

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

**Band:** 92 (2001)

**Heft:** 8

**Artikel:** Versorgungskrise im kalifornischen Strommarkt

**Autor:** Meyer, Ivar

**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-855695>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)


### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 14.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Versorgungskrise im kalifornischen Strommarkt



Der Wettbewerb im amerikanischen Stromsektor wird immer mehr mit stundenlangen Stromausfällen in Grossstädten wie San Francisco in Verbindung gebracht: Etwa 15.000 MW oder ein Drittel der Kapazitäten in Kalifornien war Anfang Januar geplant oder erzwungen ausser Betrieb. Die Reserveleistung schwand auf unter 1,5% der Last (höchste Alarmstufe).

Der vorliegende Artikel befasst sich mit den Ursachen der kalifornischen Stromversorgungskrise. Der Artikel fokussiert sich ausschliesslich auf die vermeintlich liberalisierte Vertriebsseite, wo sich Angebot und Nachfrage im neu geschaffenen «Markt» hätten abstimmen sollen. Netzaspekte werden dagegen nicht betrachtet.

■ Ivar Meyer

## Die Reorganisation des kalifornischen Strommarktes

Mit der fast 70-seitigen (!) Assembly Bill 1890 (AB 1890) von 1996 wurde Kalifornien zu einem der Pioniere der Strommarktliberalisierung. Die wichtigsten Massnahmen im Rahmen der AB 1890 umfassten:

- Ab April 1998 freie Wahl der Versorger für alle Kunden.
- Die drei grossen durch Investoren kontrollierten Akteure SDG&E, SCE und PG&E<sup>1</sup> mussten mindestens 50% der Kraftwerksanlagen abtossen. Energie aus verbleibender Kapazität ist an die

neu geschaffene Spotmarktbörse zu verkaufen (andere Akteure dürfen direkt Elektrizität an Kunden verkaufen).

- Die Energiebeschaffung für die Kunden der drei genannten Akteure erfolgt über die Spotmarkt-Börse.
- Schaffung eines unabhängigen Systemoperators (ISO, Independent System Operator) für den Betrieb des Transportnetzes und für die Bereitstellung der nötigen Systemdienstleistungen (zum Beispiel Reserveleistung).
- Ein Zuschlag auf der Stromrechnung bis spätestens 2002 sollte den Bedarf an Sonderabschreibungen auf Kraftwerksanlagen decken (Finanzierung der «Stranded investments»). Während dieser Zeit sollten die Preise auf dem Stand von 1996 eingefroren bleiben. Bei den Haushalt- und Gewerbekunden wurde zudem ein 10%-Rabatt auf den Rechnungen festgelegt.

Die neue Marktorganisation ist aus Bild 1 ersichtlich. Neue Player konnten nun – ohne ein Netz zu besitzen – als sogenannte Energy Service Provider (ESP) zum Beispiel einen Kunden von SCE mit Strom beliefern, wodurch SCE für diesen Kunden nur noch als Netzbetreiber auftrat.

Die Entwicklung in den ersten zwei Jahren verlief für die meisten Akteure positiv bis sehr erfreulich:

- Haushalte und Kleinbetriebe profitierten von der für sie günstigen Regelung mit eingefrorenen Preisen. Es bestand keine Veranlassung, Risiken eines Versorgerwechsels auf sich zu nehmen. Nur wenige Kunden wechselten von ihrem Versorger zu Konkurrenten.
- Grossen Firmen gelang es hingegen, über Versorgerwechsel deutlich günstigere Konditionen zu erlangen. In diesem Kundensegment kam es deswegen zu höheren Wechselraten.
- «Stranded investments» wurden bei den betroffenen Unternehmen dank des Zuschlags auf der Stromrechnung relativ schnell abgebaut. Dank günstiger Entwicklung konnte SDG&E bald als erstes Unternehmen auf die Erhebung dieser Gebühr verzichten, wodurch die Auflage eingefrorener Preise entfiel. SDG&E durfte seine Kleinkunden ab diesem Zeitpunkt zu Marktpreisen beliefern, was letztere zunächst sehr erfreute. Noch nicht ganz so weit waren die beiden anderen privatwirtschaftlichen Firmen PG&E und SCE. Bei ihnen sollten die eingefrorenen Preise bis längstens 2002 gelten und der Zuschlag für «Stranded investments» ebenso lange erhoben werden.
- Die Preise an der Börse blieben meistens tief, selbst zur Zeit der höchsten Belastung im Sommer (Klimatisierung). Allerdings waren die Sommermonate 98 und 99 mild.
- Die relativ wenigen Klagen über die neuen Rahmenbedingungen stammten hauptsächlich von neuen Playern, die gehofft hatten, in Kalifornien Fuss zu fassen, und die den Markt wegen seiner Spielregeln enttäuscht wieder verliessen.

## Regulatorische Schwachpunkte

Das neue System wies regulatorische Schwachpunkte auf, und zwar ausgerechnet im Bereich der Erzeugung, wo der Markt hätte spielen sollen.

- Während die Nachfrage in den letzten acht Jahren um 25% stieg, legte die

<sup>1</sup> SDG&E: San Diego Gas&Electric; SCE: Southern California Edison; PG&E: Pacific Gas&Electric



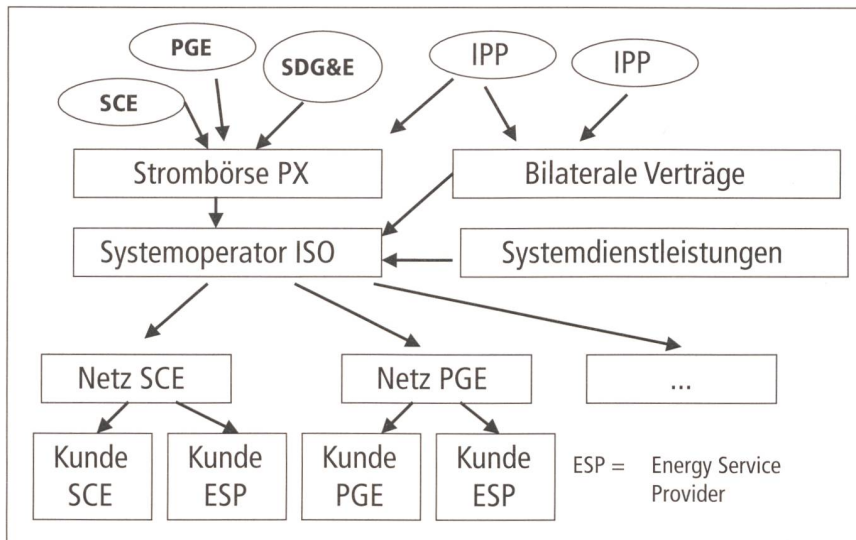


Bild 1 Marktstruktur in Kalifornien: Die drei grossen privatwirtschaftlichen Firmen SCE, PGE und SDG&E müssen den Strom aus ihrem verbleibenden Park an die Börse verkaufen. Die unabhängigen Produzenten (IPP, Independent Power Producers) können sowohl in die Börse einspeisen als auch Kontrakte eingehen. Der Systemoperator sorgt für einen funktionierenden Betrieb des Systems, indem er zum Beispiel für ausreichende Transportkapazitäten und ausreichende Reserveleistung sorgt (Systemdienstleistungen). Die Elektrizität fliesst über die regionalen Netzbetreiber zu den Kunden, die entweder ihrem bisherigen Lieferanten treu geblieben sind (Kunde SCE) oder die Elektrizität von einem Konkurrenten kaufen (Kunde ESP, ESP = Energy Service Provider) und im Beispiel die Netzdienstleistungen von SCE beziehen.

Erzeugungskapazität im selben Zeitraum nur um 6% zu. Im Kraftwerkbau wurden zunehmend prohibitive Standards gesetzt. Die Liste der eingegebenen und noch nicht genehmigten Bauprojekte wurde immer länger. Der faktische Baustopp wirkte sich auf die Altersstruktur der Anlagen und natürlich die Verfügbarkeit zunehmend ungünstig aus. Zudem wurde der Baustopp eine willkommene (und behördlich verursachte) Eintritts-Barriere für potenzielle Konkurrenten der auf diese Weise privilegierten, bestehenden Erzeugungsanlagen. Demnach musste es nur eine Frage der Zeit sein, bis ein Verkäufermarkt entstehen würde. Dass die Preiskurve dann praktisch unge-

hemmt nach oben verläuft, ist allgemein bekannt.

- Preisabsicherungen (z. B. durch Langfristverträge) durch die Versorger waren nicht zugelassen. Sie konnten sich nicht darauf verlassen, dass sie die Risikoprämie an die Kunden weitergeben durften. Energie musste am Spotmarkt bezogen werden. Die Versorger waren damit den Volatilitäten des Spotmarkts ausgeliefert. (Erst in neuerer Zeit wurden Terminkontrakte möglich, allerdings mit solchen gesetzlichen Auflagen, dass die entsprechenden Möglichkeiten kaum genutzt werden konnten.)
- Infolge eingefrorener Preise erhielten die Kunden keine Preissignale und

hatten somit auch kein Interesse, ihre Nachfrage zu drosseln oder zu verlagern, geschweige denn, über einen Lieferantenwechsel den hohen Marktpreisen ausgesetzt zu werden. Infolge gleichzeitig anziehender Erdgaspreise stieg sogar der Anreiz, vom stabilen Strompreis zu profitieren und Erdgas durch Elektrizität zu substituieren. Da Erdgas in Kalifornien zudem für die Elektrizitätsproduktion eingesetzt wird, wuchs natürlich die Diskrepanz zwischen dem regulierten Preis beim Endverbrauch und dem sich frei bildenden Preis auf Grosshandelsebene zusätzlich.

Diese Ursachen führten ab Sommer 2000 zu einem allmählich kollabierenden System.

### Sommer 2000 bis Januar 2001

Im Jahr 2000 mit dem ersten heissen Sommer nach 1998 kam die Elektrizitätsnachfrage so nahe an die Grenzen der verfügbaren Erzeugungskapazität, dass die Grosshandelspreise erstmals auf ungewöhnlich hohe Niveaus schossen. Die monatlichen Durchschnittspreise in Bild 2 belegen dies eindrücklich. Die Folge für die Kunden war sehr unterschiedlich.

- SDG&E kannte keine eingefrorenen Preise mehr. Die Kunden bezahlten nun für Monatsrechnungen zwei- bis dreifach so viel wie bisher, entsprechend den Preisen der von SDG&E an der Börse eingekauften Energie.
- Da hingegen PG&E und SCE immer noch eingefrorene Preise hatten, erfreuten sich ihre Kunden weiterhin relativ stabiler Preise, dies bei gleichzeitig ansteigenden Erdgasnotierungen mit entsprechenden Substitutionseffekten. Die Differenz zum Marktpreis an der Börse führte zu einem Auf türmen entsprechender Schulden bei beiden Firmen, weshalb sie sich – erfolglos – für eine Aufhebung der Preislimiten einsetzten. Bewilligt wurde nur eine 10%-ige Preiserhöhung anstelle der notwendigen 30%. PG&E zahlte Ende 2000 für Strom an der Börse 27 cents/kWh und musste ihn für 7 cents/kWh an die Kunden weitergeben. Die Situation präsentierte sich für SCE nicht anders (Bild 3).

Bis Ende 2000 sank die Kraftwerksreserveleistung 36mal unter den kritischen Wert von 5% der Last (Alarmstufe 2), was gezielte Ausschaltungen und dringende Sparappelle notwendig machte. Statt dass sich die Lage in den Wintermonaten infolge niedrigerer Nachfrage ent-

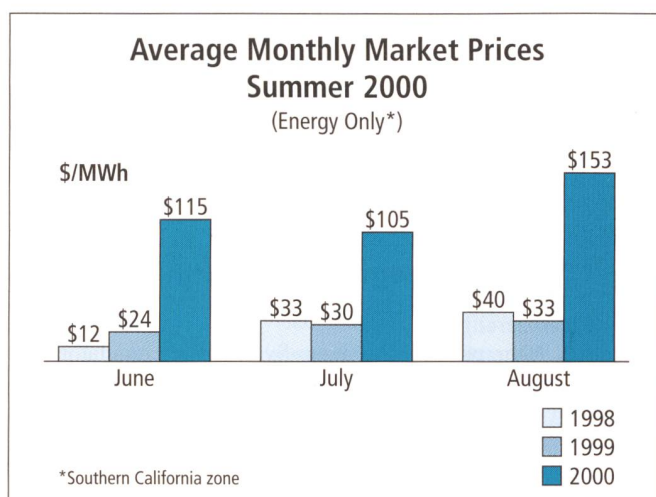


Bild 2 Mittlerer monatlicher Marktpreis im Sommer 2000: Die Figur zeigt, wie sich der mittlere monatliche Energiepreis (ohne Netzenutzung) in den milden Sommermonaten der ersten zwei Jahren unauffällig verhielt und erst im Juni 2000 auf ungekannte Höhen schoss.



## Average Wholesale Electricity Prices

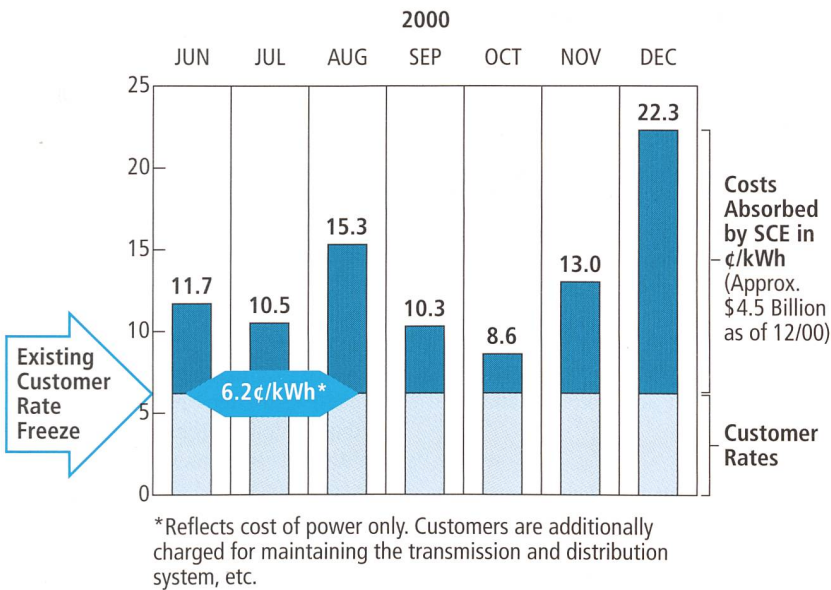


Bild 3 Mittlerer Grosshandelspreis: SCE will mit dieser Grafik belegen, dass sich die Differenz zwischen hohen volatilen Grosshandelspreisen auf der Einkaufsseite und tiefen eingefrorenen Preisen verkaufsseitig zu einem belastenden Schuldenberg führt. Ohne Eingriffe bleiben die Preise bis längstens 2002 eingefroren.

schärft hätte, ergab sich eine weitere Zuspitzung.

Etwa 15 000 MW oder ein Drittel der Kapazitäten war Anfang Januar geplant oder erzwungen ausser Betrieb, für Wartungsarbeiten nach der im Sommer überaus grossen Beanspruchung oder wegen schlechter Wasserführung. Die Reserveleistung schwand jetzt auf unter 1,5% der Last (höchste Alarmstufe). Auf Anordnung des Systemoperators wurde die Stromversorgung abwechselnd in ver-

schiedenen Gebieten grossräumig unterbrochen (Bilder 4a und 4b).

Zusätzlich führte das Problem der im Verhältnis zu den Einkaufspreisen zu niedrigen Verkaufspreise zu einer akuten Liquiditätskrise der beiden Firmen PG&E und SCE. Infolge ihrer Schuldenlast von etwa 12 Mrd. US-\$ und schwindender Liquidität droht der baldige Konkurs der beiden privaten Gesellschaften.

Profiteure dieser Entwicklung sind die Betreiber der Erzeugungsanlagen, wel-

## Reserveleistung

Reserveleistung ist diejenige Leistung, die vom System jederzeit zur Verfügung gestellt werden muss, damit Änderungen im Nachfrageverhalten und plötzliche Kraftwerksausfälle ausgeglichen werden können. Für die notwendige Reserveleistung gibt es detaillierte technische Richtlinien. Die effektiv verfügbare Reserveleistung wird jeweils für den Folgetag prognostiziert und mit den Richtlinien verglichen.

che fantastische Gewinne eingefahren haben sowie stromautarke Städte wie Los Angeles, die sich aus der Liberalisierung «heraushalten» konnten. Ist der Vorwurf relevant, dass sie möglicherweise durch Massnahmen wie unkoordinierte Ausserbetriebnahmen zu Revisionszwecken oder Zurückhaltung angesichts der vorhersehbaren Engpässe die Situation «ausgenützt» hätten? Sicher nicht, denn die Behörden haben ja selber mit Hilfe des faktischen Baustopps Wettbewerbsbarrieren geschaffen, die bestehenden Anlagen privilegiert und damit die Marktmechanismen unterbunden.

Wie lange der Profit für die Erzeuger währt, hängt von der Reaktion der Behörden ab.

Hier zwei Hypothesen:

- Erkennen der regulatorischen Fehler und Deregulierung: Dieser Weg ist unwahrscheinlich. Aus der Ausgangslage ist klar erkennbar,

**CALIFORNIA ISO**  
California Independent System Operator

**NEWS RELEASE**

FOR IMMEDIATE RELEASE  
January 11, 2001

Contact: Patrick Dorinson  
Director of Communications  
(888) 516-NEWS

**POWER RESERVE LEVEL DANGEROUSLY LOW TODAY**  
**Media Teleconference Schedule Announced**

(Folsom, CA) Operating reserves needed to maintain reliability of the ISO-controlled grid are forecasted to reach dangerously low levels today, according to the California Independent System Operator (California ISO). An enormous amount of generation – more than 15,000 megawatts or 1/3 the service area's capacity – is reported to be offline because of planned and forced outages. Conservation efforts by all Californians are critical today.

Three media teleconferences will be hosted by California ISO in an effort to accommodate interested media. Each teleconference will include an update regarding California ISO operations along with an opportunity for questions and answers.

**CALIFORNIA ISO TELECONFERENCE SCHEDULE**

DATE:	Thursday, January 11, 2001
PHONE NUMBER:	888/292-6211 (Please note new number)
TIMES (ALL PST):	10:00 a.m. 2:00 p.m. 6:15 p.m.
PASSCODE:	377462

The state is already in a Stage Two Emergency today, having declared a Stage One at 3:19 a.m. and a Stage Two at 5:00 a.m. Both Emergency declarations are in effect until midnight tonight. Today's demand for electricity is estimated to peak at 32,488 megawatts tonight around 6:00 p.m.

California ISO is charged with managing the flow of electricity along the long-distance, high-voltage power lines that make up the bulk of California's transmission system. Information about the California ISO control area's electricity supply and the current demand is available on the web at [www.caiso.com](http://www.caiso.com).

###

Media Hotline: 888 516-NEWS

Bild 4 Power Watch 2000: Power Watch ist eine Informationskampagne des ISO zur Information und suggestiven Beeinflussung der Marktteilnehmer. Die beiden Seiten gaben die Orientierungen des ISO am 11. Januar wieder, als grossräumige Stromunterbrüche angeordnet wurden.

**CALIFORNIA ISO**  
California Independent System Operator

**Power Watch 2000**  
CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR

FOR IMMEDIATE RELEASE  
January 11, 2001

Contact: Patrick Dorinson  
(888) 516-NEWS

**POWER RESERVES REMAIN CRITICALLY LOW**  
**California ISO Calls for Continued Energy Conservation**

(Folsom, CA) Friday, January 12th has been declared a **Power Watch Day** by the California Independent System Operator (California ISO). Power reserves have been tight all week with a large amount of generation capacity unavailable due to planned and forced outages. After a day-long Stage Three Electrical Emergency declaration, rotating customer outages were narrowly averted Thursday evening.

Friday's peak demand on the ISO-controlled Grid is expected to reach 31,729 megawatts at approximately 6:00 p.m. The California ISO urges Californians to watch their energy consumption, curtailing their use of electricity whenever possible. Increased conservation efforts during the peak usage hours of 5:00-9:00 a.m. and 4:00-7:00 p.m. would be helpful.

**Power Watch** is a public awareness campaign sponsored by the California ISO to communicate the current electricity resource outlook, in light of the rising demand for power in California. By providing regular updates on system conditions and peak demand forecasts, the California ISO hopes to convey the importance of using electricity wisely on days when electricity reserves may run low.

Incorporated under California law (AB 1890), the not-for-profit California ISO is chartered by the state to manage the flow of electricity along the long-distance, high-voltage power lines that make up the bulk of California's transmission system. Following restructuring of the state's electricity industry, the California ISO's mission is to keep the open market power grid in California reliable, safe, competitive and accessible.

Information about the California ISO control area's electricity supply and the current demand is available on the web at [www.caiso.com](http://www.caiso.com). For questions relating to the status of the electrical distribution systems that carry electricity directly to homes and businesses, please contact your local utility.

- ISO -

**Energy Conservation Tips for Winter**

- Keep your thermostat at 68°; lower at night and when not at home
- Minimize power usage during peak hours of 5-9 a.m. and 4-7 p.m.
- Curb hot water usage
- Turn off lights and computers when not in use

**STAGE 1**

Consumers are urged to reduce their use of electricity voluntarily to avoid more severe conditions.

**STAGE 2**

Voluntary interruption of service to select customers is required to avoid more severe conditions.

**STAGE 3**

Consumers are advised that rotating outages are possible.



## Signale an den Markt durch den Systemoperator (ISO)

Der ISO (Independent System Operator) stellt den Marktteilnehmern Informationen über ungewöhnliche Systemzustände oder prognostizierte Probleme zur Verfügung. Je nach Schweregrad des Problems werden drei Kategorien unterschieden:

### 1. Alarmbereitschaft

Wird angekündigt, um die Marktteilnehmer auf eine Verknappung der Reserveleistung am nächsten Tag einzustellen mit der Absicht, dass der Markt freiwillige Massnahmen zur Verlagerung oder Senkung der Nachfrage ergreife.

### 2. Warnung

Im Gegensatz zu 1. wird diese Meldung erst eine Stunde vor dem vermuteten Eintreffen des Problems kommuniziert. Warnungen deuten auf bevorstehende Eingriffe des ISO in die Marktmechanismen hin.

### 3. Notfallplan (dreistufig)

Bei ausgerufenem Notfallplan müssen sich Erzeuger und Konsumenten den Anordnungen des ISO beugen. In diesem Fall liegen Umstände vor, welche die Zuverlässigkeit des Systems schwerwiegend beeinträchtigen. Mit Lastabwürfen ist zu rechnen.

Es werden drei Stufen unterschieden. Bei Stufe 1 ist das betriebliche Minimum der Reserveleistung unterschritten. Die Stufen 2 und 3 entsprechen dem Unterschreiten der Grenzwerte 5% und 1,5% (bezogen auf die Tageshöchstlast) und zwingen den ISO zur Unterbrechung der Stromversorgung bei ausgewählten Kunden bzw. mittels «Rolling blackouts».

Nachfolgende Tabelle dokumentiert, dass vereinzelte Leistungsengpässe zwar schon 1998 und 1999 vorkamen, eine wirkliche Häufung der Probleme aber erst im Jahr 2000 auftrat.

	1998	1999	2000
Notfall, Stufe 1	7	4	55
Notfall, Stufe 2	5	1	36
Notfall, Stufe 3	0	0	1



Der unabhängige Systembetreiber in Kalifornien (Cal-ISO) musste öfters verschiedene Alarmstufen verkünden und forderte alle Stromkunden dringlichst zum Stromsparen auf (im Bild das Operationszentrum des California Independent System Operator). Die California Energy Commission wies darauf hin, dass die Lage wesentlich schlimmer wäre ohne die seit 1975 durchgeführten Sparprogramme, welche den Spitzenleistungsbedarf um rund 9000 MW reduziert hätten. Eine Entschärfung der Lage wird jedoch nur durch den Bau neuer Kraftwerke erwartet.

dass es den Befürwortern der Strommarktiliberalisierung in Kalifornien nicht darum ging, Marktmechanismen zu schaffen. Es ging vielmehr darum, die Preise zu senken. Das freie Spiel der Marktkräfte, welches auch Bewegungen «nach oben» zulassen muss, war nie willkommen.

- Nichterkennen der Fehler und weitere Regulierung:

Das Marktverhalten der Erzeuger bzw. der Preisanstieg ist ein willkommener Anlass zur weiteren staatlichen Eindämmung des verbleibenden Handlungsspielraums, natürlich im Interesse der zu schützenden Konsumenten. Neuen Auftrieb erhalten jetzt die altbekannten Sparbemühungen, die mit faktischer Rationierung durchgesetzt werden können.

## Wurden die Fehler erkannt und korrigiert?

### Bau von Anlagen

Während die Republikaner eine Lockerung der Vorschriften fordern, warnen die Demokraten vor Umweltproblemen. Eine Lösung dieses Konfliktes ist nicht absehbar. Da auch die anderen amerikanischen Staaten in den letzten Jahren ein enormes wirtschaftliches Wachstum erlebt haben, braucht es überall mehr Erzeugungskapazitäten.

### Terminkäufe und Preiserhöhungen

Das Parlament verabschiedete am 1. Februar 2001 ein neues Gesetz, das dem Staat (und nicht den privaten Gesellschaften!) erlaubt, fünf- bis zehnjährige Verträge abzuschliessen. Zur Finanzierung der staatlichen Stromkäufe werden Darlehen aufgenommen! Die Bedienung der Staatsanleihen soll auf kompliziertem Weg über Tarifeinnahmen erfolgen. Gleichzeitig bleibt unklar, wie die Verschuldung von PG&E und SCE wieder abgebaut werden soll.

Die von der Stromkommission 9-prozentige Erhöhung der bisher eingefrorenen Einzelhandelspreise ist natürlich unpopulär und wurde deswegen als «temporär» bezeichnet. Angesichts des blockierten Marktes sind allerdings baldige massive Preiskorrekturen unumgänglich.

Tatsächlich ist der Staat Kalifornien Anfang Februar aktiv geworden und hat Terminkäufe getätigt. Die Regulierungsspirale dreht somit weiter und bereits wird an den Einstieg des Staates in die Netzgesellschaft gedacht. Zumindest die Entflechtung von Handel und Transport wäre damit rückgängig gemacht.



	Kalifornien	Schweiz und Europa
Nachfrageseite	In den letzten 8 Jahren Strombedarf +25%.	In den letzten 8 Jahren Strombedarf +10% in der Schweiz.
Erzeugungsmarkt	<b>Angebotsseite</b> Stromangebot nur um 6% gestiegen. Prohibitive Auflagen, Liste (noch?) nicht bewilligter Erzeugungskapazitäten. Nettoimporteur.	<b>Heute</b> Mehr als ausreichende Reservekapazitäten; allmählicher Abbau von Überkapazitäten, z.B. in Deutschland; nicht kostendeckende Grosshandelspreise erholen sich allmählich. <b>Zukunft</b> Wie bürokratisch wird sich die Bewilligungspraxis entwickeln? Gegendruck durch Standortwettbewerb und Handel und ausreichende Transportkapazitäten.
Erzeugungsstruktur	30% konventionell thermisch gasbefeuert.	Thermisch konventionell in der Schweiz unter 4%.
Regulierung des Handels	Die Versorger müssen zu Preisen der Spotmarktbörse einkaufen; unklar, ob Aufschlag für langfristige Verträge weitergegeben werden darf.	Der Elektrizitätshandel wird nicht reguliert; freiwilliger Aufbau von Börsen. Spot- und Terminmärkte bestehen und werden sich weiterentwickeln und zunehmend verfeinerte Absicherungsinstrumente zur Verfügung stellen. Nicht regulierte Vertragsstrukturen.
Rolle Gas und Substitutionseffekte	Gasverknappung und Verteuerung der Preise liefern Anreiz zur Substitution durch Elektrizität.	Gaspreis in der Schweiz von vernachlässigbarem Einfluss auf Strompreis. Funktionierender Wettbewerb im Wärmebereich.
Regulierung der Preise für gebundene Kunden, verbotene Preissignale	Die meisten Haushalt- und Gewerbekunden profitieren von eingefrorenen Preisen. → Preissignale unterbunden, kein Interesse dieser Kunden an Verlagerung oder Drosselung der Nachfrage. Ausbrechen der Grosshandelspreise nach oben war nicht vorgesehen. Versorger kaufen zu hohen Grosshandelspreisen ein und müssen zu fixierten niedrigen Preisen verkaufen → Konkursgefahr.	Preisregulierung in der Schweiz nur für Netzzugang vorgesehen, nicht jedoch für die Energielieferung.

Tabelle I Vergleich Kalifornien – Schweiz/Europa.

### Können aus dem Fall Kalifornien Lehren für die Schweiz gezogen werden?

Tabelle I vergleicht die für die Krise relevanten Merkmale des kalifornischen Strommarkts mit den Rahmenbedingungen in der Schweiz.

Grundlegende Unterschiede bestehen auf der Angebotsseite und bei der Regulierung:

- Die gegenwärtigen Überkapazitäten werden frühestens in einigen Jahren abgebaut sein. Längerfristig ist der Strommarkt jedoch angewiesen auf verlässliche Rahmenbedingungen und unbürokratische Bewilligungsverfahren in den Ländern Europas. Internationaler Handel und ausreichende Transportkapazitäten begünstigen den Wettbewerb der Standorte.
- Vergleichbare staatliche Eingriffe in Stromhandel und Preisbildung sind weder in der EU-Richtlinie noch in der Schweiz vorgesehen: Die Unbundlingvorschriften verlangen die Abgrenzung des Bereichs Netzbenützung von den übrigen Geschäftsaktivitäten. Während die Netzbenützung in Art. 6 des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG)

reguliert wird, gilt Wettbewerb in den übrigen Bereichen, das heisst namentlich für Erzeugung, Stromhandel und Vertrieb.

- Bereits bestehen in Europa mehrere Strombörsen, die einen Spotmarkt anbieten. Da der Spotmarkt für Strom im Vergleich zu anderen Märkten äusserst volatil ist, braucht es zusätzlich einen Markt für Termingeschäfte, womit ein wichtiges Instrument zur Preisabsicherung zur Verfügung steht. Die Erfahrungen mit dem skandinavischen Nordpool belegen dies: Bereits 1998 überflügelte der Terminmarkt das Volumen des Spotmarktes bei weitem. Ab 1. März 2001 führt die EEX (European Energy Exchange) in Frankfurt den Terminhandel ein (die LPX in Leipzig wird folgen).

Das kalifornische System weist regulatorische Schwachpunkte auf. Die Umsetzung von Marktsignalen (Investitions-

bereitschaft, Absicherungsangebote, Preissignale) wurde ausgerechnet im Bereich Erzeugung/Vertrieb, welcher dem Markt hätte ausgesetzt werden sollen, durch die neuen Rahmenbedingungen blockiert. In den Köpfen war und ist die Vorstellung fest verankert, dass Liberalisierung gleichbedeutend sei mit garantiert tieferen Preisen, ungeachtet des dafür notwendigen Regulierungsgrades. Infolge dieser Sichtweise bestand zu keinem Zeitpunkt Interesse an Marktmechanismen. Diese hätten auch bei Angebotsverknappung und steigenden Preisen funktioniert.

Die Ausgangssituation für die Schweiz ist energiewirtschaftlich sehr viel komfortabler. Auf lange Sicht ist auch für uns wesentlich, dass die gesetzlichen Randbedingungen Marktmechanismen nicht beeinträchtigen. Im Grundsatz gilt dies in analoger Weise für die Investitionsanreize im hier nicht besprochenen Bereich der künftig regulierten Netze.

## Le marché californien de l'électricité en crise

Le présent article traite les causes de la crise californienne de l'approvisionnement en électricité. Il est consacré exclusivement à la vente de l'électricité soi-disant libéralisée, c'est-à-dire au domaine où l'offre et la demande auraient dû s'équilibrer dans le nouveau «marché». Les aspects concernant le réseau ne sont pas pris en compte.

#### Adresse des Auteurs

Ivar Meyer  
Verband Schweizerischer  
Elektrizitätsunternehmen VSE  
Postfach 6140  
8023 Zürich