

Kumkar, Lars

Working Paper

Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien

Kiel Working Paper, No. 1022

Provided in Cooperation with:

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

Suggested Citation: Kumkar, Lars (2001) : Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien, Kiel Working Paper, No. 1022, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/17745>

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.

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120
D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 1022

**Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der
Bundesebene der Vereinigten Staaten
und in Kalifornien**

von

Lars Kumkar

Januar 2001

Für den Inhalt der Kieler Arbeitspapiere sind die jeweiligen Autorinnen und Autoren verantwortlich, nicht das Institut. Da es sich um Manuskripte in einer vorläufigen Fassung handelt, wird gebeten, sich mit Anregungen und Kritik direkt an die Autorinnen und Autoren zu wenden und etwaige Zitate mit ihnen abzustimmen.

Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien

Abstract — Inhalt

In diesem Papier werden die Grundzüge der Strommarktregulierung in den Vereinigten Staaten und in Kalifornien dargestellt. Dabei wird zunächst auf die zentralen Vorgaben des Bundesgesetzgebers (PUHCA, FPA, PURPA, EPAct) und auf die Regulierungspolitik der Bundesregulierungsbehörde für Energie (FERC) eingegangen (insbesondere auf die Order 888, 889 und 2000). Anschließend werden die Reformen in Kalifornien dargestellt. Der Beitrag schließt mit einer Zusammenfassung der zentralen Charakteristika der kalifornischen Restrukturierung und einem kurzen Vergleich mit dem europäischen und deutschen Ansatz zur Strommarktliberalisierung.

This paper outlines the essentials of electricity market regulation in the United States and in California. It deals with the Federal laws (PUHCA, FPA, PURPA, EPAct) and with the regulatory policy of the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) (particularly order 888, 889, and 2000). Subsequently, the details of the reforms in California are outlined. The paper closes with a summary of the central characteristics of the Californian restructuring and a short comparison with the European and German approaches to electricity market liberalization.

JEL Classification: L4, L5, L9, Q4

Lars Kumkar
Institut für Weltwirtschaft
an der Universität Kiel
Düsternbrooker Weg 120
D-24147 Kiel
Tel.: 0431/8814-216
Fax: 0431/8814-500
Email: Lars.Kumkar@ifw.uni-kiel.de

Gliederung

I. Einleitung	1
II. Die Grundzüge der amerikanischen Stromwirtschaft	3
A. Gesetzliche Bestimmungen auf der Bundesebene.....	4
B. Zur Regulierungspolitik der FERC.....	9
1. Die Regulierungspolitik bis 1996.....	9
2. Order 888 und Order 889	12
3. Order 2000	20
C. Eine Zwischenbilanz der Reformen auf der Bundesebene und ein kurzer Ausblick.....	25
III. Die Grundzüge der kalifornischen Stromwirtschaft.....	31
A. Hintergründe der regulatorischen und gesetzlichen Reformen in Kalifornien	31
B. Der Inhalt der kalifornischen Reformen: Neue Marktstrukturen und Akteure.....	38
C. Der Betrieb der Übertragungsnetze: Der unabhängige Netzbetreiber (CAISO).....	39
D. Stromhandel.....	42
1. Die zentrale Handelsorganisation: Strombörse CalPX.....	42
2. Die Alternative zur Strombörse: Direktverträge zwischen Erzeugern, Händlern und Verbrauchern	43
3. Der Ausgleichshandel als drittes zentrales Element des Stromhandels.....	45
4. Fazit	48
E. Wettbewerb und öffentliche Kontrolle: Zur Regulierung der kalifornischen Versorgungsunternehmen.....	50
1. Grundsätzliches	50
2. Stromerzeugung.....	51
3. Stromübertragung und -verteilung.....	52
4. Stromendverkauf der UDC.....	53
F. Übergangsprobleme: Nichtamortisierbare Investitionen und Reziprozitätsklauseln	54
1. Die Competition Transition Charge.....	54
2. Die Reziprozitätsklausel für die öffentlichen Unternehmen.....	56
G. Das kalifornische Liberalisierungsmodell: Ein Common-Carrier-Modell oder ein Poolmodell?	57
IV. Kernelemente der kalifornischen Restrukturierung im Vergleich mit dem deutschen Ansatz	58
Literatur	63

Abbildungen

<i>Schaubild 1:</i> Liberalisierungsaktivitäten in den Bundesstaaten, Stand Oktober 2000	27
<i>Schaubild 2:</i> Durchschnitt der Endkundenpreise in den Bundesstaaten, 1999.....	33
<i>Schaubild 3:</i> Grundform der Marktstruktur in Kalifornien nach den Reformen von 1995/1996.....	49

Übersichten

<i>Übersicht 1:</i> Auktionsprozess in Kalifornien.....	47
---	----

Abkürzungen

CalPX	California Power Exchange
CAISO	California Independent System Operator
CEC	California Energy Commission
CEOB	California Electricity Oversight Board
CfD	Contract for Differences
CFR	Code of Federal Regulation
CPUC	California Public Utility Commission
CTC	Competition Transition Charge
DoE	Department of Energy
DSM	Demand Side Management
DWR	Department of Water Resources
EIA	Energy Information Administration
EPAct	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 Utility
IRP	Integrated Resources Planning
ISO	Independent System Operator
NERC	North American Electric Reliability Council
NOPR	Notice of Proposed Rulemaking
PG&E	Pacific Gas & Electric Company

PUA	Public Utility Act
PUHCA	Public Utility Holding Company Act of 1935
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act
RMR	Reliability-Must-Run
RTO	Regional Transmission Organization
QF	Qualifying Facilities
SCE	Southern California Edison Company
SDG&E	San Diego Gas & Electric Company
SEC	Securities and Exchange Commission
UDC	Utility Distribution Company
USC	United States Code
WSCC	Western Systems Coordinating Council

I. Einleitung

Die seit dem Frühsommer 2000 beobachteten drastischen Strompreiserhöhungen und Stromausfälle in Teilen Kaliforniens haben die dortigen Nachfrager — vorsichtig formuliert — an den Segnungen des Wettbewerbs im Stromsektor zweifeln lassen. Die derzeitigen Schwierigkeiten wecken aber nicht nur lokales Interesse. Sie werden vielmehr in den gesamten Vereinigten Staaten und auch in Europa mit großem Interesse verfolgt. Im Hintergrund dieses Interesses liegt der Umstand, dass die in 1995/1996 in Kalifornien eingeleiteten Umstrukturierungen des Stromsektors Vorbildfunktion für zahlreiche Reformpolitiken in anderen U.S.-Bundesstaaten erfüllten.¹ Kalifornien war — begründet vornehmlich in den seit vielen Jahren im U.S.-Vergleich 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.

In diesem Papiers wird ein Überblick über die Grundzüge der Strommarktregulierung in den Vereinigten Staaten und insbesondere in Kalifornien gegeben. Dieser Überblick soll die Einordnung der derzeitigen Vorgänge im kalifornischen Strommarkt erleichtern. In diesem Beitrag wird diese Einordnung selbst und die Frage nach den Ursachen der derzeitigen Preisentwicklungen hingegen nicht beantwortet. Hierzu sei auf ein weiteres Papier verwiesen (Kumkar 2001), das die Frage nach den Ursachen der derzeitigen Probleme ausführlich untersucht und auf dem hier vorgelegten Beitrag aufbaut.

In diesem Beitrag wird im zweiten Kapitel ein Überblick über die generell gültigen rechtlichen Bestimmungen für die Stromwirtschaft der Vereinigten Staaten gegeben. Dabei wird auf die zentralen Vorgaben sowohl des Bundesgesetzgebers als auch auf die Regulierungspolitik der Bundesregulierungsbehörde für Energie (Federal Energy Regulatory Commission FERC) eingegangen. Eine Zusammenfassung der Entwicklungen auf der Bundesebene und ein kurzer Ausblick schließt dieses Kapitel.

Im dritten Kapitel werden die zentralen Elemente der kalifornischen Reformen von 1995/1996 skizziert.² Dabei widmet sich die Diskussion der Organisation der Netznutzung durch einen unabhängigen Netzbetreiber, der Ausgestaltung des hiervon weitgehend separierten Stromhandels, der verbleibenden Regulierung

¹ „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).

² Für die jüngsten Reaktionen des Gesetzgebers und der Regulierungskommissionen auf die Entwicklungen seit dem Frühsommer 2000 sei auf Kumkar (2001) verwiesen.

und schließlich den Übergangsbestimmungen. Der Beitrag schließt im vierten Kapitel mit einer Zusammenfassung der zentralen Charakteristika der kalifornischen Restrukturierung und einem kurzen Vergleich mit dem europäischen und deutschen Ansatz zur Strommarkliberalisierung.

II. Die Grundzüge der amerikanischen Stromwirtschaft

Jeder Strommarkt muss unabhängig von seiner konkreten Organisation im Allgemeinen zwei Funktionen erfüllen:³

Der Strom muss in Kraftwerken *erzeugt* werden. Dabei werden andere Energieformen in Elektrizität umgewandelt. Das hierbei entstehende Produkt „Strom“ kann als Basisgut des Stromsektors bezeichnet werden.

Der Strom muss vom Ort der Erzeugung zu den Orten der Verwendung transportiert werden. Dabei kann in *Stromübertragung* in Höchst- und Hochspannungsleitungen sowie in *Stromverteilung* in Mittel- und Niederspannungsnetzen unterschieden werden.

Diese Unterscheidung in zwei bzw. drei Stufen einer Wertschöpfungskette schlägt sich in unterschiedlicher Weise in den realen Koordinierungsstrukturen (governance structures) in verschiedenen Ländern und Regionen nieder. Während in den Vereinigten Staaten bis vor wenigen Jahren eine vertikale Integration aller Wertschöpfungsstufen die Stromwirtschaft prägte, sah etwa die Stromwirtschaft in England und Wales traditionell eine vertikale Trennung von Erzeugung und Übertragung auf der einen Seite und der Verteilung auf der anderen Seite vor. Die jüngsten Reformen in zahlreichen Staaten dieser Erde sehen eine noch sehr viel weitergehende Zerlegung der Stromwirtschaft in Teilstufen vor.

Im Folgenden wird der Frage nachgegangen, wie die amerikanischen Strommärkte organisiert sind und welche rechtlichen Bestimmungen hierfür maßgebend sind. Zunächst soll die traditionelle Struktur in den Vereinigten Staaten skizziert werden, bevor auf die jüngeren Umstrukturierungen seit Beginn der neunziger Jahre eingegangen wird. Auf die allgemeinen, für alle Bundesstaaten geltenden, Bestimmungen muss hierbei recht ausführlich eingegangen werden, da die jüngeren Veränderungen auf legislativer und administrativer Ebene die Kompetenzzuweisung auf Bundes- und Bundesstaatsebene erheblichen Veränderungen unterworfen hat: Tendenziell gewinnt die Regulierung durch den Bund an Bedeutung, während die Kompetenzen der einzelstaatlichen Entscheidungsträger an Bedeutung verlieren. Dies gilt in besonderem Maße für den Fall Kalifornien.

³ Für eine ausführliche Darstellung der technischen Bedingungen und deren ökonomischen Implikationen im Stromsektor sei auf Kumkar (2000a) oder den „Klassiker“ Joskow und Schmalensee (1983) verwiesen.

A. Gesetzliche Bestimmungen auf der Bundesebene

Vergleichbar der Situation in Deutschland (Kumkar und Neu 1997) war die U.S.-amerikanische Stromwirtschaft seit den Anfängen der Stromwirtschaft 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.

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) von 1935 ist dasjenige zentralstaatliche Gesetzeswerk, welches für einige Jahrzehnte die Dominanz des Modells des integrierten Gebietsmonopols in allen Bundesstaaten sicherstellte. Das damals wichtigste Ziel des PUHCA war die nachhaltige Zerschlagung staatsübergreifender Holdinggesellschaften im Bereich der Stromwirtschaft. Die Zerschlagungsbestimmungen erzwangen insbesondere die geografische Beschränkung der Versorgungsunternehmen auf das Gebiet eines einzelnen Bundesstaates. Diese geografischen Restriktionen wurden für notwendig erachtet, um jene traditionell föderale Struktur der Regulierung beibehalten zu können, die eine Regulierung der Versorgungsunternehmen im Wesentlichen auf der Ebene der Bundesstaaten vorsah. In der Konsequenz des PUHCA wurde jedoch auch der damals durchaus bestehende Wettbewerb *um* Versorgungsgebiete als Substitut für den Wettbewerb innerhalb von Versorgungsgebieten explizit verboten. Die marktbeherrschende Stellung der Gebietsmonopole war in der Folge kaum mehr bestreitbar. Die rechtlichen Markteintrittsbarrieren in alle Teilbereiche der Stromwirtschaft, auch in den der Erzeugung, waren prohibitiv hoch.

Ergänzend zur Ratifizierung des PUHCA trat die zeitgleiche Verabschiedung des *Federal Power Act* (FPA). 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.

Kompetenzzuweisung auf Bund und Bundesstaaten: 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 einzelstaatlichen Kommissionen unterliegen).

Die einzelstaatlichen Kommissionen konnten — da die meisten Unternehmen auf das Gebiet eines einzelnen Bundesstaates begrenzt waren — die Kosten der unternehmenseigenen Stromerzeugung direkt bei der Endpreisregulierung berücksichtigen. Die von der FERC regulierten Großhandelstransaktionen, d.h. also insbesondere die Kosten des Bezugs von Strom aus fremden Erzeugungskapazitäten, gingen und gehen als exogene Größe in die Gewinnregulierung der privaten Unternehmen ein.⁴ Diese wird im Beispiel Kalifornien von der California Public Utilities Commission CPUC durchgeführt.

Diese Kompetenzzuweisung ist bei den derzeitigen Entwicklungen in der kalifornischen Stromwirtschaft von einiger Bedeutung: Die dortige Etablierung einer zentralen Strombörse, auf die an späterer Stelle ausführlich eingegangen wird, führte dazu, dass die kalifornischen Regulierungsinstanzen auf weite Teile der Stromwirtschaft keinen direkten Einfluss mehr ausüben können und den enormen Preissteigerungen auf der Großhandelsebene zwar nicht gänzlich machtlos, aber doch in etwas hilflos scheinender Art und Weise gegenüber standen (Kumkar 2001).⁵

Die U.S.-Stromwirtschaft war in der Folge des PUHCA und des FPA gekennzeichnet auf der einen Seite durch die Gewinnregulierung der Unternehmen sowie die damit einhergehende Versorgungspflicht und auf der anderen Seite durch das Recht der Anteilseigner auf eine „angemessene“ Rendite. Bedingt durch den

⁴ Gemäß der „filed rate doctrine“ kann eine einzelstaatliche Regulierungskommission die von der FERC genehmigten Großhandelspreise nicht als „unreasonable“ anfechten. Kauft somit ein Versorgungsunternehmen, das der Jurisdiktion der einzelstaatlichen Regulierungskommission unterliegt, Strom zu den von der FERC genehmigten Konditionen, bleibt der einzelstaatlichen Kommission bei ihrer eigenen Endpreisregulierung wenig anderes übrig, als diese Kosten des Bezugs auf der Großhandelsebene als „reasonable“ und damit als Element der Kostenbasis für die Endpreise anzuerkennen, selbst wenn sie selbst die gezahlten Preise als überhöht einschätzt. Allerdings ist es nach der „pike county doctrine“ unter gewissen Umständen möglich, zwar die Konditionen eines Kaufs selbst nicht als „unreasonable“ zu verwerfen, aber den Kauf insgesamt als „unreasonable“ einzustufen, wenn es günstigere Alternativen (Eigenerzeugung, Kauf bei anderem Handelspartner) gegeben hätte (CPUC 2000: Fn. 27).

⁵ Wobei dies damit zusammenhängt, dass der überwiegende Teile der Großhandels-transaktionen über diese Börse abgewickelt werden *muss*, auch wenn es sich im Grunde um unternehmensinterne Transaktionen handeln kann. Hierfür verantwortlich ist die kalifornische Regulierungspolitik, die sich insofern eigener Kompetenzen entledigte.

Umstand, dass praktisch alle Unternehmen, die Strom erzeugten, übertrugen oder verteilten, gesetzlich als Versorgungsunternehmen definiert wurden, und diese Unternehmen 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.

Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA): Das Modell der umfassenden Regulierung vertikal integrierter Gebietsmonopole bekam in der Folge der ersten Ölpreiskrise erste Risse. Steigende Primärenergiepreise führten erstmals zu real steigenden Strompreisen und dieser Umstand dann zu einer Änderung der Regulierungspraxis in zahlreichen Bundesstaaten — weg von der Billigung fast aller von den Unternehmen geltend gemachten Kosten als Basis für die Endkundenpreise. Tatsächlich gingen einzelne Versorgungsunternehmen sogar in den Konkurs — ein Ereignis, das in der U.S.-Stromwirtschaft seit den dreißiger Jahren nicht mehr zu beobachten war. Im Ergebnis der Kostensteigerungen begann eine Diskussion um die Vorteilhaftigkeit des Einsatzes regenerativer Energien als Alternative zum Import von Primärenergieträgern, um die verstärkte Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung zur Erhöhung der Energieeffizienz und um die Frage, ob nicht für neue Anbieter der Markteintritt in die Stromerzeugung ermöglicht werden sollte.

Der U.S.-Gesetzgeber verabschiedete in 1978 als Reaktion auf die öffentliche Diskussion den Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA). Dies war seit den dreißiger Jahren die erste nennenswerte Änderung der gesetzlichen Bestimmungen, unter denen die Versorgungsunternehmen operierten. Der PURPA hatte zwei politische Hauptziele: die Erhöhung der Energieeffizienz im Allgemeinen und die Optimierung des Betriebs bestehender Anlagen im Speziellen. Zur Erreichung dieser beiden Ziele wurde als wichtigste Bestimmung des PURPA ein Einspeisungsrecht für bestimmte unabhängige Stromerzeuger⁶ in das Netz der Gebietsmonopolisten etabliert. Die Gebietsmonopolisten wurden verpflichtet, diesen Strom unabhängiger Erzeuger zu regulierten Preisen anzukaufen.⁷ Durch den —

⁶ Zu den so genannten *Qualifying Facilities* (QF), die unter die Bestimmungen des PURPA fallen, zählten (und zählen) kleine, auf regenerativen Energien basierende Kraftwerke mit weniger als 80 MW Erzeugungskapazität und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen jeglicher Größe. Die Eigentümer der QF sind von den meisten Bestimmungen des PUHCA und des FPA ausgenommen. Sie unterliegen insbesondere keiner Gewinnregulierung durch Bundes- oder Staatsbehörden. Sie dürfen ferner nicht mehrheitlich einem Versorgungsunternehmen gehören.

⁷ Nach den auf dem PURPA basierenden Rahmenregulierungen der FERC müssen die Ankaufspreise der Versorgungsunternehmen grundsätzlich den „totalen vermiedenen Kosten“ des aufnehmenden Unternehmens entsprechen. Den einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen wurde durch die FERC großer Spielraum bei der Festlegung der vermiedenen Kosten eingeräumt. Dieser Spielraum wurde in einigen Bundesstaaten derart ausgeschöpft, dass die Einspei-

durchaus Parallelen zum späteren deutschen Einspeisungsgesetz aufweisenden — PURPA wurden die rechtlichen Grundlagen dafür geschaffen, dass der Großhandel an Volumen gewann und spiegelbildlich das Modell des voll vertikal integrierten Gebietsmonopolisten ein wenig seiner bisherigen Dominanz verlor.

Die wettbewerbspolitischen Aspekte des PURPA können durch zwei Hauptaspekte charakterisiert werden:

- Zum einen wurde die Strombeschaffung bei den Versorgungsunternehmen neu- bzw. re-reguliert: Sie wurden dazu verpflichtet, unabhängig erzeugten Strom anzukaufen, wenn der Anbieter unter die Bestimmungen des PURPA fiel.
- Zum anderen tastete der PURPA das Modell der geschlossenen Versorgungsgebiete als solches nicht an; demzufolge wurde die Endversorgung mit Strom weiterhin von gebietsmonopolistischen Unternehmen vorgenommen.

Unbeabsichtigt schuf der PURPA durch den erstgenannten Hauptaspekt die Grundlage für die derzeitigen Umwälzungen in der Struktur der U.S.-Stromwirtschaft: Die regulatorische (Teil-)Entflechtung der Stromerzeugung von der Endversorgung war eine unter den damaligen Bedingungen notwendige Voraussetzung zur Einführung von Wettbewerbselementen in die Stromversorgung. Trotz dieser Tatsache gilt es festzuhalten, dass der PURPA selbst eher zu einer Intensivierung der Regulierung führte und daher kaum als „Deregulierungsmodell“ gekennzeichnet werden kann.

Mit dem PURPA war ein erster Schritt hin zur Auflockerung der integrierten Unternehmensstrukturen getan. Immerhin zeigten sich Indizien dafür, dass die Erzeugung vertikal durchaus von den anderen Wertschöpfungsstufen separiert werden konnte, ohne dass „die Lichter ausgingen“. Erste Forderungen nach „mehr Wettbewerb in der Stromwirtschaft“ wurden laut. Dabei wurden derartige Forderungen insbesondere seitens großer Stromverbraucher laut, aber auch die sich langsam entwickelnden Unternehmen im Bereich der unabhängigen Stromerzeugung gewannen an politischer Bedeutung und Schlagkraft.

Auf dem — weit über den PURPA hinaus gehenden — Weg zu einem wirksamen Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt zeigten sich jedoch zwei wesentliche Probleme:

- Die Teilnehmerzahl auf der *Anbieterseite* des Großhandelsmarkts war durch den PUHCA und den FPA extrem beschränkt: Einem industriellen Eigenerzeuger, der am Großhandelsmarkt für Strom teilnehmen wollte, war diese

sungstarife erheblich über den Kosten der Erzeugung in den Kraftwerken der Versorgungsunternehmen lagen. Vgl. Pierce (1991:13); Sillin (1995: 45); Council (1996: 182).

Option verwehrt, da sein eigentliches Hauptbetätigungsfeld — die Produktion von Industriegütern — nach dem PUHCA unvereinbar wäre mit einer Klassifikation als Stromversorgungsunternehmen. Der PURPA öffnete zwar eine kleine Tür zum „Wettbewerb“ in der Stromerzeugung. Dies war aber allenfalls ein regulierter Wettbewerb bestimmter Erzeuger um das Einspeisungsrecht in das Netz des umliegenden Gebietsmonopolisten.

- Auch die Teilnehmerzahl auf der *Nachfragerseite* des Großhandelsmarkts war beschränkt, da die FERC keine wirksamen Instrumente besaß, um Durchleitungen durch die Netze von Versorgungsunternehmen anzuordnen.

Der Energy Policy Act (EPAAct) von 1992: Der U.S.-Gesetzgeber schuf als Antwort auf diese Probleme in 1992 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 (Gilbert und Kahn 1996; Kumkar 1996a: 21–30; Watkiss und Smith 1993). Insbesondere unterliegen sie nicht den geografischen Restriktionen des PUHCA und werden nicht direkt gewinnreguliert. Durch diese erste Komponente des EPAAct wurden die Voraussetzungen geschaffen, um die Teilnehmerzahl auf der *Anbieterseite* des Großhandelsmarkts zu erhöhen.

Das zweite skizzierte Problem — mangelnde Durchleitungsrechte für unabhängige oder gebietsfremde Stromerzeuger — wurde dadurch entschärft, dass der FERC erstmals Möglichkeiten zur Anordnung von Durchleitungen durch fremde Netze gegeben wurden. Durch diese zweite zentrale Komponente des EPAAct wurde die Teilnehmerzahl auf der *Nachfragerseite*, der ein Anbieter auf der Großhandelsebene gegenübersteht, zumindest prinzipiell erweitert. Den neuen unabhängigen Erzeugern, aber auch gebietsfremden Versorgungsunternehmen, wurden durch die Durchleitungsrechte Möglichkeiten gegeben, ihren Strom konkurrierenden Nachfragern anzubieten.⁸

Allerdings war mit diesem Gesetz keinesfalls die Grundlage für Wettbewerb um Endkunden geschaffen. Dagegen sprach die Definition der Durchleitungsberechtigten: Dies waren auf der Nachfrageseite 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.

⁸ Bemerkenswerterweise ist dieses Durchleitungsrecht weit gefasst: Die Inhaber der Übertragungsanlagen können durchaus auch dazu verpflichtet werden, ihre Netzkapazitäten auszubauen, um die Durchleitungen technisch zu ermöglichen.

Die beiden wesentlichen Komponenten des EPAct — Schaffung der EWG-Kategorie und Durchleitungsrechte für unabhängige oder gebietsfremde Erzeuger — lassen es wie im Fall des PURPA nicht zu, das Gesetz als klaren Deregulierungsschritt zu charakterisieren. Zwar stellte der erste Teil des EPAct den Beginn einer partiellen Deregulierung der Stromerzeugung und des Stromhandels dar. Der zweite Teil des EPAct bedeutete aber in der Konsequenz eine Intensivierung der Regulierung der Stromübertragung.

Von Bedeutung ist auch 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 notwendig 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.

B. Zur Regulierungspolitik der FERC

Nicht zuletzt die anhaltend hohen Preisdifferenzen zwischen den Bundesstaaten, die durchaus die innerhalb der Europäischen Union übertrafen, führten seit den achtziger Jahren auch bei der FERC zu Überlegungen, ob und ggf. wie der Wettbewerb auf der Großhandelsebene intensiviert werden sollte. Die FERC stützte sich in ihren hierzu seit Mitte der neunziger Jahre ergangenen Entscheidungen zwar zum Teil auf die Bestimmungen des EPAct. Um die Umstrukturierungen zu forcieren, „besann“ sie sich aber in zunehmendem Maße auch auf ihre generellen Befugnisse nach dem Federal Power Act von 1935 und interpretierte einige durch den EPAct unveränderte Passagen des FPA neu. Einzugehen ist im Folgenden auf die ersten Schritte seit Mitte/Ende der achtziger Jahre, auf die Order 888 und die Order 889 aus dem Jahr 1996 und auf die jüngst verabschiedete Order 2000.

1. 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 inne hatten. 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 absieht, wenn die beteiligten Unternehmen ihre Übertragungsnetze für Durchleitungen Dritter geöffnet haben. Dies impliziert, dass ein Unternehmen der strikten Preisregulierung durch die FERC dadurch entgehen konnte, dass es „freiwillig“ Tarife für die Nutzung seiner Übertragungsanlagen veröffentlichte.⁹

Diese neue Regulierungspolitik war Ausdruck des zunehmenden Willens der FERC, den Großhandelsmarkt für wettbewerbliche Elemente zu öffnen. Der Erfolg des Versuchs, Durchleitungsrechte für unabhängige und gebietsfremde Stromerzeuger zu definieren, war jedoch in jedem Fall von der Interessenlage der jeweiligen netzbesitzenden Unternehmen abhängig. Erst wenn diese Unternehmen aus eigenem Interesse für sich einen vereinfachten Zugang zum Großhandelsmarkt wünschten, konnten sie von der FERC zur „freiwilligen“ Öffnung ihrer Netze für Dritte gedrängt werden.

Das Beispiel eines integrierten Privatunternehmens, das über vergleichsweise teure eigene Erzeugungskapazität verfügt, verdeutlicht das sich hieraus ergebende Anreizproblem: Als Anbieter auf dem Großhandelsmarkt wird es kaum in Erscheinung treten, als Nachfrager im Interesse der Auslastung eigener Anlagen ebenfalls nicht. Da es aber regelmäßig selbst als Verkäufer von Strom an kleinere lokale Versorgungsunternehmen auftritt, kann es auch keinerlei Interesse daran haben, dass Durchleitungsrechte durch seine eigenen Netze entstehen. Ergo wird es sich weitgehend einer Intensivierung eigener Aktivitäten im Großhandelsbereich enthalten und hierdurch auch das Zustandekommen von Durchleitungen verhindern. Relativ teuer produzierende integrierte Unternehmen konnten somit das Entstehen eines wettbewerblicheren Großhandelsmarktes in weiten Bereichen verhindern.

⁹ Diese via Fusionsauflagen oder Auflagen zur Genehmigung von „marktbasierter Preisen“ verfolgte Strategie der FERC wird von Joskow sehr anschaulich als regulatorische Erpressungstechnik („tried and true technique of ‘regulatory extortion’“) (Joskow 2000: 27) gekennzeichnet.

Diese schwache Stellung der FERC verbesserte sich mit dem EAct von 1992: Dieser erlaubte es der FERC, Durchleitungen auch gegen den Willen der netzbesitzenden Unternehmen anzuordnen. In Reaktion darauf waren bis 1996 immerhin in 12 Fällen Anordnungen zur Durchleitung von Strom nach dem EAct ergangen (FERC 1996a: 33). Die intensivere Regulierung des Stromtransports führte also zu — etwas — mehr Wettbewerb in der Stromwirtschaft und zu einer partiellen Deregulierung von Teilen namentlich der Stromerzeugung.

Aus Sicht der FERC hatte sich jedoch dieses einzelfallbezogene Instrument als nicht hinreichend für wirksamen Wettbewerb im Großhandelsbereich erwiesen. Auch führte die neuere Regulierungspolitik der FERC dazu, dass in den Vereinigten Staaten ein von der FERC unerwünschtes Nebeneinander unterschiedlicher Netznutzungsregime entstand: Manche netzbesitzende Unternehmen hatten ihre Netze weitgehend für die Nutzung durch andere geöffnet, andere Unternehmen hatte einzelne Durchleitungen nach Anordnung durch die FERC zulassen müssen, und eine dritte Gruppe von netzbesitzenden Unternehmen hatte weder Durchleitungstarife publiziert, noch Durchleitungen auf bilateraler Basis erlaubt. Es gab aus Sicht der FERC kaum einen Zweifel daran, dass die seit Ende der achtziger Jahre wieder zunehmenden regionalen Strompreisdifferentiale auch auf dieses Nebeneinander der Netznutzungsregime zurückzuführen sind.¹⁰

Das durch den EAct formulierte Modell der Netznutzung kann als Modell spezifischer Durchleitungsrechte oder kurz Durchleitungsmodell (für den Bereich des Stromgroßhandels) charakterisiert werden, da Durchleitungsrechte einzelfallbezogen durchzusetzen sind und für den Fall von Kapazitätsengpässen grundsätzlich eine prioritäre Eigennutzung der Übertragungsnetze vorgesehen ist.¹¹ Im Grundsatz ähneln die diesbezüglichen Bestimmungen inhaltlich denen des verhandelten Netzzugangs der später verabschiedeten Europäischen Stromrichtlinie von 1996 und des neuen deutschen Energiewirtschaftsrechts von 1997.¹² Auch in diesen beiden Beispielen werden Durchleitungsrechte einzelfallbezogen definiert, wobei die Bestimmungen des EAct, anders als das deutsche und europäische Recht, als Durchleitungsbegehrende alle Endkunden explizit ausschließen.

¹⁰ Dies ist allerdings ein Thema, welches bis heute nicht von der Tagesordnung der FERC verschwunden ist.

¹¹ Vgl. Kumkar (2000a) für eine ausführliche Diskussion alternativer Liberalisierungsmodelle für die Stromwirtschaft und dort insbesondere die Seiten 219–226 für eine Darstellung der wesentlichen Charakteristika des Modells spezifischer Durchleitungsrechte sowie die Seiten 233–239 für die Darstellung des im Text nächstbehandelten Common-Carrier-Modells.

¹² Vgl. zu den wesentlichen Charakteristika des Stromrichtlinie und des neuen deutschen Energierechts z.B. Kumkar (2000a: Kapitel E, sowie Anhänge C und D)

Nach Meinung der FERC schien es weit Erfolg versprechender zu sein, die Übertragungsnetze generell und uniform für die Nutzung durch Dritte zu öffnen, also vor allem die Priorität der Eigennutzung und die Einzelfallbezogenheit der Durchleitungsrechte zu beseitigen. Unterstützung bekam sie hierbei von der mittlerweile weiter gewachsenen Lobby der unabhängigen Stromerzeuger und anderer Durchleitungsinteressenten, die die Ergebnisse des EAct als nicht umfassend und schnell genug ansahen. Ergänzend kam wohl hinzu, sich dass in einigen Bundesstaaten (insbesondere in Kalifornien seit 1994, vgl. für die damalige Diskussion Kumkar 1996b: 25–44) sehr viel weitergehende Restrukturierungen abzeichneten und die Bundespolitik Gefahr lief, den Entwicklungen „hinterher zu laufen“. Ähnlich den Entwicklungen im Gefolge des PURPA entwickelte sich nach dem EAct eine durchaus von vielen unerwartete (und wohl von vielen auch unbeabsichtigte) Eigendynamik hin zu mehr Wettbewerb, in die sich die Order 888 und 889 einordneten.

2. Order 888 und Order 889

Gestützt auf eine seit 1935 existierende (durch den EAct unveränderte) 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.¹³ Gegenüber dem im EAct definierten Modell der Netznutzung weist das Common-Carrier-Modell eine striktere Regulierung des Stromtransports auf, die die wirksamere Durchsetzung von nichtdiskriminierenden Netznutzungsrechten erlauben soll.

Dieses Modell der Netznutzung konstituiert sich in der „Open-Access“-Version der FERC 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.

¹³ FERC (1996a). Vgl. Kumkar (1996c: Kapitel 4). Die FERC begründete ihr Vorgehen mit den Ineffizienzen und Ungerechtigkeiten, die durch das Nebeneinander der verschiedenen Netzzugangsregime bedingt waren (s.o.) sowie mit den hohen Transaktionskosten, die mit dem im EAct verankerten Modell der spezifischen Durchleitungsrechte für die die Netznutzung begleitenden Unternehmen verbunden sind (z.B. FERC 1996a: 4, 35, 111).

- Funktionelle Entflechtung: Die Versorgungsunternehmen werden zu Reorganisationen im Bereich des Managements und der Rechnungslegung verpflichtet.

Im Folgenden wird auf diesen beiden zentralen Elemente und daneben auf die Bestimmungen zum Stromhandel und zur Stromerzeugung, auf das Problem der nichtamortisierbaren Investitionen und schließlich auf die Reziprozitätsbestimmungen einzugehen sein.

Tarifierungspflicht und Übertragungspreise: Die von den Unternehmen zu veröffentlichenden Tarife¹⁴ sind von der FERC zu genehmigen. Dabei gilt als wichtigste Bestimmung, dass die Tarife „nichtdiskriminierend“ sein müssen, worunter gemäß Order 888 zu verstehen ist, dass die eigene Nutzung von Übertragungsanlagen den gleichen Konditionen unterliegen muss wie die Nutzung durch Dritte. Faktisch durch diese Entscheidung der FERC eine neue Unternehmenskategorie gebildet: die „Übertragungsunternehmen“, bislang zumeist Teil eines integrierten Unternehmens.¹⁵ Die Verkaufsabteilungen der integrierten Unternehmen müssen somit an das eigene „Übertragungsunternehmen“ Preise für die Nutzung der Anlagen entrichten. Durch die in der Order 888 fixierte Definition einer Nichtdiskriminierung wird mithin eine stärkere Trennung von Eigentum und Verfügungsrechten an den Übertragungsleitungen impliziert, als es der EAct vorgab.

Der Text des Order 888 gibt keine eindeutigen Antworten auf die Fragen, in welcher Art die Übertragungstarife gebildet werden müssen und welche Preisregulierungsmethode die FERC für derartige Leistungen zukünftig anwenden wird. Die FERC wollte es sich offenbar vorbehalten, flexibel vorzugehen. Insbesondere schien sie den verschiedenen einzelstaatlichen Reformen — die zum Teil die Bildung eines unabhängigen Netzbetreibers, also den gemeinsamen Betrieb von

¹⁴ Unter „Tarifen“ sind nicht notwendig vollständig ex ante definierte Netznutzungspreise (etwa als Dollar/MWh-Beträge ausgedrückt) zu verstehen, sie können stattdessen mehr oder wenig unvollständig definierte Regeln zur Bildung derartiger Preise enthalten.

¹⁵ Auch der EAct definierte eine Kategorie von Übertragungsunternehmen. Dies sind alle Unternehmen, die über Übertragungsanlagen verfügen, also beispielsweise auch Unternehmen im öffentlichen Besitz, die nicht der generellen Regulierungskompetenz der FERC unterliegen. Der im Folgenden verwendete Begriff des Übertragungsunternehmens ist enger gefasst und umfasst die Unternehmen (-bzw. Unternehmensteile), die — basierend auf der generellen Regulierungskompetenz der FERC für Unternehmen im privaten Besitz — den Bestimmungen nach der Order 888 unterliegen. Im Unterschied zu den Reformen beispielsweise in Deutschland, bei denen die Eigentumsverhältnisse etwa für die Durchleitungspflichten unerheblich sind, gelten die meisten der hier diskutierten Regulierungen nicht für Unternehmen im öffentlichen Besitz. Ähnliches gilt für die Reformen in Kalifornien (Abschnitt III.F.2).

Anlagen mehrerer Transportunternehmen zum Ziel haben — möglichst viel Spielraum lassen zu wollen.

Die in der Order 888 festgelegte Tarifierungspflicht gilt nicht nur für die Stromübertragungsdienstleistungen „im engeren Sinne“, sondern für Durchleitungen „im weiteren Sinne“ — einschließlich der so genannten Netzhilfsdienstleistungen. Eine Durchleitung von Strom kann in der Praxis nicht dadurch definiert werden, dass an verschiedenen Orten absolut zeitgleich Einspeisungen und Entnahmen vorgenommen werden, die sich unter Berücksichtigung von Übertragungsverlusten exakt ausgleichen. Zu den daher notwendigen Netzhilfsdienstleistungen, die im Rahmen der Stromübertragung regelmäßig zur Sicherung der Systemstabilität und aus Gründen der Effizienz des Gesamtsystems erbracht werden, zählen — je nach Definition — beispielsweise die Vorhaltung von Reservekapazität, der Ausgleich von Netzverlusten sowie generelle Überwachungs- und Kontrolltätigkeiten. Nach der Order 888 werden die Betreiber von Übertragungsnetzen dazu verpflichtet, auch die Bereitstellung solcher Netzhilfsleistungen in die Tarife für Übertragungsleistungen aufzunehmen (FERC 1996a: 198 ff.). Dahinter steht die Annahme, dass die Organisation und zum Teil auch die Bereitstellung solcher Netzhilfsdienstleistungen Elemente eines natürlichen Monopols aufweisen und die Transportunternehmen aus diesem Grund dazu verpflichtet werden müssen, als Anbieter der letzten Instanz (*provider of last resort*) zu fungieren (analog der Durchleitung im engeren Sinn).

Bemerkenswerterweise ist die Verpflichtung der Übertragungsunternehmen zur Bereitstellung und Tarifierung von Netzhilfsdienstleistungen weit gefasst: Auch im Fall, dass diese Netzhilfsdienstleistungen vom eigenen Unternehmen bislang weder gebraucht noch erstellt worden sind, entfällt die Vorschrift zur Bereithaltung derartiger Dienstleistungen nicht: Das Unternehmen ist in diesem Fall dazu verpflichtet, derartige Dienstleistungen entweder von anderen zu akquirieren oder aber nunmehr selbst zu produzieren.

Zusammengefasst implizieren die Vorschriften der Order 888 zum Netznutzungsregime weitgefassete Eingriffe in die Verfügungsgewalt der Versorgungsunternehmen. Die 166 Versorgungsunternehmen, die direkt den neuen Bestimmungen unterlagen (FERC 1996a: 763) wurden einer Kontrahierungspflicht unterworfen, die bis dahin nur vom Endverkaufsbereich bekannt war. Das altbekannte Konzept der Anschluss- und Versorgungspflicht wurde praktisch auf den Großhandelsbereich ausgedehnt.

Funktionelle Entflechtung: Die Nicht-Diskriminierungsvorschrift verdeutlicht den Ansatz der FERC, die integrierten Unternehmen in einem Ausmaß vertikal zu entflechten, wie es für eine effektive Regulierung der eigentumsmäßig integrierten Unternehmen für notwendig erachtet wird. In der Sprache der FERC müssen die Unternehmen zu diesem Zweck „funktionell“ entflochten werden (*functional*

unbundling). Darunter ist keine eigentumsrechtliche Zerlegung (beispielsweise wie in England und Wales, vgl. Klopfer und Schulz 1993; Kumkar 1994) zu verstehen. Es ist vielmehr eine Kombination verschiedener Vorkehrungen insbesondere im Bereich der Rechnungslegung, damit die internen Unternehmenstransaktionen der Überwachung durch die Regulierungsinstanzen unterworfen werden können. Quersubventionen zwischen dem weithin als monopolistisch geltenden Bereich der Stromübertragung und anderen Bereichen (Erzeugung, Handel) sollen hierdurch verhindert werden können.

Im Einzelnen umfasst die funktionelle Entflechtung die bereits erwähnten Pflicht, der eigenen Handelssparte die gleichen Übertragungspreise zu berechnen, wie sie von anderen Netznutzern entrichtet werden müssen bzw. müssten. Darüber hinaus ist das Unternehmen verpflichtet, separate Preise für Großhandelserzeugung, Übertragung und Netzhilfsdienstleistung zu bilden. Schließlich hat das Unternehmen ein allen Netznutzungskunden zugängliches Echtzeitinformationssystem (Open Access Same-Time Information System OASIS) bereitzustellen oder sich an einem solchen zu beteiligen, welches den Anforderungen der zeitgleich mit der Order 888 erlassenen Order 889 (FERC 1996b) genügt. Dieses OASIS soll Informationen über das Übertragungsnetz, beispielsweise über freie Kapazitäten und Konditionen der Netznutzung bereitstellen und gewährleisten, dass den eigenen Handelsabteilungen keine besseren Informationsquellen offen stehen als anderen Netznutzungskunden.

Es bleibt bei der Analyse des Texts der Order 888 der Eindruck einer Unsicherheit der FERC, welche Entflechtungsmaßnahmen den integrierten Unternehmen vorgeschrieben werden können und sollten: In der Order wird darauf hingewiesen, dass die Unternehmensbereiche nicht organisatorisch entflochten werden müssen (FERC 1996a: 6). In der ergänzenden Order 889 wird allerdings eine derartige organisatorische Trennung der Bereiche Stromerzeugung und -übertragung verbindlich vorgeschrieben (FERC 1996b: 137). In der Konsequenz muss also die Stromübertragung sowohl buchhalterisch als auch organisatorisch von anderen Unternehmensbereichen separiert werden.

Der sich durch die Form der Entflechtungsvorschriften ergebende Eindruck einer Unsicherheit über die anzustrebende Form der Entflechtung spiegelte den damaligen — und heutigen — Stand der ökonomischen Diskussion wider. Taylor stellte beispielsweise als Argument gegen eine weit reichende Entflechtung fest: „We simply do not know enough about this industry, given how distorted it has been by government intervention, to pass judgement about whether vertical integration is or is not efficient“ (Taylor 1996: 72).¹⁶

¹⁶ An diesem Stand der Literatur hat sich bis heute nichts wesentliches geändert. Olson (2000: 19) formuliert z.B. „A primary reliance on behavioral and cost allocation rules can

Partielle Deregulierung des Stromhandels und der Stromerzeugung der Versorgungsunternehmen: Aus den bisherigen Betrachtungen drängt sich der Eindruck einer erheblich intensivierten Regulierung auf: Die Anforderungen an die Betreiber von Übertragungsnetzen sind strikt, die Eingriffe in die Verfügungsrechte massiver als aus der Vergangenheit bekannt. Aus Sicht der FERC war diese Intensivierung der Regulierung im Bereich der Stromübertragung gerechtfertigt, weil diese Re-Regulierung die Voraussetzung dafür schaffen würde, den Bereich des Stromhandels und der -erzeugung in Zukunft schrittweise deregulieren zu können.

Letztlich strebt die FERC gemäß ihrer eigenen Stellungnahme an, die Stromerzeugung aus neuen Kraftwerken grundsätzlich nicht mehr nach der „cost-plus“-Methode preiszuregulieren. Die Unternehmen sollen die Preise für den in diesen Kraftwerken erzeugten Strom frei am Markt bestimmen können; diese Preise sollen dann nurmehr einer Ex-post-Überwachung im Rahmen der Missbrauchsaufsicht unterliegen. Allerdings sollen die Preise für den in älteren Kraftwerken erzeugten Strom nicht generell dereguliert werden (z.B. FERC 1996a: 70–73). Offenbar geht die FERC davon aus, dass in einigen Regionen selbst bei einer Öffnung der Übertragungsnetze die Marktkonzentration im Erzeugungssektor derart hoch ist, dass eine zumindest temporäre Beibehaltung der strikten Preisregulierung vonnöten ist.¹⁷

Nichtamortisierbare Investitionen: Eine in der Öffentlichkeit und auch in der akademischen Begleitung der laufenden Umstrukturierungen überaus prominente Frage ist die nach der Behandlung von nichtamortisierbaren Investitionen (Stranded Costs). Die FERC definiert derartige Stranded Costs im Bereich des Stromgroßhandels als Kosten, die einem Versorgungsunternehmen zum Zwecke

adress market power concerns while preserving or replacing the efficiencies provided by multiproduct firms that operate in both regulated and unregulated sectors of the electricity services business“. Die im Text im Anschluß behandelte Order 2000 der FERC geht zwar über die Entflechtungsvorschriften der Order 888 und 889 hinaus, schreibt jedoch auch (noch?) nicht die drastischste Maßnahme der Strukturregulierung, die eigentumsrechtliche Zerlegung, vor. In Kalifornien ist mittlerweile eine späte Umkehr vom dort in der Restrukturierung zunächst aufgestellten Postulat der eigentumsrechtlichen Zerlegung eingeleitet worden.

¹⁷ Für bestehende Lieferverträge auf dem Großhandelsmarkt gilt ein Bestandsschutz. Die in der Order 888 definierten Regeln im Bereich der Netznutzung und der Regulierung der Stromerzeugung gelten nur für neue Lieferverträge (vgl. FERC 1996a: 6). Die Konditionen insbesondere der langfristigen Bezugsverträge werden sich also nur im Zeitablauf den neuen Marktbedingungen anpassen. Die FERC ist insofern ihrer bereits frühzeitig geäußerten Maxime gefolgt, einen „geordneten“ und „angemessenen“ (FERC 1995: 1) Weg des Übergangs zu mehr Wettbewerb in der Stromwirtschaft begehen zu wollen; dies vermutlich auch deswegen, um Forderungen nach finanzieller Entschädigung für von ihr verursachten Stranded Costs zu begrenzen (vgl. folgenden Text).

der Belieferung von Nachfragern auf dem Großhandelsmarkt entstanden sind, und die unter den neuen — wettbewerblichen — Bedingungen uneinbringlich sind (FERC 1996a: 768). Der Umstand der Nichtamortisierbarkeit kann dabei im Grundsatz sowohl auf den Wegfall bisheriger Kunden oder aber auf „zu geringe“ Marktpreise in Folge der wettbewerblichen Reformen zurückzuführen sein.

Aus dieser Definition folgt, dass es sich bei den Stranded Costs nicht um durch die Umstrukturierungen ursächlich bedingte Kosten handelt, sondern um Sunk Costs, die unter Wettbewerbsbedingungen unwiederbringlich sein mögen. Dabei kann der Fall desjenigen Kunden — beispielsweise eines kommunalen Verteilers — genannt werden, der bisher vom Betreiber der Übertragungsanlagen Strom kaufte und in Zukunft unter mehreren Anbietern wählen kann, also eventuell Durchleitungen durch das Netz seines bisherigen Stromlieferanten fordern wird. Hier könnten die nichtamortisierbaren Investitionen Teile (oder im Extremfall die Gesamtheit) der bereits getätigten und noch nicht abgeschriebenen Investitionen für Kraftwerke des Vorlieferanten sein.

Der wesentliche Teil der nichtamortisierbaren Investitionen wird zwar durch Investitionen in Kraftwerken gebildet, deren Buchwerte unter wettbewerblichen Bedingungen im Einzelfall deutlich über den Marktwerten liegen könnten. Hinzu kommen aber auch langfristige Lieferverträge mit Erzeugern (z.B. mit QF) auf der Großhandelsebene, deren Konditionen unter den neuen Bedingungen nicht wettbewerbsfähig sind.¹⁸

Die FERC sah sich bereits 1994 (also bereits im Vorfeld der Beschlussfassung zur Order 888 und Order 889) gezwungen, einen ersten Vorschlag zur Klärung der Stranded-cost-Problematik vorzulegen (FERC 1994). Sie ist, wie Erfahrungen bei anderen tief greifenden wettbewerbsorientierten Umstrukturierungen im Elektrizitätssektor zeigen, von erheblicher Bedeutung für die politische Durchsetzbarkeit von Reformen. Das britische Beispiel verdeutlicht den Sachverhalt: Hier blockierte die Frage, wie die unwirtschaftlichen Kernkraftwerke zukünftig finanziert werden sollten, für geraume Zeit die Umsetzung der Reformen (Kumkar 1994). Letztlich sind der mangelhaften Behandlung dieses Themas bei der Vorbereitung der britischen Reformen von 1990 einige der wettbewerbspolitischen Probleme zu verdanken, die den Strommarkt in England und Wales auch

¹⁸ Schätzungen für die gesamten Stranded Costs in den Vereinigten Staaten reichten von 10 Mrd. Dollar bis zu 500 Mrd. Dollar (vgl. EIA 1996b: 78 f.). In Kalifornien reichten die Schätzungen für Stranded Costs von negativen Werten bis zu 32 Mrd. Dollar (CPUC 1995: V.D.). Die meisten der mit einem hohen Anteil nichtamortisierbarer Investitionen „gesegneten“ Versorgungsunternehmen befinden sich im Nordwesten der Vereinigten Staaten sowie in Kalifornien und Texas, denjenigen Regionen, die sich durch eine hohe Anzahl von Kernkraftwerken und/oder hohe Anzahl von unabhängigen Erzeugern unter dem QF-Status nach dem PURPA auszeichnen. Vgl. hierzu auch Council (1996: insbes. 186).

einige Jahre nach der Restrukturierung noch prägten.¹⁹ Auch bei den Debatten, die der Verabschiedung der europäischen Stromrichtlinie und des neuen deutschen Energiewirtschaftsrechts vorangingen, war die Stranded-cost-Problematik von Bedeutung (Kumkar und Neu 1997) und kann zweifelsfrei für einen guten Teil der Verzögerungen bis zur Verabschiedung der beiden Gesetzeswerke verantwortlich gemacht werden. Aktuell dürfte sie zu einem guten Teil für die Diskussion um die eingeforderte politische Unterstützung der Kraft-Wärme-Koppelung verantwortlich sein.

Die Frage, ob derartige nichtamortisierbare Investitionen von den Unternehmen selbst oder von den bisherigen Kunden zu tragen sind, ist eine der am heftigsten diskutierten Probleme vor der Verabschiedung der Entscheidung vom April 1996 gewesen (z.B. Joskow 1996; Niskanen 1986; Michaels 1996; Navarro 1996). Die FERC traf in dem Beschluss vom April 1996 die Entscheidung, grundsätzlich als Stranded Costs anerkannte Kosten durch die Nachfrager finanzieren zu lassen. Dabei gilt, dass derartige Kosten über eine Ausstiegsgebühr (exit fee) zu finanzieren sind, die ein Kunde des betrachteten Versorgungsunternehmens bei einer Beendigung des bisherigen Liefervertrages zu entrichten hat.²⁰ Diese Ausstiegsgebühr kann immer dann erhoben werden, wenn langfristige Lieferverträge, die bis zum 11. Juli 1994 (dem Datum der Veröffentlichung der ersten NOPR zu dem Thema) abgeschlossen wurden, aufgelöst oder nicht verlängert werden (FERC 1996a: 627 ff.). Die Order 888 sieht vor, die Höhe der Ausstiegsgebühr einzelfallbezogen über bilaterale Verhandlungen festzulegen. Die FERC wird diese Vereinbarungen überwachen und hat in Streitfällen die Entscheidungsgewalt.

¹⁹ In der frühen Phase der Vorbereitung der Reformen in England und Wales wurde festgelegt, dass die Kernkraftwerke zeitgleich mit den anderen Kraftwerken privatisiert werden sollen. Es erwies sich aber als undurchführbar, sie direkt zu verkaufen. Daher wurde beschlossen, die Kernkraftwerke zusammen mit dem größten Teil der fossilen Kraftwerke in ein neues Unternehmen einzubringen und den restlichen Teil der Kraftwerke in ein zweites Unternehmen zu übertragen. Das derart zu bildende Duopol im Bereich der Erzeugung sollte die Ertragsaussichten für beide Unternehmen derart stabilisieren, dass sie an der Börse zu plazieren wären. Kurz vor dem Stichzeitpunkt der Umstrukturierung erkannte die britische Regierung, dass auch in dieser Konstellation die Verkaufsaussichten für das größere der beiden Unternehmen schlecht waren. Die Kernkraftwerke wurden daher von der Privatisierung in 1990/1991 vollständig ausgenommen und blieben vorerst vollständig in staatlicher Hand. Von der vorhergegangenen Entscheidung, nur zwei große private Erzeuger zu bilden, wurde wohl aus Zeitgründen nicht mehr abgerückt.

²⁰ Die Höhe bemisst sich an den Kosten beispielsweise von Kraftwerksinvestitionen, die noch nicht abgeschlossen worden sind, die aber getätigt worden sind unter der zu belegenden Vermutung, dass dieser Kunde unter dem bisherigen Ordnungsrahmen der Stromversorgung weiterhin Kunde bleiben würde.

Reziprozitätsbestimmungen: Der Kreis derjenigen Unternehmen, die der generellen Regulierungsbefugnis der FERC unterliegen, ist nach dem Federal Power Act auf die privaten Versorgungsunternehmen begrenzt. Der EPAct von 1992 erweiterte zwar die Regulierungsbefugnis auch auf öffentliche Unternehmen, aber nur für einen genau definierten Teil der Stromübertragung. Die FERC kann damit zwar Durchleitungen nach dem EPAct auch durch Netze öffentlicher Unternehmen anordnen, dort aber nicht die umfassenden Regulierungsvorschriften der Order 888 vom April 1996 durchsetzen. Aus diesem Grund wurden in der öffentlichen Diskussion Befürchtungen laut, die mögliche Wettbewerbsverzerrungen zugunsten der öffentlichen Unternehmen zum Inhalt hatten: Während private Unternehmen ihre Netze öffnen müssten, könnten öffentliche Unternehmen von dem hieraus resultierenden Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt profitieren, ohne ihre Netze in gleichem Ausmaß selbst öffnen zu müssen.

Daher beschloss die FERC Reziprozitätsklauseln, die diese möglichen Wettbewerbsverzerrungen begrenzen sollen: Insbesondere kann ein privates Versorgungsunternehmen den Zugriff eines öffentlichen Unternehmens auf seine eigenen Übertragungsanlagen dann verhindern, wenn dieses öffentliche Unternehmen dem privaten Unternehmen die Netznutzung verweigert (FERC 1996a: 6).²¹ Den öffentlichen Unternehmen steht es offen, der FERC freiwillig Tarife zur Kenntnis zu geben, die den für die Tarife privater Unternehmen geltenden Anforderungen genügen. In diesem Fall erteilt die FERC eine Genehmigung für den Tarif. Die Genehmigung hätte zur Folge, dass private Unternehmen die Netznutzung des betreffenden öffentlichen Unternehmens nicht mehr verweigern können (FERC 1996a: 336). Diese Bestimmungen könnten eine (allmähliche) faktische Ausweitung der neuen Regulierungsvorschriften auch auf zahlreiche öffentliche Unternehmen nach sich ziehen.

Festgehalten werden kann, dass die Tarifierungsbestimmungen der Order 888 und 889 im Bereich der Stromübertragung für Großhandelszwecke ein Common-Carrier-Modell etablieren sollten. In der Konsequenz der den Übertragungsunternehmen auferlegten Pflichten erfolgt eine weitgehende Trennung von Eigentum und Verfügungsrechten, womit faktisch eine Anschluss- und Versorgungspflicht auf der Großhandelsebene etabliert wird. Die Re-Regulierung der Stromübertragung soll die schrittweise Deregulierung der Stromerzeugung und des

²¹ Hier weisen die Bestimmungen der Europäischen Stromrichtlinie und des neuen deutschen Energiewirtschaftsrecht deutliche Parallelen auf. Die europäische Stromrichtlinie erlaubt die Untersagung von Durchleitungen im Rahmen grenzüberschreitender Stromlieferverträge dann, wenn ein zugelassener Kunde nicht in beiden betreffenden Staaten als zugelassener Kunde betrachtet werden würde. Das neue deutsche Energiewirtschaftsrecht schöpft diese Ermächtigung der Stromrichtlinie aus (vgl. Kumkar 2000a: 455 f., 468).

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 Organisation 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.²²

3. Order 2000

Zwar stellte die FERC selbst fest (FERC 1999a: 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 sind aus Sicht der FERC noch nicht die Bedingungen für eine effiziente Organisation des Großhandels gegeben. Das Common-Carrier-Modell, wie es bislang ausgestaltet war, weist weiterhin zwei zentrale Defizite auf: (FERC 1999a: 2)

- Zum einen stellt die FERC fest, dass es weiterhin *erhebliche Ineffizienzen bei der konkreten Netznutzung und dem Netzausbau* gäbe, die sich aus der weiterhin horizontal desintegrierten Koordinierung von Nutzung und Ausbau ergäben.
- 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.

²² Die FERC ließ allerdings keinen Zweifel daran, dass sie die Bildung unabhängiger Netzgesellschaften bzw. von ISOs gutheißen würde und stellte elf Prinzipien auf, denen neu zu gründende ISO zu genügen haben (vgl. FERC 1996a: 279 ff.)

Die Grundlage des ersten Problems kann darin gefunden werden, dass die Anlagen der einzelnen Transportunternehmen zwar in einem technischen Sinn Teil eines größeren Netzes sind und sich die tatsächlichen Stromflüsse an den physikalischen Gesetzen, nicht aber an den kaufmännischen Regeln orientieren. Weiterhin, auch nach den Ordern 888 und 889, betreibt aber jedes Transportunternehmen seinen Teil des gesamten Netzes in einer Weise, dass die physikalisch bedingten Externalitäten nur sehr bedingt in seine Entscheidungen einfließen. Wie an anderer Stelle ausführlicher gezeigt (Kumkar 2000a: Kapitel C, insbesondere 157 ff.), mögen diese Externalitäten in der vergangenen Periode der voll vertikal integrierten Gebietsmonopole von vergleichsweise geringer Bedeutung gewesen sein: Etwaige Ineffizienzen fielen überwiegend unternehmensintern an und waren angesichts der wenigen Handelstransaktionen über fremde Netze von nur geringer Bedeutung. Ganz anders sieht das Bild jedoch aus, wenn die Stromwirtschaft partiell oder vollständig vertikal desintegriert ist und die Transaktionsvolumina über fremde Netze zunehmen, wie dies im Gefolge der Order 888 in starkem Maß stattfand.²³ Es ist unmittelbar einleuchtend, dass dann die bisherigen Regeln für die Netznutzung und generell die bisherigen Koordinierungsstrukturen im Netzbereich unter Effizienzgesichtspunkten kaum mehr angebracht sein dürften.

Die Grundlage des zweiten Defizits liegt aus Sicht der FERC darin, dass sie in den Ordern 888 und 889 auf die nur funktionelle Entflechtung der Stromtransportunternehmen setzte und von einer eigentumsrechtlichen Zerlegung absah (vgl. oben S. 14 f.). Es ist zwar klar, dass bei fehlender Unsicherheit der FERC über die Kostenstrukturen der Transportunternehmen eine eigentumsrechtliche Zerlegung überflüssig wäre. Es ist auch klar, dass die Vorschriften der Order 888 und 889 zur funktionellen Entflechtung eine Verbesserung der Informationsbasis der FERC zum Ziel hatten. Aus Sicht der FERC hat es sich allerdings erwiesen, dass die funktionelle Entflechtung in der bisherigen Form nicht hinreichend für eine angemessene Regulierung der Transportunternehmen ist. Sie ist gemäß Aussagen der FERC nicht in der Lage, die Informationsasymmetrien zwischen Unternehmen und FERC in hinreichendem Maße abzubauen. Im Unterschied zum erstgenannten Problem, das auf einer mangelnden Ausschöpfung von eher technischen Koordinationserträgen zwischen Unternehmen abstellt,²⁴ basiert das

²³ Das Volumen der von Stromhändlern umgesetzten Strommengen als Indikator für den Umfang der Großhandelstransaktionen ist von 1,8 Millionen MWh im ersten Quartal 1995 auf über 400 Millionen MWh im ersten Quartal 1999, also um über 22 000 Prozent gewachsen (FERC 1999: 15). Selbst wenn berücksichtigt wird, dass bei diesen Werten Mehrfachverkäufe enthalten sein dürften, zeigt das Wachstum den zunehmenden Handel an.

²⁴ Als Beispiele seien unkoordinierte Wartungs- und Reparaturarbeiten an den Transportanlagen genannt, die mit temporär erheblich verringerten Kapazitäten des Gesamtnetzes

zweite Defizit auf den Fehlanreizen vertikal integrierter Unternehmen. Diese unterliegen u.U. keinen hinreichenden Anreizen, nichtdiskriminierende Netznutzungsrechte zu gewähren.²⁵

Beiden Defizite der bisherigen Transportregulierung sucht die FERC mit ihrer am 20. Dezember 1999 verabschiedeten Order 2000 zu entgegnen (FERC 1999a). Diese hat einen stärker regional integrierten Betrieb von Transportanlagen, mit anderen Worten einen stärkere horizontale Integration der Transportnetze zum Ziel (unter „regional“ ist somit keine kleinräumige Dimension zu verstehen, sondern eine geografische Ausdehnung der Kontrollgebiete, die durchaus mehrere Bundesstaaten umfassen kann). Gleichzeitig soll das Ausmaß der vertikalen Integration in der Stromwirtschaft deutlich verringert werden. Die Order 2000 fordert zu diesem Zweck alle Transportunternehmen auf, „freiwillig“ einer bereits bestehenden oder neu zu gründenden regionalen Übertragungsorganisation (Regional Transmission Organization RTO) beizutreten.²⁶

Die FERC erhofft sich aus der Bildung derartiger RTOs eine Vielzahl von Vorteilen (FERC 1999a: 3): Sie sollen (i) die Effizienz in der Verwaltung der Übertragungsnetze erhöhen, (ii) die Netzstabilität und damit die Versorgungssicherheit erhöhen, (iii) verbleibende Spielräume für diskriminierende Praktiken in der Stromübertragung beseitigen, (iv) die Marktergebnisse verbessern und schließlich die Bedingungen für eine Regulierung mit der „leichten Hand“ verbessern.

ausgerechnet dann verbunden sein können, wenn die Anforderungen an das Gesamtnetz besonders hoch sind. Generell kann davon ausgegangen werden, dass die FERC die Zahl der derzeit rund 140 verschiedenen Kontrollgebiete in den Vereinigten Staaten (FERC 1999: 33) (innerhalb dieser Gebiete werden die Netznutzungen eng koordiniert, die Koordinierung zwischen den Kontrollgebieten findet in weitaus geringerem Maße statt), für zu hoch hält und eine Verringerung der Zahl für notwendig erachtet.

²⁵ Die Unterscheidung in die zwei genannten Problembereiche folgt der Darstellung in der Order 2000. Hieraus sollte nicht geschlossen werden, dass sie unabhängig voneinander existieren. Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass die Fehlanreize der vertikal integrierten Unternehmen auch für den ersten Problembereich wesentlich verantwortlich sind: Wären die Unternehmen per se an einer Erhöhung der Effizienz der Stromwirtschaft interessiert, wären RTOs unter Vernachlässigung von Friktionen ja bereits implementiert, so sie denn eine effiziente Organisationsform für die Organisation des Stromtransport sind (wie die FERC ja explizit unterstellt).

²⁶ Dieser Ansatz der formal freiwilligen Bildung von RTOs wird allerdings unterstützt durch folgende Drohung in der Order 2000 (FERC 1999: 4): „If the industry fails to form RTOs under this approach, the Commission will reconsider what further regulatory steps are in the public interest.“ Im Hintergrund dieses Vorgehens über einen Ansatz der formal freiwilligen Bildung liegt offenbar die Hoffnung der FERC, dass hierüber eine schnellere Bildung von RTOs erreicht werden kann, als dies im Fall der Zwangsauflegung der Fall wäre (FERC 1999: 8).

An die RTOs stellt die FERC eine Reihe von Anforderungen, die für eine Genehmigung erfüllt sein müssen, wozu z.B. die Charakteristik der Unabhängigkeit,²⁷ der regionalen Mindestgröße eines RTO-Gebiets, der weitgehenden Verfügbarkeit über die vorhandenen Anlagen und Kompetenzen zur Sicherstellung der kurzfristigen Netzstabilität gehören (FERC 1999a: 709–712). Zum Aufgabenkatalog der RTOs gehören u.a. die Bildung und Verwaltung von Transporttarifen, die Engpassorganisation, die Organisation von Netzhilfsdienstleitungen (als „provider of last resort“), die Verwaltung der Informationssysteme sowie schließlich die Koordinierung der Ausbauplanung und der interregionalen Beziehungen (FERC 1999a: 712–718).

Dabei schreibt die FERC keine konkrete Form der regionalen Übertragungsorganisationen vor²⁸ und nennt als Beispiele für konkrete Ausprägungen, die die Bedingungen für eine RTO erfüllen, sowohl unabhängige Netzbetreiber (bzw. unabhängige Systembetreiber, Independent System Operator ISO) als auch so genannte Transcos, also in Abgrenzung zu den ISOs gewinnorientierte Transportunternehmen, die über eigene Transportanlagen verfügen. Es ist somit auch denkbar, dass bereits existierende größere Transportunternehmen als RTO den Bestimmungen der Order 2000 genügen.²⁹

²⁷ Um dieses Unabhängigkeitspostulat hat es gewisse Irritationen gegeben, die m.E. auch nach der jüngsten Revision der diesbezüglichen Bestimmungen durch die FERC (FERC 2000a) nicht vollständig geklärt sind. Klar dürfte zum gegenwärtigen Zeitraum allerdings sein, dass einzelne Stromhändler (hierzu gehören auch Erzeuger) oder Gruppen von Händlern keinen dominierenden Einfluss auf die Entscheidungsprozesse innerhalb einer RTO haben dürfen und dass die RTO (und ihre Mitarbeiter) wiederum keine finanziellen Interessen im Stromhandel besitzen dürfen. Klar ist auch, dass die FERC es sich vorbehält, im Einzelfall weitere Akteure (z.B. Übertragungs- oder Verteilungsunternehmen) neben den Händlern als Marktakteure zu definieren, deren Einfluss auf die Entscheidungen der RTO begrenzt sein muss (FERC 2000a: 19)

²⁸ Dies dürfte nicht zuletzt damit zusammen hängen, dass nicht alle Beteiligten beispielsweise die Bildung von nichtgewinnorientierten ISOs gut heißen, auch wenn diese zum Zeitpunkt des Erlasses der Order 888 von vielen als Königsweg der Organisation der Netznutzung gesehen wurden. Seit dem Erlass der Order 888 sind in zahlreichen Regionen der Vereinigten Staaten Versuche, ISOs zu bilden, gescheitert. Die FERC nennt als vorgebrachte Gründe für diese Misserfolge u.a. ungelöste Probleme bei der Verteilung der Transporterträge auf die Transportanlageneigentümer, den Wunsch von bislang integrierten Transportunternehmen, ihre Anlagen gewinnorientierten separaten Transportunternehmen zu übertragen, anstelle den Betrieb einem ISO zu überlassen, und Probleme, die sich aus erwarteten Kostensteigerungen für den Stromtransport und dem befürchteten Verlust von bisherigen Netznutzungsrechten einzelner Unternehmen gegenüber dem Status quo ergeben (FERC 1999: 28 f.).

²⁹ Für den Fall Kalifornien erwägt die FERC mittlerweile einen Weg, der deutlich mehr Vorschriften der FERC vorsieht und explizit eine über Kalifornien hinausgehende RTO vorschreibt (FERC 2001: 9).

Trotzdem die FERC betont, dass sie formell auf einen freiwilligen Prozess zur Bildung von RTOs setzt, setzt sie allen Transportunternehmen, die ihrer generellen Jurisdiktion unterliegen (also nur den privaten Versorgungsunternehmen), eine Frist bis zum 15. Oktober 2000 (FERC 1999a: 703).³⁰ Bis zu diesem Tag müssen sie entweder einen konkreten Vorschlag zur Teilnahme an einer RTO oder aber eine fundierte Begründung dafür geliefert haben, warum sie keinen derartigen Vorschlag machen können oder wollen. 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 1999a: 706).

Zum Schluß dieser Ausführungen soll zur Einschätzung der von der FERC eingeleiteten Reformen noch eine Anmerkung gemacht werden: Oben wurde betont, dass die bisherigen Regeln für die Netznutzung und generell die bisherigen Koordinierungsstrukturen im Netzbereich unter Effizienzgesichtspunkten ineffizient sind. Von Bedeutung ist, dass dies nicht nur für die Nutzung, sondern auch, und unter längerfristigen Aspekten mit noch größerer Bedeutung, für den Bereich des Netzausbaus gilt.³¹ Und gerade dann, wenn der Wettbewerb im Stromgroßhandel Ziel der Regulierungspolitik sein soll, ist zu berücksichtigen, dass die bisherigen Transportkapazitäten in aller Regel zu niedrig sein dürften, um die zunehmenden Transaktionsvolumina zu erlauben. Auch aus diesem Grund müssen Reformen des Stromgroßhandels darauf abzielen, richtige Anreize nicht nur für den Netzbetrieb, sondern auch für den Netzausbau zu setzen.

Es ist diesbezüglich auffallend, dass die Problematik von der FERC im Begleittext der Order 2000 zwar erkannt wird (etwa FERC 1999a: 18), sich aber kaum konkrete Hinweise darauf finden lassen, ob und ggf. wie die FERC zukünftig Anreize zum verstärkten Ausbau von Transportnetzen setzen will. Die Order 2000 widmet sich ähnlich den Ordnern 888 und 889 primär der effizienten Nutzung der gegebenen Kapazitäten, nicht dem effizienten Ausbau der Netze.

³⁰ Transportunternehmen, die den Betrieb ihrer Anlagen einem bereits existierenden ISO überantwortet haben, wird eine Fristverlängerung bis zum 15. Januar 2001 zugebilligt (FERC 1999: 707 f.).

³¹ Vgl. NERC (2000: 34) für Aussagen darüber, dass die derzeitigen Netze in den Vereinigten Staaten nicht für Großhandelsvolumina in dem jetzigen und zukünftig zu erwartenden Ausmaß gebaut worden sind. NERC stellt in diesem Zusammenhang auch fest, dass die projektierten Kapazitätserweiterungen in den letzten Jahren abgenommen haben, für die nächsten zehn Jahre eine Erweiterung der Stromkreislängen um insgesamt nur 3,5 Prozent geplant ist (NERC 2000: 35), und dass die derzeitigen Regeln für die Koordinierung der Netznutzung für die neuen Anforderungen ungeeignet sind (NERC 2000: 4).

Damit ist klar, dass die derzeit von der FERC eingeleiteten Schritte nicht ihr letztes Wort zum Thema Stromtransportregulierung gewesen sein werden. Es ist davon auszugehen, dass die wichtigen Fragen der Investitionsanreize im Stromtransport erheblich an Bedeutung gewinnen werden, sowohl für die Wettbewerbsprozesse als auch für die Regulierungspolitik. Die Stromnetze bilden die physische Basis, auf der sich Wettbewerb entfalten kann. Wenn Wettbewerb in Erzeugung und Handel langfristig ein Erfolg sein soll, dann muss vor allem die Vorrhaltung hinreichender Transportkapazitäten sicher gestellt sein. Die Frage, wie dies erreicht werden soll, ist in den bisherigen Regulierungsverordnungen nur am Rande angesprochen und an keiner Stelle auch nur ansatzweise beantwortet worden.

C. Eine Zwischenbilanz der Reformen auf der Bundesebene und ein kurzer Ausblick

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

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 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 *EPA* Act 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 Restrukturierung der Koordinierungsstrukturen im Bereich der Stromtransports mit Mitteln der Strukturregulierung.

Zu beachten ist bei allen Reformen auf der Bundesebene, dass sie aufgrund der Kompetenzabgrenzung zwischen Bund und Bundesstaaten sich nicht direkt auf die Belieferung von Endkunden beziehen; in der Notation der europäischen

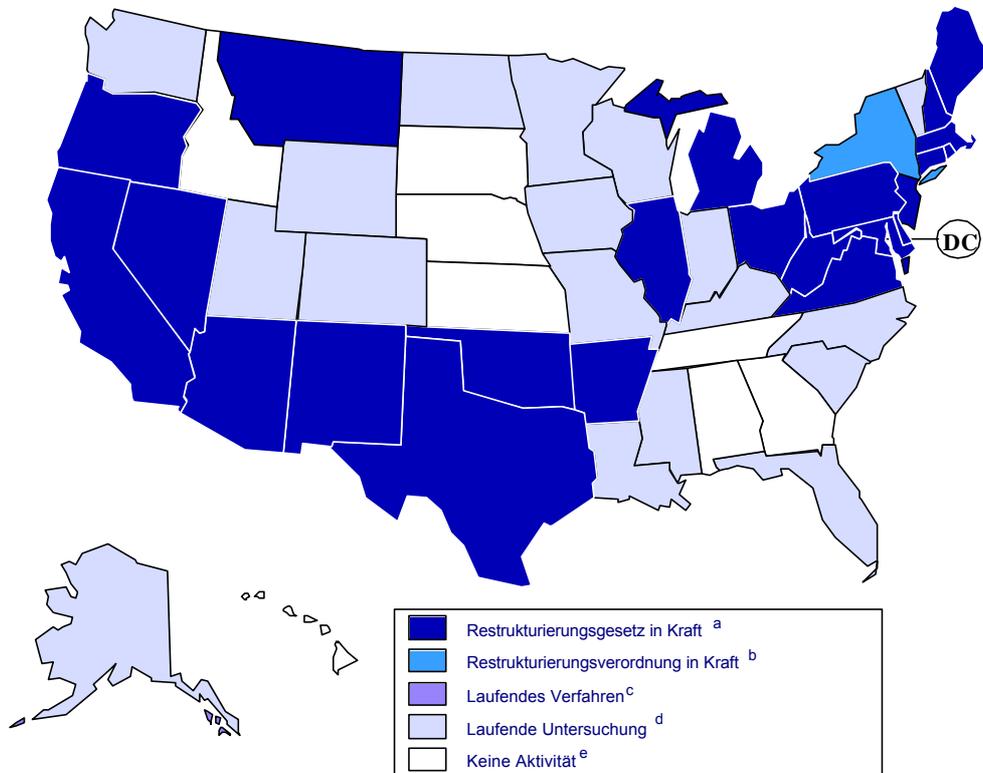
Stromrichtlinie werden allein die Akteure auf der Großhandelsebene als „zugelassene Kunden“ definiert.

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 EPAct weitgehend das Feld überlassen. Untätig war der Gesetzgeber allerdings nicht. Die letzten Jahre waren geprägt durch ein Unzahl neuer Gesetzesinitiativen sowohl der Regierung als auch der beiden Kammern des Kongresses.³² Diese hatten und haben in einigen Fällen durchaus 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 hinaus gehen. Insbesondere diejenigen Staaten, die bislang keinerlei Aktivitäten entfalteteten (Schaubild 1), würden durch diese Entwicklungen in Zugzwang geraten.³³

³² Vgl. für eine umfangreiche Übersicht über die diversen Gesetzesvorlagen und den Comprehensive Electricity Competition Proposal der Regierung EIA (2000b).

³³ Was nicht unter allen Umständen im Interesse der Stromverbraucher dieser Staaten liegen muss. 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 die hiermit verbundenen Unternehmensgewinne sich nicht in heimische Strompreissenkungen umsetzen lassen. Wenn nun beispielsweise der zwischenstaatliche Handel im Gefolge weiterer Reformen durch den Bund zunimmt, kann dies durchaus zu Preiserhöhungen in den bisherigen Niedrigpreisstaaten führen, gerade wenn die Erzeugung partiell oder vollständig dereguliert wird. Zwar wird insgesamt die Effizienz vermutlich erhöht, die Verteilungsprobleme dürften aber politisch nicht einfach zu lösen sein.

Schaubild 1: Liberalisierungsaktivitäten in den Bundesstaaten, Stand Oktober 2000



- ^a Arizona, Arkansas, California, Connecticut, Delaware, District of Columbia, Illinois, Maine, Maryland, Massachusetts, Michigan, Montana, Nevada, New Hampshire, New Jersey, New Mexico, Ohio, Oklahoma, Oregon, Pennsylvania, Rhode Island, Texas, Virginia und West Virginia
- ^b New York.
- ^c Alaska und South Carolina.
- ^d Alabama, Colorado, Florida, Indiana, Iowa, Kentucky, Louisiana, Minnesota, Mississippi, Missouri, North Carolina, North Dakota, Utah, Vermont, Washington, Wisconsin, und Wyoming.
- ^e Georgia, Hawaii, Idaho, Kansas, Nebraska, South Dakota, und Tennessee

Quelle: http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/regmap.html; eigene Bearbeitung

Betrachtet man beispielsweise den Comprehensive Electricity Competition Plan aus dem Energieministerium (DoE) der Clinton-Administration, findet man als eines der genannten Hauptziele des vorgeschlagenen Gesetzes die „Klärung“ der Zuständigkeiten des Bundes und der Staaten („amend existing Federal statutes to clarify Federal and State authority“, DoE 2000: 5). Zu diesem Zweck hält es das Energieministerium für notwendig, u.a. (i) der FERC die Kompetenz zur Anordnung von Durchleitungen mit dem Zwecke der Belieferung von Endkunden zuzuweisen, (ii) der FERC die Kompetenz zur Regulierung der hiermit zusammenhängenden Netznutzungspreise zuzuweisen und schließlich (iii) der FERC die Kompetenz zur Regulierung der kommunalen und genossenschaftlichen Stromunternehmen zuzuweisen (DoE 2000: 45–48).

Unabhängig von der Frage, ob diese und die zahlreichen weiteren, eher inhaltlichen, Bestimmungen des Gesetzesvorschlag in dieser Form tatsächlich jemals verabschiedet werden — der Weg hin zu einer weiteren Zentralisierung der Regulierungsbefugnisse scheint eingeschlagen zu sein.³⁴ Die „Klärung“ scheint zu großen Teilen in einem Entzug von Kompetenzen der Bundesstaaten zu 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.

In Diskussionen sind in diesem Zusammenhang auch Schritte, die eine umfassendere Deregulierung derjenigen Bereiche zum Inhalt haben, die nicht zum Stromtransport gezählt werden. Konkret ist derzeit (zum wiederholten Male) sowohl die Abschaffung der stromspezifischen Bestimmungen des PUHCA als auch die Abschaffung des PURPA auf der politischen Tagesordnung (vgl. für einen Überblick der Diskussion EIA 2000a: 50 ff.). Es ist in der Tat davon auszugehen, dass diese Regulierungsgesetze mit wettbewerbsorientierten Reformen der Stromwirtschaft kaum vereinbar sind. Der PUHCA schreibt beispielsweise eine Form der Strukturregulierung fest, die mit der Deregulierung weiter Bereiche der Stromwirtschaft kaum in Einklang zu bringen ist. Der PURPA schreibt eine Regulierung der Beschaffungspraxis der (teilweise) ehemaligen Gebietsmonopolisten fest, die in Zeiten wettbewerblicher Großhandelsmärkte und schwindender Versorgungsmonopole kaum mehr Rechtfertigungsgründe haben wird.

³⁴ Diese Zentralisierung könnte beispielsweise Vorteile aufweisen, falls sie 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 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 ein Instrument zur Senkung des Regulierungsrisikos sein, d.h. zur Begrenzung opportunistischer Verhaltensweisen der öffentlichen Regulierer beitragen. Im Rahmen dieses Beitrags kann nicht diskutiert werden, inwieweit diese Vorteile dezentraler Kompetenzzuweisungen für den Fall der U.S.-Stromregulierung relevant sind, ob und in welchem Ausmaß Regulierungskompetenzen sinnvollerweise auf der Ebene der Bundesstaaten verbleiben sollen, und wo der Bedarf zur Zentralisierung der Kompetenzen auf Bundesebene liegt.

Die gesetzlichen Grundlagen der Wettbewerbs- und Regulierungspolitik auf der Bundesebene machen insofern den Eindruck eines historisch gewachsenen „Flickenteppichs“. Dieser Flickenteppich ist insofern bemerkenswert, als er — im Gegensatz zur rechtlichen Situation in anderen Sektoren — im ersten Schritt alle Unternehmen unter die umfassende Regulierung stellt, um dann im zweiten Schritt einzelne Bereiche gezielt wieder aus dieser umfassenden Regulierung zu entfernen. Eine Abschaffung des PUHCA und des PURPA wären aus dieser Sicht erste Maßnahmen auf dem Weg hin zu einer „normalen“ wettbewerbs- und regulierungspolitischen Behandlung der Stromindustrie: Zuerst die Definition des regulierungsbedürftigen Bereichs, dann die gezielte Regulierung dieser Bereiche bei gleichzeitiger Belassung aller anderen Bereiche unter dem allgemeinen Wettbewerbsrecht. Wann jedoch die Abschaffung dieser beiden Gesetze politisch durchsetzbar sein wird, ist derzeit als noch offen zu bezeichnen. Sie wären im Gegensatz zum Plan der Clinton-Administration recht klar als Deregulierungsschritte zu bezeichnen.

Ungeachtet dieser ausstehenden Entscheidungen auf der Bundesebene sind die Entwicklungen seit dem EPAct und den ersten Schritten der FERC in ihrer Gesamtheit beeindruckend:

- Die Zahl der privaten Versorgungsunternehmen ist durch die durch den EPAct ermöglichten Fusionen und Aufkäufe im Sinken begriffen (EIA 2000a: 16): Sie sank von 261 in 1992 um immerhin gut 8 Prozent auf 239 in 1998, wobei sich diese Entwicklung in den letzten Jahren noch beschleunigt hat.
- Im gleichen Zeitraum stieg die Zahl der privaten Stromunternehmen, die nicht zu den traditionellen Versorgungsunternehmen gezählt werden, um 9 Prozent von 1792 auf 1954.
- Die von diesen Unternehmen erzeugten Strommengen stiegen von 1992 bis 1998 um 42 Prozent auf 406 Millionen MWh und damit auf 11 Prozent der gesamten Erzeugung in den Vereinigten Staaten; ihre Kraftwerkskapazität stieg um 73 Prozent auf 98 GW und damit 12 Prozent der Gesamtkapazität gegenüber 7 Prozent in 1992 (EIA 2000a: 23).
- In 1998 betrug der Anteil der unabhängigen Kraftwerke am Kapazitätszuwachs 82 Prozent, die traditionellen Versorgungsunternehmen waren somit nur zu einem knappen Fünftel an neuen Kapazitäten beteiligt.

Diese Trends dürften sich in den letzten beiden Jahren fortgesetzt und sogar intensiviert haben, wenn berücksichtigt wird, dass die meisten Reformen auf der Staatsebene überhaupt erst nach 1997 einsetzten.

Zusammen genommen muss festgehalten werden, dass sowohl auf politisch/regulatorischer Ebene als auch auf der Unternehmensebene massive Restrukturierungen im Gange sind, deren Ende und genaue Richtung derzeit noch nicht absehbar sind. Dabei zeichnet sich aber als generelles Muster eine stärkere

Zentralisierung der Regulierungskompetenzen, darüber hinaus eine weitere Intensivierung der Regulierung des Stromtransports und schließlich eine stärkere regionale Unternehmensintegration ebenfalls im Bereich des Stromtransports ab. Ob sich allerdings eine generelle Konzentrationsbewegung auf der Unternehmenzebene abzeichnen wird, muss zum gegenwärtigen Zeitpunkt als offen gelten: Auf der einen Seite könnte im Bereich des Stromhandels mit einer stärkeren Konzentration gerechnet werden, da durch die stärkere regionale Integration der Strommärkte nicht allein multilaterale Handelsinstitutionen wie Strombörsen begünstigt werden, sondern auch größere Stromunternehmen, die über eine weite regionale Ausdehnung ihre unternehmensinternen Transaktionen optimieren können. Auf der anderen Seite ist gerade im Bereich der Erzeugung bislang unklar, inwieweit der Vormarsch dezentraler Stromerzeugung einen Trend hin zu einer stärkeren horizontalen Dekonzentration einleiten könnte. Es ist wohl davon auszugehen, dass langfristig insbesondere die Transaktionskosten der alternativen Handelsinstitutionen (Börsen/unternehmensinterne Transaktionen) darüber entscheiden werden, ob sich eine generelle Konzentrationsentwicklung abzeichnen wird, oder ob insbesondere im Bereich der Erzeugung eher mit einer abnehmenden Konzentration gerechnet werden kann.

III. Die Grundzüge der kalifornischen Stromwirtschaft

Im Folgenden soll zur Einschätzung der kalifornischen Stromwirtschaft zunächst ein knapper Überblick über einige Kennziffern im Bundesvergleich gegeben werden, bevor auf die Ursachen und ausführlich auf den Inhalt der Reformen eingegangen wird. Zum Ende dieses Kapitels wird die Frage diskutiert, ob das kalifornische Modell unter Berücksichtigung der Gesamtheit der Regulierungsvorschriften tatsächlich als Deregulierungsmodell bezeichnet werden kann.

A. Hintergründe der regulatorischen und gesetzlichen Reformen in Kalifornien

Die Primärenergiebasis der kalifornischen Elektrizitätserzeugung ist seit Anfang der achtziger Jahre — gemessen am Bundesdurchschnitt — stark diversifiziert worden. Während der Einsatz von Erdöl in der Erzeugung von über 50 Prozent in 1977 (EIA 1978: Table 1) auf bedeutungslose 0,2 Prozent in 1995 zurückgedrängt wurde, wurden sowohl die Kernkraft als auch die regenerativen Energien beträchtlich ausgebaut. Maßgebliche Ursache für die Diversifikation waren die beiden Ölpreiskrisen und die daraus erwachsenden Befürchtungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit beim Erdöl. Hinzu kam die zunehmende Sensibilität im Umweltbereich. Die kalifornische Energiekommission (Californian Energy Commission CEC), auf deren Rolle weiter unten eingegangen wird, hatte zu der Primärenergiediversifikation wesentlich beigetragen.

Die Eigentümerstruktur der Stromunternehmen in Kalifornien unterschied sich, gemessen an der Bedeutung der privaten Versorgungsunternehmen, zu Beginn der Reformen nur unwesentlich vom U.S.-Durchschnitt: Die privatwirtschaftlichen Unternehmen versorgten in 1995: 78 Prozent der Endkunden, verfügten über 68 Prozent der Erzeugungskapazität und waren für 76 Prozent der gesamten Stromabgabe verantwortlich.³⁵ Allerdings hatten und haben die lokalen öffentlichen Unternehmen — gemessen an den Anteilen an der Stromabgabe und der Erzeugungskapazität — eine leicht überdurchschnittlichen Bedeutung, während die genossenschaftlichen Unternehmen in Kalifornien sowohl hinsichtlich der

³⁵ Eine dominante Stellung nahmen hierbei die Pacific Gas & Electric (PG&E), die Southern California Edison (SCE) sowie die San Diego Gas & Electric ein. PG&E und SCE waren die 1995 (also zu Beginn der Reformen) — gemessen an den Endverkaufserlösen — größten Versorgungsunternehmen innerhalb der Vereinigten Staaten.

Endverkaufsvolumen als auch der Stromerzeugungskapazitäten eine unterdurchschnittliche Bedeutung haben.

Betrachtet man die Entwicklung des Marktanteils unabhängiger Erzeuger in Kalifornien bis zu den Reformen, zeigt sich ein etwas markanteres Bild als im U.S.-Durchschnitt (EIA, *Inventory of Power Plants in the United States*, lfd. Ausg.; CEC 1995): Von 1985 bis 1995 war die unabhängige Erzeugungskapazität auf 11,1 GW angestiegen, mithin im Durchschnitt in jedem Jahr um gut 13 Prozent expandiert (U.S.-Durchschnitt: 11 Prozent), während im gleichen Zeitraum die Kraftwerkskapazitäten der Versorgungsunternehmen von 45,1 auf 43,4 GW verkleinert wurden (U.S.-Durchschnitt: jährliches Wachstum: 0,7 Prozent). Im gesamten Zeitraum 1986 bis 1995 betrug der Anteil der unabhängigen Erzeuger am Zuwachs in Kalifornien damit 126 Prozent. Die unabhängigen Anlagen machten in 1995: 20,4 Prozent der gesamten kalifornischen Erzeugungskapazität aus (U.S.-Durchschnitt 8,6 Prozent), nachdem sie in 1985 nur einen Anteil von 6 Prozent hatten (U.S.-Durchschnitt 3,2 Prozent).³⁶

Generell zeigt das empirische Bild die erheblichen Umstrukturierungsprozesse, die in Kalifornien bereits vor den dortigen regulatorischen und gesetzlichen Restrukturierungsbeschlüssen von 1995/1996 zu beobachten waren. Die Werte für die Stromerzeugung und die Anteile am Erzeugungskapazitätswachstum verdeutlichen, dass die Rolle der Versorgungsunternehmen bereits 1995 im deutlichen Wandel begriffen war.

Kommt man nach dieser Betrachtung einiger zentraler Kennziffern für die kalifornische Stromwirtschaft zur Frage, worin der *wesentliche Auslöser für die wettbewerblichen Reformen* gesehen werden kann, so kann ein Blick auf die Strompreise sehr schnell eine Antwort liefern: Die kalifornischen Strompreise haben sich seit der ersten Ölpreiskrise zunehmend vom U.S.-Durchschnitt entfernt: Während noch 1970 der durchschnittliche kalifornische Strompreis knapp unter dem U.S.-amerikanischen Durchschnitt lag, überstieg er ihn 1996, dem Jahr, in dem das Umstrukturierungsgesetz verabschiedet wurde, um 73 Prozent (9,4 ¢/kWh) (EIA 1988; 1994, 1996a, 1997).³⁷ Einen Überblick über die derzeitige Position Kaliforniens im Bundesstaatsvergleich gibt Schaubild 2.³⁸

³⁶ Die Anlagen nach dem PURPA (QF) machen hierbei rund 9 000 MW aus, wovon rund die Hälfte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind (FERC 2000b: 70).

³⁷ Diese Stellung innerhalb des Strompreisgefüges der Vereinigten Staaten galt für alle Kundenkategorien. Beispielsweise lagen die Industriekundenpreise in 1996 um 54 Prozent über dem entsprechenden U.S.-Durchschnitt.

³⁸ Bei den von der EIA bereitgestellten Daten sind nicht alle Lieferungen der neuen Stromlieferanten enthalten. Die Ergebnisse für die Durchschnittserlöse können daher sowohl nach oben als nach unten leicht verzerrt sein.

lifornien für einen Teil der vergleichsweise hohen Strompreise verantwortlich gemacht werden.⁴⁰

Wesentliche Ursachen können aber auch in sonstigen Feldern der spezifischen kalifornischen Energiepolitik ausgemacht werden, die über die Unterstützung des Baus von Kernkraftwerken hinausging.⁴¹

Der hohe Anteil an regenerativen Energieträgern sowie der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen kann in starkem Maße auf politische Entscheidungen zurückgeführt werden: Die Energiekommission CEC setzt nach der ersten Ölpreiskrise massiv auf den Ausbau der regenerativen Energien. Die CPUC ergänzte diese Politik im Bereich der Regulierung der privaten Versorgungsunternehmen: Zum einen wurden die Versorgungsunternehmen gedrängt, bei ihrer eigenen Erzeugung verstärkt auf — wie sich ex post erwiesen hat, relativ teure — regenerative Energien zu setzen. Zum anderen wurden private Investoren intensiv zum Bau von Anlagen nach den Bestimmungen des PURPA ermuntert. Dies schlägt sich nicht zuletzt in der oben erwähnten deutlichen Zunahme unabhängiger Kraftwerkskapazitäten nieder. Die den Versorgungsunternehmen von der CPUC auferlegten Ankaufspreise für den in diesen Anlagen erzeugten Strom lagen ex post regelmäßig über den Stromerzeugungskosten in konventionellen Kraftwerken und wurden auf die Endkundenpreise überwältigt.⁴²

Als eine weitere Ursache der seit der ersten Ölpreiskrise überdurchschnittlich hohen Preissteigerungen in Kalifornien kann das Integrated Resource Planning (IRP), bzw. das Demand Side Management (DSM) genannt werden: Die Versorgungsunternehmen wurden dazu verpflichtet, vor Investitionen in neue Kraftwerkskapazität auch Maßnahmen zur Energieeinsparung auf der Nachfrageseite

der geplanten Kosten (*The Wall Street Journal Europe*, Power Deregulation in California Shows Wrong Way to Go. 28.11.2000: 1).

⁴⁰ Kernkraftwerke machen — vor dem Hintergrund der relativ hohen totalen Erzeugungskosten wenig überraschend — einen wesentlichen Anteil an den Werten für die nicht-amortisierbaren Investitionen aus, die in der in der energiepolitischen Diskussion in den Vereinigten Staaten genannt werden.

⁴¹ Vgl. zu den regulierungsbedingten Gründen der hohen Strompreise aus Sicht derjenigen Instanzen, die nicht unmaßgeblich für den Status quo ante verantwortlich waren, beispielsweise CPUC (1994, insbes.: 5 ff.), CEC (1995, insbes.: 1–5). Vgl. auch Kumkar (1996b: 18–24).

⁴² Derartige Qualifying Facilities (QF) machen heute den überwiegenden Teil des — oben erwähnten — mit 20,4 Prozent vergleichsweise hohen Anteils unabhängiger Erzeuger an der kalifornischen Stromerzeugung aus. Bei den fossil befeuerten Kraftwerken und den Biomasse-Anlagen (den beiden größten Kategorien innerhalb der Gruppe der unabhängigen Kraftwerke) lag der Anteil der QF in 1994 bei 73 bzw. 91 Prozent an der gesamten unabhängigen Erzeugungskapazität. Vgl. CEC (1995: Tabelle 7–1).

zu erwägen.⁴³ Das DSM-Konzept verlangt, dass auch unter Umweltschutzaspekten kein neues Kraftwerk gebaut werden durfte, solange auf der Nachfrageseite Einsparpotentiale ungenutzt waren. Den Versorgungsunternehmen wurde auferlegt, derartige Investitionen in Einsparpotentiale zu tätigen. Ein erfolgreiches DSM-Konzept senkt die Nachfrage, so dass die zunächst unveränderten Fixkosten auf eine geringere Strommenge umgelegt werden müssen.⁴⁴ Darüber hinaus steigen mit zunehmenden Investitionen in die Verringerung der Nachfrage die Kosten des Versorgungsunternehmens je abgesetzter Mengeneinheit. Die mit DSM verbundenen Kosten wurden ebenfalls auf die Endkundenpreise umgelegt.

Die letzte hier etwas genauer betrachtete Ursache der hohen Strompreise ist in zu geringem Stromhandel zwischen den Bundesstaaten zu sehen: Im Prinzip hätten die Kostensteigerungstendenzen durch stärkeren Stromhandel mit Erzeugern außerhalb Kaliforniens verringert werden können. Zwar wurde diese Möglichkeit in Grenzen auch genutzt. Allerdings sind die kalifornischen Importe in den letzten Jahren vor den Reformen sogar zurückgegangen, auch wenn sie gemessen am U.S.-Durchschnitt immer noch hohe Werte annahmen.⁴⁵ Die Senkung des Handelsvolumens war zum Teil darauf zurückzuführen, dass die Versorgungsunternehmen unter der damaligen Gewinnregulierung kaum Anreize zur Kostensenkung hatten. Unter den durch die in der Regulierungspolitik angelegten Anreizen verfolgten die großen Stromversorgungsunternehmen in der Vergangenheit zu weiten Teilen die Strategie eines „Selbstversorgers“, statt Effizienzvorteile des Stromhandels voll auszuschöpfen — ein Problem, das auch in der deutschen und europäischen Stromwirtschaft nicht unbekannt ist (Kumkar und Neu 1997: 28–32) und sich erst heute zu ändern scheint.^{46:47}

⁴³ Vgl. hierzu auch Working Group (1995: 16). Die jährlichen Kosten der DSM-Maßnahmen im Gas- und Strombereich haben sich von 1990 bis 1994 von 250 Mill. Dollar auf über 500 Mill. Dollar erhöht. Die Maßnahmen dienen im Wesentlichen der Subventionierung des Kaufs neuer Elektrogeräte und des Baus energiesparender Wohn- und Geschäftsgebäude.

⁴⁴ Der Pro-Kopf-Verbrauch war in Kalifornien seit 1976 bis zu Beginn der Reformen leicht gesunken, während er sich in den Vereinigten Staaten von 1976 bis 1994 insgesamt um ein Drittel erhöht hatte (Kumkar 1996b: Abbildung 7). Diese Werte spiegelten unter anderem die umfangreichen DSM-Maßnahmen wider.

⁴⁵ Diese Tatsache reflektiert das starke Wachstum von QF-Strom, den gestiegenen Einsatz regenerativer Energien, den zunehmenden in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugten Strom und die wachsende Erzeugung in kalifornischen Kernkraftwerken.

⁴⁶ Selbst wenn die Kosten des Stromtransports berücksichtigt werden, verdeutlicht das Preisdifferential zwischen Oregon und Kalifornien (Schaubild 2), dass Effizienzpotentiale durch den Handel offenbar unzureichend ausgeschöpft werden. Die beobachteten Preisdifferenzen sind weit größer als die Kosten der Stromübertragung, die bei einem Transport über die zum Teil geringen Entfernungen beispielsweise zwischen Erzeugern in Oregon und den Nach-

Hinzu kam, dass der Großhandel in den Vereinigten Staaten vor dem EPAct und der Order 888 aufgrund der fehlenden oder nur schwer durchsetzbaren Durchleitungsrechte durch fremde Netze kaum als effizient zu bezeichnen war.⁴⁸

Zusammenfassend lassen sich die mit dem traditionellen kalifornischen Ordnungsrahmen (der zahlreiche Parallelen zu dem in anderen Bundesstaaten und anderen Ländern aufweist) zu assoziierenden Effizienzprobleme in kurz- und langfristige Ineffizienzen unterscheiden (vgl. auch Joskow 2000).

Zu den *kurzfristigen* können generell überhöhte Betriebskosten gezählt werden. Diese ergeben sich aus Fehlern hinsichtlich der unternehmensinternen und -externen Koordinierung. Ferner resultieren sie aus mangelnden Kostensenkungsanreizen hinsichtlich der Beschaffung und des Einsatzes von Produktionsfaktoren. Zu nennen sind zu hohe Lohnkosten und Primärenergiekosten.

Zu den *langfristigen* Ineffizienzen gehören insbesondere jene im Bereich der Erzeugung.⁴⁹ Dies betrifft Investitionsentscheidungen und Kostenkontrolle beim

fragen in Kalifornien entstehen würden. Vgl. Joskow und Schmalensee (1983) für Angaben zu Untersuchungen über die Kosten der Stromübertragung.

⁴⁷ Allerdings investierten die Versorgungsunternehmen selbst – abgesehen von den früh geplanten Kernkraftwerken – kaum noch in neue Kraftwerke, sondern ließen den eigenen Kraftwerkspark zunehmend veralten. Im Hintergrund dieses Problems, das auch für einen Teil der heutigen Turbulenzen im kalifornischen Strommarkt verantwortlich gemacht werden kann (Kumkar 2001), liegt insbesondere das sogenannte Regulierungsrisiko, dem die Versorgungsunternehmen gegenüber standen: Ähnlich der Situation im Fall rein privatwirtschaftlicher Koordinierungsstrukturen (governance structures) ergibt sich auch bei der öffentlichen Regulierung das Problem, dass die Regulierungsinstanzen durch eigennutzorientierte, also opportunistische Akteure geleitet und verwaltet werden. Daher unterliegt auch ein Regulierer u.U. Anreizen, seine Verhandlungsmacht, die in der Existenz von spezifischen Investitionen 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. Und in der Tat zeichnete sich aufgrund dieses Regulierungsrisikos in einigen U.S.-Bundesstaaten, darunter auch in Kalifornien, seit den achtziger Jahren die Tendenz zu einem umgekehrten Averch-Johnson-Effekt, d.h. zu einer Unterinvestition in neue Anlagen, ab. Vgl. Kumkar (2000a, insbesondere S.138–147 sowie Anhang A) zu einer ausführlichen Diskussion des Regulierungsrisikos und dessen Konsequenzen.

⁴⁸ Ein Beispiel mag die unter dem Status quo ante unausgeschöpften, aber unter dem neuen Regime deutlich werdenden, Arbitragepotentiale beleuchten: In 1995 kaufte Dynergy (ein FERC-registrierter Stromhändler) in Kalifornien Strom in den frühen Morgenstunden zu Niedriglastpreisen, kontrahierte die Durchleitung dieser Strommengen durch zahlreiche Netze bis nach Jacksonville in Florida. Dort wurde der Strom verkauft, aufgrund der Zeitverschiebung um drei Stunden waren die dortigen Preise auf dem Großhandelsmarkt (als Spitzenlastpreise) deutlich höher (EIA 2000b: 245).

⁴⁹ Die hier angestellte Diskussion der Ineffizienzen stellt insbesondere auf die möglicherweise vermeidbaren Ineffizienzen ab. Ineffizienzen etwa im Bereich des Stromtransports sind

Bau von neuen Kraftwerken, generell die Gefahr von nicht optimalen Investitionen unter einer Renditeregulierung (Averch Johnson-Effekt oder umgekehrten Averch-Johnson-Effekt bei starkem Regulierungsrisiko) und die Bevorzugung bestimmter Erzeugungstechnologien (Kernkraftwerke, große Steinkohlekraftwerke) unter Vernachlässigung anderer Technologien (z.B. erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke) und mangelnde Innovationsanreize. Dies betrifft zusätzlich auf der Verwendungsseite den suboptimalen Einsatz von Laststeuerungstechniken.

Schließlich ist noch auf die zusätzlich unmittelbar *allgemeinpolitisch verursachten* Ineffizienzen zu verweisen: Zu nennen sind die Bevorzugung bestimmter Energieträger oder Umwandlungstechnologien, die aus Gründen der Arbeitsmarktpolitik, zur Senkung der Abhängigkeit von ausländischen Lieferanten oder aus industriepolitischen Gründen für notwendig erachtet wurden.⁵⁰

Schließlich sollte noch erwähnt werden, dass die oben bereits angesprochene Ineffizienz auf der Verwendungsseite maßgeblich durch die Form der politisch auferlegten Endpreisregulierung mitbestimmt wird: Wenn, wie dies der Normalfall ist, regulierte Endkundenpreise zur Vermeidung volatiler Preise nur wenig zeitvariabel sind, dann hat dies natürlich Auswirkungen auf die Verwendung und zur Konsequenz, dass zu häufig sehr teure Spitzenlastkraftwerke Einsatz finden müssen. Darüber hinaus müssen zu hohe Kapazitäten vorgehalten werden, da durch die praktizierte Durchschnittsbepreisung Trittbrettfahrerverhalten und Externalitäten vorprogrammiert sind.

In Kalifornien führte die Vermutung, dass die hohen Preise zu einem guten Teil auf den Ordnungsrahmen der Stromversorgung zurückgeführt werden können, zu heftigen Debatten über mögliche Reformen der Stromversorgung. Befürworter einer Liberalisierung waren insbesondere große Stromverbraucher sowie potentielle und aktuelle unabhängige Erzeuger. Diese Diskussion führte zu den Restrukturierungsentscheidungen der kalifornischen Regulierungskommission im Dezember 1995 und zum ergänzenden Umstrukturierungsgesetz AB 1890 im September 1996.

Kalifornien war damit Vorreiter in den Vereinigten Staaten. Allerdings folgten andere Staaten bald, wobei sich deutlich zeigt, dass die Reformen dort am inten-

weitaus schwerer vermeidbar als im Bereich der Erzeugung, da der Stromtransport starke Elemente eines natürlichen Monopols aufweist. Von daher können die Ineffizienzen vermutlich in nur geringerem Maße etwa durch eine Deregulierung begrenzt werden.

⁵⁰ Diese Aufzählung vermutlicher Ineffizienzen soll nicht besagen, dass in jedem Fall etwa der Einsatz von regenerativen Energien volkswirtschaftlich ineffizient wäre. Er kann es unter bestimmten Umständen sehr wohl sein. Verdeutlichen soll die Liste vielmehr, dass bei der konkreten Umsetzung der politischen Vorgaben in der Regel Ineffizienzen in Kauf genommen werden, die in ihrer Höhe oftmals vermeidbar wären, wenn transparentere und anreizkompatiblere Instrumente Einsatz finden würden.

sivsten vorangetrieben werden, wo die Strompreise ähnlich der Situation in Kalifornien vergleichsweise hoch sind. Ein Blick auf das oben wiedergegebene Schaubild 1 zu den Liberalisierungsaktivitäten in den Bundesstaaten macht, unter Berücksichtigung der in Schaubild 2 enthaltenen Information zu den Strompreisen, diesen Zusammenhang recht deutlich.

B. 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. Der im EPAct vorgesehene Wettbewerb auf der Großhandelsebene (wholesale competition) sollte nach dem Willen der kalifornischen Regulierungskommission durch zwei Elemente ergänzt werden:

- Die Einführung von Wettbewerbselementen auf der Einzelhandelsebene (retail competition), also die Suspendierung geschlossener Versorgungsgebiete, und
- eine Re-Regulierung derjenigen Marktsegmente, die weiterhin für regulierungsbedürftig gehalten werden.

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-Entscheidung (CPUC 1995) wurde im September 1996 durch das Inkrafttreten eines kalifornischen Umstrukturierungsgesetzes für die Stromversorgung ergänzt (California Legislature 1996). Es bestätigte den von der CPUC eingeschlagenen Weg und kodifizierte die wesentlichen Aspekte der CPUC-Entscheidung.

Ziel der Reformen war eine Erhöhung der Effizienz in der Stromversorgung und die Beseitigung der Ursachen für die hohen Strompreise. Die Stromübertragung und die -verteilung sollten zukünftig als einzelne Geschäftsaktivitäten reguliert werden, der Stromerzeugung und der Handel auf der Einzelhandels- und Großhandelsebene sollten stufenweise dereguliert werden.⁵¹ Die CPUC berück-

⁵¹ Vgl. neben dem Text der CPUC-Entscheidung und des Restrukturierungsgesetzes auch PG&E et al. (1996a; 1996b); Kumkar (1996b: 52–62); Joskow (2000: 42 f.). Die in diesem Beitrag behandelten Reformen beziehen sich primär auf die privaten Versorgungsunternehmen, die die kalifornische Stromversorgung dominieren und von der kalifornischen Regulierungs-

sichtigte in ihrer Entscheidung vom Dezember 1995 die spätestens seit März 1995 abzusehende Entscheidung der FERC für ein Common-Carrier-Modell im Bereich der Stromübertragung und für die funktionelle Entflechtung von integrierten Versorgungsunternehmen. Die Entscheidung der CPUC ging aber in vielerlei Hinsicht über die von der FERC als „Mindestanforderungen“ definierten Tarifierungs- und Entflechtungsvorschriften hinaus, dehnte den Ansatz eines Common-Carrier-Modells auch auf die Verteilungsnetze aus und ergänzte den FERC-Ansatz dahingehend, dass Wettbewerb nicht nur auf der Großhandelsebene, sondern auch auf der Einzelhandelsebene etabliert werden soll. Durch diesen umfassenden Ansatz der Regulierungspolitik wurde Kalifornien klarer Vorreiter für wettbewerbliche Reformen in den Vereinigten Staaten.

Im Zuge der Reformen werden zwei neue, zentrale Marktinstitutionen begründet, die für den neuen Strommarkt von wesentlicher Bedeutung sind, (i) den unabhängigen Netzbetreiber (California Independent System Operator CAISO) sowie (ii) die Strombörse (California Power Exchange CalPX). Beide Organisationen haben ihre Tätigkeit mit dreimonatiger Verzögerung zum 1. April 1998 aufgenommen und besitzen einen Vorstand, der sich jeweils aus Vertretern der Hauptinteressengruppen und des „öffentlichen Interesse“ zusammensetzt.⁵²

C. 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 SCE, SDG&E und 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 zurzeit der Verabschiedung der CPUC-Order davon abgesehen hatte, die Neugründung von rechtlich unabhängigen Netzgesellschaften verbindlich vorzuschreiben (vgl. S. 20), 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, betrie-

kommission überwacht werden. Weiter unten wird kurz auf die öffentlichen Unternehmen eingegangen.

⁵² Hieran haben sich aktuell im Januar 2001 Änderungen ergeben, auf die in Kumkar (2001) eingegangen wird.

ben.⁵³ Die Versorgungsunternehmen bleiben zwar Eigentümer der einzelnen (nunmehr: Teil-) Netze, müssen den Betrieb jedoch an den 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 RTO-Order 2000 genügt). Zu den Aufgaben des unabhängigen Netzbetreibers gehören im Einzelnen:

- *Übertragungsnetznutzung und Preisbildung*: Der CAISO hat die Aufgabe, nichtdiskriminierende Nutzungsrechte aller interessierten Anbieter und Nachfrager (im Grundsatz auch der Endnachfrager) für das Übertragungsnetz sicherzustellen und ein Preissystem für die Netznutzung zu bilden, das einen wirtschaftlichen Betrieb des Netzes gewährleistet.
- *Koordination der Kraftwerkseinsatzplanung*: In einem mehrstufigen Prozess koordiniert CAISO die Kraftwerkseinsatzplanungen der Stromerzeuger unter Berücksichtigung von Netzengpässen oder geänderten Einsatzbedingungen.
- *Sicherung der Systemstabilität*: Der CAISO soll den jederzeitigen Ausgleich zwischen Einspeisungs- und Entnahmevorgängen und die Einsatzfähigkeit der Netzanlagen sicherstellen. Er organisiert den Betrieb der Netze, koordiniert Ausfälle (Wartung usw.) und den Wiedereinsatz von Netzanlagen, reagiert auf Notfälle und beschafft Netzhilfsdienstleistungen.
- *Abrechnung, Rechnungsstellung, Information und Kommunikation*: Der CAISO erstellt Abrechnungen über Netzhilfsdienstleistungen, Netzengpassgebühren, kurzfristige Ausgleichslieferungen und die Verwaltungskosten des CAISO und erledigt den Zahlungsverkehr mit den beteiligten Unternehmen. Er stellt Informationen über das Übertragungsnetz und Instruktionen an die Betreiber der angeschlossenen Anlagen bereit.

Der CAISO ist im Zusammenhang mit dem ersten Punkt — Netznutzung und Preisbildung — insbesondere für die Verwaltung eines Systems von Engpassgebührenrechten zuständig. Darunter sind finanzielle Rechte an den vom CAISO als Knappheitspreise ermittelten Netzengpassgebühren zu verstehen. Sie sind wegen ihrer Handelbarkeit nicht an das physische Eigentum an Übertragungskapazität gebunden, auch wenn sich die anfängliche Allokation der Engpassrechte am Eigentum orientiert. Ein Netznutzer, der z.B. von Ort A nach B „liefert“, muss für die Durchleitung Gebühren, die Netzengpassgebühren, bezahlen, sofern die Ver-

⁵³ CPUC (1995: III.A.2.); California Legislature (1996: PUC §§ 330, 334; 337; 345 ff.; § 9600). In der CPUC-Entscheidung war vorgesehen, dass nur die drei großen privaten Versorgungsunternehmen einer Teilnahmepflicht an dem ISO unterliegen. Nach dem (hier entscheidenden) AB 1890 sind hingegen alle Unternehmen — auch die öffentlichen — dazu verpflichtet, den Betrieb ihrer Übertragungsanlagen langfristig dem ISO zu überantworten. Das ist bislang nicht passiert.

bindungen zwischen A und B bindende Restriktionen der maximalen Lastflüsse aufweisen. Relevant sind derartige Netzengpässe in Kalifornien insbesondere für Stromtransporte in Süd-Nord bzw. Nord-Süd-Richtung.⁵⁴ Erwirbt er die Rechte an diesen Zahlungen, zahlt er im Folgenden die Gebühren faktisch an sich selbst. Er (oder ein anderer) kann aber auch dafür Sorge tragen, dass die Verbindungen zwischen A und B ausgebaut werden, so dass die engpassbedingten Kosten der Durchleitung sinken. Im Gegenzug für den Bau der neuen Leitungskapazität erhält er Engpassgebührenrechte für diese Leitung.

Die Engpassgebühren führen zu einer Differenzierung der kurzfristigen regionalen Großhandelspreise, die zum einen Anreize zum effizienten, an der Netzkapazität orientierten Betrieb der Kraftwerke und zum anderen auch Information über sinnvolle Investitionen in Übertragungskapazitäten und Kraftwerke liefern soll.⁵⁵

⁵⁴ Dies ist der so genannte Path 15 constraint, der häufig zu einem Auseinanderfallen der kalifornischen Börsenpreise in zwei restringierte markträumende Preise führt. Im Hintergrund liegt u.a. der Umstand, dass im Norden Kaliforniens (und in den anliegenden Bundesstaaten) umfangreiche Wasserkraftkapazitäten vorhanden sind. Diese führen im Frühling/Frühsummer zu erheblichen Stromtransporten in Nord-Süd-Richtung und im Herbst/Frühwinter in Süd-Nord-Richtung.

⁵⁵ Das Konzept der regional differenzierten Spotpreise für Strom („nodale Preise“) und der darauf basierenden Konzeption zur Ermittlung von effizienten (impliziten) Netznutzungsgebühren wurde in den achtziger Jahren am MIT entwickelt (Schweppe et al. 1988) und insbesondere in den Arbeiten von William Hogan (z.B. 1992; 1993) verwandt, um Aspekte multipler Eigentumsstrukturen und der effizienten Nutzung von Übertragungsnetzen zu behandeln (vgl. auch Ruff 1994). Vgl. für einen Überblick über die theoretische Konzeption sowie den Problemen der praktischen Implementierung Kumkar (2000a: 148–180). Es sei darauf hingewiesen, dass in Kalifornien keine nodalen Preise gemäß der ursprünglichen Konzeption angestrebt werden. Diese hätte bedeutet, dass für jeden einzelnen Ort des Gesamtnetzes differenzierte Preise ermittelt werden müssten. Stattdessen werden Regionen (Zonen) gebildet, die mehrere Orte umfassen, für diese Zonen die Preise ermittelt und mögliche Engpässe innerhalb dieser Zonen gesondert behandelt (vornehmlich über die in Kumkar (2001) behandelten RMR-Verträge). Kalifornien geht somit einen Mittelweg zwischen dem bisherigen englisch/walisischen Ansatz nur eines markträumenden Strompreises (mit regional differenzierten fixen Transportpreisen) für das gesamte Netzgebiet und dem theoretischen Konzept der nodalen Preise (ohne regional differenzierte fixe Transportpreise, die regionale Differenzierung wird vollständig über kurzfristige (implizite) Transportpreise erreicht). Das Konzept der zonalen Preise ist ein Versuch, den Trade-off zwischen „first-best“ optimalen Preisen (die sehr stark räumlich differenziert sind) und den bei sehr stark räumlich differenzierten Preisen verbundenen Marktmachtproblemen zu lösen: Bei strikt nodalen Preisen ist eine kurzfristige Auktion vielfach nicht sinnvoll, da einzelne Anbieter in diesem Fall ihre lokale Marktmacht unbeschränkt ausüben können. Die Hoffnung bei zonalen Preisen ist, dass die Zahl der Anbieter größer ist (was definitorisch gilt) und die interzonalen Engpässe besser über andere Mechanismen (längerfristige Auktionen oder Verträge) beseitigt werden. Es sei darauf hingewiesen, dass manche Autoren das Konzept der zonalen Preise für von vorneherein verfehlt einschätzen (etwa Chandley et al. 2000: 21 f.), ohne aber

Nach der Entscheidung vom Dezember 1995 darf der nichtgewinnorientierte 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 den (damals bereits absehbaren, wenn auch noch nicht endgültig beschlossenen) FERC-Order 888 und 889 aufgestellten Grundsätze der Common-Carrier-Organisation der Übertragungsanlagen beachtet.

D. Stromhandel

1. Die zentrale Handelsorganisation: 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.⁵⁶ 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 Nachfrageseite wird in der CalPX nicht durch eine zentrale Prognose (à la England/Wales⁵⁷), sondern durch Gebote der Nachfragerseite repräsentiert.⁵⁸ Ziel der von der Börse organisierten Auktion ist ihren Statuten gemäß die möglichst vollständige Bestimmung der Einspeisungen und Entnahmen für die 24-Stunden-Periode des nächsten Tages derart, dass die Summe der Zahlungen unter den sich aus den Nachfragefunktionen und technischen Bedingungen ergebenden Restriktionen minimiert wird.

bei ihrer Propagierung nodaler Preise das hiermit zu assoziierende Marktmachtproblem anzusprechen.

⁵⁶ Dieses Prinzip des uniformen Marktpreises bei den CalPX-Auktionen (und im CAISO-Ausgleichshandel, vgl. Abschnitt III.D.3) wird für bestimmte Gebote durch eine aktuelle Entscheidung der FERC vom Dezember 2000 modifiziert. Vgl. Kumkar (2001) zu den jüngsten Entwicklungen.

⁵⁷ Vgl. zum Pool in England und Wales (dessen Suspendierung derzeit für den März 2001 geplant ist, vgl. Ofgem 2000) Klopfer und Schulz (1993); Kumkar (1994); Vickers und Yarrow (1994).

⁵⁸ Allerdings erstellt CAISO eine eigene Prognose, nach der sich die Beschaffung u.a. von Netzhilfsmittelleistungen richtet.

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.⁵⁹ Die Börsennachfrager entrichten hingegen einen einheitlichen, über die Regionen gemittelten Spotpreis.

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

Ein großer Teil der Diskussion vor den kalifornischen Reformen widmete sich der Frage, ob ein Poolmodell à la England und Wales (das dort derzeit 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 gemacht hätte. Stromhandel wird in diesem Modell im Extremfall nur durch bilaterale Verträge zwischen Anbietern und Nachfragern organisiert.⁶⁰

Nach heftigen (auch kommissionsinternen) Kontroversen (vgl. Kumkar 1996b) 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, aber gleichzeitig 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 an-

⁵⁹ Die Preise werden als räumliche Preise für derzeit sieben Zonen gebildet (vgl. etwa CalPX 2000: 34). Wenn keine Netzengpässe bindend sind, sind diese zonalen Preise identisch.

⁶⁰ Vgl. für eine ausführliche Diskussion alternativer Liberalisierungsmodelle Kumkar (2000a).

dere 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 (vgl. unten ausführlicher zur Regulierung dieser Unternehmen).

In der Entscheidung der CPUC vom Dezember 1995 wurde festgelegt, dass direkte Verträge zwischen Anbietern und Nachfragern — an der Börse vorbei — zeitgleich mit der Etablierung des CAISO und der Strombörse, also ab dem 1. Januar 1998, in einer 12-monatigen Probephase für bestimmte Kunden zugelassen werden sollten (CPUC 1995: III.D.1.). Im Anschluss an diese Probephase sollte der Zugang zur Strombörse und die Möglichkeit von Direktverträgen mit alternativen Stromanbietern schrittweise allen Kunden eröffnet werden. Basierend auf dem später verabschiedeten Umstrukturierungsgesetz revidierte die CPUC diese Entscheidung dahingehend, dass der Direktzugang im Grundsatz sofort allen Kundenkategorien geöffnet wird.⁶¹ Grundsätzlich sollten also alle Endkunden ab dem 1. Januar 1998 drei Strombezugsmöglichkeiten haben:

1. Sie können den Strom unverändert von ihren bisherigen Gebietsmonopolisten zu weiterhin regulierten Preisen beziehen. Die Stromverteilungs- und die Endverkaufsaktivitäten für Zwecke der Belieferung von Endkunden firmieren zukünftig als „Utility Distribution Companies (UDC)“. Die Preisregulierung soll prinzipiell derart ausgestaltet werden, dass die Zahlungen der Endkunden für die Stromerzeugungsbestandteile des Strompreises (die „Energiekomponente“) einem gemittelten Strombörsenpreis entsprechen.
2. Sie können den Strom von ihrem bisherigen Gebietsmonopolisten aber auch zu einem an den Strombörsenpreisen direkt angelegten Endverbraucherpreis beziehen, der dann stündlich variiert. Letztlich soll diese Methode dem „Direktbezug“ von der Strombörse identisch sein.⁶²
3. Sie können ihren Strom von einem anderen Anbieter (Electricity Service Provider ESP) beziehen, der entweder den Strom selbst erzeugt oder ihn von der Strombörse, anderen Erzeugern oder einem anderen Händler bezieht.

Im Prinzip werden also durch die rechtlichen Bestimmungen alle Kunden als „zugelassene Kunden“ definiert.

⁶¹ Vgl. das Umstrukturierungsgesetz AB 1890: California Legislature (1996: PUC § 330(n); 365(b)(1)) und die Vorlage für eine Entscheidung der CPUC: CPUC (1997).

⁶² Diese Variante hat bislang für kleinere Kunden keine Bedeutung.

3. 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 kann etwas vereinfacht wie folgt skizziert werden (vgl. ausführlicher Übersicht 1):

Der CAISO erhält von der Strombörse als Fahrplankoordinator⁶³ zunächst einen vorläufigen — partiellen — Kraftwerkseinsatzplan einschließlich der geografischen 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). Sie stellen jedoch — anders als CalPX — keine Angaben über die in den Lieferverträgen festgelegten preislichen Konditionen zur Verfügung. Darüber hinaus müssen die Strombörse und die Parteien der Direktverträge dem CAISO Angaben über die ökonomische und technische Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes liefern.⁶⁴

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

⁶³ 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. Kennzeichen des kalifornischen Systems von Fahrplankoordinatoren ist, dass sich die von ihnen vertretenden geplanten Einspeisungs- und Entnahmevorgänge in der Summe ausgleichen müssen, dass also tatsächlich „Durchleitungen“ durch das Netz organisiert werden. Für die Behandlung von reinen „Nettoeinspeisungen“ oder „Nettoentnahmen“ ist im kalifornischen Modell der CAISO als Netzbetreiber im Grundsatz nicht zuständig, wenngleich er tatsächlich im Rahmen des Ausgleichshandels auch derartige Transaktionen organisiert.

⁶⁴ Stromerzeuger, die gemäß dem PURPA Einspeisungsverträge mit den Versorgungsunternehmen geschlossen haben, sind rechtlich nicht an der Einspeisung zu hindern. Sie können der Kraftwerkseinsatzplanung durch den ISO nur eingeschränkt unterworfen werden. Ähnliches gilt für Kernkraftwerke.

In der Realität wird der *ex ante* im Rahmen der Day-Ahead-Planung und Day-Of-Planung ermittelte Gesamtkraftwerkseinsatzplan niemals den tatsächlichen Vorgängen in Echtzeit entsprechen. Schon der Umstand, dass (i) technische Pannen stattfinden, dass (ii) die Nachfrage nicht exakt prognostiziert werden kann und das (iii) einzelne Agenten, aus welchen Gründen auch immer, ihre Planungen kurzfristig ändern, bedingt die Notwendigkeit des so genannten Ausgleichshandels (vgl. Kumkar 2000a: insbesondere 208 f., 284–291). Schließlich kommt gerade im kalifornischen Markt (iv) der in Kumkar (2001) ausführlich behandelte Umstand hinzu, dass die Akteure nicht notwendig 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 sie 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 (Ersatzreserve) und andere Netzhilfsdienstleistungen.⁶⁵

Zu beachten ist, dass sowohl die CalPX als auch der CAISO keine vollständige und umfassende Blockeinsatzplanung (unit-commitment, „kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung“ Kumkar 2000a: 39) organisieren. Dies würde die Berücksichtigung z.B. der durch die An- und Abfahrkosten bedingten kurzfristigen Pfadabhängigkeiten der Erzeugungskosten erfordern. Die Regeln der beiden Institutionen sehen stattdessen in der Regel einteilige Preise vor und setzen insoweit die dezentrale Berücksichtigung von Systemdynamiken voraus. Dies ist ein wesentlicher Unterschied beispielsweise zum englisch/walisischen Pool und auch zu zahlreichen anderen Pools in den Vereinigten Staaten.

⁶⁵ Der Unterschied zwischen diesen beiden Formen liegt darin, dass normale inkrementale und dekrementale Gebote nicht unilateral vom CAISO genutzt werden können, sondern eine freiwillige Natur aufweisen: Zum Beispiel können die Erzeuger von ihren Geboten kurzfristig zurücktreten, falls ihre Erzeugung vom CAISO angefordert wird. *Ex ante* kontrahierte Reservekapazitäten hingegen stehen dem CAISO direkt zur Verfügung. Gerade die letztgenannte Form des Echtzeithandels entspricht weitgehend einem normalen Optionsmarkt, bei dem CAISO entscheidet, ob sie die Optionen ausübt.

Übersicht 1: Auktionsprozess in Kalifornien

Day-Ahead-Planung

Bis 7.00 h liefern Käufer und Verkäufer am Day-Ahead Markt der CalPX ihre Gebote für jede einzelne Stunde des nächsten Tages. Diese Gebote dienen der Berechnung des unrestringierten markträumenden Preises für jede einzelne Stunde. Um 7.15 h werden die Bieter von CalPX über die vorläufigen markträumenden Preise und Mengen benachrichtigt.

Um 9.00 h liefern die Bieter detaillierte Fahrpläne an CalPX einschließlich Angaben über die konkreten Erzeugungsanlagen, Import und Exporte sowie Lastorte. Gleichzeitig liefern sie inkrementale und dekrementale Gebote zur Abwicklung des Netzengpassmanagements. Um 9.30 h liefern sie schließlich Gebote für die Netzhilfsdienstleistungen des CAISO, also für mitlaufende und nichtmitlaufende Reserve, Regulierung und Ersatzreserve.

Um 10.00 h übermitteln alle Fahrplankoordinatoren (scheduling coordinators SC), zu denen die CalPX gehört, ihre Fahrpläne einschließlich der inkrementalen und dekrementalen Gebote und der Gebote für die Netzhilfsdienstleistungen an den CAISO

Um 11.00 h beendet CAISO die erste, vorläufige, Stufe des interzonalen Netzengpassmanagements. Im Fall fehlender Netzengpässe veröffentlicht CAISO den endgültigen Gesamt-Day-Ahead-Plan einschließlich des Gesamtplans für die Bereitstellung von Netzhilfsdienstleistungen. Im Fall existierender Engpässe stellt CAISO den Fahrplankoordinatoren einen Satz prognostizierter Engpassgebühren, einen auf den inkrementalen und dekrementalen Geboten basierenden Vorschlag für Änderungen von individuellen Fahrplänen sowie den vorläufige Gesamtplan für Netzhilfsdienstleistungen bereit.

Um 12.00 h liefern die Fahrplankoordinatoren im Fall von Netzengpässen auf freiwilliger Basis revidierte Fahrpläne an den CAISO (CalPX bleibt im Grundsatz bei ihrer um 10.00 h abgegebenen Planung, revidiert allerdings u.U. die Gebote für die Netzhilfsdienstleistungsauktionen).

Um 13.00 h beendet CAISO die zweite Stufe des interzonalen Netzengpassmanagements, die den endgültigen Gesamt-Day-Ahead-Plan einschließlich des Gesamtplans und der Preise für die Bereitstellung von Netzhilfsdienstleistungen liefert. Gleichzeitig ergeben sich hierbei die endgültigen Day-Ahead Engpassgebühren, d.h., die Transportpreise sind insgesamt bekannt. Um 13.15 h liefert CalPX mit Hilfe dieser Angaben des CAISO die zonalen Preise für die Einspeiser.

Um 13.30 h bestimmt CAISO, ob die durchgeführten Auktionen für Netzhilfsdienstleistungen hinreichend sind und bewertet die Must-run requirements.

Um ca. 17.00 h wird der Prozess der Day-Ahead-Planungen abgeschlossen, wenn CAISO den Teilnehmern letzte Änderungen am Gesamtplan mitteilt, die aus erkannten Defiziten im Bereich der Netzhilfsdienstleistungen oder der Must-run requirements resultieren.

Hour-Ahead-Planung

Bis 1 Stunde vor Beginn des tatsächlichen Lieferzeitraums können die Teilnehmer neue Gebote abgeben. Der CAISO muss dabei nur Änderungen akzeptieren, die entweder keine Anpassungsänderungen bei anderen Akteuren oder Änderungen implizieren, die durch Gebote für diese Stunden-Periode abgedeckt werden können. Praktisch könnte das zum Beispiel so aussehen, dass eine erhöhte Einspeisung an einem Ort nur dann akzeptiert wird, wenn am gleichen Ort eine andere Einspeisung reduziert werden kann, weil für diese Stunden-Periode ein dekrementales Gebot abgegeben wurde.

CAISO überprüft zuerst, ob die in den partiellen Stunden-Planungen vorgenommenen Änderungen kompatibel sind, d.h. keine Netzengpässe verursachen würden. Ist dies der Fall, ist die Stunden-Planung abgeschlossen. Wenn Netzengpässe zu erwarten sind, nimmt der CAISO — basierend auf den inkrementalen und dekrementalen Geboten für die Hour-Ahead-Planung — eine Revision vor. Der CAISO übermittelt die revidierten, endgültigen Einsatzpläne den Fahrplankoordinatoren. Die im Rahmen dieser Hour-Ahead-Planung ermittelten Preise für die Nutzung von Übertragungskapazität an Netzengpasspunkten dienen der Bepreisung von Übertragungsmengen im Rahmen der Hour-Ahead-Planung, die von der Day-Ahead-Planung abweichen.

Ausgleichshandel: Real-Time-Markt und Netzhilfsdienstleistungen

45 Minuten vor Beginn der jeweiligen Betriebsstunde erhält CAISO speziell für den Real-Time-Markt abgegebene inkrementale und dekrementale Gebote der Teilnehmer.

20 Minuten vor Beginn der Periode liefert CAISO Angaben über die vorläufig akzeptierten Gebote,

10 Minuten vor der Nutzung einzelner Anlagen fordert er dann jeweils für 10-Minuten-Perioden den tatsächlichen Einsatz ab.

Zusätzlich akquiriert er bereits im Rahmen der Day-Ahead-Planung und Hour-Ahead-Planung Netzhilfsdienstleistungen wie beispielsweise mitlaufende Reserven. Der ISO wird dann z.B. bei Ausfall eines eingeplanten Kraftwerkes sofort dafür sorgen, dass ein als Reserve bereitgehaltenes Kraftwerk hochgefahren wird.

Quelle: Eigene Erstellung nach CAISO (1999: 2–5).

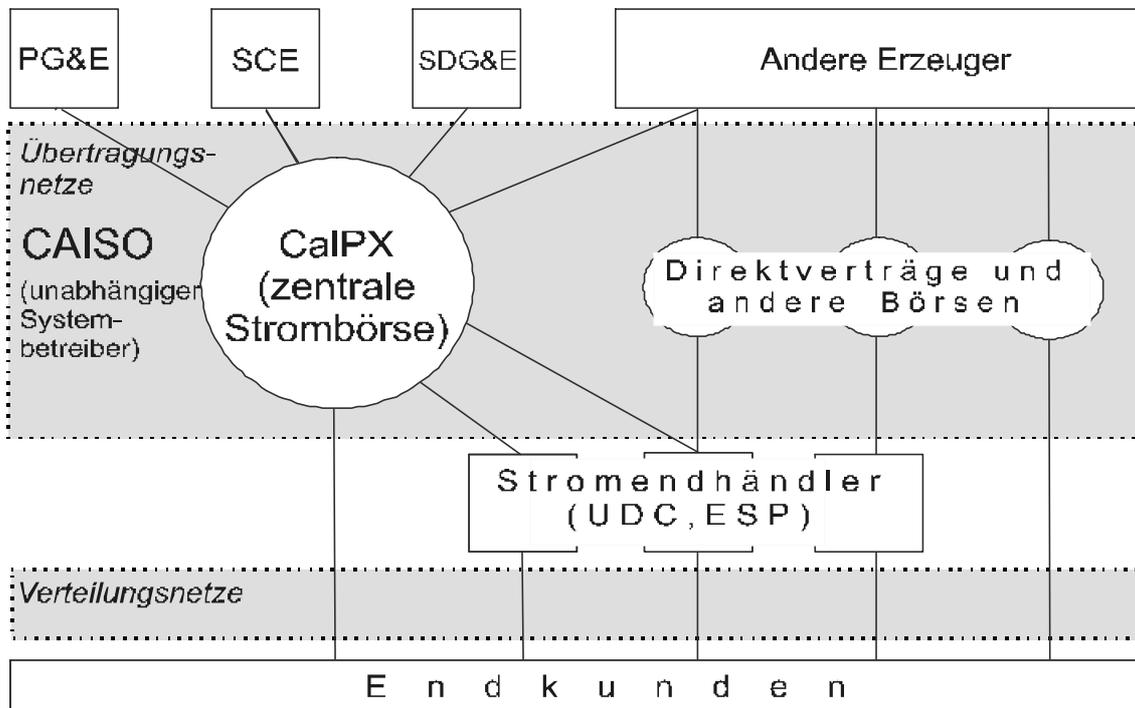
4. Fazit

Die Strombörse ist organisatorisch vom CAISO getrennt. Die organisatorische Trennung der Strombörse vom ISO kann als eine Konsequenz der im Vorfeld der Reformen heftig geführten Diskussionen um befürchtete Marktmachtprobleme in der Stromerzeugung und der befürchteten Manipulationsmöglichkeiten des durch die Börse organisierten Markts durch die drei großen privaten Versorgungsunternehmen charakterisiert werden. Langfristig wird CalPX kein geschütztes Monopol im Bereich des Stromhandels verliehen, wenngleich sie für eine mehrjährige Übergangsperiode ein geschütztes Monopol für einen großen Teil des Handels besitzt. Die Einspeisungen und Entnahmen, die über die Strombörse abgewickelt werden, sollen den Regularien gemäß vom CAISO genauso behandelt werden, wie es für die in Direktverträgen behandelten Netznutzungen gilt.

In Schaubild 3 ist die neue Marktstruktur im Überblick skizziert. Zu beachten ist, dass dies die anfängliche Struktur ist, wie sie in der Entscheidung der CPUC und dem Umstrukturierungsgesetz vorgesehen war. Längerfristig sahen die Restrukturierungsentscheidungen von 1995/1996 den weitgehenden Wegfall der Erzeugung von PG&E, SCE und SDG&E vor. Nach Ablauf der Übergangszeit soll die verbleibende Erzeugung dieser alteingesessenen Unternehmen aus der Regulierung genommen werden, so dass diese andere Strombörsen und die Institution der Direktverträge nutzen dürfen. Sie sollen insofern den anderen Erzeugern gleichgestellt werden. Es ist ferner zu beachten, dass neben den beiden im Schaubild skizzierten Hauptarten der institutionellen Ausgestaltung des Stromhandels — via CalPX sowie via Direktverträge und anderer Börsen — noch eine dritte Hauptart besteht: Der Handel via CAISO im Rahmen des Ausgleichshandels. Dieser umfasst den Handel von Energie im Real-Time-Markt und von Kapazität in den Märkten für Netzhilfsdienstleistungen.⁶⁶

⁶⁶ Tatsächlich existieren über diese organisierten Märkte des CAISO hinaus noch Märkte für so genannte Out-of-Markt Käufe des CAISO sowie für Käufe im Rahmen der so genannten RMR-Verträge (vgl. Kumkar 2001: Kapitel III). Von diesen Arten des Stromhandels soll hier abstrahiert werden.

Schaubild 3: Grundform der Marktstruktur in Kalifornien nach den Reformen von 1995/1996



Die kalifornischen Reformen kombinieren zusammengenommen Elemente eines reinen Poolmodells, dessen Hauptcharakteristik die zentrale und monopolistische Handelsfunktion der Strombörse ist, mit Elementen des reinen Common-Carrier-Modells, dessen Hauptcharakteristiken bilateral oder multilateral verhandelte Direktlieferverträge sind. Langfristig ist die CalPX im kalifornischen System — anders als im reinen Poolmodell — dem Effizienzdruck durch die Direktverträge ausgesetzt. Grundsätzlich ist auch denkbar (und mittlerweile geschehen), dass sich multilaterale Direktverträge (parallel zur CalPX) zu alternativen Strombörsen entwickeln.

Durch diesen Effizienzdruck, der als Ausdruck des institutionellen Wettbewerbs zwischen CalPX und Direktverträgen (oder mit anderen Worten: Wettbewerb zwischen Handelsinstitutionen mit dem Ziel der Transaktionskostenminimierung) charakterisiert werden kann, schien eine wichtige Voraussetzung dafür erfüllt, dass zumindest tendenziell Anreizproblemen im Bereich des Stromhandels mit wettbewerblichen Mitteln begegnet werden kann.⁶⁷ Dies galt zumindest

⁶⁷ Eben diese Anreizprobleme führen beispielsweise im englisch/walisischen System, das bislang einen geschützten Monopolstatus des Pools (der zentralen Strombörse) aufweist, zu erheblichen Kosten, die von allen Nachfragern via uniformen Poolpreis zu tragen sind. Die in der Vergangenheit beobachtbaren Schwierigkeiten und Inflexibilitäten bei der Änderung der zu-

für die Zeit nach dem Ende der Übergangsperiode, wenn nach den Buchstaben der Reformen von 1995/1996 alle Akteure frei in der Wahl ihrer Handelsinstitutionen sein sollten.

E. 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 wurde, sollte eine umfassende Re-Regulierung greifen, die sich besonders in der Verpflichtung zeigt, den Betrieb aller Übertragungsanlagen dem CAISO zu überantworten.⁶⁸ Generelles Merkmal der Regulierung ist die Entflechtung der integrierten Unternehmen und die darauf aufbauende unterschiedliche Behandlung der verschiedenen Aktivitäten Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung.

1. Grundsätzliches

Die Übertragungs- und Verteilungsnetze werden von der Stromerzeugung unternehmensorganisatorisch und buchhalterisch 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 bedingt, erleichterte Regulierung. Interessanterweise wies sie auch auf die hierdurch geänderte föderale

grunde liegenden Poolregeln waren für den Regulierer mittlerweile Anlaß, das Monopol des Pools als Handelsinstitution zu suspendieren.

⁶⁸ Zwar ist dies keine eigentumsrechtliche Zerlegung, da das Eigentum bei den integrierten Stromunternehmen bleibt. Aber der Zwang zur Bildung eines ISO weist starke Elemente einer Strukturregulierung auf, die sich erst mit zeitlicher Verzögerung auch in der aktuellen FERC Order 2000 finden lassen.

Kompetenzzuweisung hin, die aus ihrer Sicht Vorteile besäße.⁶⁹ Die FERC sollte zukünftig die Übertragungsgesellschaften sowie den CAISO und die CalPX regulieren. Gerade wegen der Zwangspartizipation der drei IOU an CalPX und des damit erheblich steigenden Großhandelsvolumens ist damit die Bedeutung der FERC erheblich gewachsen. Die CPUC reguliert die Verteilungsgesellschaften (UDC). Die Bedeutung der CPUC hat damit erheblich abgenommen.

Die CPUC ging mit der Vorschrift zur Gründung von Teilgesellschaften weiter als die erst später in der Order 888 definierten Mindestanforderungen der FERC. Der Entflechtungsmaxime trägt auch die Tatsache Rechnung, dass die Nachfolgeunternehmen der Versorgungsmonopole zukünftig „gebündelte“ Leistungen zwar noch anbieten und verkaufen dürfen, in den entsprechenden Rechnungen jedoch die einzelnen Kostenkomponenten nach Energie, Transport und Verteilung ausweisen müssen.

2. Stromerzeugung

Als Fernziel strebt die Regulierungskommission gemäß ihren Stellungnahmen die vollständige Deregulierung der Stromerzeugung an. Dieses Ziel war aus Sicht der Kommission aber nicht sofort erreichbar. 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:

- Dem Druck auf die Unternehmen, sich „freiwillig“ von mindestens 50 Prozent der fossilen Erzeugungskapazität zu trennen (CPUC 1995: IV.A.2.b.) und
- der Vorschrift, während der Übergangsperiode (bis zum 31. Dezember 2001, mittlerweile bis zum 31.3.2002 verlängert) ihre 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.; 1996: II.B.).

Dabei lag im Hintergrund der erstgenannten Regulierung nicht nur die Hoffnung einer dadurch erreichbaren schnellen Abnahme der horizontalen Konzentration in der Erzeugung. Vielmehr reflektierte sie auch den Willen der CPUC zur schnellen „marktlichen“ Bewertung des Marktwerts der Kraftwerke und damit

⁶⁹ Wobei dies gerade heute von besonderem Interesse ist, da die CPUC (bzw. ihre Präsidentin) mittlerweile beklagt, sie könnte gegen die Preissteigerungen seit dem Frühsommer 2000 nur wenig unternehmen, da hierfür die FERC zuständig sei (Kumkar 2001).

zur schnellen Ermittlung der nichtamortisierbaren Investitionen (vgl. hierzu S. 54 f.) (ähnlich Joskow 2000: 50).

Der Grund für die unter dem zweiten Aspekt genannte aufrechterhaltene Regulierung der Erzeugung über den Verkaufszwang an CalPX war mehrgestaltig: Zum einen sollte hierdurch die Preistransparenz in den neuen Märkten unterstützt werden und hierdurch ebenfalls die Ermittlung der nichtamortisierbaren Investitionen unterstützt werden. Zum anderen sollte die Liquidität von CalPX gestützt werden. Schließlich sollte hierdurch die befürchtete „Verschiebung“ vom Monopolgewinnen aus der Stromverteilung zu den Stromerzeugungsgesellschaften verhindert werden.⁷⁰

Letztlich ergänzte dieser Aspekt der Regulierung die Entflechtung der Unternehmensbereiche über das durch die oben behandelten Entflechtungsmaßnahmen organisatorischer Art 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 (s.u.) von Interesse, bietet es doch bei stark steigenden kurzfristigen Strompreisen die Gewähr dafür, dass die Unternehmen in finanzielle Probleme geraten.

3. 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.⁷¹

Die *Stromverteilung* wird von der kalifornischen Regulierungskommission als Bereich angesehen, der als natürliches Monopol weiterhin und zwar von ihr nach dem Konzept der Performance based regulation (PBR, U.S.-Begriff für Anreizregulierung) reguliert werden muss. Die Verteilungsunternehmen werden zu einem Common-Carrier-Status ihrer Anlagen verpflichtet und müssen im Rahmen der

⁷⁰ Vgl. auch die Ausführungen zur korrespondierenden Ankaufspflicht der UDC (S. 53).

⁷¹ Grundlage für diese Zuordnung ist die Tatsache, dass über den CAISO (auch) Großhandelsaktivitäten abgewickelt werden, für die nicht die kalifornische Regulierungskommission (CPUC), sondern die FERC zuständig ist. Über den CAISO werden aber auch Einzelhandelsgeschäfte abgewickelt (etwa Direktverträge zwischen Stromerzeugern und Endnachfragern), für die ansonsten grundsätzlich die CPUC zuständig wäre.

technischen Möglichkeiten auch „fremden“ Strom zu den Endkunden durchleiten.

4. 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 AB 1890 hat als Preisobergrenze für die „eigenen“ Endkunden der Verteilungsunternehmen die am 10. Juni 1996 geltenden Preise festgelegt (California Legislature 1996: § 368 PUC). Zusätzlich schreibt AB 1890 eine sofortige Preissenkung für Haushaltskunden und kleine gewerbliche Kunden (<20 kW) um 10 Prozent vor. Diese Preisobergrenzen gelten bis zum 31. März 2002 oder 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.⁷²

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 den PX verkaufen und dann vom PX zurückkaufen müssen.⁷³

Als Grund für die Bezugspflicht von 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 es als Möglichkeit zur Gewährung einer ausreichenden Liquidität der CalPX gesehen, die wiederum für die „marktliche“

⁷² Den UDC wird die Einhaltung der Preisobergrenze durch eine subventionsähnliche Regelung erleichtert.: Die IOUs durften Anleihen in Höhe der erwarteten Einnahmen aus der CTC (vgl. nächster Abschnitt) emittieren, deren Rückzahlung durch den kalifornischen Staat garantiert wurde, und die daher günstiger zu verzinsen waren, als wenn die IOUs „normale“ Anleihen zur Finanzierung der sofortigen Preissenkung eingesetzt hätten. Zur Finanzierung der Zinsen wird ein zur CTC hinzutretender weiterer Aufschlag innerhalb des Stromendpreises erhoben

⁷³ Die Möglichkeit, den Strom via Ausgleichshandel des CAISO kaufen und verkaufen zu können, wurde in diesen Regelungen nicht explizit berücksichtigt, wohl auch weil die diesbezüglichen Handelsvolumina als sehr gering eingeschätzt wurden und diese Ausweichmöglichkeit wohl als eher theoretisch eingeschätzt wurde.

Ermittlung der Stranded Costs als notwendig erachtet wurde. Insofern war es auch als Maßnahme zur Senkung der Kosten der Regulierung indendiert. Darüber hinaus wurde drittens, da der CalPX-Preis a priori als „prudent“, da wettbewerblich ermittelt, eingeschätzt wurde, die Endpreisregulierung wesentlich erleichtert: Die CalPX-Preise sollten als wesentlicher Teil der Energiekomponente direkt, wenn auch gemittelt, an die Kunden weitergewälzt werden. Auch dieses sollte die Kosten der Regulierung senken.⁷⁴

F. Übergangsprobleme: Nichtamortisierbare Investitionen und Reziprozitätsklauseln

1. Die Competition Transition Charge

Auch in der kalifornischen Diskussion um die Umstrukturierungen nahm die Frage nach der Behandlung von nichtamortisierbaren Investitionen einen wichtigen Stellenwert ein. Ähnlich wie die FERC sahen sich die CPUC und der kalifornische Gesetzgeber veranlasst, derartige Kosten bei den Bestimmungen zur Umstrukturierung explizit zu berücksichtigen.⁷⁵

Das erklärte Ziel der kalifornischen Regulierungskommission und des Gesetzgebers war eine Finanzierungsform für die nichtamortisierbaren Investitionen, die (i) „wettbewerbsneutral“ und (ii) „gerecht“ gegenüber den verschiedenen Kundenkategorien ist und (iii) verhindert, dass die Stromendpreise für einige Kundenkategorien im Zuge der Umstrukturierung über die Werte steigen, die sie vor der Umstrukturierung hatten (CPUC 1996: 4.c., California Legislature 1996: PUC 367). Die oben erwähnte Preisobergrenze soll also auch unter Berücksichtigung der Finanzierung der nichtamortisierbaren Investitionen eingehalten werden.

Zur Finanzierung der nichtamortisierbaren Investitionen sah die Regulierungskommission und der Gesetzgeber die Einführung einer Sonderabgabe auf Stromendverkäufe unabhängig vom Bezugsmodus vor, die *Competition Transition Charge* (CTC).⁷⁶ Die Versorgungsunternehmen sollen durch die ihnen zu-

⁷⁴ Zu einer neueren Darstellung der Ziele aus Sicht der CPUC und einer Begründung der Beibehaltung in 2000 vgl. auch CPUC (2000: 35, 51).

⁷⁵ 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 im Wesentlichen um bereits entstandene, nicht um durch die Umstrukturierung verursachte Kosten.

⁷⁶ Diese Form der Finanzierung unterscheidet sich damit deutlich von der von der FERC für reine Großhandelsaktivitäten vorgesehenen Finanzierungsart über Ausstiegsgebühren.

fließende 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, deren Kosten auch nach diesem Stichtage noch geltend gemacht werden können.⁷⁷ Durch die genauen Modalitäten zur Ermittlung der Gesamtsumme der nichtamortisierbaren Investitionen und deren Finanzierung werden finanzielle Anreize zum Verkauf von Kraftwerken und zur Nachverhandlung von QF-Verträgen gesetzt.⁷⁸

Nach der kalifornischen Entscheidung sind diese Kosten nichtamortisierbarer Investitionen im Grundsatz vollständig von den Stromverbrauchern zu tragen — unabhängig von der Tatsache, dass die Investitionsentscheidungen regelmäßig unter Duldung durch die kalifornische Regulierungskommission von den Unternehmen selbst getroffen wurden.

Eine Ausnahme von diesem Grundsatz kann sich durch die erwähnte zeitliche Befristung der Erhebung der CTC ergeben: Vereinfacht formuliert wird die Höhe der CTC durch die Differenz zwischen der Preisobergrenze (vgl. S. 53) und der Summe aus durchschnittlichen PX-Bezugspreis als Energiekomponente und den Übertragungs- und Verteilungspreisen gebildet. Gesetzt den Fall, die Großhandelspreise wären im Zeitraum bis zum 31.12.2001 derart hoch, dass unter der Beachtung des Price-caps kein hinreichender Raum für die Erhebung der CTC bleibt, könnten die IOUs auf einem Teil ihren Stranded Costs „sitzen bleiben“.

Die oben genannten Ziele der CTC sind zum Teil unvereinbar: Die unter (iii) genannte Absicht — die Verhinderung von Preissteigerungen — begründet die Preisobergrenze für alle Kunden, die den Strom weiterhin von ihrem „alten“ Versorgungsunternehmen beziehen; dies steht im offenkundigen Widerspruch zu dem unter (i) genannten Ziel der Wettbewerbsneutralität,⁷⁹ aber auch zu dem

⁷⁷ Kernkraftwerke werden gesondert behandelt. Vereinfacht formuliert, werden von der CPUC „notwendige“ Preise (Incremental Cost Incentive Price) für den in den einzelnen Kernkraftwerken erzeugten Strom ermittelt und dann die Abweichungen des CalPX-Preises von den vorherbestimmten „notwendigen“ Preisen zu der Summe der nichtamortisierbaren Investitionen addiert bzw. subtrahiert. Eine immerhin denkbar marktliche Bewertung der Kernkraftwerke durch einen Verkauf hat die CPUC offensichtlich nicht in Erwägung gezogen.

⁷⁸ Beispielsweise wird auf die noch nicht verkauften bzw. „marktlich bewerteten“ fossilen Kraftwerke eine gegenüber der normalerweise „erlaubten“ Rendite nurmehr reduzierte Rendite zugestanden, die ggf. aus den Erlösen aus dem Stromverkauf und der CTC finanziert werden soll.

⁷⁹ Diese Preisobergrenze kann insbesondere bei kleineren Kunden bindend werden: Deren Relativpreis zu den Industriestrompreisen ist — gemessen am bundesdurchschnittlichen Relativpreis — eher niedrig. Im Wettbewerb war für den Fall Kalifornien tendenziell eine Ände-

unter (ii) genannten Gerechtigkeitspostulat. Dem Gerechtigkeitspostulat, das in einem vorgeschriebenen Verteilungsschlüssel der Stranded Costs via CTC auf die Kundengruppen zum Ausdruck kommt, wird wegen der Preisobergrenze unter Umständen nur eingeschränkt umsetzbar sein.

Zum Zeitpunkt der grundsätzlichen Entscheidungen der CPUC und des Gesetzgebers in 1995/1996 lagen über die Gesamthöhe der nichtamortisierbaren Investitionen keine belastbaren Informationen vor. In 1997 stellte die CPUC eine erste vorläufige Schätzung der Stranded Costs durch die Unternehmen vor (CPUC 1997: Fn. 3). Hiernach entfielen auf PG&E 11,3 Milliarden Dollar, auf SCE 13,8 Milliarden Dollar und auf SDG&E 1,9 Milliarden, insgesamt also 27 Milliarden Dollar. Der überwiegende Teil dieser Werte rührt von Kernkraftwerken und QF-Verträgen nach dem PURPA her.

2. Die Reziprozitätsklausel für die öffentlichen Unternehmen

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 einzuhaltenden 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.). Diese Klausel ist durch das Umstrukturierungsgesetz bestätigt worden.⁸⁰ Danach können die privaten Versorgungsunternehmen den öffentlichen Versorgern untersagen, Endkunden in ihrem Gebiet mit Strom zu beliefern, wenn den privaten Unternehmen nicht das gleiche Recht im Versorgungsgebiet der jeweiligen öffentlichen Unternehmen eingeräumt wird.

Die Preisstruktur zuungunsten dieser kleinen Kunden zu erwarten, die durch die Preisobergrenze beschränkt wird.

⁸⁰ Vgl. California Legislature (1996: PUC § 9601). Allerdings sind Vorschriften darüber beschlossen worden, an denen sich die öffentlichen Unternehmen in dem Fall zu orientieren haben, falls sie sich zur Wettbewerbsöffnung für Endkunden entschließen. In diesem Fall gilt, dass sie spätestens zum 1. Januar 2000 eine Einführungsphase des Direktzugangs starten müssen, die spätestens in 2010 abgeschlossen sein soll.

G. 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 in Kalifornien ein als hybrid zu bezeichnendes Liberalisierungsmodell implementiert wurde.

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 und zumindest für die drei großen Stromunternehmen ein Poolmodell etabliert, das die Schaffung einer geschützten monopolistischen Strombörse als zentrale Handelsinstitution vorsieht. Dieses Poolmodell, somit ohnehin gekennzeichnet durch eine recht strikte Regulierung des Stromhandels, wurde zusätzlich noch durch das generelle Verbot langfristiger (Absicherungs-)Verträge und die strikte Endpreisregulierung ergänzt.

Aus diesem Grund kann das kalifornische Modell nur sehr eingeschränkt als „Deregulierungsmodell“ bezeichnet werden. Vielmehr handelt es sich eher um ein Modell, in dem die Regulierung weiterhin eine sehr starke Rolle spielt, und dies nicht nur im Bereich des Stromtransports, sondern auch und gerade im Bereich des Stromhandels. Die einzigen Bereiche, die während der Übergangsperiode tatsächlich als dereguliert bezeichnet werden können, sind Teile der Erzeugung und Teile des Stromhandels. Dabei ist ein Zuwachs der deregulierten Erzeugung durch die politisch gewollte Zunahme der unabhängigen Erzeugung absehbar gewesen, während der deregulierte Teil des Stromhandels — nämlich desjenigen Handels, der der Belieferung von Nachfragern dient, die zu einem neuen Anbieter wechseln — unter der zunächst aufrechterhaltenen strikten Endpreisregulierung absehbar zunächst nur ein geringes Wachstum erwarten ließ.

IV. Kernelemente der kalifornischen Restrukturierung im Vergleich mit dem deutschen Ansatz

Im Folgenden sollen die zentralen Charakteristika der kalifornischen Restrukturierung zusammengefasst werden und gleichzeitig zur Einordnung des dort gewählten Ansatzes ein kurzer Vergleich mit den Bestimmungen der EU-Stromrichtlinie und des neuen deutschen Energiewirtschaftsrechts präsentiert werden.⁸¹ Ergänzend wird an einigen Stellen vermerkt, wo die kalifornischen Bestimmungen über die Mindestanforderungen auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten hinausgehen. Bei dieser Untersuchung sollen die folgenden Elemente der Reformen unterschieden werden:

- Anlagenbau im Bereich der Stromerzeugung,
- Netznutzungsregime für die Stromanbieter,
- Kreis derjenigen Nachfrager, denen der Zugang zu den wettbewerblichen Märkten geöffnet wird,
- Maßnahmen zur vertikalen Entflechtung,
- Funktion des Netzbetreibers,
- Maßnahmen im „allgemeinen wirtschaftlichen Interesse“ und
- Reziprozitätsbestimmungen.

Liberalisierung des Kraftwerksbaus

Seit dem EPAct ist der Bau von neuen Stromerzeugungskapazitäten in den Vereinigten Staaten liberalisiert, wenngleich oftmals restriktiven Genehmigungsvorbehalten unter Umwelt- und Bürgerbeteiligungszielsetzungen unterworfen. Jeder Interessierte kann unter dem Exempted Wholesale Generator- (EWG-) Status Kraftwerke zumindest für Zwecke des Großhandels bauen und betreiben. Die kalifornischen Reformen haben diesen Bestimmungen bezüglich des Baus von Kraftwerken nichts Wesentliches hinzugefügt, allerdings die Absatzmöglichkeiten deutlich erweitert. Die EU-Stromrichtlinie schreibt grundsätzlich eine ähnliche Liberalisierung des Kraftwerksbaus in den Staaten der EU vor und ist insofern den U.S.-Reformen vergleichbar. Analoges gilt für das neue deutsche Energiewirtschaftsrecht.

⁸¹ Vgl. zur EU-Stromrichtlinie und dem neuen deutschen Energiewirtschaftsrecht beispielsweise Kumkar und Neu (1997) sowie Kumkar (2000a).

Netznutzungsregime für Stromanbieter

Sowohl die U.S.-Bundesreformen als auch die Reformen in Kalifornien gehen hinsichtlich der Organisation der Netznutzung über die Stromrichtlinie und das neue deutsche Energiewirtschaftsrecht hinaus: Durchleitungen in Rahmen eines Common-Carrier-Modells (in der Ausprägung des „Open-Access“-Modells bzw. des CAISO-Modells) sind für die Durchleitung begehrenden Unternehmen mit relativ geringen Informations- und Transaktionskosten verbunden. Die Kalkulationssicherheit ist wegen der Entflechtungs-, Nichtdiskriminierungs- und Tarifierungsvorschriften vergleichsweise hoch. Allerdings können sich wegen der kurzfristig orientierten Netzengpassgebühren u.U. stark volatile Netznutzungsgebühren ergeben. Das in der Stromrichtlinie (als Mindestanforderung) und im neuen deutschen Energiewirtschaftsrecht (als Standard) vorgesehene Modell der spezifischen Durchleitungsrechte (in der Ausprägung des „verhandelten Netzzugangs“) sieht hingegen ähnlich dem EPAct u.U. eine prioritäre Eigennutzung des Eigentümers von Übertragungsanlagen vor und bietet damit tendenziell größere strategische Möglichkeiten der Netzbetreiber zur Verhinderung des Netzzugangs.⁸²

Partizipationsrechte der Endverbraucher

Hinsichtlich des Endkundenkreises, der Zugang zu den wettbewerblichen Märkten hat, ist der Vergleich der EU- und U.S.-Reformen nach der föderalen Ebene der Reformen zu differenzieren: Die Reformen auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten beziehen sich bislang grundsätzlich nur auf Großhandelsaspekte. Sie schaffen keinerlei Wettbewerb um Endkunden, sondern sind von vornherein auf die Schaffung von Wettbewerb auf der Großhandelsebene beschränkt.

Die Reformen in Kalifornien sehen hingegen den Wettbewerb im Grundsatz um alle Endkunden als konstituierendes Element des neuen Ordnungsrahmens explizit vor. In den Vereinigten Staaten wird ein derzeitiger Ansatz auch als „retail wheeling model“ bezeichnet.

Die EU-Stromrichtlinie definiert hingegen — unter dem Aspekt des 1992 vermeintlich vollendeten Binnenmarkts höchst bemerkenswert — einen Kreis „zugelassener Kunden“, der Zugang zu alternativen Stromanbietern erhalten soll. Die kleineren und mittleren Stromnachfrager gehören nicht notwendig zu den zugelassenen Kunden.⁸³ Das neue deutsche Energiewirtschaftsrecht kennt anders

⁸² Die Frage, ob prioritäre Eigennutzungsrechte mit dem grundsätzlichen Diskriminierungsverbot des neuen deutschen Energierechts juristisch vereinbar ist, muss derzeit als offen gelten. Vgl. die Diskussion in Kumkar (2000b2000b: 22-23) und die dort angegebene Literatur.

⁸³ Auf der anderen Seite kennt die EU-Richtlinie keine formale Trennung in Groß- und Einzelhandelsebene, wie dies der FERC-Order 888 entsprechen würde. Die bei der Verabschiedung der Stromrichtlinie unterstellte Brüsseler Regulierungskompetenz in der föderalen Struktur der EU ist also in dieser Hinsicht umfassender als die der FERC im föderalen System der Vereinigten Staaten.

als die Richtlinie keine zugelassenen Kunden, sondern erlaubt — analog den kalifornischen Reformen — grundsätzlich Wettbewerb um alle Endkunden. Unterschiede bestehen allerdings zwischen den Vorgaben für die Organisation des Stromhandels mit dem Zweck der wettbewerblichen Belieferung von zugelassenen Kunden: Das neue deutsche Energiewirtschaftsrecht kennt wie die EU-Richtlinie und die U.S.-Reformen auf der Bundesebene keine wirklich einschränkenden Vorgaben für die Ausgestaltung der Handelstransaktionen, während die kalifornischen Reformen zumindest für die drei alteingesessenen Unternehmen die Zwangspartizipation an der zentralen Strombörse vorsahen.

Maßnahmen zur vertikalen Entflechtung

Die FERC-Bestimmungen schreiben eine funktionelle Entflechtung der integrierten Versorgungsunternehmen vor, die faktisch die Bildung organisatorisch eigenständiger Übertragungsunternehmen beinhaltet. In der jüngsten Order 2000 wird darüber hinaus die „freiwillige“ Bildung von regionalen Netzbetreiberorganisation (RTO), z.B. von ISO gefordert.

In Kalifornien gehen die Entflechtungsvorschriften weiter. Sie schreiben zusätzlich eine organisatorische Separation der Stromerzeugung sowohl von der Übertragung als auch von der Verteilung und dem Endverkauf vor. Zu den Entflechtungsmaßnahmen zu zählen ist auch die Teilnahmepflicht der drei alteingesessenen Unternehmen, die für die ersten vier Jahre beginnend mit 1998 gilt: Sowohl die Erzeugung als auch die gesamte Nachfrage dieser Unternehmen muss über die zentrale Strombörse CalPX gehandelt werden. Keine andere Reform in den Vereinigten Staaten sieht etwas Derartiges vor.

Die EU-Richtlinie bleibt hinter den Entflechtungsvorschriften in den Vereinigten Staaten und insbesondere in Kalifornien zurück, weil sie lediglich eine (abgeschwächte) organisatorische Separation der Übertragung von den anderen Unternehmensaktivitäten vorsieht. Die anderen Unternehmensbereiche müssen nur „buchhalterisch“, nicht organisatorisch entflochten werden. Im neuen deutschen Energiewirtschaftsrecht ist eine Separationsvorschrift analog der EU-Stromrichtlinie vorgesehen. Auch diese Entflechtungsmaßnahmen bleiben daher hinter den U.S.-amerikanischen und kalifornischen Reformen zurück.

Funktionen des Netzbetreibers

Nach den FERC-Bestimmungen wird eine rechtliche Figur des Übertragungsunternehmens definiert. Den Betreibern von bestehenden Netzen wird die Verpflichtung zur Öffnung der Netze im Rahmen eines Common-Carrier-Systems auferlegt („Open access“-System). Im Katalog der Vorschriften für die Übertragungsunternehmen befindet sich darüber hinaus eine Verpflichtung zum Ausbau der Übertragungsanlagen, wenn dies die Nachfrage nach Übertragungsdienstleistungen erfordert, wenngleich die Anwendung und Auslegung dieser Vorschrift noch nicht absehbar ist. Auch ist noch nicht klar, welche organisatorische Gestalt

die Netzbetreiber nach Implementierung der neuen Order 2000 haben oder nach dem Willen der FERC haben sollen.

Im neuen kalifornischen Ordnungsrahmen wurde die neue rechtliche Figur des „unabhängigen Systembetreibers“ (ISO) geschaffen. Dieser hat die ihm zur Verfügung stehenden Übertragungsanlagen (in Ausfüllung der FERC-Bestimmungen) allen potentiellen Nutzern als Common Carrier zur Nutzung bereitzustellen und ist für den effizienten Betrieb der Netze verantwortlich. Er hat ferner Koordinierungsfunktionen für den adäquaten Ausbau der Netze, auch wenn nicht beabsichtigt ist, dass er selbst den Ausbau übernimmt. Die Anwendung und Auslegung der Vorschriften für den Netzausbau sind derzeit auch auf kalifornischer Ebene noch nicht absehbar.

In der EU-Stromrichtlinie ist die neu geschaffene rechtliche Figur des Netzbetreibers für den Betrieb und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet verantwortlich. Dieser Netzbetreiber ist zwar grundsätzlich mit einem Übertragungsunternehmen lt. Order 888 vergleichbar, die Bestimmungen zur Ausgestaltung des Netzzugangs hinsichtlich Netznutzungspreisen und Rationierungsmechanismen im Falle von Netzengpässen sind aber bei weitem nicht derart detailliert geregelt wie in den Vereinigten Staaten, insbesondere in Kalifornien. Die exakten Aufgaben des Netzbetreibers bleiben in der Stromrichtlinie unklar. Ähnliches gilt für das neue deutsche Energiewirtschaftsrecht, das diesbezüglich erst durch weitere Regulierungsentscheidungen und privatwirtschaftliche Vereinbarungen (Netznutzungsvereinbarungen, Verbändevereinbarung) aufgefüllt werden muss.

Maßnahmen im „allgemeinen wirtschaftlichen Interesse“

In den FERC-Order 888, 889 und 2000 finden sich keine Bestimmungen zu Maßnahmen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse, die den Versorgungsunternehmen auferlegt werden könnten. Bei der kalifornischen Reform wurde hingegen festgelegt, dass bestimmte regenerativen Energien weiterhin Vorrang bei der Lastverteilung haben. Kosten für Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz (bspw. DSM), zur Förderung von Forschung und Entwicklung sowie zur Unterstützung bestimmter Nachfragerkategorien (Low-Income Assistance Programs) werden aus verschiedenen Fonds finanziert, die aus Sonderabgaben auf Stromendverkäufe gespeist werden.⁸⁴

⁸⁴ Genannt sei beispielsweise die Einführung einer „Public Goods Charge (PGC)“ zur Speisung von mehreren Fonds, die zur Finanzierung von Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz, Forschung und Entwicklung, Unterstützung gering verdienender Stromnachfrager und regenerativer Energien verwandt werden sollen. Diese neu organisierten Maßnahmen sollten an die Stelle der bisher von den Versorgungsunternehmen durchgeführten Maßnahmen treten — ohne deren Ausmaß zu erreichen, vgl. CPUC (1997).

Auch in der EU-Stromrichtlinie werden Maßnahmen zur Verfolgung von „Aufgaben im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse“ energie-, sozial-, regional- oder strukturpolitischer Provenienz erwähnt. Sie können eine Einschränkung der nationalen Umsetzung der in der Richtlinie vorgesehenen Wettbewerbselemente begründen. Es finden sich keine Konkretisierungen, insbesondere keine Bestimmungen, die eine wettbewerbsneutrale Ausgestaltung dieser Maßnahmen vorschreiben. Dies ist ein Unterschied zur Situation in Kalifornien, bei der die Finanzierung über allgemeine Sonderabgaben der grundsätzlich wettbewerbsneutralen Unterstützung politischer Ziele dienen soll. Im neuen deutschen Energierecht wurde auf die Aufnahme derartiger Bestimmungen unter expliziter Bezugnahme auf die Bestimmungen der Stromrichtlinie zwar verzichtet. Nichtsdestotrotz müssen die Bestimmungen etwa zur Endpreisregulierung, zur Preisgleichheit im Raum, zum Schutz der ostdeutschen Braunkohleverstromung und zum Schutz des Einsatzes von regenerativen Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung zur Gruppe derartiger Maßnahmen gezählt werden.

Reziprozitätsbestimmungen

Sowohl die FERC-Order 888 als auch die kalifornischen Bestimmungen zur Umstrukturierung der Stromwirtschaft beinhalten explizite Reziprozitätsbedingungen. Diese sehen für die Betreiber von Netzen ein Recht zur Verhinderung des Netzzugangs dann vor, wenn das Netzzugang begehrende Unternehmen selbst seine Netze nicht in vergleichbarem Umfang geöffnet hat. Diese Reziprozitätsklauseln richten sich vor allem an Versorgungsunternehmen im öffentlichen Besitz, die grundsätzlich nicht den bundesweiten und kalifornischen Bestimmungen zur Netzöffnung unterliegen.

In der EU-Stromrichtlinie ist ebenfalls eine Reziprozitätsklausel enthalten. Danach dürfen Mitgliedstaaten, die ihre Märkte weiter öffnen, als es der Mindestöffnungsquote entspricht, den Import von Strom aus denjenigen Mitgliedstaaten der EU mengenmäßig begrenzen, die ihre Märkte weniger weit geöffnet haben. Diese Klausel wurde voll ins deutsche Recht übernommen. Die Reziprozitätsbedingungen in den Vereinigten Staaten, in der EU und in Deutschland sind hinsichtlich ihrer Grundkonzeption ähnlich. Während sie sich in den Vereinigten Staaten jedoch in der Wirkung gegen einzelne Unternehmen richten, wirken sie nach dem Wortlaut der EU-Stromrichtlinie u.U. gegen alle Unternehmen eines Mitgliedslandes.

Literatur

- Alaywan, Z. (2000). Evolution of the California Independent System Operator. *Electricity Journal* 13 (6): 69–83.
- CAISO (California Independent System Operator) (1999). Annual Report on Market Issues and Performance Prepared by the Market Surveillance Unit California Independent System Operator. June 1999
<http://www.caiso.com/docs/1999/06/04/1999060416162424876.pdf>
- California Legislature (1996). Assembly Bill No. 1890 (Stats. 1996, Ch. 854).
- CalPX (California Power Exchange) (2000). Electricity Markets of the California Power Exchange. Second Annual Report to the Federal Energy Regulatory Commission. California Power Exchange Corporation Market Compliance. 31. July.
<http://www.calpx.com/regulatory/marketcompliance/index.htm>
- CEC (California Energy Commission) (1995). *1994 Electricity Report*. P300-95-002.
- Chandley, J.D., S.M. Harvey und W.W. Hogan (2000). Electricity Market Reform in California. 22. November. Mimeo.
http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.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) (1994). Order Instituting Rulemaking on the Commission's Proposed Policies Governing Restructuring California's Electric Services Industry and Reforming Regulation. R.94-04-031.
- CPUC (California Public Utilities Commission) (1995). *Electric Restructuring Decision*. D.95-12-063. Modified by D.96-01-009.
- CPUC (California Public Utilities Commission) (1996). *Interim Opinion*. (updated Roadmap Decision) D.96-12-088. 20. Dezember.
- CPUC (California Public Utilities Commission) (1997). *Interim Opinion: Transition Cost Eligibility*. D.97-11-074. 19. November.
- CPUC (California Public Utilities Commission) (2000). Final Opinion Regarding Policies Related to Post-Transition Ratemaking. Decision 00-06-034. 8 Juni.
http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/_Toc485016780
- DoE (Department of Energy) (2000). Comprehensive Electricity Competition Plan. April.
<http://home.doe.gov/policy/electrol.pdf>
- EEI (2000). Making Competition Work. Building Electric Generation and Transmission to Meet Spiraling Demand. September.
http://www.eei.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). *Electric Power Annual 1997. Vol II.* DOE/EIA-0348(97/2). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1994). *State Energy Price and Expenditure Report 1992.* DOE/EIA-0376.
- 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). *The Changing Structure of the Electric Power Industry, An Update.* DOE/EIA-0562. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1997). *Electric Power Monthly.* DOE/EIA-0226. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (2000a). *The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update.* DOE/EIA-0562(00).
http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_stru_update/update2000.html
- EIA (Energy Information Administration) (2000b). Electric Sales and Revenue 1999. DOE/EIA-0540(99). <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/esr/esr1999.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1994). *Notice of Proposed Rulemaking, Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities.* Docket No. RM94-7 000.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1995). *Notice of Proposed Rulemaking and Supplemental Notice of Proposed Rulemaking.* 29. März. Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities. Dockets No. RM95-8-000 und RM94-7-001.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1996a). *Order No. 888 — Final Rule.* 24. April. Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities Docket No. RM95-8-000; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities Docket No. RM94-7-001 (75 FERC 61,080).
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1996b). *Order No. 889 — Final Rule.* 24. April. Open Access Same-Time Information System (formerly Real-Time Information Networks) and Standards of Conduct. Docket No. RM95-9-000 (75 FERC 61,078).
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1999). *Order No. 2000 — Regional Transmission Organizations.* 20. Dezember. Docket No. RM99-2-001 (90 FERC 31,089).
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000a). *Order No. 2000-A — Order on Rehearing.* 25. Februar. Docket No. RM99-2-001 (90 FERC 61,210).
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000b). *Order Directing Remedies for California Wholesale Electric Markets.* (Issued: 15. Dezember) (93 FERC 61,294). <http://www.ferc.fed.us/electric/cal1215order.pdf>
- FERC (2001). *Chairman Hoecker's January 4 Remarks on Commission Order Issued December 15, 2000, on San Diego Gas & Electric Company.* Remarks incorporating errata of 1/4 and 1/8/2001 (Issued January 4, 2001). http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/4Chairincorporatingerrata_Final.PDF

- Gilbert, R.J., und E.P. Kahn (1996). U.S. Electric Power Regulation. In: R.J. Gilbert und E.P. Kahn (Hrsg.), *International Comparisons of Electricity Regulation*. Cambridge, Mass.
- Hewlett, J.G. (1994). Why Were the U.S. Nuclear Power Plant Construction Costs and Lead-Time Estimates So Wrong? In T.C. Lowinger und G.W. Hinman (Hrsg.), *Nuclear Power at the Crossroads: Challenges and Prospects for the Twenty-First Century*. Boulder.
- Hogan, W.W. (1992). Contract Networks for Electric Power Transmission. *Journal of Regulatory Economics* 4 (3): 211–242.
- Hogan, W.W. (1993). Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices. *Energy Journal* 14 (3): 171–200.
- Joskow, P.L. (1996). Does Stranded Cost Recovery Distort Competition? *The Electricity Journal* 9 (3): 31–45.
- Joskow, P.L. (2000). Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector. Revised Discussion Draft 17. Februar. Mimeo.
<http://web.mit.edu/pjoskow/www/BrookingsV2.pdf>
- Joskow, P.L., und R. Schmalensee (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge, Mass.
- Klopfer, T., und W. Schulz (1993). *Märkte für Strom: Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland*. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts 42, München.
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93–112.
- Kumkar, L. (1996a). Wettbewerb im Stromsektor der USA — I: Re-Regulierung der Großhandelsebene. Kieler Arbeitspapiere 738. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1996b). Wettbewerb im Stromsektor der USA: II. Re-Regulierung der Einzelhandelsebene im Bundesstaat Kalifornien. Kieler Arbeitspapiere 739. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1996c). Zur Politik der U.S.-Federal Energy Regulatory Commission bei der Etablierung eines Common-Carrier-Modells in der Stromübertragung. Kieler Arbeitspapiere 771. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1997). Die U.S.-Elektrizitätswirtschaft im Umbruch: Regulierung und Wettbewerb in Kalifornien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 21 (2): 93–121.
- Kumkar, L. (2000a). *Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft: Eine institutionenökonomische Analyse*. Kieler Studien 305, Tübingen.
- Kumkar, L. (2000b). Zur institutionellen Ausgestaltung der Strommarktregulierung: Brauchen wir eine eigenständige Regulierungsbehörde für den Strommarkt?. Kieler Diskussionsbeiträge 371. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (2001). Strommarkt Kalifornien: Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das politische Überleben. Kieler Arbeitspapiere 1023. 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.
- Michaels, R.J. (1996). Stranded Investments, Stranded Intellectuals. *Regulation* 1996 (1): 47–51.

- Navarro, P. (1996). Electric Utilities: The Argument for Radical Deregulation. *Harvard Business Review* 74: 112–125.
- NERC (North American Electric Reliability Council) (2000). Reliability Assessment 1999–2008. Mai. O.O.
- Niskanen, Jr., W.A. (1996). A Case against Both Stranded Cost Recovery and Mandatory Access. *Regulation* 19 (1): 16–17.
- 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>.
- Olson, W.P. (2000). Efficient Electric Restructuring: Balancing Efficiency and Market Power Considerations. *Electricity Journal* 13 (6): 19–27.
- PG&E et al. (Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas & Electric Company, Southern California Edison Company) (1996a). Joint Application of Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas & Electric Company, and Southern California Edison Company for Authorization to Convey Operational Control of Designated Jurisdictional Facilities to an Independent System Operator. 29. April.
- PG&E et al. (Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas & Electric Company, Southern California Edison Company) (1996b). Joint Application of Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas & Electric Company, and Southern California Edison for Authority to sell Electric Energy at Market-Based Rates using a Power Exchange. 29. April.
- Pierce, Jr., R.J. (1991). Using the Gas Industry as a Guide to Reconstituting the Electricity Industry. *Research in Law and Economics* 13: 7–56.
- Schweppe, F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors und R.E. Bohn (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston.
- Sillin, J.O. (1995). Judging Past Policies: Where are we in the Electricity Policy Debate? *Electricity Journal* 8 (8): 44–53.
- Taylor, J. (1996). Electric Utility Reform: Shock Therapy or Managed Competition? *Regulation* (3): 63–76.
- Vickers, J., und G. Yarrow (1994). The British Electricity Experiment. In M.A. Einhorn (Hrsg.), *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*. Boston.
- Watkiss, J.D., und D.W. Smith (1993). The Energy Policy Act of 1992 — A Watershed for Competition in the Wholesale Power Market. *Yale Journal of Regulation* 10 (2): 444–492.
- Working Group (1995). Working Group Report „Options for Commission Consideration“ in Response to Decision 94-12-0127 of the California Public Utilities Commission OIR 94-94-04-031/OII 94-04-032.