannt wurden. Zu niedrig gesetzte Preisobergrenzen auf den Großhandelsmärkten sind daher generell problematisch, können sie doch unter Umständen das Angebot derart verknappten, dass Gefahren für die Systemstabilität entstehen, obwohl ungenutzte Kapazitäten vorhanden wären.⁶⁴

4. Fazit: Marktmacht in Engpasssituationen, kurzfristige Märkte und die Rolle der Regulierung

Beiden diskutierten Problemen des Marktdesigns ist gemein, dass sie relevant werden, wenn der Netzbetreiber CAISO Gefahren für die Systemstabilität befürchtet. In beiden Fällen versucht er, zusätzliche Angebotsmengen zu beschaffen, um die befürchtete reale Knappheit zu beseitigen. Exakt diese Knappheitsperioden sind jedoch die Perioden, in denen Marktmachtprobleme bedeutsam werden können. Dabei sinkt die Glaubwürdigkeit der nominellen Preisobergrenzen, je mehr Erfahrung die Erzeuger im Umgang mit dem CAISO haben. Wenn sie damit rechnen können, zusätzliche Zahlungen via Bereitstellung von Ersatzreserve zu erhalten, wird dies ihre Bereitschaft reduzieren, ihren Strom via normalen Stromhandel zu verkaufen. Ähnliches gilt für die Out-of-Market-Käufe des CAISO.

Unabhängig von der Frage, ob einzelne Marktdesignprobleme vermeidbar wären, ist Folgendes festzuhalten: Inkrementale Verbesserungen ändern nichts daran, dass kurzfristige Märkte mit kurzfristig marktmächtigen Unternehmen diesen eine enorme Verhandlungsmacht geben. Zeiten hoher Nachfrage schaffen somit gleichzeitig die Bedingungen für hohe Knappheitsrenten und für hohe Marktmachtrenten, ohne dass diese ohne weiteres unterschieden werden können. Das gilt für die „normalen Märkte“ der CalPX und des CAISO und für die Akquirierung von Netzhilfsdienstleistungen.

Offenkundig muss die letztendliche Lösung dieses Problems auch für den Bereich der Netzhilfsdienstleistungen vorsehen, dass die vorhandenen Kapazitäten ausgebaut bzw. die Nachfragevolumina verringert werden oder zumindest die Nachfrageelastizität deutlich erhöht wird. Für die Entschärfung des Problems im Bereich der Netzhilfsdienstleistungen gibt es zwei Möglichkeiten:

⁶⁴ Eine Frage ist, inwieweit die Erzeuger durch strategisches Verhalten auf eine Erhöhung von Preisobergrenzen hinwirken können. Hierauf soll in diesem Beitrag jedoch nicht eingegangen werden.

Entweder CAISO werden andere Akquisitionsmöglichkeiten eingeräumt, etwa mehr langfristige Verträge mit günstigeren Bedingungen. Da es langfristige Verträge sind, wäre die Verhandlungsmacht von CAISO tendenziell eher höher, als es bislang der Fall ist.⁶⁵

Oder es wird versucht, die Lösung dieser Probleme auf die individuellen Akteure zurückzuverlagern. Dies kann etwa darin bestehen, dass der Ausgleichshandel bewusst unattraktiv gemacht wird. Man könnte beispielsweise generell explizite Strafzahlungen für Nachfrager und Erzeuger schaffen, die ihren Strom via Ausgleichshandel handeln (dies ist die Essenz der jüngsten Vorschläge des Market Surveillance Committee des CAISO, vgl. CAISO 2000b). Ziel ist auch hier eine Verringerung des Umfangs des kurzfristig organisierten Ausgleichshandels, der bislang nicht gekannte Ausmaße erreicht hatte und der für die enormen Preissteigerungen mitverantwortlich gemacht wird. Im Unterschied zur ersten Alternative wird bei dieser zweiten das gesamte Handelsvolumen (nicht allein das kurzfristige) des CAISO reduziert.

Die letztgenannte Maßnahme setzt darauf, dass stärker dezentrale Verhandlungen zwischen Nachfragern und Anbietern und ein größerer Anteil an Terminlieferungen die Effizienz erhöhen und bessere Konditionen für die Lieferungen zum Ergebnis haben. Generell baut sie auf eine stärker dezentrale Ausgestaltung des Stromhandels und auf eine Senkung der Bedeutung des zentral organisierten CAISO-Handels.

In der Tat ist die Entwicklung des Umsatzes aus dem Ausgleichshandel ein Anzeichen dafür, dass die zentralen Märkte nicht wie erwartet funktionieren: Die Gebotsdaten für den Sommer deuten in Zeiten sehr hoher Nachfrage häufig auf ein mit zunehmender Nachfrage zurückgehendes Angebot im Day-ahead-Markt der CalPX hin, was auf Ausweichreaktionen zurückgeführt werden kann (CalPX 2000d: 51 ff.). Unter normalen Umständen würde man hingegen erwarten, dass das Angebot bei zunehmender Nachfrage eindeutig steigt.⁶⁶ Generell war das Angebot auf den CalPX-Märkten im Sommer 2000 während der Spitzenlastperioden deutlich geringer als im Sommer 1999 (CalPX 2000d: 54 f.). Ein Beispiel mag dies illustrieren: Im Juli und August waren die Gebotsmengen allein der Stromhändler (bei einem Gebotspreis von 500 Dollar) um durchschnittlich 5 000 MW geringer (CalPX 2000d: 55). In der Spitze führte dies dazu, dass beispielsweise am 16. Juni 2000 21 Prozent der tatsächlichen Nachfrage nicht ex ante kontrahiert, sondern erst per Ausgleichshandel des CAISO gekauft wurden (vgl. auch CAISO 2000a und FERC 2000c: 2–22).

Letztlich besagt dies nichts anderes, als dass die Nachfrager hoffen, ihren Strom kostengünstiger in Echtzeit beim CAISO kaufen zu können, und/oder die Erzeuger hoffen, ihren Strom teurer an den CAISO verkaufen zu können, als dies bei der CalPX oder via bilaterale Verträge möglich ist. Diese Unterkontrahierung führt jedoch letztlich zu erhöhten Kosten für die Nachfrager, da die Unsicherheiten des CAISO zunehmen und er damit tendenziell zu viel Ersatzreserve und evtl. auch zu große Energiemengen im Rahmen der Out-of-Market-Käufe akquiriert.

Hinter dieser Verknappung und den Preissteigerungen stehen selbstverständlich die bereits behandelten echten Knappheiten und die damit verbundenen Knappheitsrenten. Es dürften aber auch Marktmachtprobleme zunehmend relevant werden, die die preistreibenden Wirkungen verstärken. Und die Erzeuger dürften nach gut zwei Jahren Erfahrungen mit den neuen Märkten gelernt haben, Knappheiten in höhere Gewinne umzusetzen. Die Schaffung der Preisobergrenzen führte jedenfalls nicht zu den erhofften Ergebnissen. Und in der Tat gibt es eine interessante Korrelation zwischen der Höhe der

⁶⁵ Die Erfahrung mit den RMR-Verträgen (Kumkar 2001b: 55–57) sollte aber hinreichende Warnung dafür sein, nicht zu schnell und zu viel von einem derartigen Vorgehen zu erwarten. Mittelfristig kann es aber eine durchaus Erfolg versprechende Alternative zum alleinigen Setzen auf kurzfristige Auktionen sein.

⁶⁶ Normalerweise ist zu erwarten, dass Erzeuger zum Beispiel die Wartungsarbeiten auf Zeiten geringerer Nachfrage legen und daher das Angebot bei geringerer Systemnachfrage ein geringeres Ausmaß annimmt, aber das Angebot zunimmt, wenn die Nachfrage zunimmt, da dann höhere Preise zu erwarten sind.

Preisobergrenzen und den Exporten aus dem CASIO-Gebiet (FERC 2000c: 1 f.): Zeitgleich mit den im Sommer 2000 vorgenommenen Reduzierungen der Preisobergrenzen des CAISO auf 500 Dollar und dann auf 250 Dollar stiegen die Exporte aus dem CAISO-Gebiet an.

Die Preisobergrenze wird also umgangen: Schlägt sich Marktmacht im Normalfall auch in einer *Erhöhung* der *Gebotspreise* der Anbieter nieder, so schlägt sie sich bei einer bindend werdenden Preisobergrenze allein in einer *Zurückhaltung* von *Kapazitäten* nieder, die dann faktisch über den Umweg der Out-of-Market-Käufe ohne Preisobergrenze wieder in den Markt geboten werden. Zu einem guten Teil dürfte also dieses Marktdesignproblem ein Glaubwürdigkeitsproblem des CAISO sein, das darin liegt, dass er sich den Anbietern gegenüber bislang nicht glaubwürdig darauf verpflichtet hat, die eigene Preisobergrenze durchzusetzen.

Die betrachteten Probleme machen deutlich, dass es den „perfekten“ Ex-ante-Entwurf für das Marktdesign wohl nicht gibt: Im kalifornischen Fall gab es keine Vorgängerinstitutionen für CalPX und CAISO, keine Erfahrungen mit wettbewerblichen Märkten — anders als in einigen anderen Regionen der Vereinigten Staaten, in denen auf bestehenden Erzeugerpools aufgebaut werden konnte. Anders auch als beispielsweise im norwegischen Fall, in dem die bereits bestehende Strombörse per Regulierungsvorschrift für neue Teilnehmer geöffnet wurde (auch dort kommt es zu mitunter sehr deutlichen Preissteigerungen auf den kurzfristigen Märkten). Unter diesen Bedingungen ist es entscheidend, dass die Entscheidungsstrukturen auf den organisierten Märkten Flexibilität erlauben. Hier bestehen im kalifornischen Fall offenkundige Defizite, die zum einen auf die Zusammensetzung des jeweiligen Vorstands, zum anderen aber auch darauf zurückzuführen sind, dass viele Entscheidungen vor ihrer Umsetzung der Zustimmung durch die FERC bedürfen. Auch dies ist mit zum Teil erheblichen Verzögerungen verbunden. Noch wichtiger als im Fall der CalPX scheint dies für den CAISO als den monopolistischen Netzbetreiber und Veranstalter des Ausgleichshandels zu gelten.

Auch wenn damit klar ist, dass mit den neuen Märkten in Kalifornien Neuland betreten wurde und damit Fehler wohl unvermeidlich waren, bleibt festzuhalten, dass die Regulierungspolitik ihren Teil dazu beigetragen haben dürfte, dass erkannte Fehler nur schwer zu beseitigen waren und sind. Sowohl der kalifornische Gesetzgeber als auch die CPUC, in geringerem Maß die FERC, waren maßgeblich am Design der neuen Märkte beteiligt; in weiten Teilen war das Marktdesign durch das Restrukturierungsgesetz und die Entscheidungen der Regulierungskommissionen detailliert vorgegeben. Gerade bei den CAISO-Märkten als wichtigen Schnittstellen zwischen Stromangebot und Stromnachfrage führten die detaillierten Vorgaben mit dazu, dass notwendige Anpassungen nur mit erheblichen Verzögerungen umgesetzt werden konnten, weil die Entscheidungsstrukturen innerhalb des CAISO und der generelle Genehmigungsvorbehalt für die Umsetzung von Entscheidungen die Flexibilität deutlich gesenkt haben dürften.

IV. Regulierungsversagen auf der Nachfrageseite

In diesem Abschnitt wird der Frage nachgegangen, inwieweit auf der Nachfrageseite Probleme identifiziert werden können, die zu den Preissteigerungen beigetragen haben oder die dafür verantwortlich sind, dass die Auswirkungen der Preissteigerungen größer waren, als sie es hätten sein müssen. Gefragt werden muss auch, welche Rolle hierbei die Regulierung spielt. Zu behandeln ist in diesem Zusammenhang insbesondere die Vorschrift zur Zwangsteilnahme der alteingesessenen Stromunternehmen an der zentralen Strombörse CalPX. Hier geht es im Wesentlichen um die Frage, inwieweit diese Vorschrift, die das Verhalten der IOU als Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt reguliert, die Marktmachtpositionen der Anbieter absichert. Darüber hinaus ist zu diskutieren, inwieweit die Regulierung des Stromeinzelhandels für die derzeitigen Probleme verantwortlich gemacht werden kann.

1. Verbot des Hedging auf den Großhandelsmärkten

a. Noch einmal: Marktmacht und kurzfristiger Handel

Die zu beobachtenden Strompreissteigerungen sind recht eindeutig auf die mit steigender Nachfrage zurückgehenden Reservemargen zurückzuführen. Dabei ist davon auszugehen, dass in Zeiten hoher Knappheiten die Preise steigen sollten, schon um durch die induzierten Nachfragereduktionen Systemzusammenbrüche zu vermeiden. Es ist allerdings zusätzlich davon auszugehen, dass sich in den hohen Preisen auch vorhandene Marktmachtpositionen niederschlagen.

Zwar könnte argumentiert werden, dass ein Marktmachtproblem in Kalifornien überhaupt nicht existent sei. Immerhin ist, wie bereits in Abschnitt C.I.1 deutlich wurde, der Marktanteil der ehemaligen Monopolisten deutlich gesunken, die Marktkonzentration also vergleichsweise niedrig. Betrachtet man die Marktanteile der Anbieter etwas genauer, zeigt Tabelle 14, dass keiner der Anbieter aktuell über einen Anteil von mehr als 13 Prozent verfügt, gemessen an den Anteilen der kalifornischen Erzeugungskapazität. Wird berücksichtigt, dass der in Kernkraftwerken erzeugte Strom via regulierte Verträge im Endeffekt an den Märkten vorbei verkauft wird und in keinem Fall preisbestimmend sein kann, verringert sich der Marktanteil des größten Anbieters sogar auf unter 10 Prozent.

Tabelle 14: Kalifornische Erzeugungskapazität nach Eigentümern, Stand 22. Juni 2000

Unternehmen	Kraftwerke ohne Kernkraft		Kraftwerke insgesamt	
	MW	Anteil (Prozent)	MW	Anteil (Prozent)
PG&E	4 807,96	9,68	7 108,56	13,11
AES Corp./ Williams	4 708,51	9,48	4 708,51	8,69
Reliant Energy	4 018,86	8,09	4 018,86	7,41
Duke Energy	2 763,50	5,57	2 763,50	5,10
Southern Energy Delta LLC	2 746,70	5,53	2 746,70	5,07
Dynergy Power/NRG Energy Inc.	2 089,70	4,21	2 089,70	3,86
USBR	1 822,10	3,67	1 822,10	3,36
LADWP	4 934,20	3,19	4 934,20	2,92
SCE	1 184,60	2,39	2 875,10	5,30
SMUD	863,60	1,74	863,60	1,59
Calpine Corporation	712,85	1,44	712,85	1,32
Sonstige	17 416,38	35,08	17 979,88	33,17
Insgesamt	49 651,96		54 206,56	

Quelle: CEC (2000e); eigene Berechnungen.

Irreführend wäre es jedoch, hieraus zu folgern, Marktmachtprobleme wären nicht existent. Erstens sind Kraftwerke von der Technologie her sehr unterschiedlich geeignet, die Preise bestimmen zu können. Auch ein Teil der in Tabelle 14 in der Spalte „Kraftwerke ohne Kernkraft“ enthaltenen Kraftwerke sind in ihrer Erzeugung wirtschaftlich kaum steuerbar (beispielsweise Windenergieanlagen), werden also auch kaum jemals die markträumenden Preise in Kalifornien bestimmen. Dieses Problem scheint jedoch vernachlässigbar und ändert wenig an der Aussage, dass die Marktkonzentration relativ niedrig ist.

Berücksichtigt man allerdings den Umstand, dass bei hoher Nachfrage die Reservespanne sehr klein, im Extremfall nahe null ist, dann können auch kleine Anbieter die Preise auf den Märkten zu ihren Gunsten beeinflussen. Nimmt man beispielsweise eine Situation an, in der die Reservespanne nur 3 Prozent beträgt, dann kann beispielsweise der Erzeuger PG&E (aber auch zahlreiche kleinere, neue

Anbieter) sehr wohl versuchen, die Knappheit zu erhöhen, indem er sein Angebot reduziert. Selbst wenn berücksichtigt wird, dass nicht jeder Preis über den variablen Kosten des Grenzanbieters Marktmacht anzeigt (Kasten 1), muss vermutet werden, dass in Zeiten hoher Nachfrage Marktmacht im kalifornischen System existiert und ausgeübt wird.

Kasten 1: Marktmacht und Grenzproduktionskosten

Der Umstand, dass ein Preis über den variablen (buchhalterischen oder kostenrechnerischen) Produktionskosten des Grenzanbieters liegt, besagt für sich genommen nicht, dass Marktmacht vorliegt:

Erstens gilt, dass ein Preis auch unter den Bedingungen vollständiger Konkurrenz über den variablen Kosten des Grenzanbieters liegen kann, wenn Kapazitätsengpässe bindend sind. In diesem Extremfall liegt der Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragefunktion im senkrechten Teil der Gesamtangebotsfunktion, und der markträumende Preis wird durch die Gebote der Nachfrageseite bestimmt. In diesem Fall können die Anbieterpreisgebote also durchaus bei den (buchhalterischen oder kostenrechnerischen) Produktionskosten liegen und damit unter dem markträumenden Preis.^a

Zweitens gilt in der Praxis, dass bei drohenden Kapazitätsengpässen die wahren variablen Erzeugungskosten extrem steigen. In dieser Situation wird ein Anbieter hohe Preisgebote abgeben, auch wenn er in intensivem Wettbewerb steht (in diesem Fall sind die normalen kostenrechnerischen Produktionskosten nur von geringem Erkenntniswert).

Schließlich gilt drittens, dass rationale Anbieter bei ihren Geboten nicht allein die direkten Grenzkosten ihrer Erzeugung berücksichtigen werden. Die wahren Grenzkosten werden nicht allein durch die Produktionsgrenzkosten bestimmt. Konkret werden die Anbieter die Opportunitätskosten berücksichtigen, die ihnen beim Verkauf in Kalifornien entstünden. Wenn nun, aus welchem Grund auch immer, die Preise in anderen benachbarten Regionen sehr hoch sind, werden die Anbieter ihre Gebote für den kalifornischen Großhandelsmarkt auch unter diesem Gesichtspunkt festlegen, ohne dass dies für sich genommen Marktmacht der betreffenden Anbieter anzeigt.

^aAus diesem Grund müssen gerade bei kleinen Reservemargen, wie sie den kalifornischen Markt kennzeichnen, die bislang vorliegenden Analysen vorhandener Marktmacht mit Vorsicht interpretiert werden. Diese Analysen (z.B. Joskow und Kahn 2000; Borenstein et al. 2000; CAISO 2000b) messen Marktmachtauswirkungen auf die Preise durch die Differenz zwischen einem „competitive price benchmark“ und den realisierten Preisen. Dieses Konzept, das auch dem häufig verwandten Lerner-Index zugrunde liegt, nimmt als „competitive price benchmark“ die Grenzerzeugungskosten des teuersten genutzten Kraftwerks.

Mittlerweile sind einige Analysen zu Marktmachtproblemen im kalifornischen Großhandelsmarkt erschienen, die zwar in Details variieren, aber zusammengenommen diese Vermutung bestätigen: Marktmacht scheint zwar in der überwiegenden Zeit kaum von Relevanz zu sein. In Zeiten sehr hoher Nachfrage kann sie jedoch sehr wohl zu Preisverzerrungen nach oben führen.⁶⁷ Und die Märkte sind seit dem Frühsommer 2000 durch eine durchgängig hohe Nachfrage gekennzeichnet, die durch ein knappes Angebot an Wasserressourcen und hohe Ausfallraten der anderen Kraftwerke ergänzt wird.

⁶⁷ Für den Beobachter sind die Analysen der beim CAISO und der CalPX angesiedelten unabhängigen Marktbeobachtungskomitees bzw. -abteilungen von Interesse (z.B. CAISO 1999a, 2000a, 2000b, 2000c; CalPX 1998, 1999a, 1999b, 2000a, 2000b, 2000c, 2000d). Darüber hinaus sei auf die offiziellen Stellungnahmen der amerikanischen und kalifornischen Regulierungsbehörden und des DOE verwiesen (z.B. CPUC 2000a, 2000d, 2000e; DOE 2000b; EOB 2000; FERC 2000a, 2000b, 2000c, 2000d; Kahn und Lynch 2000). Schließlich widmen sich auch akademische Beiträge seit geraumer Zeit den Vorgängen in Kalifornien (z.B. Borenstein et al. 2000; Bushnell und Wolak 1999; Chandley et al. 2000; Harvey und Hogan 2000b; Joskow und Kahn 2000). Insbesondere den offiziellen Stellungnahmen der Regulierer ist eine bemerkenswerte Zurückhaltung bei der Identifikation konkreter Ausübungen von Marktmachtpositionen zu entnehmen. Dies mag an der geringen empirischen Basis für die Analyse liegen, wird aber vermutlich auch damit zusammenhängen, dass juristische Gründe gegen eine Identifikation konkreter Ausübungen von Marktmachtpositionen durch bestimmte Unternehmen sprechen, würde sich doch in diesem Fall der Regulierer in direkten Handlungszwang begeben, konkret gegen das jeweilige Unternehmen vorzugehen. Generell leidet die Aussagekraft derartiger Analysen derzeit durchgängig daran, dass zahlreiche Daten etwa zum Gebotsverhalten der Erzeuger und Großhändler vertraulicher Natur und daher der Analyse kaum zugänglich sind. Letztlich hat allein die FERC die Kompetenz, die Daten aller relevanten Anbieter zu erheben (Joskow und Kahn 2000: 3, 26). Selbst die CPUC hat nicht die Kompetenz, Informationen von Anbietern außerhalb Kaliforniens zu erheben. Dies wäre aber angesichts ihrer Bedeutung für die Großhandelsaktivitäten in Kalifornien für eine vollständige Analyse notwendig.

Es ist also davon auszugehen, dass seit dem Frühsommer 2000 Marktmacht in signifikanter Höhe vorhanden war und Auswirkungen auf die Marktergebnisse hatte.

Aus der Theorie ist bekannt, dass kapazitätsrestringierter Wettbewerb, selbst wenn er in Form eines reinen Preiswettbewerbs durchgeführt wird (Bertrand-Wettbewerb), zu höheren Preisen führt, als man sie normalerweise bei fehlenden Kapazitätsrestriktionen erwarten würde. Je bindender die Kapazitätsrestriktionen werden, umso höhere Preise sind zu erwarten. Wettbewerbliche Preise nach dem Lehrbuchstandard können sich nur dann ergeben, wenn die Kapazität eines jeden Anbieters problemlos vom Markt genommen werden kann.

Konkret auf das kalifornische Beispiel angewandt, bedeutet dies:⁶⁸ Nur wenn bei den herrschenden Preisen die aktuelle Nachfrage auch dann bedient werden kann, wenn PG&E als größter Anbieter sein Angebot vollständig aus dem Markt zieht, ist ein Preis zu erwarten, der dem normalen Bertrand-Preis entspricht (Preis=Grenzkosten des teuersten Anbieters, der noch zum Zuge kommt). In jedem anderen Fall kann PG&E die Preise auf dem Markt beeinflussen. Bei hinreichend geringer Nachfrage wird dies seinen Gewinn (und den aller anderen Erzeuger) positiv beeinflussen. Unter den tatsächlichen Nachfragebedingungen des Sommers 2000 ist dann auch plausibel zu vermuten, dass nicht allein PG&E Anreizen unterlag, die Preise nach oben zu beeinflussen, sondern auch andere Unternehmen hierfür in Frage kommen, da die aktuellen Reservespannen seit dem Frühsommer 2000 häufig in einem Bereich unter 5 Prozent lagen.

Aus diesem Grund ist es auch nicht überraschend, wenn eine Analyse der Compliance Unit der CalPX (CalPX 2000d: 62 ff.) zeigt, dass es nicht *die* dominanten Anbieter gibt, die die Preise setzen, indem sie das Angebot strategisch verknappen. Anders als etwa im englisch/walisischen Modell, das lange Zeit durch zwei dominante Anbieter gekennzeichnet war, wechseln in Kalifornien sehr häufig die einzelnen Anbieter und Anbietergruppen, die die preisbestimmenden Grenzgebote abgeben.

Deutlich wird somit, dass bei sehr hoher Nachfrage auch relativ kleine Anbieter in der Lage sind, die Preise auf den CalPX- und CAISO-Märkten nach oben hin zu beeinflussen. Und seit dem Frühsommer 2000 konnten auch Anbieter aus anderen Bundesstaaten an dieser Situation nichts entscheidend ändern, da auch sie kaum über freie Kapazitäten verfügten. Das allein ist noch kein Grund zur Besorgnis. Marktmacht dürfte in der Praxis in fast allen Märkten vorliegen in dem Sinne, dass einzelne Anbieter in der Lage sind, Preise zu beeinflussen. Entscheidend ist hingegen, dass die Auswirkungen der Marktmacht unter den gegenwärtigen Bedingungen des kalifornischen Strommarkts erheblich zu sein scheinen. Das liegt daran, dass sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageelastizität in den Märkten extrem niedrig ist:

Die *Angebotselastizität* anderer Anbieter im Strommarkt entscheidet darüber, ob der betreffende Anbieter Preissetzungsspielräume nach oben hat oder ob andere Anbieter bei geringen Preiserhöhungen bereit und in der Lage sind, ihre Mengen deutlich zu erhöhen. In diesem Fall einer hohen Preiselastizität der anderen Anbieter ist der Versuch eines einzelnen Anbieters, seinen Gewinn durch Angebotsverknappung zu erhöhen, selten von Erfolg gekrönt. Dieser Fall scheint jedoch in Spitzenlastphasen nicht relevant zu sein: Die Angebotselastizität der anderen Anbieter ist als nur gering anzunehmen.

Ähnliches gilt auch für die *Nachfrageelastizität*, die als kurzfristig sehr klein einzuschätzen ist. Hierauf wird im nächsten Abschnitt unter dem Gesichtspunkt der Nachfrageelastizität auf kurz- und langfristigen Großhandelsmärkten und in Abschnitt D.IV.2 unter dem Gesichtspunkt der Endnachfrageelastizität und deren Zusammenhänge mit der Endpreisregulierung ausführlicher eingegangen.

⁶⁸ Die Darstellung ist sehr vereinfacht. Tatsächlich ist die von CalPX veranstaltete Börse nicht durch einen reinen Preiswettbewerb gekennzeichnet, sondern durch den Wettbewerb mit Angebotsfunktionen. Die Berücksichtigung dieser Komplikation würde die generelle Aussage, dass bei hoher Nachfrage Preise über Grenzkosten zu erwarten sind, aber nur verstärken.

b. *Marktmacht und längerfristiger Handel*

Die Marktergebnisse auf den kurzfristigen Märkten in Kalifornien sind auch in diesem Licht wenig überraschend und bestätigen, dass hohe Nachfrage unter den kalifornischen Bedingungen zu deutlichen Strompreissteigerungen auf den kurzfristigen Märkten führen *muss*. Die Frage, die sich unmittelbar anschließt, lautet, welche Möglichkeiten für die Nachfrager zur Verfügung stehen, um sich vor diesen Preissteigerungen zu schützen.

Hierzu sei die Nachfrage etwas genauer betrachtet. Faktisch ist der überwiegende Teil der Endnachfrager bis heute vor den Preisentwicklungen auf den Großhandelsmärkten umfassend geschützt: Die Belieferung der Kunden von SCE und PG&E unterliegt immer noch der zu Beginn der Reformen etablierten Preisregulierung, die eine Preisobergrenze in Höhe der Preise vom 10. Juni 1996 (minus 10 Prozent für kleinere Kunden) vorsieht.⁶⁹ Die Endkunden von SCE und PG&E unterliegen also keinerlei Anreizen, sich selbst vor Preissteigerungen zu schützen. Dies hat bereits der Gesetzgeber für sie erledigt.

Von Interesse ist hierbei natürlich, zu wessen Lasten dieser Schutz der Endkunden von SCE und PG&E geht; irgendeine Partei muss ja die hohen Kosten des Großhandelsstroms bezahlen. Zur Beantwortung dieser Frage sei zunächst die Situation vor den Preissteigerungen seit dem Sommer 2000 betrachtet: Die positive Differenz zwischen den niedrigen Großhandelspreisen und der durch die Preisobergrenze definierten maximalen Energiekomponente der Endkundenpreise floss als CTC in ein Konto, aus dem die „stranded costs“ des jeweiligen Unternehmens bezahlt wurden. Insofern hatten die alteingesessenen Unternehmen PG&E und SCE ein ausgeprägtes Interesse an niedrigen Großhandelspreisen. Nur diese erlaubten eine zügige Finanzierung der „stranded costs“ (auf den Fall SDG&E wird anschließend eingegangen). Letztlich ging die Differenz also bis zum Sommer 2000 *zu Gunsten* von PG&E und SCE. Daran hat sich im Prinzip nichts geändert, nur dass die Differenz seitdem negativ ist. Die hohen Großhandelspreise gehen also mittlerweile *zu Lasten* von PG&E und SCE.⁷⁰

PG&E und SCE sind also, zumindest solange ihre Endkundenpreise der Preisobergrenze unterliegen, starken Anreizen ausgesetzt, sich gegen die hohen Preise abzusichern.⁷¹ Im Prinzip könnte erwartet werden, dass sie ihre Strombezüge auf dem Großhandelsmarkt via längerfristige Terminverträge oder Terminkontrakte abgesichert haben, da die Knappheiten für sie nicht ganz unerwartet gekommen sein können. Dieses Hedging wäre vermutlich rational gewesen, weil die längerfristigen Terminpreise bis zum Sommer 2000 recht niedrig waren und die Finanzierung der „stranded costs“ via CTC sichergestellt hätten. Normale Risikoaversionsgründe hätten also auf der *Nachfrageseite* Anreize zum Abschluss derartiger Verträge geschaffen. Außerdem ist aus der Theorie bekannt, dass die Existenz von Terminverträgen einen preissenkenden Einfluss auf die kurzfristigen Märkte ausüben kann.⁷² Auch dies hätte den IOU Anreize gegeben, längerfristige Terminverträge zu schließen.

⁶⁹ Hieran hat sich durch die geringfügige Anhebung dieser Preisobergrenze durch die CPUC im Januar 2001 nichts Wesentliches geändert.

⁷⁰ Es ist eine Ironie der Entwicklungen seit 1996, dass die jüngst deutlich gestiegenen Preise auf der Großhandelsebene auch diejenigen kalifornischen Kraftwerke als höchst profitabel erscheinen lassen könnten, die zu Beginn der Reformen als unwirtschaftlich eingeschätzt wurden. Allerdings sind diese Kraftwerke mittlerweile, dem Willen des Gesetzgebers folgend, zu einem großen Teil verkauft worden. Die jetzt hiermit zu realisierenden Gewinne fließen den neuen Eignern zu, während die vorher ermittelten „stranded costs“ via CTC von den Endkunden zum großen Teil bereits bezahlt worden sind. Letztlich fand somit — ex post betrachtet — eine wohl nicht unbeträchtliche Umverteilung zwischen Endkunden und den neuen Erzeugern statt.

⁷¹ Dies galt bis zum Sommer 1999 auch für SDG&E. Seit Wegfall ihrer ursprünglichen Preisobergrenze dürfte sich dieser Anreiz deutlich reduziert haben.

⁷² Die Existenz längerfristiger Terminverträge hat, vereinfacht formuliert, einen Einfluss auf das Gebotsverhalten der Anbieter auf den kurzfristigen Märkten: Sie bieten aggressiver, weil längerfristige Verträge die relevanten Grenzerträge zusätzlicher (auf den kürzerfristigen Märkten verkauften) Mengen erhöhen. Bei gegebenen Grenzkosten werden also Anbieter, die einen Teil ihrer Erzeugungsmengen bereits zu festen Preisen auf Termin verkauft haben, größere Mengen (oder identische Mengen zu geringeren Preisen) anbieten als Anbieter, die noch keine Menge auf Termin verkauft ha-

Das allein erklärt aber noch nicht, warum die *Anbieter* vermutlich bereit gewesen wären, derartige Verträge zu schließen. Immerhin müssten sie um diese Zusammenhänge wissen und hätten insofern möglicherweise keine Terminverträge schließen wollen. Aber: Den Anbietern stehen die alteingesessenen Unternehmen als große Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt gegenüber. Insofern kann wohl davon ausgegangen werden, dass auch die Nachfrager über ein gewisses Ausmaß an Verhandlungsmacht verfügen. Auf den kurzfristigen Märkten können sie diese Verhandlungsmacht kaum ausnutzen. Auf den längerfristigen Märkten muss und wird dies nicht so sein. Da sie somit als Nachfrager auf diesen Terminmärkten eine stärkere Verhandlungsmacht als auf den kurzfristigen Märkten haben, kann vermutet werden, dass sie für sich vorteilhafte Terminverträge hätten schließen können (ähnlich: Wolak 1999 und CAISO 2000b).

Mit anderen Worten: Die Marktmacht der Anbieter resultiert wesentlich aus der kurzfristig inelastischen Nachfrage. Auf den Terminmärkten hingegen ist die Nachfrage sehr viel preiselastischer, die Marktmacht der Anbieter also niedriger. Aus diesem Grund kann vermutet werden, dass die Anbieter sich in dem klassischen wettbewerblichen Gefangenendilemma befinden: Zwar würden sie sich alle besser stellen, wenn keiner einen längerfristigen Vertrag mit den Nachfragern auf dem Großhandelsmarkt schließen würde. Solange sie aber kein glaubwürdiges Kartell schließen können, unterliegen sie individuell Anreizen zum Abschluss derartiger Verträge.⁷³ Es kann also vermutet werden, dass längerfristige Terminmärkte in der Lage sind, die Effizienz auf den kürzerfristigen Märkten und damit generell im Stromhandel zu erhöhen. Tatsächlich wurden aber derartige Absicherungsverträge (hedging) nicht geschlossen.

Die Frage, warum die Nachfrager dies unterließen, ist einfach zu beantworten: Sie durften es nicht. Die drei großen alteingesessenen Unternehmen wurden durch die CPUC und den Gesetzgeber dazu verpflichtet, ihren gesamten Strombedarf für die Belieferung ihrer Endkunden via CalPX zu decken. Diese Bezugspflicht implizierte in der Auslegung der CPUC, dass die Endverkaufsunternehmen nur am Day-ahead- und Day-of-Markt der CalPX partizipieren durften. Selbst als CalPX in 1999 den Markt für „block forwards“ als längerfristigen Terminmarkt schuf, waren die drei alteingesessenen Unternehmen von diesem neuen Markt ausgeschlossen. Sie standen also im Frühsommer 2000 den Preissteigerungen etwas hilflos gegenüber:

- Auf der einen Seite verfügten sie kaum noch über eigene Kraftwerke, konnten also als Anbieter von den hohen Preisen kaum profitieren, konnten aber als Anbieter die Preiserhöhungen auch nicht wesentlich begrenzen (SDG&E ist aufgrund ihrer vernachlässigbaren Kapazität in Tabelle 14 gar nicht ausgewiesen, SCE liegt an neunter Stelle der Erzeugungsunternehmen (ohne Kernkraft)). Die unabhängigen Erzeuger sind hingegen die großen Gewinner der Preissteigerungen.
- Auf der anderen Seite verschlechtern die hohen Preise die Gewinnsituation als Endverkaufsunternehmen: Sie verhindern faktisch die Erhebung der CTC und damit die Erstattung der „stranded costs“. erinnert sei in diesem Zusammenhang daran, dass PG&E und SCE nur noch bis zum 31. Dezember 2001 Zeit haben, die CTC zu erheben. Alle Beträge an „stranded costs“, die zu diesem Zeitpunkt noch offen sind, wären endgültig uneinbringlich. Doch dies ist nicht das einzige Problem: Selbst wenn sie die „stranded costs“ als faktisch abgeschrieben betrachten würden, sind ihre Preise, wenn es nach den Buchstaben des Restrukturierungsgesetzes von 1996 geht, im Extremfall (in dem die Preise auf einem weiterhin hohen Niveau blieben) bis zum 31. Dezember 2001 an die Preisober-

ben. Vgl. zu einer ähnlichen Argumentation die Analyse des CAISO Market Surveillance Committee: CAISO (2000b: 6), vgl. für die Erfahrungen im englisch/walisischen Pool, die Indizien für die Relevanz der obigen Argumentation liefern, Kumkar (1994: 106).

⁷³ Beginnend vor allem mit der Dissertation von Allaz (1987) entwickelte sich mittlerweile eine Literatur zur Frage, inwieweit Terminmärkte die Effizienz von Spotmärkten verbessern können (vgl. z.B. Allaz und Vila 1993; Green 1999; Newbery 1998).

grenze gebunden.⁷⁴ Das heißt dann aber, dass sie aktuell weiterhin Verluste einfahren, die über die (Rest-)Abschreibungssumme der „stranded costs“ hinausgehen. Nach Angaben von PG&E und SCE betragen die bis zum Dezember 2000 hierdurch verursachten Verluste rund knapp 5 Mrd. Dollar (FERC 2000d: 10; *International Herald Tribune*, Electric Firms Accused Of Creating Shortages, vom 14. November 2000). Mittlerweile hat diese Situation zu deutlichen Herabstufungen der IOU auf den Anleihemärkten geführt, die für einen Teil der derzeitigen Probleme mitverantwortlich sind.

Die CPUC hat auf diese für SCE und PG&E missliche Situation erstmals im Juni 2000 reagiert. Zwar hat sie die Bezugspflicht für den CalPX-Handel nicht aufgehoben. Aber immerhin können PG&E und SCE seit Juni 2000 nicht allein am Day-ahead- und am Day-of-Market der CalPX partizipieren, sondern dürfen auch — sehr begrenzte — Mengen Strom via Block-forwards-Markt (BFM) der CalPX handeln (CPUC 2000f). In der Periode von Juni 2000 bis September 2000 hatte PG&E eine mengenmäßige Obergrenze von 3 000 MW, SCE hatte anfangs eine Obergrenze von rund 2 200 MW, die dann im Juli auf 5 200 MW angehoben wurde (CAISO 2000a: 22). Auch SDG&E darf mittlerweile am BFM teilnehmen und besitzt eine eigene Mengengrenze in Höhe von 1 900 MW (CEM 2000b: 5).

Nach erheblichen Diskussionen in der Öffentlichkeit ist die CPUC mittlerweile noch weiter gegangen:

- Erstens erlaubte sie in der Juni-Entscheidung auch den Kauf von anderen Strombörsen, die allerdings vorher von ihr als „qualified“ eingestuft sein müssen (zur Definition vgl. CPUC 2000f: 39).⁷⁵ Die CPUC (2000f: 41) weist in ihrer diesbezüglichen Entscheidung darauf hin, dass sie selbst nicht mit einem derartig schnellen Aufbau von zur CalPX alternativen Strombörsen gerechnet hat und insbesondere von der bereits 1996 stattgefundenen Gründung der APX überrascht wurde.⁷⁶ Drei Jahre nach der Gründung einer zur CalPX alternativen Strombörse hatte die CPUC im Juni unter dem Druck der Ereignisse eine Lockerung der CalPX-Teilnahmepflicht zumindest begonnen.⁷⁷ In dieser Entscheidung vom Juni wiederholt die CPUC aber zweierlei: Zum einen betont sie, dass sie weiterhin daran festhält, die Beschaffung der drei alteingesessenen Unternehmen auf den Großhandelsmärkten regulieren zu müssen. Zum anderen gilt diese Notwendigkeit bis zum Ende der Übergangsperiode, aus Sicht der CPUC bis zum 1. April 2002 (CPUC 2000f: 102), und zwar unabhängig

⁷⁴ Die Preisobergrenze gilt bis zu dem Zeitpunkt, an dem die CTC nicht mehr erhoben wird, weil die „stranded costs“ finanziert sind. Da die „stranded costs“ aber, wenn die Preise weiterhin hoch sind, nicht durch die CTC finanziert werden können, wird die Preisobergrenze bis zum Verfalltag weiter gelten. Ob die Politik auf diese „Zwickmühle“, in der SCE und PG&E stecken, längerfristig noch reagieren wird, wird hier nicht diskutiert, sondern es wird von der derzeit gegebenen rechtlichen Situation ausgegangen.

⁷⁵ Interessanterweise segnete die CPUC in dieser Entscheidung erstmals nachträglich und eher „nebenbei“ auch den Kauf von Strom via CAISO-Ausgleichshandel ab. Dessen tatsächlicher Umfang warf für den Beobachter allerdings die Frage auf, inwieweit er mit den ursprünglichen Bestimmungen der CPUC-Entscheidung von 1995 und dem Umstrukturierungsgesetz von 1996 vereinbar war, die eindeutig eine Bezugspflicht von den CalPX-Märkten definierten.

⁷⁶ Die Automated Power Exchange (APX) legt bislang ihren Schwerpunkt auf so genannten grünen Strom, weil der organisierte Markt für normalen Strom angesichts der auch regulierungsbedingten Dominanz der CalPX noch vergleichsweise illiquide ist (vgl. die Website der APX: www.apx.com). Die CPUC hat nach eigenem Bekunden auch nicht vorhergesehen, dass der CAISO-Handel derartige Volumina annehmen würde (CPUC 2000f: 46).

⁷⁷ Bemerkenswerterweise scheint diese Entscheidung der CPUC im Widerspruch zu einer Bestimmung des Public Utility Codes (kalifornisches Regulierungsgesetz, das die Kompetenzen der CPUC definiert) zu stehen. Diese (zeitlich nach dem Umstrukturierungsgesetz von 1996 eingefügte) Bestimmung lautet: „355.1. The commission may investigate issues associated with multiple qualified exchanges. If the commission determines that allowing electrical corporations to purchase from multiple qualified exchanges is in the public interest, the commission shall prepare and submit findings and recommendations to the Legislature on or before June 1, 2001. Prior to June 1, 2001, the commission may not implement the part of any decision authorizing electrical corporations to purchase from exchanges other than the Power Exchange. That portion of any decision of the commission adopted prior to January 1, 2001, but after June 1, 2000, authorizing electrical corporations to purchase from multiple qualified exchanges, may not be implemented.“ Mir ist keine Entscheidung des kalifornischen Gesetzgebers bekannt, die die besagte Entscheidung der CPUC bestätigt.

von der Frage, ob tatsächlich noch eine CTC erhoben wird und daher die Preisobergrenze fortgilt oder nicht. Konkret argumentiert sie dahingehend, dass nur durch die Ankaufsregulierung hinreichend transparente Märkte gewährleistet wären, also auch die Ankaufsregulierung für SDG&E beibehalten werden müsse, obwohl diese keiner Preisobergrenze für den Endverkauf mehr unterlag (CPUC 2000f: 52).⁷⁸ Danach soll dann aber gelten: „... we will remove any and all mandatory buy requirements“ (CPUC 2000f: 31).

- Zweitens dürfen PG&E und SCE seit einer CPUC-Entscheidung im August 2000 sogar bilaterale Verträge mit Stromanbietern abschließen (CPUC 2000c), seit einer ergänzenden Entscheidung im September auch SDG&E (CPUC 2000d). Nach dem bisherigen Vorgehen der CPUC überrascht es allerdings wenig, dass der Abschluss derartiger Verträge Restriktionen unterliegt, die vor allem darin bestehen, dass die oben erwähnten quantitativen Obergrenzen auch für die bilateralen Verträge gelten: BFM-Handel und bilaterale Verträge dürfen zusammengenommen die Grenzen von 3 000 MW (PG&E) bzw. 5 200 MW (SCE) nicht überschreiten.⁷⁹ Darüber hinaus gilt, dass nur Verträge abgeschlossen werden dürfen, die bis spätestens 31. Dezember 2005 auslaufen. Schließlich unterliegen die Konditionen der Verträge der Überwachung durch die CPUC. Insgesamt betont die CPUC in ihrer Entscheidung, dass sie großen Wert darauf lege, dass die Markttransparenz weiterhin gegeben ist und dass daher der Anteil der bilateralen Transaktionen weiterhin und bis zum Ende der gesetzlich fixierten Übergangsperiode (1. April 2002) begrenzt werden muss.

Festzuhalten bleibt, dass die Regulierungsvorschriften und hierbei insbesondere die Bezugspflicht von der CalPX die Entwicklung von Absicherungsinstrumenten behindert haben und immer noch behindern. Dies ist deswegen von besonderer Brisanz, weil reale Knappheiten den Markt prägen und aus diesem Grund die kurzfristigen Preise sehr hoch liegen. Die drei alteingesessenen Unternehmen konnten sich wegen dieser Bezugspflicht nicht gegen die Strompreisentwicklungen absichern. Zusätzlich kann vermutet werden, dass diese Regulierungsvorschriften indirekt negative Auswirkungen auf die Nachfrager hatten, die nicht von den drei alteingesessenen Unternehmen beliefert wurden. Grund für die Vermutung ist, dass die drei Unternehmen als immer noch größte Nachfrager auf den Großhandelsmärkten nicht als Nachfrager von Termin- und Optionsverträgen auftreten konnten. Angesichts der hierdurch reduzierten Liquidität der Absicherungsmärkte können sich die Handlungsmöglichkeiten auch für diejenigen Nachfrager verschlechtert haben, die Anreize und Möglichkeiten zur Partizipation an solchen Märkten haben.

2. Geringe Endnachfrageelastizität und die Rolle der Endpreisregulierung

Die eben genannten Möglichkeiten der Nachfrageseite, sich gegen die Gefahr hoher Strompreise abzusichern, sind natürlich nicht die einzigen zur kurz- und mittelfristigen Entschärfung der Problematik. Wenn es richtig ist, dass sowohl die Höhe der Knappheits- als auch der Marktmachtrenten entscheidend von der niedrigen Reservemarge bestimmt wird, dann besteht die im Prinzip zu erwartende Antwort der Nachfrager auf hohe Preise in der Reduktion ihrer Nachfrage.

Das Problem im Stromsektor liegt allerdings in der sehr inelastischen kurzfristigen Nachfrage der Stromverbraucher. Dies hängt u.a. mit der bisherigen technischen Ausstattung der Haushalte zusammen. Den Verbrauchern ist der jeweils aktuelle Preis auf dem Großhandelsmarkt nicht bekannt. Und

⁷⁸ Diese hier vorgenommene Definition der Übergangsperiode bis zum 1. April 2002 weicht auffällig von einer anderen Definition der CPUC ab, in der sie „Übergangsperiode“ und „Wegfall der Preisobergrenze“ als austauschbare Begriffe definiert. Hiernach müsste die Ankaufsregulierung und damit auch die Zwangspartizipation wegfallen, sobald die Preisobergrenze nicht mehr gilt, da in diesem Fall auch die Übergangsperiode beendet ist (CPUC 1999a: 2).

⁷⁹ Die physische Erfüllung der Lieferverträge muss via CalPX erfolgen. Praktisch ist das derart vorstellbar, dass die Strommengen mit einem Preis von null auf dem Day-ahead- oder Day-of-Markt angeboten werden.

selbst wenn dem Endnachfrager jederzeit der aktuelle Preis auf der Großhandelsebene signalisiert werden würde, wäre kaum zu erwarten, dass der Nachfrager etwa durch sofortiges Abschalten mehrerer Strom verbrauchender Geräte in seinem Haushalt reagiert: Zwar dürfte eine dezentrale automatische Laststeuerung bei dem heutigen Stand der Technik durchaus in vielen Fällen theoretisch effizient sein. Selbst in privaten Haushalten ist es beispielsweise vorstellbar, dass der Kühlschrank kurzzeitig automatisch abgestellt wird, wenn der aktuelle kurzfristige Strompreis relativ hoch ist.⁸⁰ Nur: Mit derartigen Geräten sind die Haushalte derzeit nicht ausgestattet. Hierzu bestand in der Vergangenheit auch kein Anlass. Die Nachfrager bekamen ihren Strom zu Durchschnittspreisen, nicht zu kurzfristigen Knappheitspreisen geliefert. Dies impliziert nichts anderes, als dass die kurzfristige Elastizität der Nachfrage auf Großhandelspreisänderungen zumindest bei Haushaltskunden extrem niedrig, praktisch null, ist.

An dieser Situation hat sich für die meisten Kunden in Kalifornien seit Beginn der Reformen nichts geändert: Sie erhalten ihren Strom weiterhin zu festen Konditionen, die durch die gesetzliche Preisobergrenze festgelegt werden, unabhängig davon, dass die Großhandelspreise insgesamt extrem gestiegen sind, unabhängig auch davon, dass die tatsächlichen Kosten der Strombereitstellung je nach Systemnachfrage sehr deutlich schwanken.

Das vollständige, von der Regulierung erzwungene Hedging ist somit zumindest mitverantwortlich dafür, dass die Nachfrage auf der Einzelhandelsebene extrem wenig von den Preisen auf der Großhandelsebene beeinflusst wird. Und da die Nachfrage auf der Großhandelsebene eine abgeleitete Nachfrage ist und die alteingesessenen Unternehmen weiterhin eine Versorgungspflicht gegenüber ihren Endkunden haben, ist auch die Gesamtnachfrage auf den Großhandelsmärkten extrem preisunelastisch.

Für die überwiegende Zahl der Nachfrager besteht somit gegenwärtig weder die Möglichkeit noch ein Anreiz, auf die Preissteigerungen auf der Großhandelsebene zu reagieren. Das heißt aber auch, dass sie generell keinen senkenden Einfluss auf die Preise ausüben.

Es gibt zwar einige Nachfrager, die bereits heute zumindest im Grundsatz über Anreize verfügen, ihre Nachfrage nach den aktuellen Preisen auf der Großhandelsebene auszurichten. Dies sind erstens einige Großkunden, die entsprechende Lieferverträge abgeschlossen haben. Deren quantitative Bedeutung scheint aber nach den vorliegenden Informationen bislang gering zu sein; selbst wenn sie über die technische Ausrüstung verfügen würden, die eine dezentrale Laststeuerung unterstützen könnte, muss der Einfluss dieser Nachfrager auf die Gesamtnachfrage als gering eingeschätzt werden. Eine zweite (ebenfalls relativ kleine) Gruppe an Nachfragern wird durch die Kunden von SDG&E gebildet. Deren Belieferung unterlag im Sommer 2000 keiner regulierten Preisobergrenze mehr. Sie beziehen aber ihren Strom weiterhin ganz überwiegend zu Durchschnittspreisen. Offenbar haben die in den letzten Jahren recht konstanten und eher sinkenden niedrigen Strompreise das Bewusstsein über die „Gefahren“ des neuen Markts kaum geschärft. Vermutlich ist auch aus diesem Grund die Wechselrate zu alternativen Anbietern mit möglicherweise „intelligenteren“ Stromtarifen, wie oben erwähnt, bislang relativ niedrig. Die SDG&E-Kunden mussten somit zwar die hohen Großhandelspreise bislang mittragen, unterlagen aber kaum Anreizen, die Spitzenlastsituationen zu entschärfen.⁸¹

⁸⁰ Dies sei als nur ein Beispiel dafür genannt, dass Strom selbst zwar nur unter sehr hohen Kosten gespeichert werden kann (Batterien, Speicherkraftwerke), dass aber für Nachfrager sehr wohl Möglichkeiten bestehen, die vom Strom gelieferte Energie in anderer Form speichern zu können. Ein anderes bekanntes Beispiel sind Nachtspeicherheizungen, die im Normalfall problemlos für kürzere Zeit vom Netz genommen werden könnten. Dies zeigt: Zwar kann Strom im Regelfall nicht über ein Warteschlangenverfahren *zentral* rationiert werden (anders als etwa im Fall der Telekommunikation), *dezentral* sind Warteschlangenverfahren aber durchaus einsetzbar.

⁸¹ Die jüngst wieder eingeführte Regulierung für die Endpreise der SDG&E-Kunden (Abschnitt E.II) wird diese Situation vermutlich zeitlich verlängern.

Zusammenfassend muss festgehalten werden, dass die Nachfrageelastizität in Kalifornien derzeit extrem niedrig ist.⁸² Die jetzige Form der Endpreisregulierung in Verbindung mit der Ankaufspflicht der alteingesessenen Unternehmen hat diese niedrige Nachfrageelastizität mitverursacht und ist insofern auch für die hohen Preise auf den Großhandelsmärkten mitverantwortlich.

V. Zusammenfassung: Ursachen der Preissteigerungen

In diesem Kapitel wurden einige Ursachen der Preissteigerungen beleuchtet. Zu ihnen zählen Knappheiten, kurzfristige Kostensteigerungen, Marktdesignprobleme und unmittelbares Regulierungsversagen in Bereichen auf der Nachfrageseite.

Erstens gilt es unter dem Gesichtspunkt der *Knappheiten* festzuhalten, dass die Nachfrage im gesamten Westen der Vereinigten Staaten und in Kalifornien im Speziellen seit dem Frühjahr 2000 extreme Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark und die Transportnetze stellte. Die beobachtbaren Preissteigerungen hätten bei anderer Wetterlage grundsätzlich bereits in 1998 und 1999 auftreten können. Die Kombination eines veralteten Kraftwerksparks mit einer aktuell sehr hohen Nachfrage lässt Knappheiten spürbarer werden. Bei gegebenen Kostenstrukturen für die Stromerzeugung sind unter diesen Umständen Preissteigerungen wenig überraschend. Zum einen dienen die höheren Preise der notwendigen Rationierung der Nachfrage, zum anderen werden Kraftwerke mit höheren variablen Kosten angefahren. Schließlich kann auch erwartet werden, dass sich etwaige Marktmachtpositionen mit zunehmenden Knappheiten in Erzeugung und Transport eher in höhere Preise umsetzen lassen.

Dabei sind diese Knappheiten ein langfristig gewachsenes Problem, an dem die Regulierungspolitik der Vergangenheit, aber auch die derzeitige nicht ganz unschuldig ist. Zuvorderst ist es dem generell seit den Ölpreiskrisen gewachsenen Regulierungsrisiko zu verdanken, dass die Stromunternehmen bereits über viele Jahre vor den Reformen keine Neubauten erstellten und den Kraftwerkspark veralten ließen. Den sehr komplexen und langwierigen kalifornischen Genehmigungsverfahren ist es aktuell zuzuschreiben, dass noch kein neues Kraftwerk ans Netz gegangen ist, wengleich möglicherweise auch auf Seiten der Unternehmen angesichts der anfänglichen Preisentwicklungen keine Eile geboten schien. Den verfügbaren Informationen zufolge ist aber mit dem ersten Hochfahren neuer Kraftwerke im Verlauf des Jahres 2001 zu rechnen. Es kann also gehofft werden, dass sich die Knappheitssituation auf absehbare Zeit entspannen wird.

Zweitens sind die im Jahr 2000 deutlich gestiegenen Erdgaspreise und vor allem die gestiegenen Emissionskosten für erhebliche *kurzfristige Kostensteigerungen* verantwortlich. Sie dürften von der Angebotsseite her einen nicht unbeträchtlichen Teil der Preissteigerungen erklären.

Drittens sind auch einige *Marktdesignprobleme* erkennbar, die ihren Teil zu den Preissteigerungen beisteuern. Wenn die Erzeuger beispielsweise damit rechnen können, zusätzliche Zahlungen via Bereitstellung von Ersatzreserve zu erhalten, wird dies ihre Bereitschaft reduzieren, ihren Strom via normalen Stromhandel zu verkaufen. Sehr Ähnliches gilt für die Out-of-Market-Käufe des CAISO und für Lieferungen im Rahmen der RMR-Verträge. Insgesamt gilt aber zu beachten, dass kleine Verbes-

⁸² Das besagt nicht, dass die Nachfrageelastizität auf allen Märkten niedrig ist. Sie ist gerade im CalPX-Day-ahead-Markt relativ hoch (Earle 2000). Dies dürfte sich nicht zuletzt in dem relativ hohen Umfang des Ausgleichshandels niederschlagen. Entscheidend ist aber, dass die Nachfrageelastizität im Ausgleichsmarkt extrem niedrig ist. Dies ist der ultimative „Markt der letzten Instanz“, der letztendlich auch die Preise auf dem kurzfristigen Terminmarkt der CalPX wesentlich mitbestimmt. Diese Aussage steht nicht im Widerspruch zu der Aussage, dass die Existenz von Terminmärkten, also auch der CalPX-Märkte, insgesamt die Preise senken kann, verglichen mit dem hypothetischen Zustand, in dem nur über den Ausgleichsmarkt gehandelt werden könnte. Anbieter bieten im Ausgleichshandel u.U. aggressiver, wenn sie einen Teil ihrer Erzeugung bereits via CalPX verkauft haben (vgl. hierzu die Ausführungen zu preissenkenden Effekten von Terminmärkten in Abschnitt D.IV.1).

serungen des Designs dieser Märkte nichts daran ändern können, dass kurzfristige Märkte mit kurzfristig marktmächtigen Unternehmen auf der Anbieterseite diesen eine enorme Verhandlungsmacht geben. Die zum Zweck der Begrenzung von Marktmachtausübung geschaffene Preisobergrenze des CAISO löst diese Marktmachtprobleme nicht effektiv. CAISO kann sich nämlich den Anbietern gegenüber bislang nicht glaubwürdig darauf verpflichten, die eigene Preisobergrenze durchzusetzen. Es ist nicht völlig auszuschließen, dass die Preisobergrenze die effektiven Preise in einigen Situationen sogar erhöht hat. Die auch regulierungsbedingt geringe Flexibilität des Marktdesigns hat dazu beigetragen, dass erkannte Probleme nur schwer und mit erheblicher Zeitverzögerung angegangen wurden.

Viertens bleibt festzuhalten, dass auch Bereiche des *Regulierungsversagens auf der Nachfrageseite* identifiziert werden können, die die Defizite auf der Angebotsseite ergänzen. Zuvorderst ist die CalPX-Bezugspflicht der alteingesessenen Unternehmen für den Umstand verantwortlich, dass die Entwicklung von Absicherungsinstrumenten gegen die hohen kurzfristigen Strompreise unter den Möglichkeiten bleibt, die normalerweise realisiert werden können. Die drei alteingesessenen Unternehmen konnten sich daher nicht gegen die Strompreisentwicklungen absichern. Angesichts der hierdurch reduzierten Liquidität der Absicherungsmärkte können sich die Handlungsmöglichkeiten auch für die Nachfrager verschlechtert haben, die Anreize und Möglichkeiten zur Partizipation an solchen Märkten haben. Hinzu kommt, dass die Regulierung mitverantwortlich dafür ist, dass die Nachfrageelastizität in Kalifornien derzeit extrem niedrig ist. Diese niedrige Nachfrageelastizität selbst ist eine Ursache der hohen Strompreise auf dem Großhandelsmarkt.

E. Reaktionen des Gesetzgebers und der Regulierer auf die Situation im Jahr 2000: Jüngste Änderungen des Ordnungsrahmens

Die Betrachtung der Problemursachen im letzten Abschnitt legt einige Lösungsmöglichkeiten nahe. Dabei können diese direkt an der Angebotsseite, direkt an der Nachfrageseite oder beim Design einzelner Märkte ansetzen. Zu denken ist in diesem Zusammenhang unter anderem an:

- Erleichterung des Baus von Kraftwerken und Transportanlagen zur Senkung der realen Knappheiten;
- Erhöhung der Nachfrageelastizität, um kurzfristig Spitzenlastsituationen zu entschärfen und langfristig die Nachfrage auf ein effizientes Maß zu rationieren;
- Verbesserung der Absicherungsmöglichkeiten für die Nachfrager mit dem Ziel der Begrenzung von Marktmacht der Erzeuger; hierbei kommt insbesondere die Abschaffung der Zwangsteilnahme der alteingesessenen Stromunternehmen an der zentralen Strombörse CalPX in Frage;
- Einführung einer anderen Preisregulierung für den Großhandelsmarkt, die Marktmachtrenten begrenzt, ohne Knappheitsrenten zu beseitigen. Dabei kann u.a. eine regionale Preisobergrenze oder eine gezielte Regulierung einzelner Erzeuger erwogen werden;
- Erhöhung der Flexibilität des Marktdesigns, d.h. eine institutionelle Ausgestaltung von CalPX und CAISO, die diesen bessere und schnellere Entscheidungen bei erkannten inhaltlichen Defiziten erlaubt oder sie hierzu zwingt. Dies erfordert eine weniger intensive Regulierung der institutionellen Ausgestaltung dieser Organisationen durch die Regulierer, eine u.U. geänderte Entscheidungsstruktur innerhalb der Organisationen und eine größtmögliche Konkurrenz durch andere Institutionen, also vor allem andere Strombörsen, um den Entscheidungsdruck auf CalPX und CAISO zu erhöhen.

In der öffentlichen Diskussion um die Entwicklungen im kalifornischen Stromsektor schlagen sich diese Lösungsansätze in unterschiedlicher Weise nieder. Im Folgenden wird auf die Reaktionen seitens der Bundesregulierungsbehörde FERC und auf die Reaktionen der kalifornischen Entscheidungsträger

eingegangen. In beiden Fällen werden Einschätzungen zur Angemessenheit der getroffenen Entscheidungen gegeben. Insbesondere wird die Frage beleuchtet, inwieweit die bereits ergriffenen Maßnahmen die Problemlösung behindern könnten, indem sie die zugrunde liegenden Probleme eher verschärfen denn lösen.

I. Die Verordnung der FERC vom Dezember 2000

Die FERC hatte im Frühsommer 2000 eine Untersuchung der Entwicklungen in den regionalen Großhandelsmärkten der Vereinigten Staaten eingeleitet und hiermit auch auf die Entwicklungen im kalifornischen Markt reagiert (FERC 2000b). Mittlerweile sind die im Rahmen dieser Untersuchung erstellten Berichte des FERC-Stabs vorgelegt worden.⁸³ Auf die Schlussfolgerungen, die die FERC aus dieser Untersuchung für die Situation in Kalifornien gezogen hat, wird in diesem Abschnitt eingegangen.

Zeitgleich mit der Vorlage der Berichte ihres Stabs hatte die FERC am 1. November 2000 einen umfassenden Verordnungsentwurf vorgelegt, der die aus ihrer Sicht notwendigen weiteren Schritte darlegte. Mitte Dezember hat sie, wie beabsichtigt (FERC 2000d: 43), ihre endgültige Verordnung unter dem Titel „Order Directing Remedies for California Wholesale Electricity Markets“ beschlossen (FERC 2000f). Zur Einordnung des dort gewählten Ansatzes sei eine bemerkenswerte Passage des Verordnungsentwurfs zitiert:

„The Commission finds in this order that the electric markets structure and market rules for wholesale sales of electric energy in California are seriously flawed and that these structures and rules, in conjunction with an imbalance of supply and demand in California, have caused, and continue to have the potential to cause, unjust and unreasonable rates for short-term energy (day-ahead, day-of, ancillary services and real-time energy sales) under certain conditions“ FERC (2000d: 3).

Dies ist die zentrale These der FERC zu den Vorgängen in Kalifornien; auf der einen Seite nimmt sie davon Abstand, Marktmachtausübung konkret festzustellen, sondern spricht von einem „Potential“ hierzu, das gegeben sei.⁸⁴ Auf der anderen Seite stellt sie unmissverständlich fest, dass die Großhandelsmärkte nicht voll wettbewerblich strukturiert seien und die Preise in Kombination mit den derzeitigen Knappheiten überhöht seien. Handlungsbedarf nach den Bestimmungen des Federal Power Act liegt daher vor. Eine Stoßrichtung des Verordnungsentwurfs ist damit klar: die aktivere Regulierung des Großhandelsmarkts.

Es sei darauf hingewiesen, dass die FERC in ihrem Verordnungsentwurf auch auf die föderale Aufgabenteilung und indirekt auf die Schuldfrage eingeht, wer für die derzeitigen Probleme verantwortlich sei: die kalifornischen Entscheidungsträger oder die FERC selbst. Es überrascht kaum, dass die FERC (2000d: 16 f.) betont, sie habe bislang dem einzelnen Bundesstaat den Vorrang bei der Festlegung der Regulierungsgrundsätze gelassen und versucht, ihn bei seinen Entscheidungen zu unterstützen.⁸⁵ Die Formulierungen des Verordnungsentwurfs deuten darauf hin, dass die FERC nunmehr aktives eigenes Vorgehen für notwendig erachtet. Ganz offenbar hält sie in diesem Zusammenhang die bisherigen Maßnahmen auf Staatsebene für nicht hinreichend.

⁸³ FERC (2000c) behandelt als Teil I des Staff Reports die hier interessierenden westlichen Märkte der Vereinigten Staaten. FERC (2000e) behandelt als Teil II des Staff Reports die Regionen Nordosten, Mittlerer Westen, Südosten und Texas.

⁸⁴ Im Hintergrund dieser vorsichtigen Formulierung wird der Umstand liegen, dass sie andernfalls wohl juristisch dazu verpflichtet wäre, gegen einzelne Unternehmen gezielt vorzugehen. Hierfür sieht sie aus eigener Sicht bislang keine Grundlage.

⁸⁵ In der Tat bleibt festzuhalten, dass die FERC die Vorgaben des kalifornischen Gesetzgebers und der CPUC zum überwiegenden Teil nur ex post sanktionierte und nur wenige Details der neuen Marktstrukturen selbst formuliert hat.

Die konkreten Vorschläge der FERC können in kurzfristige und in längerfristige Maßnahmen unterschieden werden. Im Folgenden seien nur die kurzfristigen Maßnahmen betrachtet, da die längerfristigen Maßnahmen wenig konkret gehalten sind (vgl. hierzu Kumkar 2001b: 100–101; 106).

1. Abschaffung der Zwangspartizipation der alteingesessenen Unternehmen am CalPX-Handel

Die FERC hält es für belegt, dass die begrenzten Absicherungsmöglichkeiten der drei großen Stromunternehmen für die derzeitigen Schwierigkeiten mitverantwortlich sind. Der Sinn, der dieser Zwangspartizipation bei ihrer Etablierung durch die CPUC und den kalifornischen Gesetzgeber zugrunde lag, wäre mittlerweile weggefallen, die Zwangspartizipation somit überholt und schädlich. Eine diesbezügliche Liberalisierung der Großhandelsaktivitäten der alteingesessenen Unternehmen ist somit aus Sicht der FERC unbedingt angezeigt (FERC 2000d: 21–22; FERC 2000f: 35–40).

Von Bedeutung ist nicht nur der Umstand, dass hiermit die Regulierung des Großhandels mit Strom massiv geändert würde. Hinzu kommt, dass damit der Umfang des Großhandels insgesamt reduziert werden könnte und damit auch die föderale Arbeitsteilung zwischen FERC und CPUC tangiert würde. Nach dieser Abschaffung der Zwangspartizipation wird nämlich der Anteil der unternehmensinternen Transaktionen deutlich zunehmen können: Die IOU können nunmehr den in langfristig kontrahierten und in eigenen Anlagen erzeugten Strom direkt an ihre Endkunden verkaufen; die Zwischenschaltung einer von der FERC regulierten Großhandelstransaktion ist nicht mehr notwendig. Damit hat auch die kalifornische Regulierungskommission wieder die unmittelbare Möglichkeit, die Stromerzeugung zu regulieren: War ihr dies bei Strom, der via CalPX verkauft wurde, verwehrt, könnte sie nunmehr prinzipiell die Stromerzeugungsanlagen der drei großen Stromunternehmen wieder einer traditionellen Gewinnregulierung unterwerfen.⁸⁶ Zumindest ein Teil der Stromerzeugung könnte damit wieder direkt reguliert werden.

Von derzeit nicht absehbarer Bedeutung ist allerdings der Umstand, dass die FERC die Zwangspartizipation der drei alteingesessenen Stromunternehmen unilateral nicht vollständig aufheben kann. Die CPUC ist nämlich der von der FERC unwidersprochenen Meinung, dass die von *ihr* auferlegte Ankaufspflicht von der FERC-Verordnung nicht tangiert wird (FERC 2000f: 35) — das liegt darin begründet, dass dies Beschaffungsmaßnahmen zum Zwecke der Belieferung von Endkunden sind; diese Beschaffungsmaßnahmen unterliegen der Jurisdiktion der CPUC, nicht der FERC. Daher muss zwischen den von der FERC und den von der CPUC auferlegten Vorschriften unterschieden werden:

- Von der FERC kann nur mehr zum einen die in den CalPX-Regeln verankerte Zwangspartizipation und zum anderen die generelle Genehmigung für Verkäufe der drei IOU an die CalPX mit sofortiger Wirkung aufgehoben werden. Diese Maßnahmen werden mit der endgültigen Verordnung ergriffen (FERC 2000f: 74 f.).⁸⁷ Sie tangieren die IOU *als Verkäufer*.⁸⁸

⁸⁶ Die CPUC wird durch das am 18. Januar 2001 vom kalifornischen Gesetzgeber beschlossene AB X1_6 sogar zu einer derartigen Regulierung gezwungen (California Legislature 2001a; vgl. auch Abschnitt E.II und dort Fußnote 110). Die CPUC (2001c) hat diese Vorgabe des Gesetzgebers in ihrer Entscheidung vom 31. Januar 2001 dahingehend präzisiert, dass die eigene Erzeugung der IOU wieder einer strikten kostenbasierten Regulierung unterworfen wird, bei der keinerlei explizite Anreizmechanismen vorgesehen sind.

⁸⁷ Sie wurden allerdings bis Ende Januar 2001 nicht vollständig umgesetzt. Vielmehr handelten die drei alteingesessenen Unternehmen weiterhin zumindest Teile ihrer Erzeugung via CalPX (FERC 2001b: 3). Allerdings nahm die via CalPX gehandelte Menge an Strom bereits seit Ende Dezember 2000 deutlich ab (CEM 2001a). Vgl. ausführlich Abschnitt E.II.3. Mittlerweile hat die FERC auf die anfängliche Situation des Ignorierens der Dezember-Verordnung durch CalPX und die Stromunternehmen mit einer weiteren Verordnung reagiert (FERC 2001c). Diese verlangt die sofortige Umsetzung der Verordnung vom Dezember 2000, d.h. insbesondere die sofortige Umsetzung der neuen weichen Preisobergrenzvorgabe. Hierauf wird in Abschnitt E.II zurückgekommen.

- Die CPUC kann aber weiterhin in ihrer Regulierung der einzelnen Unternehmen eine (mittlerweile gemilderte) Zwangspartizipation *als Käufer* vorschreiben. Ob und inwieweit die FERC-Verordnung mit der von der CPUC auferlegten Ankaufspflicht vereinbar ist, muss als offen gelten. Klar ist jedoch, dass ein vollständiger Verkauf des in den IOU-Kraftwerken erzeugten Stroms allein via bilaterale Verträge den CalPX-Markt von der Angebotsseite deutlich verkleinern würde. Die IOUs können daher ihrer Ankaufspflicht an der CalPX kaum sinnvoll nachkommen.⁸⁹ Die diesbezügliche Bestimmung der FERC-Verordnung könnte somit im Prinzip ins Leere laufen bzw. nicht durchsetzbar sein, wenn sie nicht durch begleitende CPUC-Entscheidungen ergänzt wird.

2. Einführung differenzierter Strafgebühren für den Handel via CAISO

Die FERC konstatiert, dass es zur ordnungsgemäßen Gewährleistung der Systemstabilität unabdingbar wäre, dass der weit überwiegende Teil der Stromflüsse ex ante kontrahiert wird und dem Netzbetreiber im Rahmen der Day-ahead- und Hour-ahead-Planung mitgeteilt wird. Damit verbunden wäre ein relativ kleiner Umfang des vom CAISO organisierten Ausgleichshandels. Faktisch hat dieser aber oftmals einen Anteil von 15 Prozent am Gesamthandel erreicht, in der Spitze von über 20 Prozent, während ursprünglich ein insbesondere Prognosefehler reflektierendes Volumen von rund 5 Prozent erwartet wurde.

Der FERC scheint das Ausmaß des so genannten „underscheduling“, also des hohen Ausgleichshandelsvolumens für die Preissteigerungen mitverantwortlich zu sein. Sie schreibt daher in ihrer Verordnung die Etablierung von expliziten Strafzahlungen für die Strommengen vor, die via CAISO gehandelt werden (FERC 2000f: 40–45).

Die Verordnung sieht eine Strafgebühr in Höhe des doppelten CAISO-Real-Time-Preises vor; sie ist auf 100 Dollar/MWh begrenzt.⁹⁰ Entrichtet werden soll diese Gebühr für die individuellen Nachfragemengen, die am Ausgleichsmarkt gekauft werden und die 5 Prozent der individuellen tatsächlichen Nachfrage überschreiten. Bis zu 5 Prozent der individuellen Stromnachfrage kann also via CAISO-Ausgleichshandel bezogen werden, ohne dass die Strafgebühr anfällt. Die angesammelten Beträge sollen ex post auf die Teilnehmer verteilt werden, die den Ausgleichshandel kaum in Anspruch nehmen.⁹¹ Letztlich werden also die Marktteilnehmer starken Anreizen unterworfen, zumindest 95 Prozent ihrer stündlichen Nachfragemenge in der einen oder anderen Form ex ante zu kontrahieren, ob über die CalPX, über bilaterale Direktverträge oder über andere Börsen.

⁸⁸ Sie werden ergänzt durch die Bestimmung, dass die bisherigen Regeln der CalPX generell, also auch für alle anderen Teilnehmer, zum 30. April 2001 für ungültig erklärt werden. Die CalPX wird aufgefordert, neue Börsenregeln zu definieren.

⁸⁹ Es ist allerdings denkbar, dass die drei IOU ihren eigenen erzeugten Strom an Dritte verkaufen, diese dann diesen Strom via CalPX an die IOU zurückverkaufen und hierdurch formal der Verkaufszwang wegfällt, auf der anderen Seite der Ankaufspflicht Genüge getan wird. Ohne derartige Dreiecksgeschäfte sind die Vorschriften der FERC und der CPUC in jedem Fall unvereinbar, solange die IOU über signifikante Erzeugungskapazitäten verfügen, was bislang trotz der umfangreichen Verkäufe der Fall ist (vgl. die Tabellen 1, 2 und 4).

⁹⁰ Wobei aus der Formulierung der FERC nicht klar wird, *welcher* Real-Time-Preis zugrunde gelegt werden soll. Weiter unten wird bei der Diskussion der neuen, „weichen“ Preisobergrenze deutlich werden, dass nach dem Willen der FERC zukünftig kein einheitlicher Real-Time-Preis mehr gebildet wird.

⁹¹ Eine Ausnahmeregelung für kleine Teilnehmer ergänzt die Vorschrift (FERC 2000f: 42). Hiernach können bis zu 10 MW ohne Strafzahlung am CAISO-Markt erworben werden. Praktisch wird daher die 5-Prozent-Regel erst für Gesamtnachfragemengen ab 200 MW relevant.

3. Änderung der Führungsstruktur von CAISO und CalPX

Die Vorstände des CAISO und der CalPX setzten sich von Beginn an aus Vertretern unterschiedlicher Interessengruppen zusammen. Diese Vertreter wurden nach einem Proporzverfahren durch das California Electricity Oversight Board (CEOB) ernannt.⁹² Die FERC leitet aus den bisherigen Erfahrungen mit den Entscheidungsprozessen in den beiden Vorstandsgremien die Beurteilung ab, dass diese nicht entscheidungsfähig seien (FERC 2000d: 26–29; FERC 2000f: 60 ff.).

Aus Sicht der FERC würden sich die Interessengruppenvertreter in konkreten Entscheidungsprozessen gegenseitig blockieren und keinen Konsens finden, wie sich u.a. in der Frage der Weiterentwicklung des Marktdesigns für Netzhilfsdienstleistungen, bei der Reform des Engpassmanagements (vor allem bei den RMR-Verträgen und der Definition neuer Preiszonen) und bei den Preisentwicklungen im Jahr 2000 eindeutig gezeigt habe. Die Mitglieder seien erheblichem Druck seitens der Interessengruppen ausgesetzt, wobei dies mit dem Prinzip der Unabhängigkeit der Vorstände unvereinbar sei. Die FERC nennt u.a. den Rücktritt eines diesbezüglich desillusionierten Mitglieds des CAISO-Vorstands als Beleg für diese Einschätzung.

Die FERC sieht sich unter diesen Umständen verpflichtet, die Führungsstruktur von CAISO und CalPX zu modifizieren. Konkret fordert sie sowohl im Verordnungsentwurf als auch in der endgültigen Verordnung die Abberufung beider bisheriger Vorstände und den Ersatz durch neue „unabhängige“ Vorstände.

4. Schaffung einer „weichen Preisobergrenze“ für den Großhandelsmarkt als kurzfristige Maßnahme

Die drei bislang behandelten Maßnahmen können im weitesten Sinn als strukturregulierend bezeichnet werden. Sie haben als Ziel eine Erhöhung der Effizienz im Stromhandel und in der Netznutzung und sollen auf diesem Weg in eher indirekter Weise zu einer Senkung der Strompreise beitragen. Die FERC sieht darüber hinaus einen Bedarf an verhaltensregulierenden Eingriffen, die unmittelbar und sofort auf eine Senkung der Großhandelspreise zielen.

Schon bisher wurde in das Bietverhalten der Stromunternehmen auf den organisierten Großhandelsmärkten eingegriffen. Dies geschah über Preisobergrenzen für die CAISO-Märkte, die vom CAISO selbst geschaffen wurden (und von der FERC genehmigt wurden). Sie sollten allerdings ausdrücklich nur für eine Übergangszeit gelten. Auch wurde bislang weder gezielt in das Bietverhalten einzelner Anbieter eingegriffen, noch wurde der Handel an den anderen Märkten einer direkten Preisobergrenze unterworfen.

Die FERC hält dieses Vorgehen nicht mehr für angebracht; sie will nunmehr den Großhandel mit Strom zumindest für einen Übergangszeitraum wieder einer intensiveren Regulierung unterwerfen (FERC 2000d: 32–40). Zu diesem Zweck schuf sie eine so genannte „soft cap“, also eine „weiche Preisobergrenze“, die bei 150 Dollar/MWh liegt. Diese soll — im Unterschied zur bisherigen reinen CAISO-Preisobergrenze — uniform für *alle* kurzfristigen Märkte von CalPX und CAISO gelten. Allerdings gilt sie nicht für andere Strombörsen (etwa die APX) oder bilaterale Verträge. Die weiche Preisobergrenze soll zunächst bis Ende April 2001 gelten.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen der neuen, weichen Preisobergrenze und der bisherigen Preisobergrenze liegt neben dem geänderten Adressatenkreis in inhaltlicher Hinsicht vor: Eine normale Preisobergrenze „kappt“ alle Gebote, die über ihr liegen und begrenzt hierdurch den markträumenden, uniformen Preis. Die grundsätzlichen Gefahren einer solchen Preisobergrenze liegen offen-

⁹² Vgl. zu den Einwänden der FERC zu diesem Ernennungsverfahren Fußnote 101.

kundig zum einen darin, dass u.U. kein markträumender Preis ermittelt werden kann, die Nachfrage möglicherweise unbefriedigt bleibt, obwohl sie einen höheren Preis zu zahlen bereit ist (auch dies führte zur Ausdehnung des Out-of-market-Handels und zur Senkung der Glaubwürdigkeit der Preisobergrenze; vgl. Abschnitt D.III). Zum anderen kann ein längerfristiges Problem darin liegen, dass durch die Preisobergrenze zwar Marktmachtrenten begrenzt werden sollen, aber u.U. auch reine Knappheitsrenten betroffen werden. Dies wiederum birgt Gefahren für die Investitionseffizienz (und weckt deswegen auch Zweifel an der Glaubwürdigkeit der Durchsetzung und Beibehaltung).⁹³

Beiden Problemen glaubt die FERC durch die Konstruktion ihrer weichen Preisobergrenze begegnen zu können. Diese funktioniert für alle Gebote bis zur Grenze ähnlich wie eine normale Preisobergrenze: Alle Anbieter, die unterhalb dieser Preisobergrenze anbieten, erhalten als Preis den Gebotspreis des letzten berücksichtigten Anbieters, solange dieser die Obergrenze nicht übersteigt. Entscheidend ist, dass die Konzeption der weichen Preisobergrenze explizit berücksichtigt, dass dies kein markträumender Preis sein muss. Falls also der derart ermittelte Preis und die derart ermittelten Angebotsmengen eine positive Überschussnachfrage implizieren würden, werden weitere, teurere Anbieter berücksichtigt. Diese erhalten ihren Gebotspreis, nicht den uniformen Preis, den die Anbieter mit Preisgeboten unterhalb der Preisobergrenze erhalten. Auf der Anbieterseite wird also kein uniformer Marktpreis mehr gebildet. Nach den Vorstellungen der FERC zahlen die Nachfrager hingegen einen gemittelten (Nachfrage-)Preis.

Hinzu kommen zwei weitere Elemente der Preisregulierung: Erstens müssen alle Anbieter, die der umfassenden Regulierungskompetenz der FERC unterliegen,⁹⁴ der FERC Daten über ihre Kostenstrukturen für den Fall übermitteln, dass sie Preisgebote bei den CalPX oder CAISO-Auktionen abgeben, die über der weichen Preisobergrenze liegen. Darüber hinaus sollen zweitens CalPX und CAISO der FERC zukünftig monatlich vertrauliche Gebotsdaten für *alle* Anbieter übermitteln, die Gebote über der weichen Preisobergrenze abgeben. Damit erhält die FERC detaillierte Kenntnis auch über die Gebotsdaten der Unternehmen, die nicht der umfassenden Regulierungskompetenz der FERC unterliegen. Die zum Zwecke der Identifikation von Marktmachtausübung durchzuführende Marktbeobachtung wird sich nach der Aussage der FERC vor allem auf das Zurückhalten von Kapazitäten aus den Termin- und Ausgleichsmärkten und Änderungen des Bietverhaltens für ähnliche oder identische Ressourcen erstrecken (FERC 2000f: 58).

Diese letztgenannten Vorschriften würden zwar noch keine direkte Regulierung einzelner Unternehmen im Sinne einer traditionellen Gewinnregulierung etablieren. Sie schaffen aber die Informationsgrundlagen hierfür und können insofern als latente „Regulierungsdrohung“ interpretiert werden.⁹⁵ Und in der Tat: Die FERC behält es sich ausdrücklich vor, bis Ende 2002 so genannte „refunds“ zu initiieren. Diese sehen eine Ex-post-Rückerstattung „zu hoher“ Preise von den Anbietern an die Nachfrager vor, wenn die FERC die hierfür nach dem Federal Power Act notwendigen rechtlichen Vorbedingungen als erfüllt ansieht. Letztlich genehmigt sie somit marktbasierete Preise nur unter dem Vorbehalt, dass sie aus Sicht der FERC auch im Nachhinein als angemessen (reasonable) beurteilt werden können. Dies bedeutet nichts anderes als die Abkehr von der bisherigen FERC-Politik, Marktpreise per se und ex ante als angemessen zu beurteilen, wenn die beteiligten Unternehmen ihre Transportnetze diskriminierungsfrei geöffnet haben (Abschnitt B.I.2). Auf das Problem des hierdurch implizierten Regulierungsrisikos (S. 43) und der daher u.U. verschlechterten Investitionsanreize geht allerdings weder der Verordnungsentwurf noch die endgültige Verordnung ein.

⁹³ Auf ähnlichen Argumenten basiert auch die Begründung der FERC (vgl. zu einer ausführlicheren Diskussion der Preisgrenzenregel für die Stromwirtschaft Kumkar 2000: 129–148).

⁹⁴ Dies sind die traditionellen privatwirtschaftlichen Versorgungsunternehmen, nicht hingegen unabhängige Erzeuger oder Unternehmen im öffentlichen Eigentum.

⁹⁵ Die direkte Regulierung von Teilen der Erzeugung durch die CPUC gemäß des AB X1_6 (Fußnote 86) ergänzt.

Deutlich ist also, dass die FERC nicht allein eine simple Preisobergrenze zu definieren sucht, sondern direkt in die Auktionsprozesse von CAISO und CalPX eingreifen möchte. Das impliziert den Ersatz des bisherigen Einzelpreisauktionsmechanismus durch eine (bislang auch in der Literatur weitgehend unbekannt) Kombination einer Einzelpreisauktion mit einer Gebotspreisauktion („pay-as-bid“-Regel).

Vom CAISO ist die weiche Preisobergrenze von 150 Dollar beginnend mit dem 1. Januar 2001 implementiert worden, nachdem er sie auf eigenen Wunsch bereits am 8. Dezember 2000, also vor der endgültigen Verordnung, die bislang harte Preisobergrenze von 250 Dollar in eine weiche Preisobergrenze umgewandelt hatte. Zu dieser Maßnahme sah sich CAISO gezwungen, weil der Ausgleichsmarkt zu der Zeit unter einer erheblichen Illiquidität litt und dies aus Sicht des CAISO auf die zu strikte Preisobergrenze zurückzuführen war (CAISO 2001a). CalPX hat die weiche Preisobergrenze nicht implementiert, sondern die Vorgaben der Verordnung aus dem Dezember unter Hinweis auf die Probleme der Umsetzung ignoriert.

Nach April 2001 sollen noch genauer zu definierende andere Maßnahmen zur Preisbegrenzung eingeführt sein, die in den folgenden Monaten in enger Abstimmung zwischen Marktteilnehmern, Regulierern, CAISO und CalPX festgelegt werden sollen (FERC 2000f: 52). Die FERC strebt gemäß der Verordnung an, kurzfristige „Echtzeitmaßnahmen“ zu implementieren bzw. implementieren zu lassen (FERC 2000f: 57), wobei sie offen lässt, was hierunter konkret zu verstehen ist.

5. Einige Anmerkungen zur FERC-Verordnung

Die Verordnung der FERC vom Dezember 2000 greift in starkem Maße in den kalifornischen Großhandelsmarkt ein. Gleichzeitig reicht sie der CPUC in einem gewissen Sinne „den schwarzen Peter“ zurück, indem sie ihr die Möglichkeit gibt, große Teile der kalifornischen Erzeugungskapazität wieder unter eine traditionelle Gewinnregulierung des kalifornischen Staates zu stellen. Wenn die CPUC diese Möglichkeit wahrnimmt, begibt sie sich der Chance, die FERC für weitere Preissteigerungen allein verantwortlich zu machen. Nimmt sie diese Möglichkeit nicht wahr, wird sie sich u.U. dem Vorwurf der Untätigkeit ausgesetzt sehen.

Vor dem Hintergrund der oben aufgezeigten Ursachen der Preissteigerungen sollen an dieser Stelle einige Anmerkungen zur FERC-Verordnung gemacht werden.

Die *Abschaffung der Zwangspartizipation* der alteingesessenen Unternehmen am CalPX-Handel hinterlässt in ihrer konkreten Ausgestaltung einen sehr zwiespältigen Eindruck. Zunächst zu den positiven Aspekten: Zumindest potentiell kann sie durch den hierdurch erhöhten Wettbewerb der Handelsinstitutionen eine Effizienzverbesserung im Stromhandel erreichen. Das gilt sowohl für den langfristigen Terminhandel, der damit überhaupt erst eine nennenswerte Liquidität erreichen kann. Es gilt aber auch für den kurzfristigen Terminhandel, da CalPX nunmehr einem wirksamen Konkurrenzdruck ausgesetzt wird. Gleichzeitig wird potentiell die Bedeutung des CAISO-Ausgleichshandels abnehmen und damit auch die Bedeutung der Details der Regeln dieses Marktplatzes. Letztlich wird erst durch diese Liberalisierung des Stromhandels ein Common-Carrier-Modell implementiert, d.h., auch die Realisierung der Vorteile eines Wettbewerbs zwischen Handelsinstitutionen ermöglicht.

Dabei sollten allerdings die Erwartungen an die sofortigen Wirkungen dieser Liberalisierung nicht zu hoch angesetzt werden. Es ist angesichts der aktuellen Knappheitssituation im kalifornischen Markt keinesfalls sicher, dass die Marktmachtrenten schnell erodieren werden. Vielmehr ist zunächst einmal zu erwarten, dass auch die Terminpreise eher hoch sein werden,⁹⁶ wengleich — wie oben diskutiert

⁹⁶ In der Verordnung der FERC werden an manchen Stellen die unterstellten Vorteile längerfristiger Verträge überschätzt und eine Senkung sowohl der Preisvolatilität als auch der Preishöhe als Vorteile zu Gunsten der Endkunden genannt. Beispielsweise ist das Argument der FERC (2000f: 25), die Volatilität der kurzfristigen Märkte würde zu Lasten der

— das Hinzutreten längerfristiger Terminmärkte die individuelle Marktmacht der Anbieter senken könnte.

Schließlich ist davon auszugehen, dass tatsächlich dauerhafte Preissenkungen vornehmlich dann zu erwarten sind, wenn neue Kraftwerke ans Netz gehen. Inwieweit der Zubau von Anlagen durch die Liberalisierung des Stromhandels intensiviert wird, muss zum gegenwärtigen Zeitpunkt zwar noch als offen gelten. Aber immerhin wird durch die Möglichkeit für neue Erzeuger, nunmehr mit einer weit größeren Zahl von Nachfragern langfristige Verträge schließen zu können, das Risiko der Investitionen tendenziell deutlich gesenkt. Insofern kann die Liberalisierung des Stromhandels durch die Abschaffung der Zwangspartizipation der alteingesessenen Unternehmen auch zu einer Beschleunigung des Kraftwerksneubaus beitragen.

Kommen wir zu den negativ zu beurteilenden Aspekten: Die FERC scheint mit ihrer Verordnung vom 15. Dezember 2000 das „Kind mit dem Bade ausgeschüttet“ zu haben. Sie hebt nämlich nicht allein die Zwangspartizipation auf. Darüber hinaus verbietet sie den drei IOU die Teilnahme an der CalPX als Verkäufer, indem sie die generelle Genehmigung für Verkäufe via CalPX aufhebt.⁹⁷ Dies geht weit über die in den Vorschlägen vom November 2000 vorgesehene Abschaffung des Monopolstatus der CalPX hinaus. Das Verbot bedeutet faktisch eine deutliche Diskriminierung der CalPX gegenüber anderen Strombörsen und bilateralen Stromverträgen. Damit wird auch der Wettbewerb zwischen diesen verschiedenen Handelsinstitutionen massiv verzerrt.⁹⁸

Es ist ein Unterschied, ob die Regulierung die Teilnahme an einer Handelsform *nicht vorschreibt*, den Teilnahmepflicht also abschafft, oder ob sie die Teilnahme *verbietet*. Von einer Liberalisierung kann somit nur unter starken Einschränkungen die Rede sein.

Auch ist zu beachten, dass die bisherigen Regeln der CalPX generell zum 30. April 2001 für ungültig erklärt wurden. Dies schließt zwar nach Aussage der FERC nur die Regeln für kurzfristige Märkte ein und nicht die Regeln für den Handel der „block forwards“. Indirekt wird allerdings auch dieser längerfristige Terminhandel beeinflusst, da in den derzeitigen Regeln für den Handel via „block forwards“ die Lieferung über den Day-ahead-Markt explizit vorgesehen wird. Die Lieferungen via Day-ahead-Markt sind aber nach Wegfall der bisherigen Regeln der CalPX nicht mehr abwickelbar. Zwar kann man sich vorstellen, dass die CalPX zukünftig neue Regeln für den Day-ahead-Markt entwickelt und die FERC diese neuen Regeln genehmigen wird. Auch ist es vorstellbar, dass CalPX gezielt die Regeln für den Handel via „block forwards“ ändert, so dass der längerfristige Terminhandel via CalPX wieder ermöglicht wird. Insgesamt schafft aber diese ungeklärte Situation u.U. beträchtliche Unsicherheiten und gefährdet somit das Ziel der FERC, den Anteil längerfristiger Terminlieferungen deutlich zu erhöhen. Insgesamt bleibt die der CalPX von der FERC zugeordnete zukünftige Rolle unklar. Damit dürfte auch den Marktteilnehmern nicht klar sein, in welcher Weise sie überhaupt auf die

Endkunden gehen, nicht nachvollziehbar. Es kann daher kein Argument für die Bevorzugung der längerfristigen Terminmärkte sein. Tatsächlich sind die Endkunden vor dieser Volatilität fast vollständig geschützt, was die kurzfristig notwendigen Anpassungsprozesse durch Nachfragerreduktionen und -verschiebungen zusätzlich behindert.

97 Die FERC begründet diesen drastischen Schritt mit der von ihr zum Zeitpunkt der Verabschiedung der Verordnung vermuteten Blockade der Abschaffung der Zwangspartizipation durch die CPUC („CPUC support was unlikely“, FERC 2000e: 29). Diese Blockade könne allein durch ein von der FERC auferlegtes Verbot des CalPX-Handels überwunden werden. In der Tat wurde ja bereits darauf hingewiesen, dass die CPUC noch im Sommer 2000 nur sehr zaghafte die Vorschriften zur Zwangspartizipation gelockert hatte (S. 68 f.) und das Prinzip der Zwangspartizipation ausdrücklich bestätigte.

Diese Position der CPUC hat sich jüngst in sehr bemerkenswerter Weise geändert. In ihrer Entscheidung vom 31.01.2001 zur Umsetzung der Vorgaben des Gesetzgebers hinsichtlich der Stromhändlerrolle des Department of Water Resources (DWR) führte sie die Zwangspartizipation der IOU allein auf Entscheidungen der FERC zurück (CPUC 2001c: 6), ungeachtet des Umstands, dass diese erstens maßgeblich auf den Vorgaben des kalifornischen Gesetzgebers und der kalifornischen Regulierungskommission aus 1995/1996 basiert und zweitens seit geraumer Zeit trotz des Widerstands der FERC seitens der CPUC (2000d) explizit bestätigt und von der CPUC nur leicht gelockert wurde.

98 Der ja ohnehin bereits dadurch verzerrt wird, dass die neue weiche Preisobergrenze nicht für die alternativen Strombörsen und die bilateralen Lieferverträge gelten soll (S. 71).

FERC-Verordnung zu reagieren haben. Angesichts der von der FERC betonten Eile bei der Lösung der Probleme ist dieses Vorgehen bemerkenswert, das faktisch in einer Suspendierung der zentralen Regeln für den Stromhandel besteht, ohne dass den Akteuren klare Hinweise darauf gegeben werden, wie sie damit umzugehen haben.

In ihrer Gänze betrachtet sind daher die Vorschriften der FERC zur Partizipation der IOU am CalPX-Handel als wenig kohärent einzuschätzen und in der gegenwärtigen Form kaum geeignet, die Marktmachtprobleme auf dem Großhandelsmarkt zu bewältigen. Zwar ist die Abschaffung der Zwangspartizipation als Schritt in die vermutlich richtige Richtung einzuschätzen. Das gleichzeitige Verbot des Handels via CalPX geht aber weit über das Ziel hinaus und schafft zusätzliche Unsicherheiten im Markt, die in der gegenwärtigen Situation von besonderer Brisanz sein könnten. Betont werden muss, dass die FERC durch dieses Verbot einen der zentralen Bereiche der Reform von 1995/1996 in Frage stellt. Ungeachtet der Frage, inwieweit der Handel via CalPX in der Vergangenheit effizient gewesen sein mag: Der schlagartige Wegfall dieser Handelsmöglichkeit für die drei großen Stromunternehmen ohne gleichzeitige Schaffung von sehr schnell umsetzbaren Alternativen für den kurzfristigen Handel setzt den kalifornischen Strommarkt zusätzlichen Unwägbarkeiten aus, die unter den derzeitigen Bedingungen höchst kontraproduktiv scheinen. Letztlich wird damit auch — zumindest kurzfristig — die Erreichung des Ziels der Verringerung des Ausgleichshandelsvolumens verhindert.

Die *Einführung differenzierter Strafgebühren* für den Handel via CAISO ist zumindest potentiell in der Lage, die Effizienz im Stromhandel zu erhöhen, wenn solche Strafgebühren die Entstehung liquider kurz- und langfristiger Terminmärkte unterstützen und hierdurch den Wettbewerb der Handelsinstitutionen intensivieren. Auf der anderen Seite bergen sie auch Gefahren für die Effizienz, da sie tendenziell die Arbitrage zwischen den Terminmärkten und dem Ausgleichsmarkt begrenzen. Es ist auch zu fragen, ob diese Strafgebühren nicht ein inadäquates Instrument zur Kostenzuweisung sind. Warum werden nicht alternativ und generell alle Kosten für Netzhilfsdienstleistungen auf alle via CAISO gehandelten Mengen umgelegt? Dann brauchte man auch nicht eine zwangsläufig arbiträre Schwelle von 5 Prozent zu definieren.

Die von der FERC beabsichtigte *Änderung der Führungsstruktur von CAISO und CalPX* könnte angesichts der bislang erkennbaren Defizite in den Entscheidungsprozessen des CAISO und der CalPX eine Verbesserung gegenüber dem Status quo sein. Es bleibt aber zu fragen, ob die Zusammensetzung des Direktoriums eines unabhängigen Netzbetreibers tatsächlich von der Regulierung vorgeschrieben werden sollte und ob die FERC nicht übereilt vorgeht. Und die Frage, wie diese Vorschrift mit der weiten Gestaltungsfreiheit für RTOs gemäß der Order 2000 vereinbar ist, muss derzeit als offen gelten. Für den Fall der CalPX stellt sich die zusätzliche Frage, ob die FERC unter den neuen Bedingungen (nach der Abschaffung der Zwangspartizipation) überhaupt noch in die institutionelle Ausgestaltung der CalPX eingreifen sollte oder nicht vielmehr auf die Kräfte des Wettbewerbs setzen sollte: Wenn die CalPX ineffiziente Strukturen besitzt, wird sie vermutlich von sich aus Änderungen einleiten, da ansonsten alternative Börsen Marktanteile gewinnen werden. Angesichts dessen, dass die CalPX keine Monopolposition mehr besitzt, ist es höchst fraglich, ob hier überhaupt noch eine Regulierungsnotwendigkeit besteht. Dies gilt erst recht, wenn die FERC, wie oben deutlich wurde, den drei IOU die Teilnahme an der CalPX verbietet.

Die Schaffung einer „*weichen Preisobergrenze*“ für den Großhandelsmarkt hat gegenüber der bisherigen Preisobergrenze den Vorteil, dass sie eine explizite Anerkennung der Ausweichmöglichkeiten bedeutet, die den Anbietern zur Verfügung stehen. Unterlagen diese bislang Anreize, ihren Strom via Markt für Ersatzreserve und Out-of-Market-Handel zu verkaufen und damit den „normalen“ Märkten auszuweichen, könnten sie nunmehr versuchen, ihren Strom direkt via CalPX oder CAISO zu Preisen über der Preisobergrenze zu verkaufen. Potentiell könnten hierdurch die totalen Kosten gesenkt werden, wenn berücksichtigt wird, dass gerade die Out-of-Market-Käufe in der Vergangenheit mit extrem

hohen Kosten verbunden waren. Auf der anderen Seite ist die Schaffung auch einer weichen Preisobergrenze nicht problemlos.

Abgesehen von der Frage, ob eine Ex-post-Kontrolle des Bietverhaltens der einzelnen Anbieter tatsächlich angemessener ist als eine gezielte Ex-ante-Definition individueller Gebotsobergrenzen für bestimmte Anbieter,⁹⁹ bleibt das Problem gerade bei der weichen Preisobergrenze, dass die in der FERC-Verordnung ausgesprochene Regulierungsdrohung ein unter Umständen erhebliches Regulierungsrisiko impliziert. Dass dies keine leere Drohung sein muss, wird dadurch unterstrichen, dass CAISO mit Datum vom 1. März 2001 in der Tat einen „refund“ bei der FERC beantragte (CAISO 2001d). Basierend auf einer eigenen Analyse des Gebotsverhaltens der Anbieter seit Implementierung der ersten weichen Preisobergrenze (CAISO 2001c) fordert CAISO zusammen mit dem CEOB die FERC auf, eine eingehende Untersuchung zu initiieren, hierüber die Erzeuger zu informieren (um dadurch die Fristen zu wahren) und schließlich eine Anhörung anzusetzen, bei der die Marktteilnehmer weitere Informationen liefern müssen. Falls die Anbieter keine überzeugenden Argumente zur Kostenrechtfertigung ihrer Gebote beitragen können, ist ein „refund“ unabdingbar.¹⁰⁰ Inwieweit diese Entwicklung signifikante Investitionsfehlansätze setzt, wird letztlich erst empirisch und im Nachhinein zu klären sein. Klar sein dürfte jedoch, dass gerade unter den derzeitigen Knappheiten im kalifornischen System jede Politik, die Investitionen in neue Anlagen bremst, höchst kontraproduktiv ist. Insofern muss die FERC wohl sehr aufpassen, dass sie in ihrer Ex-post-Aufsicht über die Transaktionen über der weichen Preisobergrenze nicht das Vertrauen der Investoren in zukünftige Gewinne gefährdet.

Dies gilt in noch stärkerem Maße für die ab Mai 2001 geltenden weiteren Maßnahmen zur kurzfristigen Preiskontrolle. Immerhin ist die weiche Preisobergrenze wohl auch wegen der erkannten Probleme zunächst auf vier Monate befristet. Umso mehr wird es darauf ankommen, ob die Marktakteure, CAISO und evtl. CalPX es schaffen, das Ziel der Preisbegrenzung ohne Gefährdung der notwendigen Investitionen zu erreichen. Da für die ab Mai 2001 zu implementierenden Maßnahmen noch keinerlei Vorgaben vorliegen, erübrigt sich eine Diskussion an dieser Stelle.

Auf einen weiteren Widerspruch in der FERC-Argumentation muss hingewiesen werden. Zwar sieht die FERC in der Verordnung auf der einen Seite explizit davon ab, die Stromerzeugung generell wieder einer traditionellen Gewinnregulierung zu unterwerfen, wie dies etwa die SCE als Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt verlangt. Diese Position hat die FERC mehrfach bestätigt (erst jüngst in FERC 2001a). Das klingt so, als wenn sie weiterhin auf den Wettbewerb zwischen den Anbietern setzen würde.

Auf der anderen Seite schafft sie in derselben Verordnung vom Dezember 2000 die Voraussetzungen dafür, dass für weite Teile der Erzeugung wieder eine Gewinnregulierung eingeführt werden kann; sie selbst nennt als Argument für die Abschaffung der Zwangspartizipation die Erwartung, dass nunmehr große Teile der Transaktionen auf der Großhandelsebene als unternehmensinterne Transaktionen der IOU abgewickelt werden. Durch das sofortige (allerdings nicht sofort umgesetzte) Verbot des Verkaufs von IOU-Strom an CalPX wird dies sogar erzwungen. Dies bedeutet, dass die Erzeugungsaktivi-

⁹⁹ Wobei dies ohne weiteres natürlich nur für diejenigen Versorgungsunternehmen gilt, die der umfassenden Regulierungskompetenz der FERC unterliegen, während eine Preisobergrenze des CASIO oder der CalPX im Prinzip für alle Anbieter gilt. Allerdings: Auch bei einer *weichen* Preisobergrenze können die Anbieter, die nicht der generellen Regulierungskompetenz unterliegen, der Obergrenze entgehen, ohne einer Ex-post-Regulierung nach dem FPA unterworfen werden zu können.

¹⁰⁰ Die Analyse des CAISO (bzw. dessen Department of Market Analysis) basiert auf einem Vergleich der Produktionskosten mit den Gebotspreisen. Daher gilt für die Aussagekraft dieser Analyse ein genereller Vorbehalt, der bereits an anderer Stelle betont wurde (Abschnitt D.III.5 und dort insbesondere Kasten 1). Hinzu kommt aktuell das erhebliche Risiko für die Anbieter, dass sie für ihre Lieferungen nicht bezahlt werden. Bereits seit geraumer Zeit waren Zahlungsschwierigkeiten der IOU absehbar, die sich dann im Januar 2001 erwartungsgemäß in Zahlungsstopps an CAISO und CalPX manifestierten. Es ist wohl davon auszugehen, dass dieses Risiko erstens eine deutliche Risikoprämie rechtfertigt (was im CAISO-Bericht nicht berücksichtigt wird) und zweitens tatsächlich auch in die Gebote der Anbieter eingegangen sein dürfte.

täten der IOU ganz oder teilweise der Regulierungskompetenz der CPUC unterliegen: „[The December 15 Order] returns the utility-owned resources of Pacific Gas and Electric Company (PG&E) and Southern California Edison (Edison) to state regulation and self-supply“ (FERC 2001b: 4).

Wenn das ein Argument für die Abschaffung der Zwangspartizipation sein soll, dann muss es mit der Erwartung verbunden sein, dass die CPUC diese (wieder gewonnene) Regulierungskompetenz auch ausschöpft. Ergo setzt die FERC diesbezüglich auf die Vorteile der Wiedereinführung der Regulierung der Stromerzeugung, die sie an anderer Stelle verneint. Auch sei daran erinnert, dass sie selbst in der Verordnung auf das Instrument der Regulierungsdrohung setzt und alle marktlich ermittelten Preise einer Ex-post-Aufsicht unterwerfen will, wenn sie die neue, weiche Preisobergrenze überschreiten.

Diese ungeklärte Rolle der Regulierung der Stromerzeugung ist ein exemplarisches Beispiel für die Widersprüche, die die gegenwärtigen Reaktionen der Regulierer sowohl auf Staats- als auch auf Bundesebene durchziehen.

Schließlich ist auf einen weiteren Punkt hinzuweisen, der sowohl von den kalifornischen Entscheidungsträgern als auch von der FERC bislang fast vollständig vernachlässigt wurde. Gemeint ist der Umstand, dass die bekannt geringe Nachfrageelastizität durch die bisherigen Maßnahmen nicht erhöht wird. Im Gegenteil führt die wieder eingeführte Preisobergrenzenregulierung für SDG&E-Kunden tendenziell sogar zur einer weiteren Senkung der Endnachfrageelastizität. Und die Beibehaltung einer Preisobergrenze auf den Großhandelsmärkten sorgt ebenfalls nicht dafür, dass die weiterverkaufenden Unternehmen von sich aus Anreizen unterliegen, bei ihren Kunden verstärkt auf eine höhere Nachfrageelastizität hinzuwirken (etwa Bonusprogramme für kleinere Kunden, wenn diese in Zeiten hoher Gesamtnachfrage ihren Verbrauch drosseln).

Wenngleich also die jüngste FERC-Entscheidung wichtige Punkte vernachlässigt, andere in problematischer Weise angeht, so ist doch am Ende der Betrachtung auch festzuhalten, dass sie nicht durchgängig versucht, „die Uhren zurückzudrehen“, sondern zumindest den Formulierungen der Verordnung nach grundsätzlich am Wettbewerbsziel festhält. Sie scheint für einige Bereiche sogar zu signalisieren, dass sie Bedarf für eine weitere Liberalisierung statt für eine Wiederverstärkung der Regulierung sieht. Und die Formulierungen der FERC zeigen ferner, dass der von der Regulierung vor allem auf Staatsebene eingeschlagene, stark präskriptive Weg einer Restrukturierung des Stromsektors zunehmend kritisch auch von den Regulierern selbst hinterfragt wird.

II. Reaktionen auf kalifornischer Ebene

Die FERC ist nicht die einzige Regulierungsinstanz, die das Geschehen in den kalifornischen Märkten mit kritischer Sorge beobachtet. Tatsächlich ist für Teile der Stromwirtschaft der kalifornische Gesetzgeber und die CPUC und nicht die Bundesregulierungsbehörde FERC zuständig.

Die preislichen Entwicklungen führten zu Reaktionen seitens der kalifornischen Politik, die in ihrer Gesamtheit mittlerweile durchaus den Eindruck einer gewissen Hektik hinterlassen. Sowohl der Gesetzgeber als auch die zuständigen Regulierungskommissionen haben in beachtlichem Tempo Beschlüsse gefasst, die eine schnelle Senkung der Strompreise im Visier haben. Im Folgenden wird ein selektiver Überblick über die Ereignisse gegeben, wobei zunächst auf die Reaktionen im Jahr 2000 und im Anschluss ausführlicher auf die fast als dramatisch zu bezeichnenden Vorgänge im Januar und Februar 2001 eingegangen wird.

1. Wandel der Anschauungen in der CPUC: Der Plan zur Stabilisierung der Strompreise vom August 2000

Die kalifornische Regulierungskommission (CPUC) war Anfang und Mitte der neunziger Jahre eine überaus aktive Verfechterin des „Mehr Wettbewerb in der Stromwirtschaft“. Letztlich waren es ihre Entscheidungen, die die Restrukturierungen in Kalifornien einleiteten und andere politische Akteure unter Zugzwang brachten: Der kalifornische Gesetzgeber hat mit seiner Verabschiedung des AB 1890 in 1996 im Wesentlichen nur das kodifiziert, was die CPUC mit ihrer Mehrheitsentscheidung in 1995 vorgab. Andere Bundesstaaten zogen nach und richteten sich in vielerlei Hinsicht an den Vorgaben des kalifornischen Vorbilds aus. Und die jüngeren Entscheidungen der Bundesregulierungsbehörde FERC (Order 888/889 und Order 2000) wurden nicht zuletzt durch die von Kalifornien ausgehenden Entwicklungen hin zur Etablierung von Modellen, die Wettbewerb um Endkunden zum Inhalt haben (retail competition), angestoßen.

Mittlerweile nimmt die CPUC unter dem Eindruck der aktuellen Preisentwicklungen gegenüber dem Wettbewerbsansatz und ihren früheren Entscheidungen eine weitaus kritischere Stellung ein. Deutlich wird die geänderte Sicht der CPUC exemplarisch dadurch, dass die amtierende Präsidentin der CPUC in einer zusammen mit dem Vorsitzenden des CEOB¹⁰¹ im Sommer 2000 veröffentlichten Stellungnahme explizit feststellte, dass die bis dahin ergangenen Entscheidungen der CPUC und des Gesetzgebers nicht die Interessen der Konsumenten berücksichtigten. Gleichzeitig stellten sie in Abrede, selbst an der derzeitigen Situation Wesentliches ändern zu können, da die Restrukturierungen, die von der CPUC in der früheren Zusammensetzung und dem kalifornischen Gesetzgeber eingeleitet worden waren, die Kompetenzen weitgehend auf die Bundesebene verlagert haben.

Allerdings hat die CPUC, dessen ungeachtet und vermutlich nicht zuletzt auf politischen Druck seitens der Öffentlichkeit und des Gouverneurs, im August 2000 einen Plan zur „Stabilisierung der Strompreise“ beschlossen (CPUC 2000a). Inhalt dieses Plans war insbesondere die Wiedereinführung der Preisregulierung für SDG&E-Endkunden, die einzigen Stromkunden, die die hohen Preise überhaupt auf ihrer Stromrechnung wiederfanden. Bemerkenswerterweise markiert die Mehrheitsentscheidung¹⁰² im August 2000 eine deutliche und in ihrem Tempo beachtliche Abkehr von der bisher vertretenen Politik. Noch im Juni 2000 lehnte die CPUC (2000f: 47) eine Preisregulierung für die Endkunden von SDG&E mit dem Argument „we did not initiate electric restructuring in order to shield consumers from the market“ ab. Es sei zur Einschätzung dieser argumentativen Entwicklung vermerkt, dass im Juni, d.h. zum Zeitpunkt dieser CPUC-Stellungnahme, die Großhandelspreise bereits eine kräftige Erhöhung gegenüber den Vorjahreswerten erfahren hatten (Abbildung 2).

Dessen ungeachtet bekräftigte die CPUC noch zu diesem Zeitpunkt ihre Einschätzung, dass die Preiserhöhungen rein temporärer Natur seien. Die Rückkehr der Großhandelspreise auf ihre normalen Werte würde auch dafür sorgen, dass nach Wegfall der anfänglichen Preisobergrenzen für die beiden

¹⁰¹ Die Aufgaben des CEOB liegen vornehmlich zum einen in der Ernennung der Vorstandsmitglieder des CAISO und der CalPX und zum anderen in einer Schlichtungsfunktion bei Streitfällen im CAISO-Vorstand. Die Mitglieder des CEOB werden wiederum paritätisch von beiden Häusern des Parlaments und dem Gouverneur ernannt (die Rolle und die Kompetenzen des CEOB werden von der FERC unter Hinweis auf die eigenen Kompetenzen nach dem bundesstaatlichen FPA allerdings in Frage gestellt (FERC 2000d: 26), da sowohl CalPX als auch CAISO Unternehmen zur Organisation des Großhandels wären und daher der Jurisdiktion der FERC, nicht des Staates Kalifornien unterliegen). Das CEOB tat sich in der jüngsten Vergangenheit insbesondere dadurch hervor, dass es eine umfassende Wiedereinführung der Einzelhandelsregulierung forderte, verbunden mit einer intensiven Regulierung des Großhandelsmarktes (CEOB 2000).

¹⁰² Dieser Beschluss war innerhalb der Regulierungskommission insbesondere aufgrund der hiermit verbundenen langfristigen Probleme umstritten. Eine Minderheitsmeinung (Commissioner Duque) hielt fest, dass die Preisobergrenzen im Sinne der langfristigen Effizienz kontraproduktiv seien und kurzfristig die Knappheiten und Stromausfälle verstärken und verlängern werden, da sie die Nachfrageelastizität negativ beeinflussen. Eine andere Minderheitsmeinung (Commissioner Bilas) betonte die entstehende Problematik der durch diese neue Preisobergrenze möglicherweise neu entstehenden „stranded costs“ und sah die Kommission in der misslichen Lage, Probleme lösen zu müssen, für die aus seiner Sicht die Legislative und nicht die CPUC zuständig seien.

anderen großen privaten Stromunternehmen die Endkundenpreise sinken würden: „We must add *the fact* that overall rates will decrease after the end of the rate freeze“ (CPUC 2000f: 57, Hervorhebung durch den Verfasser). Offenbar vertrat die Kommission noch im Frühsommer 2000 die zu Anfang der Restrukturierungen geäußerte Erwartung einer 10-prozentigen Preissenkung für den Fall, dass die CTC wegfällt.

2. Die Maßnahmen des kalifornischen Gesetzgebers zur Stabilisierung der Strompreise: AB 265 und AB 970 vom September 2000

Der kalifornische Gouverneur unterzeichnete am 6. September 2000 ein von der Zielrichtung der CPUC-Order ähnliches Gesetz (AB 265), wonach die Preise der SDG&E-Kunden von der kalifornischen Regulierungskommission wieder unmittelbar reguliert werden sollen. Es definiert eine Preisobergrenze, die zumindest bis Ende 2002 gelten soll (California Legislature 2000b) und rückwirkend seit dem 1. Juni 2000 gilt.¹⁰³ Das Gesetz geht weiter als die CPUC-Order vom August: Zum einen gilt die Preisobergrenze für alle Strommengen der Haushalte und kleineren Gewerbekunden, während der CPUC-Plan nur bis zu bestimmten Höchstgrenzen galt. Zum anderen sah die CPUC-Verordnung eine um ein Jahr kürzere Laufzeit vor.

Das Gesetz sieht eine Wiedereinführung der Preisregulierung für die SDG&E-Kunden vor, deren Preise erst im Sommer 1999 dereguliert wurden. Aus diesem Gesetz könnten beachtliche finanzielle Belastungen für die SDG&E resultieren, die ihren Strom zu reduzierten Preisen an die Endkunden liefern muss, aber weiterhin die hohen Großhandelspreise auf der Beschaffungsseite zu tragen hat. Die SDG&E ist somit in die gleiche Situation wie PG&E und SCE geraten. Wie im Fall anderer laufender Gesetzesvorlagen und der CPUC-Entscheidung blieb allerdings ungeklärt, wer die Kosten dieser Preissenkung zu tragen hat. Ob und gegebenenfalls in welcher Höhe diese Unternehmen eine Kompensation erhalten würden, ist derzeit unklar, wenngleich der Wortlaut des AB 265 eine später einzulösende Zahlungspflicht der Kunden vermuten ließ.¹⁰⁴ Die eingeführte Preisobergrenze des AB 265 sollte also nicht von vornherein so interpretiert werden, als ob es sich um eine glaubwürdige Preisobergrenzenregel handeln würde. Vielmehr spricht einiges dafür, dass die Kunden die kurzfristigen Verluste der SDG&E langfristig zu bezahlen haben.

Die CPUC hat mittlerweile im Gefolge des AB 265 ihren eigenen Plan erweitert und dem Gesetz angepasst (CPUC 2000e). Danach darf die Energiekomponente der Endverkaufspreise nicht höher als

¹⁰³ Der kalifornische Senat beschloss im August eine nicht in Kraft getretene Gesetzesvorlage (die in einigen Teilen über das bereits in Kraft getretene Gesetz hinausgeht), wonach die Strompreise rückwirkend sogar auf das Niveau vom Sommer 1999 gesenkt werden müssten (California Legislature 2000a).

¹⁰⁴ Das AB 265 stellt in Sec. 2(c) klar, dass die diesbezüglichen CPUC-Entscheidungen eine „reasonable opportunity for San Diego Gas and Electric Company to recover its reasonable and prudent costs of service over a reasonable period of time“ bieten müssen. Ob allerdings alle mit der Preisobergrenze verbundenen Kosten von SDG&E tatsächlich „reasonable and prudent costs of service“ darstellen, wird wohl erst zu einem späteren Zeitpunkt (juristisch) zu klären sein. Die Erfahrungen mit den nichtamortisierbaren Kosten und deren Erstattung legen auf der einen Seite die Vermutung nahe, dass SDG&E eine vollständige Kompensation aus dem Staatshaushalt oder (wahrscheinlicher) aus einer neuen CTC-ähnlichen Abgabe erhoffen kann. Auf der anderen Seite sprechen die jüngsten Vorgänge um die Kreditwürdigkeitsprobleme im Frühjahr 2001 eher dafür, dass SDG&E (und PG&E und SCE) mit ihren Verlusten „allein gelassen“ werden könnten.

Eine neue Preisobergrenze für die eigenen Kunden hatte SDG&E bereits im Sommer 1999 bei der CPUC „präventiv“ genehmigen lassen. Diese sollte für drei Monate im Anschluss an das Ende der ersten Preisobergrenze gelten (CPUC 1999c: 4). Etwaige Defizite, basierend auf dieser Preisobergrenze, sollten in den folgenden Monaten durch eine zusätzliche Abgabe finanziert werden. Tatsächlich sind die Preise von SDG&E aber nach Ende der ersten Preisobergrenze und der von SDG&E erhobenen CTC um immerhin 15 Prozent gesunken (CPUC 2000f: Fußnote 29). Diese präventiv beantragte Preisobergrenze wurde also nicht bindend. Dementsprechend stellte sich auch nicht die Frage, in welcher Weise die Kosten konkret erhoben werden sollen.

6,5 Cent/kWh liegen; bei durchschnittlichen (CAISO) Großhandelspreisen von über 40 Cent/kWh im Dezember 2000.

Neben dem AB 265 trat ein weiteres Gesetz (AB 970) in Kraft; dies sieht u.a. die Unterstützung und Erleichterung von Investitionen in neue Anlagen zur Erzeugung und zum Transport sowie die temporäre Lockerung von Umweltschutzbestimmungen vor (California Legislature 2000c). Das Gesetz ist allerdings in wesentlichen Teilen bis Ende 2002 bzw. 2003 befristet.¹⁰⁵

3. Die jüngsten Maßnahmen im Frühjahr: Stromabschaltungen, weiter anziehende Preise, drohender Ruin der IOU und die Antwort des Gouverneurs

Im Winter 2000/2001 hat sich die Lage nicht entschärft. Im Gegenteil nahmen die Knappheiten weiter zu, so dass es erstmals zu von CAISO zentral organisierten Stromabschaltungen gekommen ist. Mitte Januar trafen drei Entwicklungen zusammen und verstärkten sich gegenseitig: Erstens nahmen die realen Knappheiten noch einmal deutlich zu, zweitens stiegen bereits seit Dezember die Preise wieder, und drittens standen die beiden großen alteingesessenen Stromunternehmen SCE und PG&E offenbar kurz vor dem Konkurs und schieden als aktive Händler auf der Großhandelsebene faktisch aus. Die CalPX als zentrale Handelsinstitution wurde hierdurch marginalisiert.

- CAISO war am 4. Dezember 2000 gezwungen, das erste Mal in seiner Geschichte einen Ausnahmezustand der Stufe III auszurufen (vgl. zur Definition Tabelle 11). Allerdings führte dies zu diesem Zeitpunkt noch nicht zu Stromabschaltungen, da die Western Area Power Administration (WAPA)¹⁰⁶ und das kalifornische Amt für Wasserressourcen kurzfristig zusätzliche Strommengen zur Verfügung stellten. Eine Woche später schaltete sich selbst der U.S.-Energieminister in das Geschehen ein. Dieser hat mit Wirkung vom 14. Dezember 2000 bestimmten kalifornischen Erzeugungsunternehmen eine temporäre Versorgungspflicht für die Großhandelsnachfrage auferlegt; sie können vom CAISO zur Lieferung verpflichtet werden. Die ursprünglich auf eine Woche Gültigkeit befristete Verordnung wurde mehrfach verlängert, zuletzt mit Datum vom 28. Januar 2001 vom Energieminister der neuen Bush-Administration. Trotzdem musste CAISO im Januar wiederholt die Stufe III ausrufen. Am 17. und 18. Januar schließlich mussten die eingangs erwähnten zentral organisierten Stromabschaltungen vorgenommen werden. Diese Stromabschaltungen wurden abwechselnd für einzelne Netzbereiche im „Umlaufverfahren“ vorgenommen (rolling blackouts). Diese Ausrufung der Stufe III wurde erst Mitte Februar zurückgenommen. Seitdem wurde bis Anfang März kein weiteres Mal eine Stufe III ausgerufen, allerdings am 28. Februar noch einmal die Stufe II.
- Auch die Preise haben im Dezember 2000 und im Januar 2001 wieder stark angezogen. Im Hintergrund liegen stark gestiegene Erdgaspreise, zunehmende Anlagenausfälle auch aufgrund der hohen Inanspruchnahme während des gesamten Sommers 2000 und schließlich geringere Importmöglichkeiten aus dem Nordwesten verbunden mit geringen eigenen Wasserkrafterzeugungsmöglichkeiten.¹⁰⁷

¹⁰⁵ Ob diese neuen Vorschriften für die Genehmigungen, die in 100 Tagen zu bearbeiten sind, tatsächlich zum Erfolg führen, muss hier allerdings offen bleiben. Immerhin sollen jetzt Anträge, die sich teilweise seit Jahren in der Bearbeitung durch die kalifornische Energiekommission CEC befinden, innerhalb weniger Monate abgearbeitet werden.

¹⁰⁶ Die WAPA liefert Strom insbesondere aus den umfangreichen im Besitz des Bundes befindlichen Wasserkraftwerken im Westen der Vereinigten Staaten. Abnehmer sind weiterverteilende Stromunternehmen. Die WAPA ist eine von vier derartigen Handelsagenturen innerhalb des U.S.-Energieministeriums. Sie organisiert den Absatz von Strom aus Anlagen mit einer Erzeugungskapazität von insgesamt 10 GW.

¹⁰⁷ Die hohen Strompreise im gesamten Westen der Vereinigten Staaten im frühen Winter 2000/2001 führten u.a. dazu, dass einige Industrienachfrager ihren Stromverbrauch durch Produktionseinstellungen massiv drosselten (sowohl einzel-

- Zusätzlich wurden von den beiden großen IOU zunehmende Liquiditätsprobleme bekannt gegeben. Sie erklärten, ihre Rechnungen für Bezüge von CAISO und CalPX nicht vollständig und fristgerecht begleichen zu können. PG&E schränkte daher seinen Bezug via CalPX bereits ab Anfang Januar deutlich ein, die Liquidität am CalPX-Handel ging deutlich zurück. Nachdem auch SCE Zahlungsschwierigkeiten signalisieren musste, wurden beide als Teilnehmer vom CalPX-Handel suspendiert (CEM 2001b, 2001c). Seit dem 18. Januar durften PG&E und SCE daher nicht mehr via CalPX handeln. Mitte Januar war die Liquidität des Day-ahead-Markts der CalPX bereits derart reduziert, dass die Rolle des CalPX-Preises als Benchmark für andere Stromhandelstransaktionen weitgehend weggefallen war. Folgerichtig reduzierte sich am 19. Januar der Spitzenlastumsatz von CalPX auf fast vernachlässigbare 1 600 MW.

Am 17. Januar 2001 reagierte der Gouverneur auf diese Entwicklungen. Er erklärte den Notstand. In diesem Zusammenhang stellte er mit recht drastischen Formulierungen fest, dass die 1995/1996 eingeleitete Liberalisierung völlig verfehlt war und nunmehr fundamental geändert werden müsse. Er wies in der Notstandsverordnung das eigene Amt für Wasserressourcen (DWR) an, kurzfristig Strom anzukaufen und diesen zu Selbstkosten an die endverkaufenden Stromunternehmen (im Fall der Stromunternehmen im öffentlichen Besitz) oder direkt an die Endkunden weiter zu verkaufen.¹⁰⁸

Dieses Vorgehen wurde im Eilverfahren durch den Gesetzgeber sanktioniert und erweitert.¹⁰⁹ Zunächst wurde am 19. Januar eine auf zwölf Tage befristete Zwischenlösung verabschiedet (AB X1_7, California Legislature 2001b).

Als längerfristige Umsetzung der politischen Vorgaben des Gouverneurs wurde nach heftigen politischen Debatten am 1. Februar das AB X1_1 beschlossen (California Legislature 2001a).¹¹⁰ Hiernach wird das Amt für Wasserressourcen für zunächst zwei Jahre ermächtigt, Strom über längerfristige Verträge anzukaufen und weiterzuverkaufen. Zu diesem Zweck wird dem Amt für Wasserressourcen erstens die Möglichkeit eingeräumt, eigene (steuerfreie) Anleihen auszugeben, zweitens werden ihm knapp 900 Mill. Dollar als anfängliche Zwischenfinanzierung zur Verfügung gestellt¹¹¹ und drittens zur Begleichung zusätzlicher administrativer Kosten immerhin über 4 Mill. Dollar bereitgestellt. Aus Sicht des Gesetzgebers sei es evident, dass die derzeitigen Preise und Stromausfälle ein sofortiges Eingreifen des Staates als Marktakteur erfordern: „[T]he public interest, welfare, convenience and necessity require the state to participate in markets for the purchase and sale of power and energy“ (California Legislature 2001c: 6).

als auch gesamtwirtschaftlich sachgerecht) und Gewinne dadurch realisierten, dass sie langfristig gekauften Strom kurzfristig weiterverkauften (vgl. beispielsweise „Blackout im Sonnenstaat“, *Der Spiegel* vom 15. Januar 2001).

- ¹⁰⁸ Die Zuweisung an das Amt für Wasserressourcen mag überraschen. Aber immerhin war das Ministerium bereits seit langer Zeit (in allerdings relativ geringem Ausmaß) im Stromhandel aktiv, da es die staatlichen Wasserressourcen in Kalifornien verwaltet. Zu den ihm gesetzlich bereits länger zugewiesenen Befugnissen gehört der Kauf und Verkauf von Strom. Die Hauptaufgabe des DWR liegt allerdings bislang in der Wasserversorgung (im Rahmen des State Water Project, SWP), nicht in der Wasserkraftgewinnung. Tatsächlich ist das DWR netto ein Stromverbraucher, da es im Wesentlichen über Pumpwerke und Pumpspeicherkraftwerke, kaum über Wasserkraftwerke mit natürlichem Zulauf verfügt (vgl. die Homepage des DWR: www.dwr.water.ca.gov).
- ¹⁰⁹ Wobei das außerordentliche Tempo und die außerordentliche Sitzung beider Kammern des Parlaments vom Gouverneur erzwungen wurden. Die CPUC hat mittlerweile entschieden (CPUC 2001c), dass das DWR den Strom nicht an die IOU oder an CAISO, sondern direkt an die Endkunden verkaufen soll, während der Gesetzgeber ausdrücklich die Frage des Verkaufs an die IOU offen gelassen hat. Allerdings werden PG&E und SCE dazu verpflichtet, als Inkassoagenturen für das DWR zu fungieren. Der Staat wird also nicht nur als Großhändler, sondern auch als Einzelhändler aktiv.
- ¹¹⁰ Bereits am 18. Januar 2001 hatten beide Häuser des Parlaments einen Gesetzentwurf passieren lassen (AB X1_6), der den Verkauf der noch im Besitz der drei alteingesessenen Unternehmen befindlichen Kraftwerke bis 2006 stoppt (California Legislature 2001a), um diese weiterhin in der Regulierungsbefugnis der CPUC belassen zu können. Dies betrifft vorrangig den an sich vorgesehenen Verkauf der Wasserkraftwerkskapazitäten durch PG&E (S. 20). Generell unterliegen diese auch dann weiterhin der Regulierungsbefugnis, wenn sie eine marktliche Bewertung erfahren haben sollten.
- ¹¹¹ Das AB X1_1 stockte die 400 Mill. Dollar des AB X1_7 um 500 Mill. Dollar auf.

Bemerkenswerterweise werden die IOU aber auch unter diesen Bedingungen nicht aus ihrer „Zwickmühle“ entlassen, die Verluste zu tragen, die aus der Differenz zwischen den Großhandelspreisen und der Energiekomponente der fixierten Endkundenpreise resultieren. Konkret lautet die Passage der diesbezüglichen CPUC-Verordnung vom 31. Januar 2001: „[I]f a shortfall exists between the DWR price of the power provided to a particular utility’s customer and the amount that utility collects in trust for DWR, the utility shall be obligated to pay the shortfall“ (CPUC 2001c: 5).

Dies bedeutet nichts anderes, als dass die Endpreise weiterhin fixiert sind, dass darüber hinaus die IOU dazu verpflichtet sind, die Zahlungen der Endkunden auch für Lieferungen des DWR einzutreiben, und dass schließlich — und dies ist die interessanteste Bestimmung — die IOU dem DWR jegliche Kosten zu erstatten hat, die ihm entstehen und die nicht durch die (niedrige) Energiekomponente der Endkundenpreise gedeckt sind.¹¹²

Zu ergänzen bleibt an dieser Stelle noch, dass der Staat Kalifornien mittlerweile in der Frage der Zusammensetzung des Vorstands des CAISO, die die FERC in ihrer Verordnung vom 15. Dezember 2000 aufwarf, selbst aktiv geworden ist. Mit der Annahme des AB X1_5 am 18. Januar 2001 (California Legislature 2001d) wurde der Gouverneur zur Bildung eines neuen CAISO-Vorstands verpflichtet. Dieser hat die Ermächtigung binnen weniger Tage ausgeschöpft, so dass mittlerweile ein aus Sicht des Gouverneurs unabhängiger CAISO-Vorstand seine Arbeit aufgenommen hat. Zusätzlich bremst das Gesetz die ursprünglich beabsichtigte und mittlerweile von der FERC ausdrücklich gewünschte räumliche Erweiterung des CAISO-Gebiets auf umliegende Bundesstaaten.¹¹³

Schließlich zeichnet sich noch eine weitere Entwicklung ab, die über das bisher Geschilderte hinausgehen könnte. Bislang ist Kaliforniens Stromwirtschaft zum überwiegenden Teil in privater Hand. Der Anteil staatlicher und genossenschaftlicher Stromunternehmen ist gemessen am U.S.-Durchschnitt unterdurchschnittlich. Das könnte sich ändern. Nach den jüngsten Plänen des Gouverneurs erwägt der Staat Kalifornien, die bislang im Besitz der drei großen alteingesessenen Unternehmen befindlichen Übertragungsanlagen zu übernehmen. Diese Verstaatlichung wird dabei in der Presse und in den Verlautbarungen des Gouverneurs überwiegend als „bail-out“-Maßnahme für die vor dem Konkurs stehenden Stromunternehmen verstanden.¹¹⁴ Unabhängig von der Frage, wie ein derartiges Vorgehen beispielsweise aus ordnungspolitischer Sicht zu beurteilen ist, und unabhängig von der Frage, wer für die derzeitigen Vorgänge verantwortlich ist, wer also eigentlich die Kosten zu tragen hätte, wäre es eine besondere Ironie der kalifornischen Restrukturierung, wenn eine unter dem Wettbewerbsziel gestartete Reform mit der aus der Not geborenen Verstaatlichung wesentlicher Teile der Stromwirtschaft enden würde.

4. Eine kurze Kritik der bisherigen Maßnahmen auf kalifornischer Ebene

Die im Sommer 2000 und im Januar 2001 ergriffenen Maßnahmen seitens des Gesetzgebers und der Regulierungskommission sind in weiten Teilen als kurzfristig orientierte „Notmaßnahmen“ zu inter-

¹¹² Die Zweijahresbefristung der DWR-Aktivitäten ist hierbei nicht so zu verstehen, dass das DWR nur Stromlieferungen für die nächsten zwei Jahre kontrahieren darf. Vielmehr darf es durchaus Terminverträge mit sehr viel längerer Laufzeit schließen. Im Gesetz findet sich kein Hinweis auf eine Beschränkung der Laufzeiten. Die Befristung bezieht sich allein auf den Abschluss von Kaufverträgen, nicht auf die Durchführung und auch nicht auf den Verkauf von Strom, sondern allein auf den Kauf durch das DWR. Deutlich wird daher, dass der Gesetzgeber die nunmehr beschlossene aktive Rolle des Staates als Stromhändler durchaus auch länger als zwei Jahre einnehmen kann. Es wird jedoch offenbar auch aus Sicht des Gesetzgebers davon ausgegangen, dass in zwei Jahren die Knappheiten durch Kraftwerksneubauten derart an Bedeutung verloren haben werden, dass die Rolle des Staates wieder abnehmen kann.

¹¹³ „Nebenbei“ wird CAISO in dem AB X1_5 auch dazu verpflichtet, täglich via Internet Listen der kalifornischen Kraftwerke zu veröffentlichen, die geplante oder ungeplante Ausfälle aufweisen.

¹¹⁴ Vgl. z.B. Dow Jones Meldungen unter http://www.work.com/index.asp?layout=story_ind_news&vertical=Energy&industry=Utilities&doc_id=39049&wdayi=28.

pretieren, die insbesondere die Auswirkungen der hohen Strompreise auf die Endkunden dämpfen sollen. Die zugrunde liegenden Probleme werden hierdurch allerdings nicht wirklich angegangen, sondern letztlich nur vertagt, unter Umständen sogar noch weiter verstärkt (die Maßnahmen zur Liberalisierung des Kraftwerksneubaus und des Terminhandels sind von dieser Einschätzung allerdings ausdrücklich auszunehmen).¹¹⁵

Zunächst seien die Maßnahmen im Sommer 2000 betrachtet. Es ist davon auszugehen, dass die beschlossene Wiedereinführung der Preisregulierung für Endkunden von SDG&E die Probleme mittelfristig eher noch verschärfen wird. Die Preisobergrenze für SDG&E-Endkunden senkt die Nachfrageelastizität weiter, erhöht damit tendenziell die Knappheiten und auch die Gefahr von Systemzusammenbrüchen. Darüber hinaus wirkt sie preiserhöhend auf den Großhandelsmärkten. Die auch hierdurch erhöhten Verluste der alteingesessenen Stromunternehmen im Stromweiterverkauf werden vermutlich eine vollständige Liberalisierung des Stromhandels weiter hinauszögern, da die Unternehmen ähnlich der ursprünglichen „stranded-cost“-Problematik eine Kompensation für diese Verluste verlangen werden.

Dies kann auf eine Neuauflage einer CTC hinauslaufen, deren Ermittlung und Berechnung schon bislang die Liberalisierung des Stromhandels verzögerte. Die damit zu assoziierende verlängerte Frist bis zu einer weiteren Liberalisierung (eigentlich sollte das Übergangsmodell ja spätestens zu Beginn des Jahres 2002 auslaufen) wäre nur dann nicht zu erwarten, wenn die Regulierer den endverkaufenden Stromunternehmen starke Anreize geben würde, die Nachfrage preiselastischer werden zu lassen. Gesetzt den Fall, den Unternehmen würde glaubhaft gemacht, dass sie unter keinen Umständen eine Entschädigung für die ihnen entstehenden Verluste erhalten werden, hätten diese in der Tat starke derartige Anreize (die sich etwa in Form von umfangreichen Nachfragereduktionsprogrammen, deutlich intensivierten zeitvariablen Tarifen etc. niederschlagen können). Mit anderen Worten: Nur wenn die Endpreisobergrenze gegenüber den Unternehmen tatsächlich konsequent durchgesetzt wird und gleichzeitig nicht zum Ruin der alteingesessenen Unternehmen führt, kann sie positive Auswirkungen entfalten.

Hieran bestanden aber bereits im Sommer 2000 deutliche Zweifel. Darauf deuten auch die Formulierungen des betreffenden Gesetzes hin. Und in der Tat hat die CPUC im Januar 2001 die Endpreisobergrenzen um 1 Cent/kWh angehoben (CPUC 2001a). Im Hintergrund liegt der Umstand, dass die privaten Versorgungsunternehmen mittlerweile mit dem Insolvenzrisiko und massiven Kreditwürdigkeitsproblemen zu kämpfen haben (FERC 2001b: 3). Zur Einschätzung dieser Preiserhöhung muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass diese vom Ausmaß her (rund 9 Prozent der Endkundenpreise für kleine Verbraucher) nur mehr die 10-prozentige Preissenkung zu Beginn des neuen Systems rückgängig gemacht hat. Vom Ergebnis her haben sich also die Endkundenpreise trotz erheblich zunehmender Knappheiten und Kosten für die meisten Kunden gegenüber dem Stand vor den Liberalisierungen nicht erhöht.

Die vom Gesetzgeber beschlossenen Maßnahmen zur Liberalisierung des Kraftwerksbaus gehen hingegen langfristig in die richtige Richtung. Es bleibt jedoch abzuwarten, ob tatsächlich eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren erreicht wird. Und es bleibt angesichts der für 2001 ohnehin erwarteten Zunahme der Kraftwerkskapazitäten zu fragen, ob diese Liberalisierung nicht zu spät kommt, um tatsächlich die realen Knappheiten temporär zu entschärfen.

Auch die Maßnahmen der CPUC zur Liberalisierung des längerfristigen Terminhandels gingen in eine Richtung, die Erfolg versprechend schien. Sie waren jedoch noch sehr halbherzig. Die FERC ging diesbezüglich in ihrer Verordnung vom Dezember sehr viel weiter. Allerdings kam sie offenbar mit ih-

¹¹⁵ Minderheitenmeinungen innerhalb der CPUC machen deutlich, dass zumindest einige der Entscheidungsträger dies auch so sehen. Vgl. das der Verordnung vom August (CPUC 2000a) beiliegende Statement des Commissioner Bilas.

rer verordneten Liberalisierung des Stromterminhandels zu spät, zumindest kurzfristig betrachtet.¹¹⁶ Die Kreditwürdigkeit der zwei großen alteingesessenen Unternehmen war bereits derart beschädigt, dass diese die neuen Freiheiten nicht mehr ausnutzen konnten, langfristige Lieferverträge an der CalPX vorbei schließen zu können.

Kommen wir damit zu den jüngsten Maßnahmen. Sind die Notstandsverordnung und die neuen Gesetze vom Januar/Februar 2001 wirkliche Belege dafür, dass die „Liberalisierung der US-Strommärkte am Ende“ ist, wie es beispielsweise das *Handelsblatt* am 22. Januar 2001 konstatierte?¹¹⁷ Und dies nur knapp drei Jahre, nachdem das kalifornische Experiment seinen Anfang nahm?

Über den Umstand hinaus, dass mit dem Gesetz vom 18. Januar 2001 (AB 1X_6) die Erzeugung der alteingesessenen Unternehmen der direkten Regulierung durch die CPUC unterworfen wird, ist festzuhalten, dass der Gesetzgeber mit den in AB 1X_1 kodifizierten Maßnahmen im Grunde genommen eine weitere staatliche Stelle mit der Regulierung des Strommarkts beauftragt. Zu CEC, CPUC und CEOB als Regulierungskommissionen tritt nämlich nunmehr das Amt für Wasserressourcen als Handelsinstitution hinzu. Dieser Institution wird durch die zur Verfügung gestellten Finanzvolumina und Finanzierungsmöglichkeiten ein erheblicher Einfluss auf die Großhandelstransaktionen insgesamt eingeräumt. Faktisch existieren somit mittlerweile zwei bzw. drei direkt vom Staat geschaffene Stromhandelsorganisationen nebeneinander: Die privatwirtschaftlichen Organisationen CAISO und CalPX insbesondere für den kurzfristig orientierten Stromhandel und das DWR für den eher längerfristig orientierten Stromhandel, dessen Aktivitäten in direkter Konkurrenz vorwiegend zum Block-forwards-Handel der CalPX und den bilateralen Verträgen stehen. Die Rolle des Staats nimmt also deutlich zu, sowohl als Stromhändler als auch als Regulierer.

Das Ziel dieser jüngsten Maßnahmen gerade hinsichtlich der Etablierung einer neuen Stromhandelsinstitution ist hierbei allerdings nicht ganz klar. Wenn es nur darum gehen würde, Alternativen zum Handel via CalPX zu schaffen, warum werden dann nicht die bisherigen Restriktionen für den Terminhandel der drei großen alteingesessenen Unternehmen vollständig beseitigt? Geht es eher darum, neben der CalPX eine weitere (vertrauenswürdigere?) Handelsinstitution unter staatlicher Kontrolle zu schaffen? Ist dies als Möglichkeit intendiert, der offenbar nicht zufriedenstellenden Regulierung des Großhandels durch die FERC zu entgehen und somit faktisch den Großhandel einer Regulierung durch den Bundesstaat Kalifornien zu unterwerfen? Oder geht der Gesetzgeber tatsächlich davon aus, allein der Staat könnte kostengünstige Stromverträge schließen? Dies wäre zumindest ein augenfälliger Widerspruch zu den vielfältigen empirischen Erfahrungen mit den ehemals strikt regulierten Strommärkten, die ja gerade Indizien für die Ineffizienz staatlicher Lenkung im Stromhandel lieferten.

Ein letzter Grund kann in der besseren Kreditwürdigkeit des Staates liegen. Insgesamt betrachtet, scheint diese Motivation die plausibelste Erklärung für das Vorgehen der Legislative zu sein. Es kann wohl davon ausgegangen werden, dass die Etablierung des DWR als Stromhandelsagentur wesentlich darin begründet liegt, dass die alteingesessenen Unternehmen angesichts ihrer rapide gesunkenen Kreditwürdigkeit kaum mehr Strom kaufen können und sie daher auch die durch die FERC-Verordnung geschaffenen Freiräume für bilaterale Verträge überhaupt nicht mehr ausschöpfen können.

Die Ironie liegt nun darin, dass der Staat Kalifornien, d.h. in diesem Fall der Gesetzgeber und die CPUC, Entscheidungen zur Liberalisierung des längerfristigen Terminhandels der großen Stromunter-

¹¹⁶ Vgl. hierzu die (letzte) Stellungnahme des scheidenden Vorsitzenden der FERC vom 18. Januar 2001 in FERC (2001d). Vgl. auch die in CEM (2001c) wiedergegebene Aussage des Direktors von CalPX, wonach im Oktober 2000, also vor der Liberalisierung des Terminhandels der drei großen Unternehmen, längerfristige Verträge im BFM angeboten wurden, deren Konditionen bei durchschnittlich 60 Dollar/MWh, also weit unter den kurzfristigen Preisen lagen: „We could not get anyone to buy them. Very frustrating“.

¹¹⁷ Auch die *Frankfurter Allgemeine Zeitung* vom 19. Januar 2001 urteilt („Neunzig Minuten Blackout“), die jüngsten Maßnahmen kämen „einer Abschaffung der Liberalisierung“ gleich.

nehmen in einer Weise verzögert hat, dass es nunmehr zu spät zu sein scheint, über eine derartige Liberalisierung zu einer Senkung der Strompreise beitragen zu können. Die aktuellen Kreditwürdigkeitsprobleme dieser Unternehmen dürften diesen nämlich den Abschluss längerfristiger Stromlieferverträge massiv erschweren. Die Kreditwürdigkeitsprobleme selbst resultieren jedoch wesentlich aus den Strompreiserhöhungen seit dem Frühsommer 2000, gegen die sich die alteingesessenen großen Unternehmen nicht absichern durften. Und genau deswegen muss nun der Staat selbst einschreiten. Es muss in diesem Zusammenhang jedoch die Frage gestellt werden, warum diesen Unternehmen nicht vom Staat abgesicherte Kreditaufnahmen zur Entschärfung der akuten Probleme ermöglicht werden.

Schließlich sei noch auf die erwähnte Neubesetzung des CAISO-Vorstands durch den Gouverneur eingegangen: Hinter dieser Maßnahme dürfte die heftige politische Diskussion darum liegen, inwieweit Schuldige außerhalb Kaliforniens für die derzeitigen Probleme verantwortlich gemacht werden können. „Konspirationstheorien“ (in den Worten des scheidenden FERC-Vorsitzenden, FERC 2001d) erfahren derzeit eine Hochkonjunktur in Kalifornien. Abgesehen von der Frage, inwieweit dieser Vorstand tatsächlich als „unabhängig“ bezeichnet werden kann (ist doch der kalifornische Staat mittlerweile in Gestalt des Amts für Wasserressourcen selbst zu einem sehr großen Stromhändler geworden), bleibt hierbei bemerkenswert, dass dieses unilaterale Vorgehen vermutlich die Kompetenzen des Staates Kalifornien überschreitet und daher auf deutlichen Widerspruch seitens des scheidenden Vorsitzenden der FERC gestoßen ist („unlawful usurpation of its [FERC] authority“, FERC 2001d).¹¹⁸ Es bleibt daher auch in diesem Bereich eine erhebliche Rechtsunsicherheit, inwieweit derzeitige und zukünftige Entscheidungen des CAISO überhaupt bindende Wirkung entfalten können.

Insgesamt scheinen damit auch die jüngsten Maßnahmen auf kalifornischer Ebene deutlicher von kurzfristigen politischen Handlungszwängen denn von überzeugenden (regulierungs-)ökonomischen Argumenten geprägt zu sein. Hierfür spricht auch der Umstand, dass der kalifornische Gesetzgeber die vom AB 1890 im Jahr 1996 definierten Ziele und grundsätzlichen Instrumente für die wettbewerbsorientierte Regulierung des Stromsektors explizit unverändert ließ. Alle jüngst verabschiedeten Gesetze, auch das AB X1_1, lassen das grundsätzliche und kodifizierte Ziel der möglichst vollständigen Liberalisierung der Erzeugung und des Stromhandels bestehen.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt bleibt also offen, wohin die Entwicklung auf der kalifornischen Ebene läuft. Klar ist, dass die jüngsten Maßnahmen noch keiner Abschaffung der 1996 beschlossenen und seit 1998 eingeleiteten Liberalisierung gleichkommen. Genauso wenig wie die derzeitigen Stromabschaltungen als „direkte Folge der vor vier Jahren beschlossenen [...] Liberalisierung des kalifornischen Stromsektors“ („Neunzig Minuten Blackout“, *Frankfurter Allgemeine Zeitung* vom 19. Januar 2001) bezeichnet werden können, ist bereits heute klar, dass das kalifornische Experiment insgesamt politisch gescheitert ist. Gescheitert ist fraglos das Übergangsmodell, nicht jedoch bislang das langfristige Liberalisierungsmodell. Die jüngsten Entwicklungen machen allerdings auch deutlich, dass die Gefahr weiterer Schritte, die die Liberalisierung insgesamt zurücknehmen, nicht von der Hand zu weisen sind. Gerade weil die bisherigen Maßnahmen für sich genommen die Probleme nicht wirklich angehen, sondern sogar u.U. verschärfen, könnte sich eine Spirale hin zu einer vollständigen Rücknahme der (ohnehin bislang nur halbherzigen) Liberalisierungen ergeben.

¹¹⁸ Vgl. bereits die Anmerkungen zum bisherigen Vorgehen bei der Bildung des CAISO-Vorstands (das die Bildung des CAISO-Vorstands durch das California Electricity Oversight Board beinhaltete und auf Widerstand seitens des FERC stieß; mittlerweile muss das CEOB der Gouverneursentscheidung nur noch zustimmen) in Fußnote 101.

F. Schlägt das Pendel zurück?

I. Zusammenfassung

Die Stromnachfrage in Kalifornien stellt seit dem Frühjahr 2000 extreme Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark und die Transportnetze. Dieser Kraftwerkspark selbst ist deutlich überaltert und der Nachfrageentwicklung nicht angemessen. Zu diesem seit vielen Jahren aufgebauten Investitionsstau hat die Regulierungspolitik wesentlich beigetragen. Insofern starteten die neuen Märkte im Jahr 1998 bereits mit einer erheblichen Hypothek in den Wettbewerb. Insbesondere dem signifikanten Regulierungsrisiko der Vergangenheit sowie den komplexen und langwierigen Genehmigungsverfahren ist es mit zu verdanken, dass der kalifornische Strommarkt derzeit unter erheblichen Engpässen zu leiden hat.

Hinzu kommen als kurzfristige Einflüsse die im Jahr 2000 sehr deutlich gestiegenen Erdgaspreise und Emissionskosten. Die hierdurch verursachten Kosten betragen ein Vielfaches der Großhandelspreise in den beiden ersten Jahren der neuen Märkte und können daher einen Großteil der Preissteigerungen erklären.

Darüber hinaus tragen Marktdesignprobleme bei den CalPX- und CAISO-Märkten dazu bei, dass die zur Begrenzung der Preissteigerungen implementierten Preisobergrenzen nicht immer ihren Zweck erfüllen können. Namentlich der Markt für Ersatzreserve und der Umweg via Out-of-Market-Käufe des CAISO geben den Anbietern die Möglichkeit, der Preisobergrenze auszuweichen. So sie tatsächlich bindend wurde, barg sie das Problem in sich, dass sie das Angebot weiter zurückdrängt. Dies wurde im Winter 2000/2001 deutlich.

Neben diesen Problemen der zu knappen Angebotsressourcen und den Problemen bei der Begrenzung der preislichen Auswirkungen dieser Knappheiten können auch auf der Nachfrageseite einige zentrale Bereiche des unmittelbaren Regulierungsversagens identifiziert werden. Dieses Regulierungsversagen ist insbesondere den Übergangsregelungen zu verdanken, die für die ersten vier Jahre gelten und eigentlich den Übergang zu einem stärker wettbewerblich organisierten Markt erleichtern sollten. Tatsächlich haben sie sich mittlerweile als große Gefahr für den Wettbewerb erwiesen. Hier sind insbesondere die CalPX-Bezugspflicht der alteingesessenen Unternehmen und die starre Preisobergrenze für die Endkundenbelieferung zu nennen.

Die CalPX-Bezugspflicht ist dafür verantwortlich, dass sich die drei alteingesessenen Unternehmen nicht gegen die Strompreisentwicklungen absichern konnten. Die gesetzliche Preisobergrenze für die Endkundenbelieferung wiederum ist dafür mitverantwortlich, dass die Nachfrageelastizität in Kalifornien derzeit extrem niedrig ist. Insofern bestehen kaum wettbewerbliche, dezentrale Anreize zur kurzfristigen Senkung des Stromverbrauchs und damit zur Begrenzung der Strompreisentwicklung.

Die Reaktionen des Gesetzgebers und der Regulierer auf Bundes- und Staatsebene auf die derzeitigen Entwicklungen geben bislang keinen Anlass zur Hoffnung auf zügige Lösungen der Probleme. Zwar hat der Staat jüngst einige Übergangsregulierungen suspendiert. Hierzu zählt die späte Umkehr von der Vorgabe an die alteingesessenen Unternehmen, sich von eigenen, restlichen Kraftwerken trennen zu müssen. Das regulierungspolitische Postulat des eigentumsrechtlichen „unbundling“ von Erzeugung, Transport und Endverkauf ist damit fast drei Jahre nach dem Start der neuen Märkte wieder aufgehoben worden. Schließlich zeichnen sich auch temporäre Lockerungen bei der Genehmigung von neuen Anlagen ab.

Aber diese Maßnahmen sind im Wesentlichen als kurzfristige, reine Notmaßnahmen zu verstehen, die die eigentlichen Probleme nicht wirklich angehen. Die zentrale Frage, in welcher Weise auf der Großhandelsebene überhaupt noch Stromhandel abgewickelt werden kann und wie er reguliert werden wird, die Fragen, ob (gegebenenfalls wann und inwieweit) der Stromhandel dereguliert werden und wie mit den Kosten der derzeitigen Endpreisobergrenzen umgegangen werden soll, und schließlich

auch die Frage, wie sich die föderale Kompetenzaufteilung weiter entwickeln wird, sind derzeit weitgehend ungeklärt.

Exemplarisch für die derzeitige Situation ist der Umstand, dass die Existenz der CalPX, einer zentralen Institution der mit den Reformen geschaffenen neuen Märkte, durch die jüngste FERC-Entscheidung und die finanziellen Probleme der alteingesessenen Unternehmen in Frage gestellt wird, ohne dass bislang wirkliche Alternativen für den fraglos notwendigen kurzfristigen Terminhandel geschaffen worden sind. Dies sind für den CAISO Extrembedingungen und stellt den Ausgleichshandel vor unvorhergesehene Anforderungen. Dabei ist auch zu beachten, dass der Wegfall des CalPX-Handels die Situation per se kaum verbessern kann, da auch in den benachbarten Regionen der Strom knapp ist und die Preise stark angezogen haben (vgl. FERC 2000c und sehr aktuell FERC 2001e). Selbst wenn ein Teil der Probleme dem CalPX-Handel zu verdanken ist, kann ein Ausweichen auf andere kurzfristig orientierte Handelsinstitutionen und/oder auf längerfristige Verträge für sich genommen nicht die Lösung der Probleme sein. Es bleibt zu befürchten, dass durch die Aktionen der Regulierungskommissionen und des Gesetzgebers bei den Stromverbrauchern (und Wählern) Hoffnungen geweckt werden, die sich nicht erfüllen können. Die fehlende Kohärenz der neuen Bestimmungen schafft erhebliche Unsicherheiten. Dies könnte die dringend benötigten Investitionen in neue Erzeugungs- und Transportanlagen negativ beeinflussen.

II. Schlussfolgerungen

Das kalifornische Beispiel kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht als Beleg für die These herangezogen werden, dass Wettbewerb in der Stromwirtschaft nicht machbar oder generell mit zu hohen Kosten für die Kunden verbunden sei. Hiergegen sprechen zwei zentrale Argumente:

Erstens sollte es nicht überraschen, dass ein Markt, der durch bindende Kapazitätsrestriktionen gekennzeichnet ist, hohe Preise mit sich bringt. Dies ist normal und sollte durch die Preissignale zu einer Erhöhung der Investitionen führen. Die hohen Preise sind somit gleichzeitig die Ursache für deren zukünftige Beseitigung. So funktioniert ein Markt. Und die verfügbaren Informationen über Kraftwerksneubauten deuten recht überzeugend darauf hin, dass dieser Prozess im Gange ist und mit einer deutlichen Abnahme der Knappheiten zu rechnen ist. Die entscheidende Frage lautet daher, ob dem Markt von politischer Seite her Zeit gelassen wird, sich zu entwickeln, oder ob das kalifornische Experiment vorzeitig abgebrochen wird.

Zweitens kann das kalifornische Beispiel schon deshalb nicht als Kronzeuge gegen eine Deregulierung herhalten, weil es sich im betrachteten Zeitraum wahrlich nicht um einen deregulierten Markt handelte. Zwar finden sich in den Verordnungen und Gesetzen, die die Reformen initiierten, viele Erkenntnisse zum Wettbewerbsprinzip und zu den erhofften Vorteilen aus der Umsetzung desselben. Tatsächlich wurden aber derart viele detaillierte Regulierungsvorschriften erlassen, dass ohne Zweifel von einem sehr partiell liberalisierten statt von einem deregulierten Strommarkt die Rede sein muss. Hierbei ist zuvorderst die Partizipationspflicht der alteingesessenen Stromunternehmen an der zentralen Strombörse CalPX zu nennen, aber auch zahlreiche weitere Bestimmungen tangieren den Handel mit Strom: Die Beibehaltung bzw. Wiedereinführung der Endpreisregulierung dürfte zu einer sehr geringen Nachfrageelastizität beitragen und damit die Probleme verschärfen.

Die verfügbaren Indizien weisen daher darauf hin, dass die derzeitigen Probleme eher einer zu starken und inkonsistenten Regulierung denn einer Deregulierung zu verdanken sind. Faktisch wurde nämlich zumindest für eine Übergangszeit und zumindest für die drei großen Stromunternehmen ein Poolmodell und kein Common-Carrier-Modell etabliert. Dieses Poolmodell, ohnehin gekennzeichnet durch eine recht strikte Regulierung des Stromhandels, wurde zusätzlich noch durch das generelle Verbot langfristiger Verträge und die strikte Endpreisregulierung ergänzt.

Dieser Punkt wird inzwischen auch von den Regulierern zugegeben, insbesondere von der FERC und in etwas geringem Maße auch von der CPUC. Die FERC führt hierzu in ihrer Verordnung vom November aus: „The California experience has highlighted the dangers of hard-wiring a market design that is inflexible and cannot adapt to need changes. [...] In California, we are confronted with a situation where market participants have to work around overly prescriptive market institutions and requirements which have become an impediment to the efficient operation of the marketplace and which have harmed consumers“ (FERC 2000d: 18).

Derzeit nährt eine Regulierung die nächste, und es besteht die Gefahr, dass das eigentliche Ziel der Reformen, über eine Liberalisierung vor allem des Handels eine Effizienzverbesserung in Erzeugung und Verwendung zu erreichen, in immer weitere Ferne rückt. Daraus folgt: Der Versuch, für die ehemaligen Monopolisten ein striktes Poolmodell vorzuschreiben, diesen Unternehmen langfristige Absicherungsverträge zu untersagen und gleichzeitig eine Erhöhung der Endkundenpreise zu verbieten, ist gescheitert. Das als Übergangsmodell für die ersten vier Jahre gewählte hybride Modell kämpft nicht mehr um sein Überleben, es ist tot.

Welche Schlussfolgerungen können für die weitere kalifornische Regulierungspolitik gezogen werden? Wenn das grundsätzliche Ziel einer wettbewerbsorientierten Stromwirtschaft weiterhin verfolgt werden soll, wenn also aus dem Scheitern des Übergangsmodells nicht das Scheitern des Liberalisierungsmodells als Ganzes folgen soll, muss die Antwort wohl vielgestaltig sein.

- Zum einen müssen die weiterhin bestehenden Restriktionen für den Zubau neuer Anlagen in Erzeugung und Transport überprüft werden. Dies verlangt auch eine kritische Überprüfung der bisherigen Freiräume für Trittbrettfahrerverhalten und Kirchturmpolitiken. Die Alternative hierzu könnte nur in einer deutlichen Senkung der Gesamtnachfragemengen bestehen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt muss aber stark bezweifelt werden, ob die hierfür notwendigen Preissteigerungen oder administrativ verfügbaren Stromsperren ein gangbarer Weg sind.
- Zum anderen müssen den Stromunternehmen deutlich größere individuelle Freiräume zur Absicherung ihrer Risiken eingeräumt werden. Dies betrifft vor allem die weiterverkaufenden Stromunternehmen, deren Strombeschaffungsmöglichkeiten weitgehend dereguliert werden sollten. Nur dann haben diese Stromunternehmen die Möglichkeiten und Anreize, ein ihren Bedürfnissen und Informationen entsprechendes Risikoportfolio zu wählen. Die Argumente, die anfangs für eine Regulierung der Strombeschaffung der alteingesessenen Unternehmen gesprochen haben mögen, sind mittlerweile weggefallen. Eine Liberalisierung würde die Regulierung in stärkerem Maß aus der juristischen Verantwortung für das finanzielle Wohlergehen der Stromverkaufsunternehmen entlassen und auch die derzeit bereits am Horizont aufziehende abermalige „stranded cost“- Problematik entschärfen.
- Darüber hinaus müssen den Nachfragern stärkere Anreize zur effizienten Energieverwendung als bislang gesetzt werden. Dies spricht eindeutig gegen eine Beibehaltung strikter Endpreisobergrenzen und stattdessen dafür, die Nachfrager ihre eigenen Strombezugsverträge selbst wählen zu lassen. Dann können sie selbst entscheiden, in welchem Ausmaß sie sich gegen Preiserhöhungen absichern und inwieweit sie die Einsparmöglichkeiten aufgrund stark zeitvolatiler Preise ausschöpfen wollen. Erste Indizien dafür, dass die Nachfrager sich der Knappheiten bewusst sind, liegen vor. Nun kommt es vor allem darauf an, die dezentralen Anreize zur effizienten Energieverwendung und ggf. zur Energieeinsparung zu verstärken, um hierdurch die Notwendigkeit für zentral gesteuerte und undifferenzierte Stromabschaltungen zu verringern. Dies erfordert auch die Prüfung, ob die Installation von Stunden-Strom-Zählern forciert werden sollte.
- Schließlich muss im Interesse insbesondere der politischen Tragfähigkeit des generellen Liberalisierungsziels wohl über eine gezielte und temporäre Regulierung einzelner Erzeuger nachgedacht werden, um die Auswirkungen der Marktmachtprobleme der Großhandelsebene auf die Endkunden zu begrenzen. Entscheidend hierbei dürfte die Lösung des schwierigen Trade-offs zwischen Allokati-

on ineffizienz und der damit notwendigen Investitions- und Verwendungsanreize auf der einen Seite und der Verteilungseffekte auf der anderen Seite sein. Gleichzeitig müssen die politischen Entscheidungsträger klären, inwieweit sie bereit sind, Lösungen für die wesentlich durch politische Entscheidungen verursachten finanziellen Probleme der beiden großen alteingesessenen Stromunternehmen bereitzustellen.

Ein im Nachhinein großer Fehler der Regulierung war die Etablierung der Zwangspartizipation der drei großen Stromunternehmen und das alleinige Setzen auf den kurzfristigen Stromhandel via CalPX: Wenn die weiterverkaufenden Stromunternehmen über einen größeren Anteil an längerfristigen Bezugsverträgen in ihrem Beschaffungsportfolio verfügt hätten, wären die politisch hochbrisanten Verteilungsprobleme deutlich kleiner. Gleichzeitig hätten die hohen kurzfristigen Strompreise korrekte Signale für die Stromverbraucher und für den Zubau neuer Kraftwerke liefern können. Ein ebenso großer Fehler bestand darin, die Transaktionen und Konditionen auf den kurzfristigen Großhandelsmärkten weitgehend zu deregulieren, ohne gleichzeitig die Bedingungen dafür zu schaffen, dass hohen Preisen zeitnah durch den Zubau neuer Anlagen begegnet werden konnte.

Schließlich ist auch darauf hinzuweisen, dass die aktuelle Entwicklung, die auf die Zahlungsunfähigkeit der alteingesessenen Unternehmen PG&E und SCE hin zu arbeiten scheint, grundsätzliche Fragen zur Glaubwürdigkeit der Regulierung aufwirft. Wenn es richtig ist, dass die derzeitigen finanziellen Probleme dieser Unternehmen wesentlich auf das Zusammenwirken zweier Regulierungsvorschriften — Zwangspartizipation auf dem Großhandelsmarkt und starre Preisobergrenze auf dem Einzelhandelsmarkt — zurückgeführt werden müssen, dann wäre es unter dem Aspekt des Verursacherprinzips ein bizarres Ergebnis der Restrukturierungen von 1995/1996, wenn PG&E und SCE Konkurs anmelden müssten. Damit stellt sich auch die Frage, inwieweit sich hier ein neues Regulierungsrisiko offenbart, das in dieser Größenordnung und in diesen Auswirkungen in den Vereinigten Staaten bislang unbekannt war.

Positiv an den kalifornischen Ereignissen ist, dass es aufgrund der unterschiedlichen Regulierungen und Ergebnisse in den Vereinigten Staaten klar wird, dass es sich hierbei nicht um eine unvermeidbare „Naturkatastrophe“ handelt. Vielmehr kann recht deutlich herausgearbeitet werden, wer wofür die Verantwortung trägt. Das oft gescholtene Nebeneinander mehrerer Regulierungsregime in den Vereinigten Staaten und die hiermit einhergehende Transparenz über alternative Regulierungsansätze und Regulierungsergebnisse berechtigt im Prinzip zur Hoffnung auf Besserung, hilft bei der regionalen Begrenzung von Fehlentwicklungen und bietet Beobachtern in anderen Bundesstaaten und Ländern die Chance, von den Fehlern anderer zu lernen. Dies trägt durchaus den Charakter eines Wettbewerbs der Regulierer und eines Wettbewerbs der Regulierungskonzepte. Das kalifornische Experiment verdeutlicht, dass ein „optimales“ Design für Strommarktreformen nicht einfach zu finden ist und dass der Teufel in den Details liegt, im kalifornischen Fall insbesondere in den — auch von akademischen Beobachtern — oftmals vernachlässigten Übergangsregulierungen. Nur sehr wenige Beobachter hatten die im Nachhinein wenig überraschenden Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten antizipiert. Der Blick auf das langfristige Ziel hatte den Blick auf die möglichen Gefahren der ja nur temporär geltenden Regulierungen im Bereich des Stromhandels getrübt. Es ist eine auch aus wissenschaftlicher Sicht spannende Frage, ob der Wettbewerb der Regulierungsansätze als Entdeckungsverfahren für bessere Lösungen fungiert oder ob das Scheitern eines einzelnen, wenngleich prominenten Experiments zum Scheitern oder Abbremsen des gesamten Wettbewerbsansatzes für die Stromwirtschaft in den Vereinigten Staaten führen wird.

Das kalifornische Übergangsmodell ist gescheitert. Die Frage lautet, was hieraus politisch in Kalifornien und anderswo folgen wird.

III. Ausblick

Derzeit wächst die Gefahr, dass die politische Tragfähigkeit des Wettbewerbsansatzes in der Stromwirtschaft weiter erodiert. Auch wenn das kalifornische Experiment noch nicht politisch gescheitert ist in dem Sinne, dass die (ohnehin nur partiellen) Liberalisierungen aus der Zeit 1995/1996 vollständig zurückgenommen worden sind: Zum gegenwärtigen Zeitpunkt muss als offen gelten, ob der kalifornische Strommarkt auf dem Weg zu einer stärkeren wettbewerblichen Öffnung oder aber im Gegenteil auf dem Weg zu einer massiven Wiedereinführung der Regulierung ist. Es ist ungeklärt, wohin die Reise geht.

Es ist sogar vorstellbar, dass das offenbarte erhebliche Regulierungsrisiko einen dauerhaften Rückschlag nicht allein für den wettbewerblichen Ansatz, sondern auch für die Rolle privatwirtschaftlicher Unternehmen in der U.S.-amerikanischen Stromwirtschaft bedeuten könnte. Immerhin deutet die Installation des kalifornischen Amts für Wasserressourcen als staatliche Handelsagentur darauf hin, dass der kalifornische Gesetzgeber selbst anerkennt, dass unter den derzeitigen instabilen politischen Umfeldbedingungen eine privatwirtschaftliche Lösung mit erheblichen Problemen verbunden ist. Bei einem politischen Scheitern des kalifornischen Wettbewerbsmodells kann vermutet werden, dass dies Vorbildcharakter für andere Staaten in den Vereinigten Staaten haben wird, wie es zuvor auch die Liberalisierung hatte. Eine darüber hinausgehende mögliche Verstaatlichung von Teilen der Stromwirtschaft — deren Möglichkeit derzeit für den Fall Kalifornien nicht von der Hand zu weisen ist — hätte vermutlich noch sehr viel weiter gehende Folgen.

Literatur

- Alaywan, Z. (2000). Evolution of the California Independent System Operator. *Electricity Journal* 13(6): 69–83.
- Allaz, B. (1987). *Strategic Forward Transactions under Imperfect Competition: The Dupoly Case*. Diss. Princeton.
- Allaz, B., und J.-L. Vila (1993). Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency. *Journal of Economic Theory* 59: 1–16.
- Borenstein, S., und J. Bushnell (2000). California Consumers Haven't Seen Benefits of Deregulating the Electricity Yet — What Went Wrong? *San Jose Mercury News* 27. August.
- Borenstein, S., J. Bushnell und S. Stoft (2000). The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry. *RAND Journal of Economics* 31(2): 294–325.
- Bushnell, J., und F. Wolak (1999). Regulation and the Leverage of Local Market Power in the California Electricity Market. Power Working Paper 070. University of California Energy Institute.
- CAISO (California Independent System Operator) (1999a). Annual Report on Market Issues and Performance. Prepared by the Market Surveillance Unit. June. <http://www.caiso.com/docs/1999/06/04/1999060416162424876.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (1999b). Report on Redesign of Markets for Ancillary Services and Real-Time Energy. Prepared by Market Surveillance Committee. March 25. <http://www.caiso.com/docs/1999/04/06/1999040616452832384.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2000a). Report on California Energy Market Issues and Performance: May–June, 2000. Special Report Prepared by the Department of Market Analysis. August 10. <http://www.caiso.com/docs/09003a6080/07/40/09003a6080074029.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2000b). An Analysis of the June 2000 Price Spikes in the California ISO's Energy and Ancillary Services Markets. Market Surveillance Committee. September 6. <http://www.caiso.com/docs/2000/09/26/200009261407245692.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2000c). Market Analysis Report for October. November 17. <http://www.caiso.com/docs/09003a6080/09/d0/09003a608009d00c.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2001a). Market Analysis Report for December. January 16. <http://www2.caiso.com/docs/2001/02/05/2001020510182026927.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2001b). Market Analysis Report for January. February 16. <http://www2.caiso.com/docs/2001/02/23/200102231021112363.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2001c). Report on Real Time Supply Costs above Single Price Auction Threshold: December 8, 2000 – January 31, 2001. Prepared by the Department of Market Analysis. February 28. <http://www.caiso.com/docs/2001/03/01/2001030111291427330.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2001d). Motion for Issuance of Refund Notice to Sellers, Request for Data, Request for Hearing, and Request for Expedited Action of the California ISO and the California EOB in Docket Nos. EL00-95-000, et al. March 1. <http://www.caiso.com/docs/2001/03/01/2001030111265727247.pdf>
- California Legislature (1996). Assembly Bill No. 1890 (Stats. 1996, Ch. 854). http://www.leginfo.ca.gov/pub/95-96/bill/asm/ab_1851-1900/ab_1890_bill_960924_chaptered.pdf
- California Legislature (2000a). Assembly Bill No. 2290: An Act to Add Section 454.15 to the Public Utilities Code, Relating to Public Utilities, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. August 10. http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_2251-2300/ab_2290_bill_20000810_amended_sen.pdf

- California Legislature (2000b). Assembly Bill No. 265: An Act to Add Section 332.1 to the Public Utilities Code, Relating to Public Utilities, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor September 6, 2000. Filed with Secretary of State September 7, 2000). http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0251-0300/ab_265_bill_20000907_chaptered.pdf
- California Legislature (2000c). California Energy Security and Reliability Act of 2000. Assembly Bill No. 970. (Approved by Governor September 6, 2000. Filed with Secretary of State September 7, 2000). http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0951-1000/ab_970_bill_20000907_chaptered.pdf
- California Legislature (2001a). Assembly Bill No. 6 (AB X1_6). An Act to Amend Sections 216, 330, and 377 of the Public Utilities Code, Relating to Public Utilities, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor January 18, 2001. Filed with Secretary of State January 18, 2001.) http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0001-0050/abx1_6_bill_20010118_chaptered.pdf
- California Legislature (2001b). Senate Bill No. 7 (SB X1_7). An Act to Add and Repeal Section 200 of the Water Code, Relating to Public Utilities, Making an Appropriation Therefor, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor January 19, 2001. Filed with Secretary of State January 19, 2001.) http://info.sen.ca.gov/pub/bill/sen/sb_0001-0050/sbx1_7_bill_20010119_chaptered.pdf
- California Legislature (2001c). Assembly Bill No. 1 (AB X1_1). An Act to Amend Section 366.5 of, and to Add Section 360.5 to, and to Repeal Section 355.1 of, the Public Utilities Code, and to Add Division 27 (Commencing with Section 80000) to the Water Code, Relating to Electric Power, Making an Appropriation Therefor, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor February 1, 2001. Filed with Secretary of State February 1, 2001.) http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0001-0050/abx1_1_bill_20010201_chaptered.pdf
- California Legislature (2001d). Assembly Bill No. 5 (AB X1_5). An Act to Amend Sections 335 and 341.2 of, to Add Sections 352 and 352.5 to, and to Repeal and Add Section 337 of, the Public Utilities Code, Relating to Public Utilities, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor January 18, 2001. Filed with Secretary of State January 18, 2001). http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0001-0050/abx1_5_bill_20010118_chaptered.pdf
- CalPX (California Power Exchange) (1998). Report on Market Issues in the California Power Exchange Energy Markets. Prepared for the Federal Energy Regulatory Commission by The Market Monitoring Committee of the California Power Exchange. August 17. http://www.calpx.com/regulatory/fercfilings/index_market_monitoring.html
- CalPX (California Power Exchange) (1999a). Second Report on Market Issues in the California Power Exchange Energy Markets. Prepared for the Federal Energy Regulatory Commission by The Market Monitoring Committee of the California Power Exchange. March 9. http://www.calpx.com/regulatory/fercfilings/index_market_monitoring.html
- CalPX (California Power Exchange) (1999b). Electricity Markets of the California Power Exchange. Annual Report to the Federal Energy Regulatory Commission. California Power Exchange Corporation Market Compliance. July 30. http://www.calpx.com/regulatory/fercfilings/index_market_monitoring.html
- CalPX (California Power Exchange) (2000a). Third Report on Market Issues in the California Power Exchange Energy Markets: The Impact of Reliability Must-Run Contract Reform and Ancillary-Services Market Redesign on the Performance of California's Electricity Markets. Prepared for the Federal Energy Regulatory Commission by The Market Monitoring Committee of the California Power Exchange. June 6. http://www.calpx.com/regulatory/fercfilings/index_filings_notices.html
- CalPX (California Power Exchange) (2000b). Electricity Markets of the California Power Exchange. Second Annual Report to the Federal Energy Regulatory Commission. California Power Exchange Corporation Market Compliance. July 31. <http://www.calpx.com/regulatory/marketcompliance/index.html>
- CalPX (California Power Exchange) (2000c). CalPX Market Activity. Quarterly Journal (Public Copy) January 2000–March 2000. Prepared by: California Power Exchange Corporation Compliance Unit. August 23. <http://www.calpx.com/regulatory/marketcompliance/index.html>

- CalPX (California Power Exchange) (2000d). Price Movements in California Power Exchange Markets. Analysis of Price Activity: May–September 2000. California Power Exchange Corporation Compliance Unit. November 1. <http://www.calpx.com/regulatory/marketcompliance/Final%20Price%20Paper%20October%2031,%202000.pdf>
- CEC (California Energy Commission) (1999). High Temperatures & Electricity Demand. An Assessment of Supply Adequacy in California. Trends & Outlook. Report of the California Energy Commission Staff. July. http://www.energy.ca.gov/electricity/1999-07-23_HEAT_RPT.PDF
- CEC (California Energy Commission) (2000a). Power Plant Projects Before the Commission Since 1979. September 18. http://www.energy.ca.gov/sitinigcases/projects_since_1979.html
- CEC (California Energy Commission) (2000b). Current, Expected and Approved Power Plant Licensing Cases. September 18. <http://www.energy.ca.gov>
- CEC (California Energy Commission) (2000c). Electric Generation Divestiture in California. September 22. <http://www.energy.ca.gov/electricity/divestiture.html>
- CEC (California Energy Commission) (2000d). California Power Plants In-State Installed Capacity and Dependable Capacity. <http://www.energy.ca.gov/electricity/capacity.html>
- CEC (California Energy Commission) (2000e). 2000 Database of Power Plants. http://www.energy.ca.gov/database/2000_PLANTS.XLS
- CEM (California Energy Markets) (2000a). An Independent News Service from Energy Newsdata. No. 584, September 15.
- CEM (California Energy Markets) (2000b). An Independent News Service from Energy Newsdata. No. 585, September 22.
- CEM (California Energy Markets) (2001a). An Independent News Service from Energy Newsdata. No. 599, January 5.
- CEM (California Energy Markets) (2001b). An Independent News Service from Energy Newsdata. No. 600, January 12.
- CEM (California Energy Markets) (2001c). An Independent News Service from Energy Newsdata. Western Price Survey. January 31.
- CEOB (California Electricity Oversight Board) (2000). Complaint filed by the Electricity Oversight Board before the Federal Energy Regulatory Commission. August 28. http://www.eob.ca.gov/documents/2000-08-30_FERC_COMPLAINT.PDF
- Chandley, J.D., S.M. Harvey und W.W. Hogan (2000). Electricity Market Reform in California. 22. November. Mimeo. http://ksghome.harvard.edu/~whogan.cb.g.ksg.chhferc_ca_112200.pdf
- Council (Council of Economic Advisers) (1996). Annual Report of the Council of Economic Advisers. In United States Government Printing Office (Hrsg.), *Economic Report of the President*. Washington, D.C.
- CPUC (California Public Utilities Commission) (1995). Electric Restructuring Decision. D.95-12-063. December 20, 1995. Modified by D.96-01-009. January 10, 1996. San Francisco.
- CPUC (California Public Utilities Commission) (1996). *Interim Opinion*. (updated Roadmap Decision) D.96-12-088. 20. December.
- CPUC (California Public Utility Commission) (1998). Supplemental Direct Access Implementation Activities Report: Statewide Summary. September 15. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/energy_division/ToDateAugust98_web.xls
- CPUC (California Public Utility Commission) (1999a). Decision 99-10-057. October 21. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/elec_restruct/decisions/D9910057.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (1999b). Supplemental Direct Access Implementation Activities Report: Statewide Summary. September 15. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/energy_division/ToDateAugust99_web.xls

- CPUC (California Public Utility Commission) (1999c). Decision 99-05-051. May 27. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/elec_restruct/decisions/D99-05-051.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000a). Opinion Modifying Decision (D.) 00-06-034 and D.00-08-021 to Adopt a Bill Stabilization Plan for San Diego Gas & Electric Company. Decision 00-08-037. August 21. San Francisco.
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000b). Order Instituting Investigation into the Functioning of the Wholesale Electric Market and Associated Impact on Retail Electric Rates in the Service Territory of San Diego Gas & Electric Company. I.00-08-002. August 3. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/1346.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000c). Decision Regarding Bilateral Contracts. Decision 00-08-023. August 3. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/1357.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000d). Opinion Regarding Bilateral Contracts. Decision 00-09-075. September 21. http://webpageserver.cpuc.ca.gov/word_pdf/FINAL_DECISION/2615.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000e). Opinion Expanding Rate Stabilization Plan for San Diego Gas & Electric Company. Decision 00-09-040. September 7. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/2122.PDF
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000f). Final Opinion Regarding Policies Related to Post-transition Ratemaking. Decision 00-06-034. June 8. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/_Toc485016780
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000g). Registered „Electric Service Providers“. October 19. http://www.cpuc.ca.gov/published/ESP_Lists/esp_udc.htm.
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000h). Supplemental Direct Access Implementation Activities Report: Statewide Summary. September 15. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/energy_division/dasrs/ToDateAugust2000_web.xls
- CPUC (California Public Utility Commission) (2001a). Decision 01-01-018. January 4. http://www.cpuc.ca.gov/word_pdf/FINAL_DECISION//4328.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2001b). Decision 01-01-019. January 4. http://www.cpuc.ca.gov/word_pdf/FINAL_DECISION/4375.pdf
- CPUC (California Public Utility Commission) (2001c). Decision 01-01-061. January 31. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/4867.doc
- DOE (Department of Energy) (2000a). Comprehensive Electricity Competition Plan. April. <http://home.doe.gov/policy/elecrol.pdf>
- DOE (Department of Energy) (2000b). Comments of the Department of Energy. November 22. <http://www.energy.gov/HQPress/releases00/novpr/calfile.pdf>
- Earle, R.L. (2000). Demand Elasticity in the California Power Exchange Day-Ahead Market. *The Electricity Journal* 13(8): 59–65.
- EI (2000). Making Competition Work. Building Electric Generation and Transmission to Meet Spiralling Demand. September. http://www.ei.org/issues/comp_reg/price_volatility.pdf
- EIA (Energy Information Administration) (1978). *Monthly Electric Power Statistics*. January–December. DOE/EIA-0034.
- EIA (Energy Information Administration) (1988). *State Energy Price and Expenditure Report 1986*. DOE/EIA-0376. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1994). *State Energy Price and Expenditure Report 1992*. DOE/EIA-0376. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1996a). Inventory of Power Plants in the United States as of January 1, 1996. December 1996 DOE/EIA-0095(95). <ftp://www.eia.doe.gov/pub/pdf/electricity/009595.pdf>

- EIA (Energy Information Administration) (1996b). *Electric Sales and Revenue 1995*. DOE/EIA-0540. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1997). *Electric Power Monthly September*. DOE/EIA-0226(97/09). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1998a). *Electric Power Annual 1997. Vol II*. DOE/EIA-0348(97/2). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1998b). *Electric Sales and Revenue 1997*. DOE/EIA-0540(97). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1999). *Electric Sales and Revenue 1998*. DOE/EIA-0540(98). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (2000a). *Electric Power Annual 1999. Vol. I*. DOE/EIA-0348(99/1). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (2000b). *Electric Sales and Revenue 1999*. DOE/EIA-0540(99). <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/esr/esr1999.pdf>
- EIA (Energy Information Administration) (2000c). Inventory of Power Plants 1999. DOE/EIA-0095(99) <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/ipp/ipp99.pdf>
- EIA (Energy Information Administration) (2000d). *Electric Power Monthly September*. DOE/EIA-0226(2000/09). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (2000e). State Electricity Profiles. DOE/EIA-0629. http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/st_profiles/wholepub.pdf
- EIA (Energy Information Administration) (2000f). *Electric Power Monthly August*. DOE/EIA 0226(2000/08). Washington, D.C. <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epm/epm.pdf>
- EIA (Energy Information Administration) (2001). *Electric Power Monthly January*. DOE/EIA 0226(2001/01). Washington, D.C.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1999). *Order No. 2000 — Regional Transmission Organizations*. December 20. Docket No. RM99-2-001 (90 FERC 31,089).
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000a). *State of the Markets 2000: Measuring Performance In Energy Market Regulation*. March. <http://www.ferc.fed.us/news1/pressreleases/som20001.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000b). *Order Directing Staff Investigation*. July 26. (29 FERC 61.150). http://cips.ferc.fed.us/Q/CIPS/MISC/M_MS/MS072600.000.TXT.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000c). *Staff Report to the Federal Energy Regulatory Commission on Western Markets and the Causes of the Summer 2000 Price Abnormalities. Part I of Staff Report on U.S. Bulk Power Markets*. November 1. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/frontmatter.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000d). *Market Order Proposing Remedies for California Wholesale Electric Markets (Issued November 1)*. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/el00-95-000.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000e). *Staff Report to the Federal Energy Regulatory Commission on the Bulk Power Markets in the United States. Part II of Staff Report on U.S. Bulk Power Markets*. November 1. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/reportcover.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000f). *Order Directing Remedies for California Wholesale Electric Markets (Issued: December 15) (93 FERC 61,294)*. <http://www.ferc.fed.us/electric/cal1215order.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001a). *Response of the Federal Energy Regulatory Commission in Opposition to Petition for Writ of Mandamus*. January 2. <http://www.ferc.fed.us/electric/writ.pdf>

- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001b). Chairman Hoecker's January 4. Remarks on Commission Order Issued December 15, 2000, in Docket No. EL00-95-000, et al. — Modified to reflect Errata issued on January 5, 8, and 17, 2001. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/4Chair3rderrataincludedFinal.PDF>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001c). Order Finding Violation of Prior Commission Order and Federal Power Act, and Requiring Immediate Recalculation of Wholesale Rates. (Issued January 29). <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/el00-95-009.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001d). Addendum to Remarks of January 4, 2001, by Chairman Hoecker. January 18. http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/Furtherconcurrency_Jan_18.pdf
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001e). Staff Report to the FERC on Northwest Power Markets in Nov. and Dec. 2000. February 1. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/draft0131b.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001f). Report On Plant Outlages in the State of California. Prepared by the Office of the General Counsel Market Oversight & Enforcement, Office of Markets, Tariffs and Rates Division of Energy Markets. February 1. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/Public-Feb1.pdf>
- FERC (2001g). Order Addressing Creditworthiness Tariff Provisions Proposed by the California Independent System Operator and California Power Exchange issued February 14, 2001 in Docket No. ER01-889-000, et al. . <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/ER01-889-000.pdf>
- Green, R. (1999). The Electricity Contract Market in England and Wales. *Journal of Industrial Economics* 47(1): 107–124.
- Harvey, S., and W.W. Hogan (2000). Issues in the Analysis of Market Power in California. October 27. Mimeo. http://ksghome.harvard.edu/~whogan.cbg.ksg/HHMktPwr_1027.pdf.
- Joskow, P.L. (1974). Inflation and Environmental Concern: Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation. *The Journal of Law and Economics* 17: 291–327.
- Joskow, P.L. (2000a). Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector. Revised Discussion Draft. February 17. Mimeo. <http://web.mit.edu/pjoskow/www/BrookingsV2.pdf>
- Joskow, P.L. (2000b). Why Do We Need Electricity Retailers? Or Can You Get It Cheaper Wholesale. Revised Discussion Draft. January 13. Mimeo. <http://web.mit.edu/pjoskow/www/RETAILV2.pdf>
- Joskow, P.L., and P.W. MacAvoy (1975). Regulation and the Financial Condition of the Electric Power Companies. *American Economic Review* 65(2): 295–301.
- Joskow, P.L., and R. Schmalensee (1986). Incentive Regulation for Electric Utilities. *Yale Journal on Regulation* 4(1): 1–49.
- Joskow, P.L., and E. Kahn (2000). A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000. November 21. <http://www.stoft.com/x/cal/20001121-Joskow-Kahn.pdf>.
- Kahn, M.A. (2000). Testimony of Michael A. Kahn, Chairman, Electricity Oversight Board Before the Joint Hearing of the Assembly Utilities and Commerce Committee and the Senate Energy, Utilities, and Communications Committee. August 10. http://www.eob.ca.gov/documents/2000-08-10_KAHN_TESTIMONY.PDF
- Kahn, M.A., and L. Lynch (2000). California's Electricity Options and Challenges. Report to Governor Gray Davis. August 2. http://www.cpuc.ca.gov/word_pdf/REPORT/report.pdf
- Kuhn, T.R. (2000). Is Electricity Deregulation Broken? <http://www.eei.org/issues/news/op-eds/0009.pdf>
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93–112.
- Kumkar, L. (1996). Wettbewerb im Stromsektor der USA: II. Re-Regulierung der Einzelhandelsebene im Bundesstaat Kalifornien. Kieler Arbeitspapiere 739. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

- Kumkar, L. (1998). Liberalisierung und Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft in Skandinavien. Kieler Arbeitspapiere 884. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (2000). *Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft: Eine institutionenökonomische Analyse*. Kieler Studien 305. Tübingen.
- Kumkar, L. (2001a). Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien. Kieler Arbeitspapiere 1022. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (2001b). Strommarkt Kalifornien: Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das politische Überleben. Kieler Arbeitspapiere 1022. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L., und A.D. Neu (1997). *Nach beschlossener Marktöffnung auch Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft? — Status quo und Perspektiven in Deutschland und Europa*. Kiel.
- Lyon, T.P. (1991). Regulation with 20-20 Hindsight: „Heads I Win, Tails You Lose“? *RAND Journal of Economics* 22(4): 581–595.
- Mead, D.E., G. Roberts und J.C. Liles (1989). Regulation and Independent Power. *Forum for Applied and Public Policy* 4(1): 47–58.
- Newbery, D.M. (1998). Competition, Contracts and Entry in the Electricity Market. *RAND Journal of Economics* 29(4): 726–749.
- Niskanen, Jr., W.A. (1996). A Case against Both Stranded Cost Recovery and Mandatory Access. *Regulation* 19 (1): 16–17.
- O'Donnell, A. (2000). The Great Miscalculation. California Energy Markets, Issue No. 583 / September 8. <http://www.newsdata.com/cem/pricesindex.html>
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1998). Review of Electricity Trading Arrangements: Proposals. July. O.O.
- Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (1999). The New Electricity Trading Arrangements. July. <http://www.ofgem.gov.uk/docs/reta1.pdf>; <http://www.ofgem.gov.uk/docs/reta2.pdf>
- Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (2000). New Electricity Trading Arrangements (NETA) — Implementation Phase NETA Go Live Decision Making. November. <http://www.ofgem.gov.uk/docs/netagolive5.pdf>.
- OTA (Office of Technology Assessment) (1995). Renewing Our Energy Future. OTA-ETI-614, September. Washington, D.C.
- Wolak, F.A. (1999). Report on Redesign of California Real-Time Energy and Ancillary Services Market. October 18. <http://www.caiso.com/docs/1999/10/20/199910201045345098.pdf>
- WSCC (Western Systems Coordinating Council) (1999). 10-Year Coordinated Plan Summary 1999–2008. Planning and Operation for Electric System Reliability. October. <http://www.wsccl.com>
- WSCC (Western Systems Coordinating Council) (2000). Western Systems Coordinating Council. Assessment of the Summer 2000 Operating Period. <http://www.wsccl.com>
- WSCC (Western Systems Coordinating Council) (2001). 10-Year Coordinated Plan Summary 2000–2009. Planning and Operation for Electric System Reliability. October. <http://www.wsccl.com/files/tenyr00.pdf>