



Ökonomische und politökonomische Implikationen der Motion 10.3000 der UREK-N

Silvio Borner | Dominik Hauri | Lukas Mohler | Markus Saurer

Basel, April 2011

Zusammenfassung: Das Stromversorgungsgesetz (StromVG) sieht eine sanfte Liberalisierung des Strommarktes in zwei Etappen vor. Demzufolge können sich Stromgrossverbraucher seit dem 1. Januar 2009 wahlweise im Rahmen der Grundversorgung zu regulierten Preisen (zu Gestehungskosten) oder auf dem freien Markt zu Marktpreisen mit Strom versorgen. Entscheidet sich ein Grossverbraucher für den freien Markt, ist ein Zurück in die Grundversorgung ausgeschlossen. In einigen Jahren sollen dann auch Haushalte und andere Kleinverbraucher frei wählen können, während alle Grossverbraucher in den Markt wechseln müssen. Die Umsetzung dieser zweiten Etappe wird nun vor dem Hintergrund steigender Marktpreise durch die Motion 10.3000 UREK-N in Frage gestellt.

Weil die Strompreise am Markt in den letzten Monaten und Jahren stark gestiegen sind und die regulierten Preise der Grundversorgung in den meisten Fällen deutlich überschreiten, haben sich bisher erst wenige Grossverbraucher für den Markt entschieden. Einige dieser Grossverbraucher wünschen sich nun verständlicherweise, sie könnten in die Grundversorgung zurückkehren. Hier knüpft die Motion 10.3000 UREK-N an. Sie verlangt eine Anpassung der Stromversorgungsverordnung (StromVV), welche den Kreis der Grossverbraucher mit Berechtigung, Strom zu Gestehungskosten zu beziehen, gegenüber dem Status Quo ausweitet. Konkret soll das Recht eines Grossverbraucher auf Grundversorgung erst dann verwirkt sein, wenn er eine explizite Erklärung abgegeben hat, vom Netzzugang Gebrauch zu machen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die ökonomischen und politökonomischen Implikationen dieser Motion – unter besonderer Berücksichtigung der aktuellen Verbraucherpreisregulierung in der Grundversorgung – einer Analyse unterzogen. Ausgehend von den ökonomischen Eigenschaften des Gutes Strom wird zunächst gezeigt, warum die Schaffung eines kompetitiven Umfelds in der Stromproduktion sowie im Handel und Vertrieb gegenüber dem traditionellen Regulierungsansatz klar zu bevorzugen ist. Eine langfristig effiziente Stromversorgung setzt voraus, dass die marktfähigen Stufen der Wertschöpfungskette den Kräften des Wettbewerbs ausgesetzt werden. Die heutige Preisregulierung basiert auf einer ökonomisch irreführenden, vergangenheitsorientierten Kostenerhebung, die es so rasch als möglich zu überwinden gilt. Die Motion setzt allerdings klare Anreize in die entgegengesetzte Richtung; sie gefährdet die ohnehin zaghafte voranschreitende Liberalisierung des Strommarktes und droht, die volkswirtschaftlich schädliche Gestehungskostenregelung zu zementieren.

Die zu erwartenden Auswirkungen einer Annahme der Motion sind mannigfach und aus volkswirtschaftlicher Sicht durchwegs negativ zu bewerten:

- Erstens sind aufgrund der künstlich tiefen Strompreise bereits heute enorme statische Wohlfahrtsverluste zu beklagen. Nur durch Marktpreise wird eine volkswirtschaftlich effiziente Allokation des Stroms erreicht. Dies trifft die Stromproduzenten, aber auch die Kantone als Konzessionsgeber. Dass sich

mittels subventionierten Stroms eine erfolgreiche Standortpolitik betreiben liesse, ist aus ökonomischen Erwägungen ein unhaltbarer Mythos, da die strukturehaltenden Effekte schwer wiegen.

- Zweitens stellt eine zunehmende Diskrepanz zwischen dem Marktpreis und den regulierten Preisen eine potenzielle Gefährdung der kurzfristigen Versorgungssicherheit dar. Die kalifornische Versorgungskrise vor rund zehn Jahren ist hierfür ein sehr illustratives Beispiel. Zwar dürfte die kurzfristige Versorgungssicherheit in der Schweiz aufgrund der Struktur der Elektrizitätsversorgung keiner akuten Gefährdung ausgesetzt sein, doch wären die volkswirtschaftlichen Kosten im Falle eines Versorgungsausfalles immens. Vor allem Industrie und Gewerbe hätten darunter zu leiden. Eine vernünftige Strompolitik hat dafür zu sorgen, dass keine vermeidbaren Versorgungsrisiken eingegangen werden.
- Drittens ist auch die langfristige Versorgungssicherheit in Frage gestellt. Diese erfordert ausreichende Investitionen seitens der Elektrizitätswirtschaft in neue Kraftwerke, welche die vom Netz gehenden Kraftwerke ersetzen und zudem die steigende Stromnachfrage bedienen können. Die Investitionsbereitschaft ist massgeblich davon abhängig, welche zukünftigen Erträge erwartet werden. Eine Stärkung der Gestehungskostenregelung würde die Ertragsaussichten der Elektrizitätswirtschaft (weiter) dämpfen. Die Folge wäre in absehbarer Zukunft eine starke Verknappung des Stroms, die massive Preissteigerungen und unangenehme Anpassungsschritte erfordern dürfte. Dies würde wiederum vor allem die Stromverbraucher (Industrie, Gewerbe, Haushalte) treffen. Erschwerend kommt hinzu, dass sich Fehlentwicklungen in der Kapazitätsplanung nicht kurzfristig korrigieren lassen. Im Lichte der aktuellen Entwicklungen (zunehmend kritische Beurteilung der Kernkraft) darf sich die Schweiz deshalb keine weitere Schwächung der Investitionsanreize im Elektrizitätssektor erlauben.

Ganz offensichtlich ist die Motion von Sonderinteressen geprägt. Eine qualitative Analyse lässt den Schluss zu, dass die Zahl der unmittelbaren Profiteure einer Annahme dieser Motion relativ klein und – gemessen am BIP – von volkswirtschaftlich geringer Bedeutung sein dürfte. Das politische Potenzial der Motion liegt darin, dass die Gruppe der Verlierer breit gestreut ist und – zumindest in der kurzen Frist – keine spürbaren negativen Auswirkungen erwarten dürfte. Dennoch wäre bereits in der kurzen Frist mit einem Netto-Wohlfahrtsverlust zu rechnen.

Abschliessend drängt sich die Frage auf, welches „politökonomische Spiel“ mit dieser Motion gespielt werden soll. Immerhin sollte demnächst eine Revision des StromVG in Angriff genommen werden. Es muss davon ausgegangen werden, dass die Urheber der Motion einen Zustand herbeiführen wollen, in welchem aufs Neue eine Grund-

satzdiskussion über die Ausrichtung der Strompolitik geführt werden muss. Dieser Kampf wurde zwar an und für sich bereits gefochten, doch wenn nun gewisse Verbraucher – teilweise unverhofft – plötzlich in den Genuss tieferer Strompreise kommen, könnte dies die weitere Strommarktliberalisierung in eine Sackgasse führen.

Als Fazit bleibt festzuhalten, dass die Motion 10.3000 UREK-N im Sinne einer zukunftsgerichteten Strompolitik dringend abzulehnen ist. Ausserdem ist im Rahmen der geplanten StromVG-Revision eine konsequente Abkehr von der Gestehungskostenregelung für alle Verbrauchergruppen anzustreben.

Autoren:

Prof. em. Silvio Borner

Beirat des Instituts für Wirtschaftsstudien Basel und Direktor der WWZ-Summer School
silvio.borner@wirtschaftsstudien.ch

lic. rer. pol. Dominik Hauri

Senior Economist des Instituts für Wirtschaftsstudien Basel
dominik.hauri@wirtschaftsstudien.ch

MSc. Lukas Mohler

Geschäftsführer des Instituts für Wirtschaftsstudien Basel
lukas.mohler@wirtschaftsstudien.ch

lic. rer. pol. Markus Saurer

Experte für Wettbewerbs- und Regulierungsökonomie
markus.saurer@industrieökonomie.ch

Institut für Wirtschaftsstudien Basel GmbH

Postfach 3336

CH-4002 Basel

www.wirtschaftsstudien.ch

Diese Analyse wurde im Auftrag der swisselectric erstellt.

Inhalt

1. Einführung	6
2. Ökonomische Grundlagen	7
2.1. Eigenschaften elektrischer Energie	7
2.2. Neubeurteilung der Elektrizitätswirtschaft als Triebfeder der Liberalisierungen	9
2.3. Funktion und Preisbildung des liberalisierten Strommarktes	11
3. Einordnung der Motion 10.3000 UREK-N	15
3.1. Merkmale der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft	15
3.2. Die Marktöffnung gemäss StromVG	16
3.3. Gründe für den fehlenden Wettbewerb	20
3.4. Die Motion 10.3000 UREK-N als Steigerung einer ohnehin falschen Preisregulierung	21
4. Auswirkungen der Motion 10.3000 UREK-N.....	22
4.1. Statische Wohlfahrtsverluste	23
4.2. Preisregulierung und Versorgungssicherheit in der kurzen Frist	28
4.3. Versorgungssicherheit in der langen Frist: Auswirkungen auf Investitionsanreize	33
5. Politökonomische Überlegungen zur Motion 10.3000 UREK-N	37
6. Fazit und Politikempfehlungen	40
Quellenverzeichnis	42

1. Einführung

Während die Strommärkte in vielen Staaten längst vollständig dem Markt geöffnet sind, tut sich die Schweiz bald zehn Jahre nach dem Nein des Stimmvolkes zum Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) mit der Strommarktliberalisierung nach wie vor schwer. Das Stromversorgungsgesetz (StromVG), welches eine sanfte Liberalisierung in zwei Etappen vorsieht, kam v.a. unter dem Einfluss der Entwicklungen in der EU sowie auf Druck eines Bundesgerichtsentscheides, der eine faktische Teilliberalisierung auf Basis des Kartellgesetzes verfügt hatte, zustande. Gemäss StromVG können sich Stromgrossverbraucher seit dem 1. Januar 2009 wahlweise im Rahmen der Grundversorgung zu regulierten Preisen (Gestehungskosten) oder auf dem freien Markt zu Marktpreisen mit Strom versorgen. Entscheidet sich ein Grossverbraucher für den freien Markt, ist ein Zurück in die Grundversorgung ausgeschlossen. Haushalte und andere Kleinverbraucher sollen ab 2014 ihren Stromlieferanten frei wählen können.¹ Grossverbraucher haben ab diesem Zeitpunkt keinen Anspruch mehr auf Grundversorgung. Der Übergang zur vollen Marktöffnung erfolgt nicht automatisch, sondern per Bundesbeschluss, der dem fakultativen Referendum unterliegt.

Die erste Etappe der Strommarktöffnung, die kompetitive Versorgung der Grossverbraucher, ist bisher weitgehend ein Phantom geblieben. Die Ursache hierfür liegt in regulatorischen Fehlanreizen² in Verbindung mit dem starken Anstieg der Strommarktpreise in den letzten Jahren. Weil die Strompreise mittlerweile über den historischen Gestehungskosten der meisten schweizerischen Kraftwerke liegen, haben sich verständlicherweise erst wenige Grossverbraucher für die Versorgung im Markt entschieden.

Die ohnehin zaghafte Liberalisierung wird nun durch die Motion 10.3000 der UREK-N fundamental infrage gestellt. Die Motion verlangt, dass Grossverbraucher, welche bereits vor Inkrafttreten des StromVG ihren Strom über einen individuell ausgehandelten Liefervertrag bezogen, so lange weiterhin Anspruch auf Grundversorgung haben, bis sie ihren Willen zum Markteintritt explizit mitgeteilt haben. Begünstigt würden damit just jene Grossverbraucher, welche sich im Jahr 2003 in einem Umfeld tiefer Marktpreise das Recht auf Netzzugang juristisch erstritten hatten. Es ist sehr wahrscheinlich, dass die Annahme dieser Motion die Strommarktliberalisierung in der Schweiz auf unbestimmte Zeit de facto zur Fiktion werden liesse.

Eine Regulierungsänderung, welche tiefere Preise für die Endverbraucher verspricht, mag auf den ersten Blick verheissungsvoll wirken. Die komplexen Zusammenhänge erfordern jedoch ein genaueres Hinsehen. Es ist z.B. intuitiv nachvollziehbar, dass eine systematische Bevorzugung der Verbraucher gegenüber den Produzenten auf lange

¹ Offenbar wird erwogen, den zweiten Schritt der Marktöffnung erst 2015 vorzunehmen, vgl. <http://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=36786>.

² Hiermit ist Art. 4 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) angesprochen. Vgl. Abschnitte 3.2 und 3.3.

Sicht nicht ohne Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit und damit die Versorgungssicherheit bleiben dürfte. Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen dieser Studie die ökonomischen und politökonomischen Implikationen der Motion 10.3000 – unter besonderer Berücksichtigung der aktuellen Verbraucherpreisregulierung in der Grundversorgung – einer vertieften Analyse unterzogen.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut: Im zweiten Kapitel werden die ökonomischen Besonderheiten der Stromes und die daraus abzuleitenden Empfehlungen für eine effiziente und sichere Stromversorgung rekapituliert. Im dritten Kapitel wird auf die aktuelle Situation im schweizerischen Elektrizitätsmarkt eingegangen. Das vierte Kapitel widmet sich den potenziellen Auswirkungen der Motion in der kurzen und langen Frist. Im fünften Kapitel erfolgt eine Analyse der politökonomischen Dimension der Motion 10.3000, ehe die Erkenntnisse in Kapitel sechs zu einem abschliessenden Fazit verdichtet werden.

2. Ökonomische Grundlagen

2.1. Eigenschaften elektrischer Energie

Strom (elektrische Energie) weist diverse physikalische und ökonomische Eigenschaften auf, welche ihn von anderen ökonomischen Gütern und Dienstleistungen fundamental unterscheiden.³

Zunächst setzt die Versorgung der Verbraucher mit Strom funktionierende Stromnetze mit ausreichenden Kapazitäten voraus, d.h. die Nutzung von Strom erfordert eine bestimmte unerlässliche *Infrastruktur (essential facility)*. Ein Stromnetz stellt hinsichtlich seiner ökonomischen Eigenschaften ein *natürliches Monopol* dar. Allgemein ist ein natürliches Monopol dann gegeben, wenn ein einzelnes Unternehmen ein Gut zu niedrigeren Kosten produzieren und bereitstellen kann (bzw. die gesamte Nachfrage günstiger versorgen kann) als zwei oder mehr Wirtschaftssubjekte. Das natürliche Monopol des Stromnetzes ist ausserordentlich stabil, d.h. der Inhaber des Stromnetzes hat – anders als z.B. der Inhaber eines Telekommunikationsnetzes – aufgrund konzessionsrechtlicher, baurechtlicher und umweltschutzrechtlicher Barrieren sowie ökonomischer Kostenvorteile keinen Angriff auf seine „natürliche“ Monopolstellung zu befürchten. Angesichts dessen ist der Bedarf regulatorischer Eingriffe zur Sicherstellung einer möglichst effizienten Netzinfrastruktur und Netzbewirtschaftung ökonomisch völlig unbestritten.

Des Weiteren folgt der Strom – anders als z.B. eine Eisenbahn – im Netz keinen vorgegebenen Pfaden, sondern bahnt sich stets seinen eigenen Weg. Das Elektrizitätsnetz lässt sich hinsichtlich dieser physikalischen Gegebenheiten (Kirchhoffsche Gesetze) mit

³ Vgl. Griffin und Puller (2005)

einem grossen Wasserbehälter vergleichen, welchem mehrere Produzenten Wasser hinzufügen und die Endverbraucher simultan an unterschiedlichen Stellen Wasser beziehen. Die Endverbraucher sind nicht in der Lage zu identifizieren, von welchem Produzenten die von ihnen bezogenen Einheiten dem Wasserbehälter eingespeist wurden. Analog ist die Situation beim Strom, der nach dem Gesetz des geringsten Widerstandes fliesst, so dass die *Spannung* im Netz jederzeit aufrechterhalten bleibt. Die fehlende Rückverfolgbarkeit ist insofern unerheblich, als elektrische Energie ein *vollkommen homogenes Gut* darstellt. In qualitativer Hinsicht ist es für den Endverbraucher irrelevant, wer den Strom mit welcher Technologie (Wasser, Atom, Gas, Kohle, Wind etc.) produziert hat, der aus der Steckdose kommt.

Im Gegensatz zum Beispiel mit dem Wasserbehälter muss die *Ein- und Auspeisung* von elektrischer Energie im Elektrizitätsnetz sorgfältig gesteuert werden. Weil sich Elektrizität im Netz nicht speichern lässt, muss zur *Sicherung der Netzstabilität* zu jedem Zeitpunkt gleich viel elektrische Energie ein- wie ausgespeist werden. Oder um im Bild zu bleiben: „Der Wasserstand muss jederzeit auf demselben Niveau verbleiben.“ Wird der enge Toleranzbereich für die Netzspannung übertreten, besteht die Gefahr des Zusammenbruchs der gesamten Stromversorgung (Blackout).⁴ Weil Blackouts mit hohen *externen Kosten* verbunden sind, weist das Netz gewisse Charakteristika eines öffentlichen Guts mit entsprechendem Regulierungsbedarf auf. Das permanente Abstimmen von Produktion und Verbrauch – oder allgemeiner das *Netzmanagement* – ist folglich eine zweite zentrale regulatorische Aufgabe.

Unter der Voraussetzung ausreichender, national und international zusammengeschlossener Netzkapazitäten impliziert die Homogenität des Stroms eine gute *nationale und internationale Handelbarkeit*. In der jüngeren Vergangenheit entstanden vor diesem Hintergrund mehrere internationale Strombörsen, z.B. die europäische Energiebörse (European Energy Exchange, EEX) mit Sitz in Leipzig. Analog zu Wertpapierbörsen ermöglichen Strombörsen durch die Bündelung und durch den Ausgleich von Angebot und Nachfrage eine hohe Liquidität, wodurch sich u.a. traditionelle Abhängigkeiten von einigen wenigen langfristigen Lieferverträgen reduzieren lassen.

Hinsichtlich der Preisentwicklung lässt der Stromhandel über ehemals abgeschottete Versorgungsgebiete hinweg – genauer: im gesamten Netzverbund – *einheitliche Preise* erwarten. Wie bei anderen Gütermärkten ermöglicht der Stromhandel über die Ausnutzung von *komparativen Vorteilen und Arbitragegeschäfte* eine effiziente Ressourcenallokation

⁴ Als Folge einschlägiger Erfahrungen in Europa gibt es in der Schweiz heute Abschaltrelais, welche grossflächige Blackouts selbsttätig und dem Zufallsprinzip gehorchend verhindern sollen. D.h. es werden im Notfall möglichst präzise so viele Lasten abgeworfen (nicht mehr mit Strom versorgt) wie nötig – aber nicht mehr. Der „Worst Case“ des Zusammenbruchs der gesamten Stromversorgung dürfte in der Schweiz deswegen eher theoretischer Natur sein.

und wirkt damit insgesamt wohlfahrtssteigernd. Die Preiswirkungen des Stromhandels sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

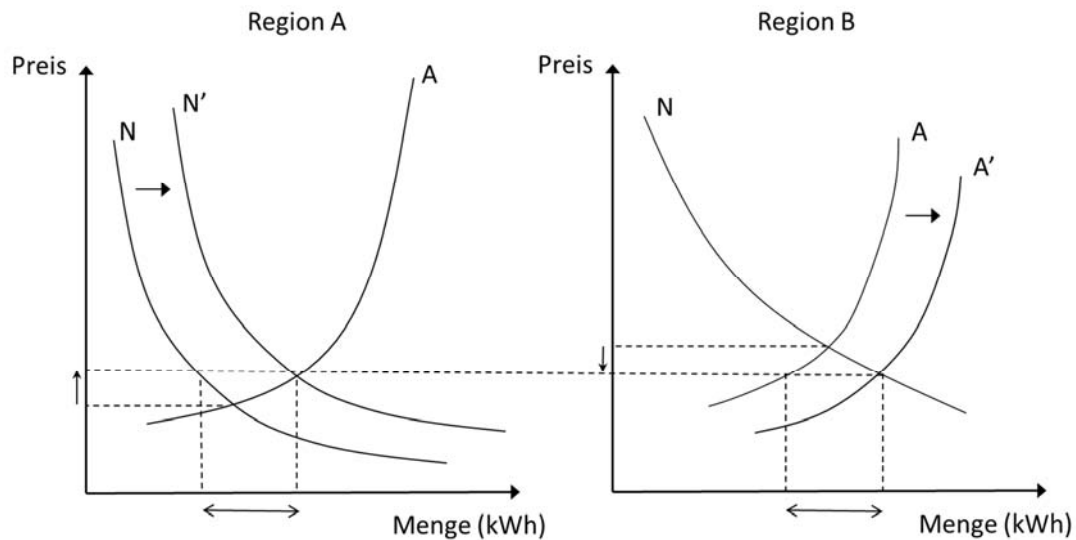


Abbildung 1: Preiswirkungen des Stromhandels⁵: In Region A mit tiefem Strompreis im Ausgangszustand steigt durch die Marktöffnung die Nachfrage bei einem gegebenen Preis. In Region B steigt in demselben Umfang das Angebot aufgrund der Importmöglichkeit. Die Preise in den beiden Regionen gleichen sich vollständig an.

2.2. Neubeurteilung der Elektrizitätswirtschaft als Triebfeder der Liberalisierungen

Die regulierungsökonomisch relevante Frage lautet, wie der Elektrizitätssektor in seiner Gesamtheit strukturiert sein muss, damit die Elektrizitätsversorgung so effizient wie möglich erfolgt. In der Vergangenheit war die Elektrizitätsversorgung in vielen Ländern – nicht nur in der Schweiz – stark von *vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen* geprägt, d.h. von Unternehmen, die im Rahmen eines lokalen oder wie in Frankreich nationalen Monopols sämtliche Stufen der Elektrizitätsversorgung unter einem Dach vereinen.

Erklären lässt sich die (frühere) Dominanz von vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen zumindest teilweise mit *historischen Sachzwängen*. Früher wiesen alle Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätsversorgung aufgrund der technischen Gegebenheiten Charakteristika eines natürlichen Monopols auf, weshalb die Ansicht verbreitet war, dass die Elektrizitätsversorgung in ihrer Gesamtheit, d.h. über alle Stufen hinweg, ein natürliches Monopol darstellt⁶. Substantielle Leitungsverluste auf Hochspannungsnetzen sprachen beispielsweise für eine möglichst nahe den lokalen Zentren gelegene

⁵ Eigene Grafik in Anlehnung an OECD/IEA (2005), S. 82

⁶ Vgl. Griffin und Puller (2005)

Elektrizitätsproduktion. Ein effizienter überregionaler Stromhandel war gleich aus mehreren Gründen ausgeschlossen bzw. mit prohibitiven Transaktionskosten verbunden (z.B. Leitungsverluste resp. Transportkosten, fehlende Leitungskapazitäten, fehlende Möglichkeiten der elektronischen Datenverarbeitung). In der Produktion selber waren Grössenvorteile (steigende Skalenerträge) gegeben oder wurden zumindest vermutet. Regionale oder gar nationale Versorgungsmonopole waren unter diesen Umständen – trotz der Gefahr des Missbrauchs ihrer Marktmacht – auch aus ökonomischen Erwägungen eine naheliegende Lösung.

Im Zuge der vergangenen Jahrzehnte wuchsen jedoch die regulierungsökonomischen Zweifel daran, dass die Behandlung der Elektrizitätsversorgung als vertikal integriertes natürliches Monopol eine langfristig sichere und effiziente Versorgung gewährleistet. Einerseits ist die Regulierung von natürlichen Monopolen stets mit der *Gefahr von Staatsversagen* verbunden. Verschiedene Studien haben empirisch untermauert, dass die staatliche Regulierung häufig zu *Kosten- und Skaleneffizienz* führt.⁷ Andererseits haben sich im Laufe der Zeit die *produktionstechnischen Voraussetzungen der Elektrizitätswirtschaft grundlegend verändert*. Leitungsverluste halten sich heute dank technischer Fortschritte längst in einem Rahmen, der einen Handel (Preisarbitrage) zulässt, die hierzu erforderlichen Möglichkeiten der Informationsverarbeitung sind ohnehin gegeben. Ebenso ist heute angesichts der verfügbaren Technologien unbestritten, dass in der Stromerzeugung die Voraussetzungen eines natürlichen Monopols im relevanten Bereich der Nachfrage nicht gegeben sind.⁸

Die veränderten technisch-ökonomischen Rahmenbedingungen und die Aussicht auf entsprechende Effizienzgewinne waren die Triebfeder für die *Strommarktliberalisierungen*, welche mittlerweile zahlreiche Staaten erfasst haben. Der Begriff „Strommarktliberalisierung“ steht hierbei nicht für die Absicht, die gesamte Elektrizitätsversorgung dem freien Markt auszuliefern und damit die Gefahr substantiellen Marktversagens zu provozieren. Vielmehr geht es darum, die *marktfähigen Bereiche* der Elektrizitätswirtschaft (Produktion und Handel/Vertrieb von Strom) von den Bereichen, die natürliche Monopole darstellen (Netzinfrastuktur und –management), zu entflechten und dem Wettbewerb zu öffnen. Auf diese Weise lässt sich die *dynamische Effizienz des Gesamtsystems* verbessern.

Eine soweit möglich kompetitive (wettbewerbsorientierte) Elektrizitätsversorgung hat grob drei Grundvoraussetzungen zu erfüllen⁹:

- Diskriminierungsfreier Netzzugang (Third-Party Access): Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen sind zu verpflichten, gegen eine angemessene Ent-

⁷ Vgl. Filippini (1997)

⁸ Vgl. Filippini und Wild (1997)

⁹ In Anlehnung an Filippini und Wild (1997).

schädigung allen Marktakteuren Zugang zu ihren Netzen zu gewähren. Die Netznutzungstarife (für Durchleitung und Systemsteuerung) sind zwecks Vermeidung von Diskriminierungen bestimmter Lieferanten sorgfältig zu regulieren.

- Entflechtung (Unbundling): Die Regulierung der Übertragungstarife erfordert Einblick in die Kostenstrukturen der Elektrizitätsübertragung und -verteilung. Vertikal integrierte Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind deswegen – mindestens – zu einer getrennten Buchführung der Wettbewerbs- und Netzbereiche zu verpflichten.¹⁰ Andernfalls besteht die Gefahr der Schaffung von Markteintrittsbarrieren durch unternehmensinterne Quersubventionierungen. Eine einzelne wirtschaftlich und rechtlich unabhängige Übertragungsnetz-Gesellschaft ist erforderlich, um eine sichere und wirtschaftliche Nutzung der Kapazitäten zu gewährleisten (Vermeidung bzw. Internalisierung von Netzwerkexternalitäten).
- Schaffung von Märkten für den Stromhandel: Ein effizienter Elektrizitätshandel ist nur dann gewährleistet, wenn offene und transparente Märkte existieren, die verlässliche Signale an Produzenten aussenden.

Die Bedeutung eines offenen und transparenten Stromhandels im Rahmen einer deregulierten Elektrizitätswirtschaft wird im folgenden Abschnitt erläutert.

2.3. Funktion und Preisbildung des liberalisierten Strommarktes

In liberalisierten Strommärkten erfolgt die Ressourcenallokation in Bezug auf die Stromproduktion über den Stromhandel. Stromangebot und –nachfrage treffen insbesondere an den Strombörsen aufeinander.¹¹ Dieser Marktplatz liefert bei hinreichender Liquidität *verlässliche und unverzerrte Preissignale* an Produzenten und Verbraucher.

Das Zustandekommen des Preises an einer Strombörse (Spotmarkt) basiert im Wesentlichen auf einem Auktionsverfahren. Der Mechanismus ist leicht verständlich: Die Anbieter werden täglich aufgefordert, Gebote abzugeben, welche Strommenge sie am Folgetag zu welchem Preis zu liefern bereit sind. Bei der Festlegung ihrer Gebote sind die Anbieter über Angebot und Nachfrage der anderen Akteure am Markt nicht informiert. Aus den individuellen Geboten der prospektiven Verkäufer generiert die Börse die kumulierte Angebotsfunktion, indem sie die Gebote dem Preis nach ansteigend sortiert (sogenannte Merit Order). Der Marktpreis für einen bestimmten Zeitpunkt ergibt sich

¹⁰ Diese Pflicht besteht in der Schweiz bereits. Aus der Sicht der Autoren sollte jedoch anstelle einer rein rechnerischen eine konsequente eigentumsrechtliche Entflechtung angestrebt werden.

¹¹ Bilaterale Lieferverträge, Termingeschäfte u.a. sind im liberalisierten Strommarkt selbstverständlich nicht ausgeschlossen. Die wesentlichen Knappheitssignale gehen allerdings von der Strombörse aus.

dann – wie in allen Märkten – aus dem Schnittpunkt zwischen der Angebots- und Nachfragekurve.¹²

Daraus folgt, dass nur jene Anbieter ihren Strom absetzen, deren Preisangebot maximal gleich dem Markträumungspreis ist. Das Gebot eines Anbieters ergibt sich aus der Kostenstruktur der Produktion. Fixkosten (z.B. Kapitalkosten und betriebsunabhängige Wartungskosten) fließen nicht in das kurzfristige Angebotskalkül ein. Massgeblich sind aus Anbietersicht einzig die variablen Kosten der Produktion, die sogenannten *Grenzkosten*. Von allen Anbietern, die ihren Strom zum Markträumungspreis abzusetzen vermögen, deckt der teuerste Anbieter gerade seine Grenzkosten, die übrigen erwirtschaften einen „Überschuss“ über ihre Grenzkosten. Diese sog. *Deckungsbeiträge* sind kein Indiz für überhöhte Preise, sondern sind erforderlich, um Fixkosten zu decken.

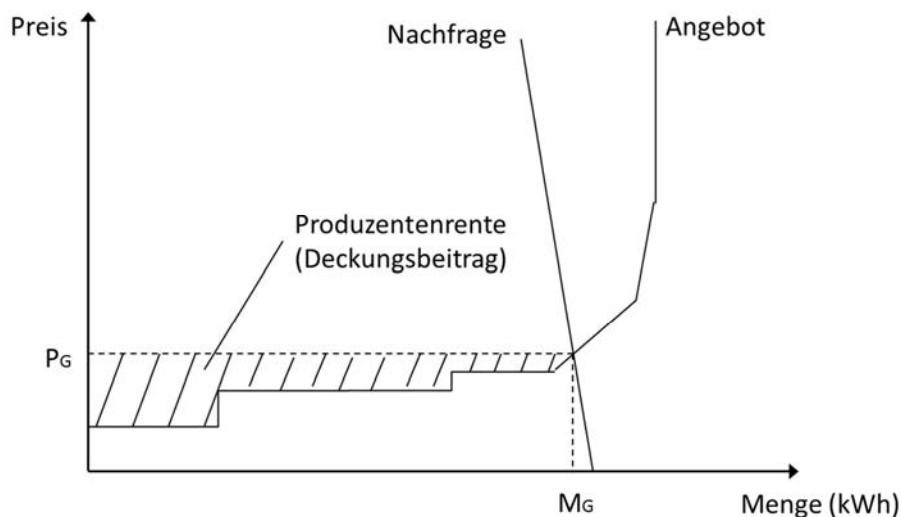


Abbildung 2: Angebot und Nachfrage an einer Strombörse

Da unterschiedliche Kraftwerktypen unterschiedliche Kostenstrukturen aufweisen – insbesondere hinsichtlich der Unterscheidung zwischen variablen und fixen Kosten –, wird der Marktpreis je nach Nachfrage von unterschiedlichen Technologien bestimmt. Mit anderen Worten entspricht der Marktpreis immer den Grenzkosten der teuersten Technologie, die noch nachgefragt wird. Wind und Wasserkraft und mit Abstrichen auch Kernkraftwerke sind mit hohen Investitionskosten, aber geringen Grenzkosten verbunden. Die Betreiber entsprechender Kraftwerke werden folglich auch bei relativ geringer Nachfrage Strom produzieren und absetzen (bzw. absetzen müssen). Andere Technologien sind mit vergleichsweise hohen variablen Kosten verbunden (Kohle, Gas und v.a. Öl). Sie kommen nur dann zum Einsatz, wenn die Nachfrage hoch ist. Ein

¹² Vgl. Avenir Suisse (2008), S. 14

unverfälschter Preismechanismus sorgt dafür, dass auch Technologien rentabel betrieben werden können, die nur zur Deckung der Spitzenlast erforderlich sind.

Die Nachfrage nach Strom ist inhärent volatil. Jeden Tag treten Nachfrageschwankungen auf: Insbesondere zur Mittagszeit und am frühen Abend ist der Stromverbrauch üblicherweise hoch, nachts ist er gering. Auch saisonale und konjunkturelle Faktoren beeinflussen die Stromnachfrage. In der kurzen Frist ist die Stromnachfrage ausgesprochen preisunelastisch, d.h. sie reagiert nur schwach auf Preisveränderungen. Dies liegt daran, dass sich Strom kurzfristig schlecht oder kaum substituieren lässt. Wie bei anderen Gütern auch ist die Nachfrage nach Strom bei längerfristiger Betrachtung elastischer.

Die Struktur des Stromangebots und der Stromnachfrage lässt *volatile Strompreise* erwarten. Tatsächlich schwanken die an den Spotmärkten ermittelten Preise teilweise stark. In Abbildung 3 ist ein typisches Beispiel für den Verlauf des Spotmarktpreises und die gehandelte Menge Elektrizität gegeben. Dabei handelt es sich um den Spotmarktpreis an der „swissix“ (SX), welche zur EEX gehört. Handelstag ist der 1. März 2011. Auf diesem Markt werden zu jeder Stunde ein neuer Preis und die dazugehörige Menge ermittelt. Der Preis ist dabei abhängig von der jeweiligen, am Vortag erwarteten, Knappheitssituation zur betreffenden Tageszeit.

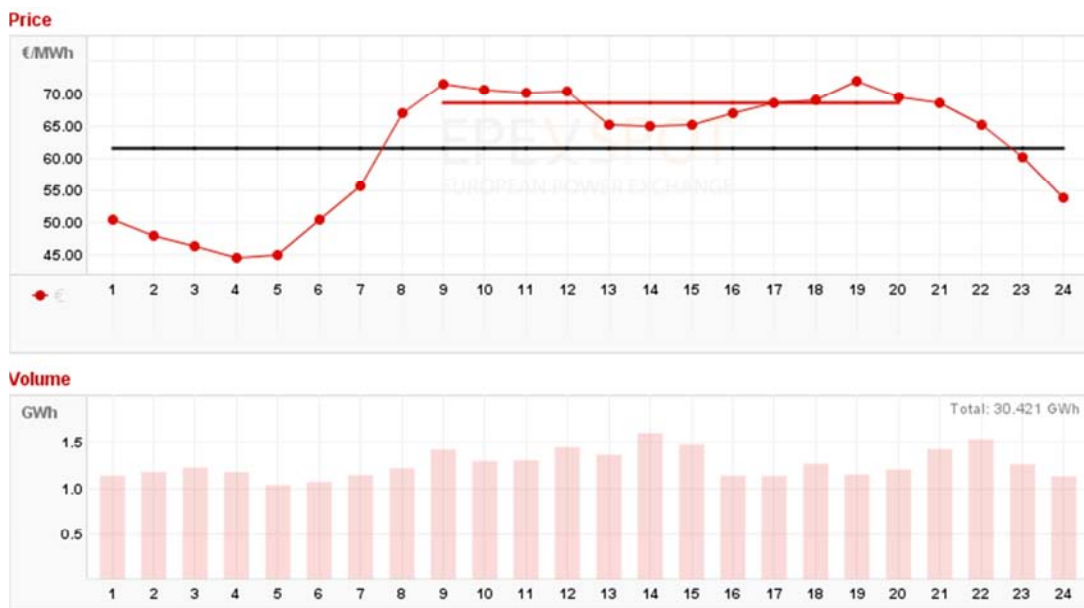


Abbildung 3: Verlauf des swissix-Strompreises am 1. März 2011

Hinsichtlich der Strompreisermittlung besteht ein fundamentaler Unterschied zwischen dem Markt und Systemen mit regulierten Preisen. Regulierte Preise basieren meistens auf den langfristigen Durchschnittskosten sowie einem regulierten Return auf dem Kapital. Dieses Konzept ist vergangenheitsorientiert und führt damit zu fixen Preisen. Im Gegensatz zu stabilen regulierten Preisen, welche in der Regulierungspraxis *auf histori-*

schen Kapital- und Betriebskosten beruhen, reflektieren schwankende Marktpreise jedoch die tatsächlich relevanten Gegebenheiten auf der Angebots- und Nachfrageseite und setzen so für alle Beteiligten die richtigen *Anreize*. In diesem Zusammenhang sind die folgenden Punkte zentral:

- *Kostenminimierung durch Wettbewerbsdruck*: Marktbasierete Strompreise sorgen dafür, dass bei einer gegebenen Nachfrage stets die kostengünstigsten Anbieter produzieren. Anbieter mit ineffizienten Produktionsstrukturen oder gar veralteter Technologie werden aus dem Markt verdrängt. Im Falle regulierter Strompreise fehlt der Selektions- und Sanktionsmechanismus des Marktes.
- *Wettbewerb als Innovationsmotor*: In einem offenen Strommarkt haben die Anbieter ein vitales Eigeninteresse an der Entwicklung und am Einsatz innovativer Produktionstechnologien und -prozesse. In einem regulierten Markt besteht demgegenüber stets die Gefahr der Zementierung der Strukturen und der Investition in veraltete Technologien. Dies ist vor allem die Folge von kosten- oder renditebasierten Regulierungspreisen mit garantierten Gewinnmargen.
- *Preise als Investitionssignal*: Marktpreise reflektieren die relative Knappheit des Gutes Strom. Anbieter, die in der Lage sind, effizient zu produzieren, werden steigende Preise als Chance verstehen, in zusätzliche Kapazitäten zu investieren. Die Möglichkeit, Gewinne zu realisieren, ist von zentraler Bedeutung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.
- *Allokation an Endverbraucher*: Strommärkte stellen sicher, dass der Strom von jenen Kunden konsumiert wird, welche aus diesem den grössten Nutzen ziehen. In Märkten mit künstlich tief gehaltenen Preisen wird die Zahlungsbereitschaft als effizienter Allokationsmechanismus unterhöhlt. Dies kann u.a. dazu führen, dass die Wettbewerbsfähigkeit ganzer Industrien einzig auf günstigem Strom basiert, also künstlich subventioniert wird. Entsprechende Abhängigkeiten sind wirtschaftspolitisch schädlich, da sie rein strukturerhaltend wirken.
- *Management des Stromverbrauchs*: Marktgerecht schwankende Strompreise setzen zudem die richtigen Signale für Investitionen ins Management des Stromverbrauches. In Märkten mit regulierten und daher fixen Strompreisen fehlen den Konsumenten heute häufig selbst bei besten Absichten Ansatzpunkte für die Optimierung ihres Stromverbrauches. Unnötig teuer ist insbesondere auch die Leistungsbewirtschaftung, also der Ausgleich von (teilweise vermeidbaren) Leistungsschwankungen. Innovative Konzepte entstehen nur, wenn Transparenz und Kostenwahrheit herrschen. Marktpreise würden beispielsweise die Implementierung wirksamer Anreize zur Reduktion von Verbrauchsschwankungen ermöglichen („real-time pricing“).

3. Einordnung der Motion 10.3000 UREK-N

3.1. Merkmale der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

Die Elektrizitätswirtschaft der Schweiz ist im internationalen Vergleich stark fragmentiert. Sie umfasst rund 900 Elektrizitätswerke, wovon etwa 80% im Besitz von Kantonen und Gemeinden sind. Die meisten Werke sind regionale und lokale Stromverteiler, die aber sehr oft auch über kleinere eigene Kraftwerke verfügen oder an solchen beteiligt sind. In einigen Kantonen und Städten ist ein einziges, vertikal integriertes Unternehmen für die ganze Versorgungskette zuständig. Grosse Elektrizitätskonzerne wie Axpo, Alpiq, BKW und EOS sowie weitere grössere Unternehmen betreiben die Überlandleitungen und produzieren in grossen und kleinen Kraftwerken Strom für den nationalen und internationalen Markt. Viele dieser Gesellschaften sind Aktiengesellschaften, deren Titel an der Börse gehandelt werden, dennoch befinden auch sie sich insgesamt zu rund drei Vierteln im Eigentum von Kantonen und Gemeinden. Aus polit-ökonomischer Sicht ist dies von grösserer Bedeutung als gemeinhin angenommen, weil die Branche damit nicht nur von der Regulierung her, sondern auch von den Aktionären tendenziell verpolitisiert und in unnötige Zielkonflikte hinein manövriert wird.

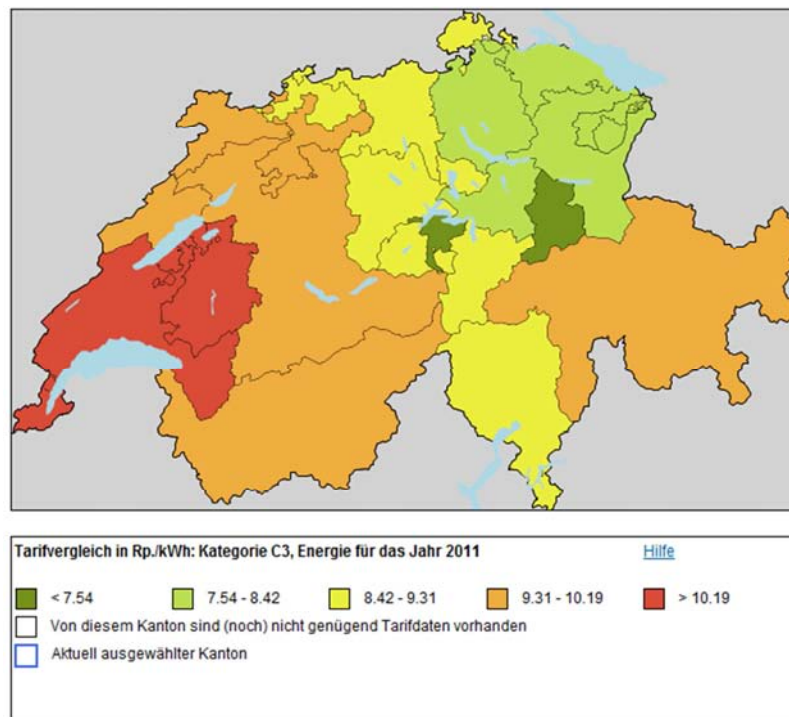


Abbildung 4: Strompreisunterschiede in der Schweiz (nur Energie) für ein Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 150'000 kWh, 2011¹³

¹³ <http://www.strompreis.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx>

Die Schweizer Stromwirtschaft ist also heute zum grössten Teil in öffentlicher Hand und unterliegt vorwiegend politischen statt wettbewerblichen Einflüssen und Bedingungen. Dies äussert sich am augenfälligsten darin, dass der Strom in den verschiedenen Versorgungsgebieten zu völlig unterschiedlichen Preisen geliefert wird. Die Preise widerspiegeln die unterschiedlichen Produktionskosten der Werke und nicht die Knappheitsverhältnisse im Rahmen von Gesamtangebot und Gesamtnachfrage auf dem schweizerischen oder gar europäischen Markt.

Die Stromproduktion in der Schweiz wird dominiert von Wasser- und Kernkraftwerken (vgl. Abbildung 5). Mit den Pumpspeicherwerken erbringt die Schweiz eine wichtige Speicherfunktion für den europäischen Netzverbund und kann dadurch enorme Erträge generieren. Der Aussenhandel mit Strom ist aus weiteren Gründen von grosser Bedeutung: Zum einen ist die Schweiz während der Wintermonate bereits heute auf Stromimporte angewiesen, zum anderen ist die Schweiz ein wichtiges Transitland für Strom.

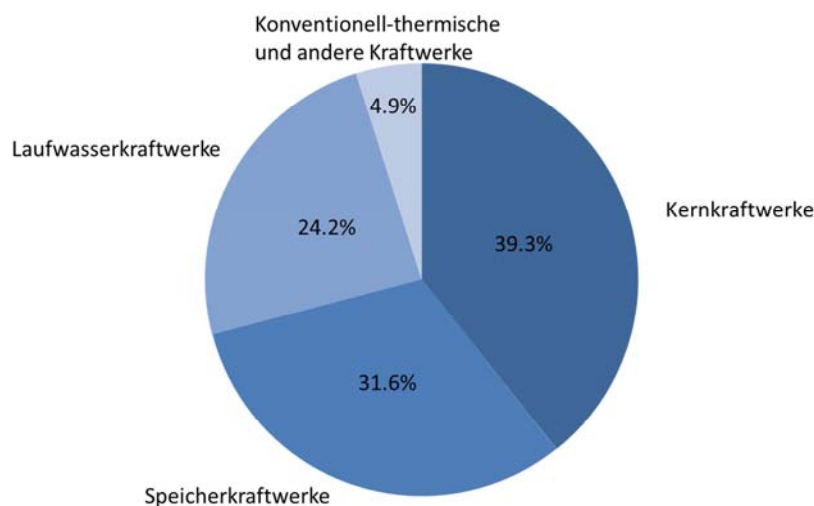


Abbildung 5: Stromproduktion nach Kraftwerktypen in der Schweiz (2009)¹⁴

3.2. Die Marktöffnung gemäss StromVG

Wie eingangs erwähnt, mussten nach der Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) durch das Schweizer Stimmvolk im Jahr 2002 rasch neue gesetzliche Grundlagen erarbeitet werden. In der „Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz“ (2004) wurden die folgenden Gründe angeführt:

„Erstens hat das Bundesgericht mit Urteil vom 17. Juni 2003 (BGE 129 II 497) das Recht auf Netzzugang durch Dritte gestützt auf das Kartellgesetz anerkannt. Nach Ablehnung des EMG existiert keine spezialgesetzliche Regelung, welche die Anwendung des allgemein geltenden Kartellgesetzes

¹⁴ BFE (2010)

auf die Elektrizitätswirtschaft verdrängen würde. Zweitens nimmt die Bedeutung des grenzüberschreitenden Stromhandels zu. Der Stromausfall in Italien im September 2003 hat gezeigt, dass die bestehende Marktordnung im Interesse der Versorgungssicherheit vor diesem Hintergrund überprüft werden muss. Drittens wurde die Einrichtung eines EU-Strombinnenmarkts konkretisiert und beschleunigt. Bis 2007 können alle Endverbraucher in der EU ihren Stromlieferanten frei wählen. Die Schweiz als europäische Stromdrehscheibe kann sich dieser Entwicklung nicht vollständig verschliessen.“

Aus dieser Konstellation ging das StromVG hervor, welches 2007 von den eidgenössischen Räten deutlich angenommen wurde. Das vorrangige *Ziel des StromVG* besteht darin, unter der Prämisse der Versorgungssicherheit mehr Wettbewerb in der Stromversorgung (sprich: Stromproduktion) zuzulassen. Auf eine umfassende Darstellung des StromVG wird an dieser Stelle verzichtet. Das Gesetz weist potenziell durchaus einen roten Faden auf, der weitgehend im Einklang steht mit den regulierungsökonomischen Anforderungen an eine erfolgreiche Strommarktöffnung (Entflechtung des Netzbetriebs und der Produktion bei den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Schaffung eines nationalen Übertragungsnetzbetreibers auf gesamtschweizerischer Ebene, u.a.).

Wenig konsequent wurde allerdings die eigentliche Marktöffnung geregelt, die Grundvoraussetzung für sämtliche Effizienzgewinne. Die Marktöffnung soll in zwei Etappen erfolgen. Für Grossverbraucher besteht die Möglichkeit des Netzzugangs¹⁵ seit Inkrafttreten des StromVG, d.h. seit dem 1. Januar 2009.

Die genaue Regelung findet sich in Art. 11 Abs. 2 StromVV:

Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh, die nicht bereits Elektrizität gestützt auf einen schriftlichen, individuell ausgehandelten Liefervertrag beziehen, können dem Betreiber des Verteilnetzes in ihrem Netzgebiet jeweils bis zum 31. Oktober mitteilen, dass sie von ihrem Anspruch auf Netzzugang ab 1. Januar des folgenden Jahres Gebrauch machen. Damit entfällt die Lieferpflicht des Betreibers des Verteilnetzes nach Artikel 6 StromVG endgültig.

Mit anderen Worten, es besteht ein Grundgedanke der Marktöffnung gemäss StromVG offenbar darin, den Grossverbrauchern einen *sanften Übergang* in die kompetitive Versorgung zu ermöglichen. Alle Grossverbraucher können den für sie passenden Zeitpunkt für den Übertritt in den freien Markt selber bestimmen. Die Möglichkeit einer Rückkehr in die Grundversorgung wird richtigerweise ausgeschlossen, weil das Ziel der Schaffung eines kompetitiven Umfelds andernfalls nie zu erreichen wäre.

Haushalte und andere Kleinverbraucher (sog. feste Endverbraucher gemäss Art. 6 Abs. 2 StromVG) haben heute noch keinen Anspruch auf Netzzugang (Art. 6 Abs. 6 StromVG). Fünf Jahre nach Einführung des StromVG soll jedoch unter Vorbehalt ei-

¹⁵ Netzzugang ist wie folgt definiert: Recht auf Netznutzung, um von einem Lieferanten freier Wahl Elektrizität zu beziehen oder Elektrizität in ein Netz einzuspeisen (StromVG Art. 4 Abs. 1d).

nes Bundesbeschlusses, der dem fakultativen Referendum untersteht, die *zweite Etappe der Marktöffnung* in Kraft treten (Art. 34 StromVG).¹⁶ Art. 6 StromVG wird aufgehoben und Art. 7 StromVG tritt in Kraft. Gemäss letzterem können dann auch Haushalte und andere Kleinverbraucher ihren Lieferanten frei wählen. Gleichzeitig können sie im Rahmen des „Wahlmodells Abgesicherte Stromversorgung“ den Strom weiterhin auch vom bisherigen Versorgungsunternehmen beziehen. Grossverbraucher haben ab diesem Zeitpunkt keinen Anspruch mehr auf Grundversorgung, d.h. sie müssen sich im freien Strommarkt versorgen.

Die *Lieferpflicht und Tarifgestaltung für die Grundversorgung* in der Übergangsfrist ist in Art. 6 Abs. 1 StromVG geregelt:

Die Betreiber der Verteilnetze treffen die erforderlichen Massnahmen, damit sie in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können.

Aus Art. 4 Abs. 1 StromVV geht hervor, dass sich der Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung „an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen“ zu orientieren hat. Allerdings folgt sogleich eine wichtige Einschränkung: „Überschreiten die Gestehungskosten die Marktpreise, orientiert sich der Tarifanteil an den Marktpreisen.“ Dieser Passus wirft die Frage auf, mit welcher Motivation ein Grossverbraucher überhaupt in den Markt wechseln sollte, wenn er ohne Wechsel den tieferen von zwei Preisen (Gestehungskosten, Marktpreis) garantiert erhält (vgl. Abschnitt 3.3).

Genauer zum Zustandekommen der Gestehungskosten erfährt man in der Weisung 5/2008 der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom). Abbildung 6 zeigt die Komponenten, welche in die Kalkulation der Gestehungskosten einfließen.

¹⁶ Vgl. hierzu Fussnote 1.

Gestehungskosten einer effizienten Produktion	
Energiebeschaffung, Material und Personalaufwand	Energiebeschaffung für den Eigenbedarf Material und Fremdleistungen Personalaufwand
+ Finanzaufwand und Abschreibungen	Verzinsung von Fremdkapital Verzinsung von Eigenkapital (= angemessener Gewinn) Abschreibungen
+ Übriger Betriebsaufwand Stromproduktion	Mieten, Benützungsschädigungen, Leasing Beratungen und Dienstleistungen Haftpflicht-, Vermögens- und Sachversicherungen Verwaltungskosten Steuern Übrige Abgaben wie Wasserzins und Konzessionsabgabe
+ Ausserordentlicher Aufwand	(direkte Zurechenbarkeit und Nachweisbarkeit)
+ Rückstellungen für Betriebsrisiken	(direkte Zurechenbarkeit und Nachweisbarkeit)
= Total Gestehungskosten einer effizienten Produktion	

Abbildung 6: Kalkulation der Gestehungskosten gemäss Weisung der EICom

Aus der Abbildung lässt sich ableiten, dass die Gestehungskosten – anders als Marktpreise – sich nicht an den Grenzkosten orientieren. Vielmehr sind die Gestehungskosten ein Konzept, das gänzlich *vergangenheitsbezogen* ist. Der Benchmark der „effizienten Produktion“ ist somit weder im Wettbewerb verankert noch auf die Zukunft ausgerichtet.¹⁷

Die jährlichen kalkulatorischen *Abschreibungen* haben gemäss der Weisung linear über eine festgelegte Nutzungsdauer auf den Restwert Null zu erfolgen. Für die Höhe der Gestehungskosten ist deshalb zentral, inwieweit ein Kraftwerkpark bereits abgeschrieben ist. Von zwei ansonsten gleichwertigen Kraftwerken weist stets jenes Kraftwerk tiefere Gestehungskosten auf, welches schon länger in Betrieb ist. Betreiber, welche in einen modernen Kraftwerkpark investieren, sind deswegen gegenüber Betreibern mit einem alten und weitgehend abgeschriebenem Kraftwerkpark stets im Nachteil. Die Grenzkostenorientierung von Strombörsen liefert die ökonomisch weitaus besseren Anreize, da gerade durch Investitionen in moderne Anlagen die Grenzkosten gesenkt

¹⁷ Die Problematik, dass die volkswirtschaftlich relevanten Opportunitätskosten mit regulierten Preisen nicht erfasst werden, ist grundsätzlicher Natur. Es wäre aber selbstverständlich möglich, eine rein vergangenheitsorientierte Preisfestsetzung zu umgehen, gerade wenn – wie im vorliegenden Fall – ein verlässlicher Marktpreis verfügbar ist. Ein solcher Ansatz wird in der Telekommunikation verfolgt, wo der Staat über die Möglichkeit verfügt, in die Preise der Grundversorgung einzugreifen, sofern dort spürbar höhere Preise verlangt würden als in lukrativen Versorgungsbe-
reichen mit wirksamem Wettbewerb.

werden können. Buchhalterische Finanzabschreibungen sind für zukunftsgerichtete ökonomische Investitionsentscheidungen schlicht irrelevant.

3.3. Gründe für den fehlenden Wettbewerb

Als das StromVG in der geltenden Fassung aufgegleist wurde, bestand offenbar die Hoffnung, dass bereits im Laufe der ersten Etappe der Marktöffnung ein kompetitiver Markt entsteht, damit die zweite Etappe ohne grösseren politischen Widerstand über die Bühne geht. Mittlerweile hat jedoch grosse Ernüchterung eingesetzt. Laut den von der ElCom veröffentlichten Zahlen für Januar 2011, die auf den Angaben von 543 Netzbetreibern beruhen, sind nur 5.3 Prozent der Grossverbraucher auf dem freien Markt. Ihr Anteil am Gesamtstrombedarf der Grossverbraucher beträgt 9.5 Prozent.

Die Gründe für die fehlende Bereitschaft, in den freien Markt einzutreten, sind offensichtlich. Das wichtigste Hemmnis stellt Art. 4 StromVV dar (vgl. oben). Ökonomische Plausibilität für einen Markteintritt ist nur in ganz bestimmten Szenarien gegeben, z.B. wenn ein Grossverbraucher in einem Umfeld mit tiefen Marktpreisen einen lukrativen langfristigen Liefervertrag abzuschliessen vermag.

Stromhandelsgrosspreise für die Schweiz orientieren sich aufgrund der Handelbarkeit des Stroms an jenen in den Nachbarstaaten. In Europa bestimmen v.a. die variablen Kosten von Kohle- und Gaskraftwerken die Preise, was folglich auch für die Schweiz gilt. Während der 1990er Jahre hätten die Schweizer Verbraucher von Marktpreisen profitiert, weil viele Schweizer Wasserkraftwerke teurer produzierten als die günstigen Kohlekraftwerke in Europa.¹⁸ Ausgerechnet zum Zeitpunkt der Öffnung des Netzzugangs für Grossverbraucher zeichneten sich rekordhohe Gas- und Kohlepreise ab. Diese Aussichten hielten die meisten Grossverbraucher vom Eintritt in den freien Markt ab. Hätten sich die Marktpreise umgekehrt entwickelt, fände heute mit Bestimmtheit keine Diskussion über den „ungeliebten Markt“ statt. Selbstverständlich ist keineswegs ausgeschlossen, dass der Marktpreis irgendwann wieder unter die durchschnittlichen Gestehungskosten der Stromproduktion in der Schweiz fällt. Der Erfolg oder Misserfolg einer Liberalisierung kann jedoch nicht bloss oder primär daran gemessen werden, ob die Preise sinken oder steigen. Im Elektrizitätsbereich spricht vieles dafür, dass die Preise aus Effizienzgründen tendenziell steigen müssen.

Die Möglichkeit, Strom zu Preisen unter dem Marktniveau zu beziehen, kann geradezu perverse Anreize mit sich bringen. Grossverbraucher, die sich heute im Rahmen der Grundversorgung günstig mit Strom versorgen können, werden nicht nur faktisch von

¹⁸ Vgl. Meister (2010)

den Stromerzeugern subventioniert, sondern sie könnten sogar in Versuchung geraten, den billig bezogenen Strom am Markt zu Marktpreisen weiterzuverkaufen.¹⁹

Es ist allerdings nicht so, dass alle Grossverbraucher im freien Markt eine Rückkehr in die Grundversorgung wünschen. Wie Abbildung 4 (oben) zu entnehmen ist, variieren die Gestehungskosten in der Schweiz regional stark. Besonders in der Westschweiz liegen die Energietarife teilweise deutlich und schon seit einer längeren Zeit über den für sie relevanten Marktpreisen.²⁰ Von der Migros-Gruppe, welche über rund 1'000 Standorte verfügt, die als Grossverbraucher gelten, ist bekannt, dass sich aus Kostengründen immerhin bereits 85 Standorte für den freien Markt entschieden haben.

Analog zu den Verbrauchern verhalten sich auch die Stromlieferanten (innerhalb der gegebenen Rahmenbedingungen) rational. Der Leiter der Sektion Energiepolitik des Bundesamtes für Energie (BFE) bringt den fehlenden Antrieb zur Schaffung kompetitiver Verhältnisse auf Seiten der Lieferanten wie folgt auf den Punkt²¹: *„Der Stromlieferant ist von Gesetzes wegen verpflichtet, die kleinen und grossen Verbraucher seiner Region, die vom Anspruch auf Netzzugang keinen Gebrauch machen oder machen wollen, zu beliefern. Bleibt ihm noch Strom zum Verteilen übrig, wird er diesen vorzugsweise auf den europäischen Strombörsen anbieten, wo der Preis höher ist als der Grundpreis in der Schweiz. Der Lieferant hat als kein wirtschaftliches Interesse, neue Kunden in der Schweiz zu gewinnen.“*

3.4. Die Motion 10.3000 UREK-N als Steigerung einer ohnehin falschen Preisregulierung

Die Regelung des Verfalls des Rechts auf Grundversorgung hat Widerstand von Grossverbrauchern hervorgerufen, die bereits vor Inkrafttreten des StromVG vom freien Strommarkt profitiert hatten. Art. 11 Abs. 2 StromVV schliesst diese vom Recht auf Grundversorgung aus. Jene Grossverbraucher, die sich auf Basis des Kartellrechts den Marktzutritt erstritten hatten, suchen nun vor dem Hintergrund der Preisentwicklung am Markt nach Wegen, um in die Grundversorgung zurückzukehren. Kürzlich hat das Bundesverwaltungsgericht der Stahl Gerlafingen AG in einem aufsehenerregenden Urteil den Rückwechsel vom freien Markt in die Grundversorgung gestattet. Auf dieses Urteil soll hier nicht näher eingegangen werden. Es ist aus polit-ökonomischen Erwägungen jedoch grundsätzlich problematisch, wenn zuerst die Regulierung verpolitisiert und unklar wird und dann schliesslich Gerichte ohne jeglichen ökonomischen Sachverstand formaljuristische Urteile fällen.

¹⁹ Vgl. die Überlegung von Meister (2010). Aus der Perspektive der Stromerzeuger bietet es sich an, von „Opportunitätssträgern“ zu sprechen, welche ihnen durch den Lieferzwang zu regulierten Preisen entgehen.

²⁰ Vgl. BFE (2011)

²¹ Ebenda.

Das Anliegen der Grossverbraucher hat im eidgenössischen Parlament Unterstützung in Form der Motion 10.3000 UREK-N erhalten. Der eingereichte Text der Motion lautet wie folgt:

„Der Bundesrat wird beauftragt, die Stromversorgungsverordnung (insbesondere Art. 11 Abs. 2 StromVV) so anzupassen, dass sie bezüglich Grundversorgung und Netzzugang dem Willen des Gesetzgebers im Stromversorgungsgesetz entspricht:

Die Energielieferung an die Verteilnetzbetreiber soll sich im Umfang der Lieferung an die Endverbraucher mit Grundversorgung an den Gestehungskosten orientieren.

Ohne explizite Mitteilung der Endverbraucher an die Verteilnetzbetreiber ist davon auszugehen, dass sie vom Netzzugang nicht Gebrauch machen. Marktberechtigte Endverbraucher befinden sich nur dann im freien Markt, wenn sie dies tatsächlich und explizit ihrem Verteilnetzbetreiber mitteilen.“

Eine erste Einordnung der Motion ist vor dem Hintergrund der besprochenen ökonomischen Grundlagen effizienter Strommarktregulierung problemlos möglich: Bereits heute zahlen Haushalte und andere Kleinkunden sowie die meisten Grossverbraucher angesichts der aktuellen Knappheitsrelationen zu niedrige Preise. Der Kern des Übels der aktuellen Gesetzgebung liegt in der Preisregulierung und den damit verbundenen kontraproduktiven Anreizwirkungen. Es ist in gewisser Weise verständlich, dass nun auch die übrigen Grosskunden von der fehlerhaften Regulierung profitieren wollen. Mit der Annahme der Motion würden allerdings die Fehler festgeschrieben und zum allgemeinen Prinzip erhoben. Zudem hätten die Profiteure damit erst recht Anreize, sich weiterhin für Gestehungskosten einzusetzen. Die echte Liberalisierung drohte weiter aufgeschoben, wenn nicht gar endgültig beerdigt zu werden.

Die Motion 10.3000 ist klar durch Sonderinteressen getrieben. Dies ist legitim, solange die industriepolitischen Ziele transparent gemacht und effizient angegangen werden. Der Weg über die „Abwürgung“ der Strommarktliberalisierung wird aber auf Dauer zu exorbitanten Folgekosten führen. Es gilt deswegen, nachfolgend die ökonomischen Implikationen der Motion zu thematisieren (Kapitel 4) und anschliessend die Frage zu erörtern, welches „politökonomische Spiel“ mit der Motion gespielt werden soll (Kapitel 5).

4. Auswirkungen der Motion 10.3000 UREK-N

Die zu erwartenden Auswirkungen der Motion auf die Stromversorgung in der Schweiz sind ebenso mannigfaltig, wie durchwegs negativ zu bewerten. Drei Punkte scheinen hinsichtlich Wohlfahrtsmaximierung und Gewährleistung der Versorgungssicherheit zentral. Erstens ist die Gestehungskostenregelung bereits heute grundsätzlich mit statischen (allokativen) und dynamischen Wohlfahrtsverlusten verbunden. Die Annahme der Motion würde diese wohlfahrtsschädlichen Verzerrungen nicht nur akzentuieren

statt eindämmen, sondern zudem zementieren. Zweitens stellen ein funktionsfähiger Stromgrosshandel und die damit gegebenen Arbitragemöglichkeiten die beste Garantie für die kurzfristige Versorgungssicherheit dar. Mit Blick auf Blackouts im Ausland wird deutlich, dass gerade die künstlich institutionalisierte Dichotomie von Marktpreisen und regulierten Preisen ein Pulverfass darstellen kann. Die Annahme der Motion würde womöglich nicht eine unmittelbare Verstärkung der Gefährdung der kurzfristigen Versorgungssicherheit bedeuten, aber die Kosten eines potenziellen Blackouts sollten Grund genug sein, um vermeidbare Fehlentwicklungen nicht zuzulassen. Drittens bedeutet bereits die Motion an sich eine Gefährdung der Rechtssicherheit, die zentral ist, damit Investitionen in die langfristige Versorgungssicherheit getätigt werden. Zusätzlich zu diesen drei Punkten schafft die Motion auf Seiten der Verbraucher Anreize, noch möglichst lange in den heutigen Verhältnissen zu verbleiben.

4.1. Statische Wohlfahrtsverluste

Bereits heute ist die Gestehungskostenregelung mit verzerrenden Wirkungen verbunden, die allokativ Ineffizienz hervorrufen. Eine Stärkung der Rolle der Gestehungskosten im Elektrizitätssektor, wie sie die Motion verlangt, würde die Gesamtwohlfahrt weiter verringern.

Ein allgemeines Modell

Mit einer einfachen, aber generell gültigen Modellrechnung kann nachgewiesen werden, dass Abweichungen vom Marktpreis stets allokativ ineffizient sind und somit dem Gemeinwesen schaden. In Abbildung 7 gehen wir von folgenden Annahmen aus: Der Marktpreis (MP) ist von den Strombörsen her gegeben und kann von dem einzelnen Elektrizitätsproduzenten nicht beeinflusst werden. Gegeben ist auch die Kapazität des Betreibers. Er wird unabhängig von den Preisen immer die gleiche Menge K an Strom herstellen. Die Produktion erfolgt stets zu denselben Gesamtkosten, weshalb sie ausgeblendet werden können. Somit lassen sich die Renten der Produzenten (PR) mit den Erträgen des Kraftwerks gleichsetzen. Die Nachfrager schliesslich passen ihren Stromverbrauch den Preisen an, was sich in der fallenden Nachfragekurve N äussert. Die Fläche unterhalb der Nachfragekurve ist die Konsumentenrente (KR). Eine Vergrösserung der Konsumentenrente stellt eine Besserstellung der Konsumenten dar und vice versa.

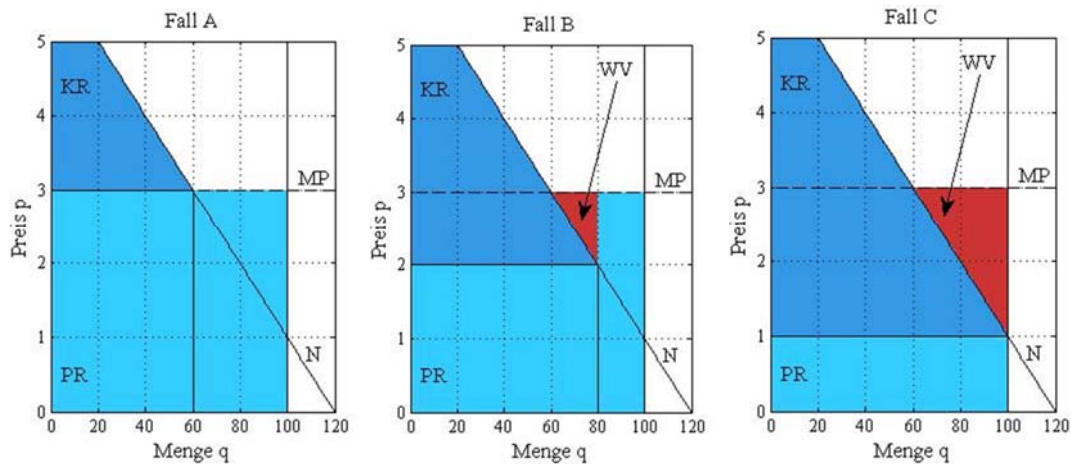


Abbildung 7: Statische Wohlfahrtsverluste bei Preisregulierung

In der Abbildung werden drei unterschiedliche Fälle unterschieden, A, B und C. Im ersten Fall gilt der Marktpreis. Die Nachfrager in der Grundversorgung fragen bei diesem Preis von 3 eine Menge von 60 nach. Der Rest der Kapazität wird auf dem freien Markt verkauft, z.B. über Strombörsen. Die dunkle Fläche zwischen Marktpreis und der Nachfragekurve ist die Konsumentenrente, die gesamte helle Fläche unter dem Marktpreis und bis zur Kapazitätsgrenze ist die Produzentenrente.

Nun werden die Preise der Grundversorgung in der Schweiz durch die Gestehungskosten festgelegt. Diese liegen meist unter den Marktpreisen, so auch in dargestellten Fall B. Der Preis beträgt nun nur noch 2. Die Konsumenten in der Grundversorgung fragen folglich mehr Strom nach, nämlich genau 80 Einheiten. Da sie nun auch günstiger mit Strom beliefert werden, steigt ihre Konsumentenrente an. Der Produzent muss 80 Einheiten zu einem Preis von 2 verkaufen und erhält nun den Marktpreis nur noch auf 20 Einheiten. In der Grafik ist ersichtlich, dass die Produzentenrente stärker sinkt, als dass die Konsumentenrente ansteigt. Die Grösse des totalen Rentenverlusts entspricht dabei der Fläche des roten Dreiecks. Es handelt sich dabei um einen gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsverlust (WV).

Eine weitere Senkung des regulierten Preises auf 1, wie dies im Fall C dargestellt ist, führt dazu, dass die gesamte Produktion von Kunden aus der Grundversorgung konsumiert wird. Die Konsumentenrente steigt weiter, die Produzentenrente hingegen sinkt jetzt besonders stark, weil die Kraftwerksbetreiber gar keinen Strom zu den höheren Marktpreisen absetzen können. Der gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsverlust ist noch grösser geworden.²²

²² Analog kann man mit diesem Ansatz auch zeigen, dass es zu einem Wohlfahrtsverlust führen würde, wenn die Regulierung einen Preis vorschreiben würde, der über dem Marktpreis liegt. Aufgrund der Tatsache, dass die Markt-

Die Zahlen zu Abbildung sind in Tabelle 1 dargelegt.²³ Situation A ist dabei als Referenzlösung blau hinterlegt. Wie in den drei letzten Spalten der Tabelle ersichtlich, nimmt die Totalrente in den Fällen B und C ab. Zentral ist, dass die Konsumentenrente bei Preisregulierung, welche zu einem Preis unter dem Marktpreis führt, weniger stark zu-, als die Produzentenrente abnimmt.

Fall	Kunden						Kraftwerk		Veränderungen gegenüber Referenz		
	GV			Markt			q	Ertrag	Produzenten- rente	Konsumenten- rente	Rente Total
p	q	Ausgaben	p	q	Ausgaben						
A	3	60	180	3	40	120	100	300	0	0	0
B	2	80	160	3	20	60	100	220	-80	+70	-10
C	1	100	100	3	0	0	100	100	-200	+160	-40

(p = Preis; q = Menge)

Tabelle 1: Statische Wohlfahrtsverluste bei Preisregulierung

Das Modell zeigt, dass künstlich gesenkte Preise in einem Umfeld mit internationalem Handel die Gesamtwohlfahrt in einem Versorgungsgebiet senken. Damit einher geht eine Umverteilung von den Produzenten zu den Konsumenten. Diese Umverteilung hat auch Konsequenzen auf die Vergabe von Neukonzessionierungen und die Erträge der hauptsächlich öffentlichen Eigentümer.

Fallbeispiel: Auswirkungen auf Neukonzessionierungen

Ist das obige Beispiel allgemein und eher abstrakt formuliert, so lässt sich die Relevanz unverzerrter Preise doch an sehr konkreten Beispielen illustrieren. Fehlallokationen ergeben sich nicht nur beim Konsum des Stroms infolge der Quersubventionen der Stromerzeuger zu Gunsten der Stromverbraucher sondern auch in der Produktionsstruktur. Verzerrende Auswirkungen sind insbesondere in der Frage der Neukonzessionierungen der Wasserkraftwerke zu erwarten.

In den kommenden Jahrzehnten laufen in der Schweiz die Konzessionen von über 200 Wasserkraftwerken ab. Angesichts der Laufzeiten der Konzessionen sind mit Neukonzessionierungen stets auch regionale elektrizitätspolitische Weichenstellungen verbunden. Nach Ablauf einer Konzession entscheidet das konzedierende Gemeinwesen, ob die Nutzung für eine neue Nutzungsperiode dem bisherigen oder einem neuen Konzessionär übertragen oder aber in eigener Regie vorgenommen werden soll. Je nach vorausgegangener Nutzung – staatlich, gemischtwirtschaftlich, privat – geht es hierbei

preise in Zukunft aber tendenziell ansteigen werden und die Preisregulierung die Preise auf einem Niveau fixiert, scheint uns dieser Fall weniger relevant.

²³ Der Berechnung liegt eine linear fallende Nachfragekurve zugrunde. Die Form der Kurve ist irrelevant, so lange mit steigenden Preisen weniger und mit sinkenden Preisen mehr Strom nachgefragt wird.

faktisch häufig um einen Entscheid zur Privatisierung oder Verstaatlichung. Die vielen anstehenden Konzessionserneuerungen werden auf lange Sicht entscheidend sein dafür, ob die Stromproduktion staatlich geprägt und fragmentiert bleiben wird, oder ob ein Markt mit kompetitiven Betreibern entsteht.

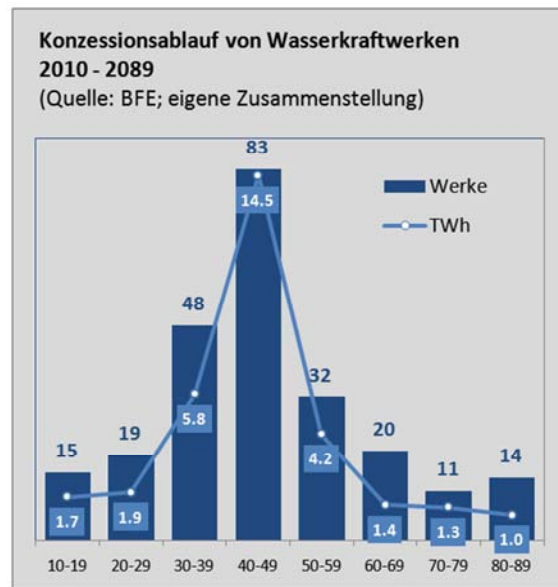


Abbildung 8: Konzessionsablauf von Wasserkraftwerken 2010 - 2089

Sehr oft sind Wasserkraftwerke im Vergleich zum Markt relativ kostengünstig. Dies wollen und können die Standortkantone und -gemeinden ausnützen, indem sie mittels Konzessionsverträgen und Heimfallrechten (z.B. auch via Beteiligungen) die Kraftwerke veranlassen, die einheimische Wirtschaft und die einheimischen Haushalte zu Vorzugspreisen und -konditionen (im Vergleich zum Markt) zu beliefern. Sie lassen also Unternehmen und Haushalte des Gemeinwesens von den Kostenvorteilen ihrer Werke profitieren und betrachten dies als wirtschaftlichen Standortvorteil.

Orientiert sich der Einsatz der Wasserkraftwerke nicht an Marktsignalen, sondern an standortpolitischen Zielsetzungen, ergeben sich jedoch immense allokativen Ineffizienzen. Weitaus klüger und standortpolitisch effizienter wäre es, die Politik billigen Stroms aufzugeben und mit den Mehrerträgen Steuersenkungen zu finanzieren. Grundsätzlich stellen die in der Schweiz verfügbaren Kapazitäten zur Generierung von Strom aus Wasserkraft im Kontext des europäischen Strommarktes einen gewichtigen Trumpf dar. Insbesondere Pumpspeicherkraftwerke eignen sich hervorragend zur Abdeckung der hochpreisigen Spitzenlast-Nachfrage, da sich die Speicher nachts mithilfe überschüssiger Bandenergie stets wieder füllen lassen. Gemessen an den ökonomisch relevanten

Opportunitätskosten sind die Autarkielösungen deswegen in Tat und Wahrheit enorm teuer.²⁴

Ob sich die Wasserkraft-Produktion in den kommenden Jahrzehnten dem Markt öffnen wird, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Eine gewichtige Rolle spielt das Wasserrechtsgesetz (WRG), auf dessen Einzelheiten hier nicht näher eingegangen wird. Insgesamt liefert es den konzederierenden Gemeinwesen aber klare Anreize, sich eine gewisse staatliche Einflussnahme zu sichern bzw. zu bewahren. Die Produktion der Wasserkraft kann deshalb nur dann verstärkt in kompetitive Hände übergehen, wenn die Gemeinwesen für die Vergabe der Konzessionen attraktive und marktgerechte Entschädigungen erhalten. Ist ein Kraftwerk rentabel, sollte sich dies in einer hohen Konzessionsgebühr äussern, von welcher das konzederierende Gemeinwesen und damit dessen Steuerzahler profitieren.

Hier kommt der hemmende Einfluss der Preisregulierung zum Tragen. Der ökonomische Wert einer Neukonzession entspricht dem Barwert der erwarteten Netto-Erträge des betreffenden Kraftwerks. Die regulierten Endkundenpreise beschränken heute die Erträge, die mit einem Kraftwerk in der Schweiz zu realisieren sind. Folglich sinkt auch der Wert, den die potenziellen Betreiber einer Konzession beimessen. Angesichts der Laufzeiten der Konzessionen und der Tatsache, dass die Gestehungskosten im Wasserkraftbereich häufig tiefer sind als der Marktpreis, muss es sich bei den durch die Preisregulierung verminderten (potenziellen) Konzessionserträgen um beträchtliche Summen handeln. Zahlreiche Kantone werden unter den gegebenen Umständen bei einer Abwägung der bestehenden Alternativen zum Schluss kommen, dass die Vergabe einer Konzession ohne weitergehende Bestimmungen (Vorzugspreise o.ä.) für sie nicht attraktiv ist.

Bleibt den Konsumenten die Option der Rückkehr in die Grundversorgung nach dem Eintritt in den Markt verwehrt, lässt sich von Seiten der Betreiber immerhin darauf spekulieren, dass dereinst günstige Marktoraussetzungen eine Vielzahl von Endverbrauchern in den freien Markt führen werden. Die Annahme der Motion 10.3000 liesse eine entsprechende Risikokalkulation zur Makulatur werden, da sie einem klaren Bekenntnis gegen die Marktöffnung entspricht. Bereits das Zustandekommen der Motion hat eine schädliche Signalfunktion, da hier offensichtlich politische Kräfte existieren, welche nicht an der für langfristige Investitionen unerlässlichen Rechtssicherheit interessiert sind, sondern einzig die Sonderinteressen der (Gross-)Verbraucher vertreten.

Sollte die Motion tatsächlich angenommen werden, müsste u.E. mit den folgenden unerwünschten Wirkungen zu rechnen sein:

²⁴ Bei langfristigen Lieferverträgen, welche auf einer Kostenregelung beruhen ($\text{Preis} = \text{Gestehungskosten} + \text{Rendite}$), fehlen ausserdem jegliche Anreize für Massnahmen zur Steigerung der produktiven Effizienz (X-Effizienz).

- Der Wert einer Konzession wird durch fehlgeleitete Politik noch stärker unter den eigentlichen Marktwert gesenkt, als dies heute schon der Fall ist. Die verminderten Konzessionserträge belasten die Finanzen der Gemeinwesen und müssen letztlich von den Steuerzahlern geschultert werden.
- Viele Kantone und andere Gemeinwesen werden weiterhin – womöglich sogar noch verstärkt – standortpolitische Bedingungen an die Vergabe von Konzessionen knüpfen. Die Subventionierung der Stromgrossverbraucher wird damit – entgegen dem Ziel eines liberalisierten Strommarktes – zementiert.
- Die Investitionsbereitschaft der Betreiber im Inland sinkt. Wie bereits heute teilweise zu beobachten ist, werden sie vermutlich verstärkt im Ausland nach Investitionsmöglichkeiten suchen, damit sie sich den Einsatz ihres Know-Hows zu Marktpreisen vergüten lassen können. (Damit sind v.a. dynamische Wohlfahrtsverluste verbunden, vgl. Abschnitt 4.3.)

Wasserrechtsbesitzerkantone und -gemeinden sollten alles daran setzen, dass die Nutzung des Wassers so viel Ertrag wie möglich abwirft. Der Wert ihrer Rechte entspricht letztlich dem Residuum, das vom Stromertrag abzüglich aller Kosten übrig bleibt. Ertragssenkende Regulierungen wie die Motion 10.3000 laufen den Interessen dieser Gemeinwesen diametral zuwider, weswegen gerade von ihrer Seite eine klar ablehnende Haltung gegenüber der Motion zu erwarten ist.

4.2. Preisregulierung und Versorgungssicherheit in der kurzen Frist

Die kurzfristige Versorgungssicherheit setzt voraus, dass im gesamten Stromnetz jederzeit die gewünschte Menge an Energie erhältlich ist. Zwei Komponenten sind von zentraler Bedeutung: Erstens muss das Stromnetz über ausreichende Kapazitäten verfügen und sorgfältig bewirtschaftet werden. Dieser Aspekt weist keinen unmittelbaren Zusammenhang mit der Preisregulierung der Elektrizität auf und wird deswegen nachfolgend ausgeklammert. Daneben müssen sich – wie weiter vorne erläutert – Angebot und Nachfrage von Strom stets im Gleichgewicht befinden. Ergibt sich – aus welchen Gründen auch immer – ein Nachfrageüberhang gegenüber dem kurzfristig verfügbaren Angebot, müssen zwecks Gewährleistung der Systemstabilität gewisse Nachfrager von der Stromversorgung abgehängt werden (sog. *rolling blackout*). Eine entsprechende *Rationierung* ist nicht nur mit *hohen volkswirtschaftlichen Kosten*, sondern auch mit *unerwünschten Verteilungswirkungen* verbunden. Der „Worst Case“ ist selbstredend der Ausfall des gesamten Stromnetzes. Fundierte ökonomische Schätzungen der volkswirtschaftlichen Kosten eines schweizweiten Versorgungsausfalles sind den Autoren dieser Studie nicht bekannt, doch dürfte es sich – in Abhängigkeit von der Dauer – relativ schnell um Milliardenbeträge handeln. Eine vernünftige Strompolitik im Sinne der Allgemeinheit hat

dafür zu sorgen, dass keine vermeidbaren Risiken bezüglich der kurzfristigen Versorgungssicherheit eingegangen werden.

Aufgrund der hohen Volatilität von Stromverbrauch und Stromproduktion sind effiziente Stromhandelsplattformen gerade auch bezüglich der kurzfristigen Versorgungssicherheit zunehmend unerlässlich. Die Verstärkung der Einlieferung aus unzuverlässigen Quellen wie Sonne oder Wind akzentuiert das Problem der Produktionsschwankungen und bedroht damit die Netzstabilität. Liquide Spotmärkte ermöglichen den Lieferanten, kurzfristige Versorgungsengpässe auszugleichen und minimieren die Abhängigkeit von einzelnen Kraftwerken. Der zunehmende Stromverbrauch sorgt ausserdem für immer stärkere Ausschläge der Spitzenlast-Nachfrage, weswegen „autarke“ und zugleich sichere Lösungen massive Investitionen in Überkapazitäten erfordern. In verschiedenen europäischen Staaten konnten dank der Liberalisierung und der Entstehung von Strombörsen teure Überkapazitäten abgebaut werden.

Spotmärkte ermöglichen, Knappheitssituationen über Preisanpassungen statt über Rationierungen zu entschärfen. Eine solche Situation ist in Abbildung 9 dargestellt. Die Stromnachfrage ist in der kurzen Frist insgesamt sehr unelastisch. Die Elastizität des Stromangebots wiederum sinkt mit zunehmender Menge aufgrund der begrenzten Kapazitäten. Wenn nun die Nachfrage nach Strom in einem bestimmten Zeitpunkt aussergewöhnlich hoch ist (N_1), schneiden sich Angebot und Nachfrage im extrem unelastischen Bereich der Angebotskurve, so dass gegenüber einer durchschnittlichen Nachfragesituation (N_0) ein enormer Preisaufschlag resultiert. Der hohe Preis ist nicht ein Teil des Problems, sondern vielmehr die Lösung in der verschärften Knappheitssituation. Ohne Preisanpassung käme es in der dargestellten Situation zu einer Versorgungslücke. Die Alternativen zum Preismechanismus wären entweder teure vorbeugende Überkapazitäten oder Stromabschaltungen mit allen unerwünschten Folgewirkungen.

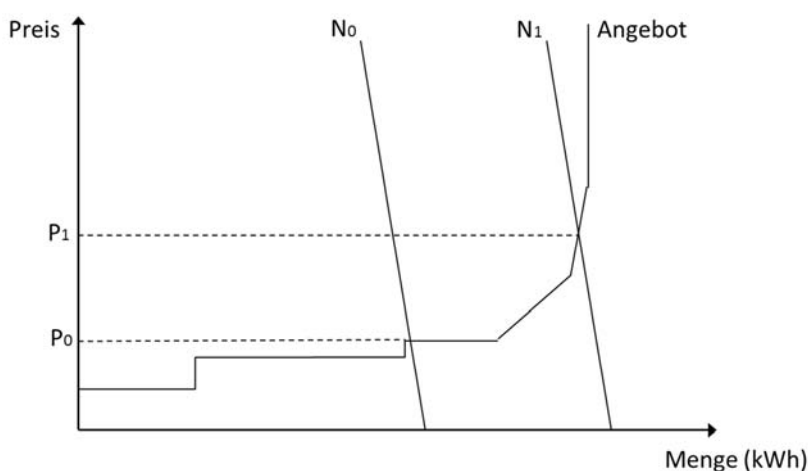


Abbildung 8: Strompreiserhöhung infolge starker Ausweitung der kurzfristigen Nachfrage

Börsengesteuerter Stromhandel (Spotmärkte) und der damit verbundene Preismechanismus sorgen also in Knappheitssituationen für die erforderlichen Anpassungen zur Gewährleistung der Versorgung in der kurzen Frist. Je liquider der Markt ist, an welchem die Kapazitäten gehandelt werden, umso besser schützt er vor Versorgungsausfällen und umso weniger starke Preisausschläge sind zu erwarten. Existiert neben dem eigentlichen Markt noch ein paralleles System, welches nicht nach den Regeln von Angebot und Nachfrage funktioniert, werden die entschärfenden Mechanismen des Marktes zumindest teilweise unterbunden und es entsteht die latente Gefahr von Versorgungsengpässen. Politisch gesteuerte Versuche, die Vorteile des Marktes mit den Annehmlichkeiten regulierter Preise zu kombinieren, stellen deswegen in Bezug auf die kurzfristige Versorgungssicherheit ein Pulverfass dar.

Was dies konkret bedeuten kann, lässt sich glücklicherweise nicht an Beispielen aus der Schweiz illustrieren. Als exemplarisches Beispiel bietet sich hingegen die Versorgungskrise in Kalifornien vor rund zehn Jahren an, in welcher regulierte Endverbraucherpreise in einem ansonsten liberalisierten Umfeld eine dramatische Zuspitzung einer durch äussere Faktoren (Wetter) verschärften Versorgungslage herbeiführten.

Wenn die kurzfristige Versorgung versagt – Erfahrungen aus Kalifornien²⁵

Im Jahr 1998 wurde der Strommarkt Kaliforniens liberalisiert. Alle Konsumenten hatten fortan die Möglichkeit, den Strom statt von ihrem bisherigen Monopolversorger von konkurrierenden Anbietern zu beziehen.

Allerdings wurde die Liberalisierung halbherzig umgesetzt. Nach langem politischem Ringen um die konkrete Ausgestaltung der Reform wurde ein Paket geschnürt, das eine mehrjährige Übergangszeit in den freien Markt vorsah. Die drei grossen Versorger – San Diego Gas & Electric (SDGE), Southern California Edison (SCE) und Pacific Gas & Electric (PGE) – hatten für sich reklamiert, im Rahmen des herkömmlichen Regulierungsregimes Investitionen getätigt zu haben, welche sich in einem kompetitiven Umfeld nicht amortisieren liessen. Der Gesetzgeber beschloss deswegen einen komplizierten Entschädigungsmechanismus auf der Basis von vorläufig regulierten Endkundenpreisen, welcher es diesen Versorgern erlauben sollte, die sog. gestrandeten Kosten (stranded costs) bis spätestens 2005 abzuschreiben.

Für die Konsumenten bedeutete die Regelung, dass sie sich weiterhin den Schwankungen der Grosshandelspreise entziehen konnten. Zur Festlegung der regulierten Endkundenpreise wurden einfach die (regulierten) Preise von 1996 herangezogen und um 10% gesenkt. Der Preisabschlag war nichts anderes als ein vom Staat Kalifornien finanziertes Geschenk an die Verbraucher, das offenbar erforderlich war, um die Reform politisch mehrheitsfähig zu gestalten. Im Zeitpunkt der Liberalisierung wurde allgemein

²⁵ Vgl. hierzu Blumstein et al. (2002), Bushnell (2004), Joskow (2001), Wild und Vaterlaus (2005) und Wolak (2003)

mit zukünftig sinkenden Marktpreisen und regem Wettbewerb gerechnet. Es zeigte sich jedoch früh, dass nur wenige Endverbraucher interessiert waren, ihren Versorger zu wechseln.

Ein zentrales Element der Liberalisierung war die Schaffung eines transparenten und effizienten Handelsplatzes für die kurzfristige Elektrizitätsversorgung. Hierzu wurde ein Spotmarkt gegründet, die „California Power Exchange“ (PX). Um von der PX möglichst unverfälschte Preissignale zu erhalten, wurde festgelegt, dass die drei grossen Versorger alle Elektrizitätskäufe auf dieser Plattform abzuwickeln hatten. Der resultierende Grosshandelspreis floss dann auch gleich in die Berechnung der „Competitive Transition Charge“ (CTC) ein, die Gebühr zuhanden der grossen Versorger, welche zur Amortisierung der gestrandeten Kosten diente.²⁶

Anfangs funktionierte das Übergangssystem relativ gut. Zunächst waren die Preise auf dem Grosshandelsmarkt niedrig, was den grossen Versorgern erlaubte, ihre gestrandeten Kosten teilweise abzuschreiben. Im Juli 1999 wurde die Preisregulierung für SDGE gemäss den gesetzlichen Vorgaben aufgegeben, da zu diesem Zeitpunkt bereits sämtliche gestrandeten Kosten von SDGE abgeschrieben waren.

Im Jahr 2000 stiegen die Grosshandelspreise allerdings markant an. Wichtige Ursachen des Preisanstiegs waren ungewöhnlich tiefe Produktionskapazitäten (trockene Witterung hatte zu leeren Stauseen geführt) und gestiegene Produktionskosten (teure Gaspreise hatten die Kosten der fossilen Stromproduktion erhöht). SDGE war nun in der vergleichsweise komfortablen Lage, die Preissteigerungen des Grosshandels auf die Verbraucher abwälzen zu können. Die Endkundenpreise von SDGE stiegen in der Folge zwar massiv an, aber immerhin konnten im Versorgungsgebiet von SDGE während der gesamten Krise Stromabschaltungen vermieden werden.

Für PGE und SCE, die beiden verbliebenen grossen Versorger mit regulierten Preisen, wurde die finanzielle Situation mit zunehmenden Grosshandelspreisen hingegen immer brenzlicher. Sie waren einerseits gezwungen, sich auf dem Spotmarkt zu Marktpreisen einzudecken und hatten andererseits infolge der festgelegten Endkundenpreise keine Möglichkeit, die steigenden Kosten auch nur teilweise auf die Endkunden abzuwälzen. Weil die Endverbraucher von PGE und SCE mit keinen Preiserhöhungen konfrontiert wurden, machten sie auch keine Anstalten, ihren Stromkonsum einzuschränken. Tag für Tag und Woche für Woche erwirtschafteten PGE und SCE massive Verluste. Im Höhepunkt der Versorgungskrise, zu Beginn des Jahres 2001, waren PGE und SCE zahlungsunfähig und mussten grossflächige Stromabschaltungen vornehmen. Millionen von Haushalten waren zeitweise ohne Strom. Dem Staat Kalifornien blieb letztlich keine andere Wahl, als rettend einzuspringen und für die Wiederherstellung der Versor-

²⁶ Genaueres zur CTC findet sich in Wolak (2003).

gungssicherheit einzustehen. Die Kosten dieser für kalifornische Verhältnisse einmaligen Versorgungskrise werden auf über 40 Milliarden Dollar geschätzt.

Diese Darstellung der kalifornischen Versorgungskrise ist etwas verkürzt. In der Fachliteratur werden zusätzliche Faktoren genannt, welche zur Krise beitragen. Seit Beginn der Liberalisierung soll es beispielsweise immer wieder zur Ausübung von Marktmacht auf der PX gekommen sein, was zu Grosshandelspreisen führte, die sich nicht mit Grenzkosten erklären liessen. Obwohl diese und weitere Ursachen der Krise nach wie vor kontrovers diskutiert werden, besteht im Diskurs ein weit verbreiteter Konsens, dass das kalifornische Debakel nicht etwa ein Marktversagen, sondern ein *Regulierungsversagen ersten Ranges* darstellt. Die Lehre, welche aus dieser Versorgungskrise zu ziehen ist, ist die, dass eine halbherzig umgesetzte Strommarktliberalisierung in Bezug auf die kurzfristige Versorgungssicherheit weitaus gefährlicher ist als eine konsequente Marktöffnung.

Die Situation in der Schweiz und die Rolle der Motion 10.3000

Ein Szenario mit ähnlichen Ausmassen wie in Kalifornien ist in der Schweiz momentan noch nicht denkbar. In der Schweiz erfolgt die Versorgung mit ausreichenden Kapazitäten heute bei vielen integrierten Anbietern zu einem grossen Teil durch eigene Kraftwerke, durch direkte Beteiligungen an Kraftwerken oder auch durch langfristige Lieferverträge mit in- und ausländischen Partnern. Eigene Kraftwerke bieten je nach Technologie die Möglichkeit, flexibel auf Schwankungen der Nachfrage zu reagieren, beispielsweise durch die „Entleerung“ eines Speichersees. Abhängigkeiten vom Handel an Strombörsen sind allenfalls bedingt gegeben.

Dennoch wird die Bedeutung von Spotmärkten mit dem Voranschreiten der Liberalisierung der Strommärkte in ganz Europa auch in der Schweiz zunehmen. Diesem grundlegenden Trend kann sich die Schweiz, welche bereits heute alles andere als eine Strominsel ist, nicht entziehen. Aktuell strebt die Schweiz mit der EU einen bilateralen Vertrag im Elektrizitätsbereich an, in welchem der Stand der Liberalisierung und institutionelle Faktoren ein grosses Thema sein werden. Ausserdem sind schweizerische Energielieferanten längst in den europäischen Markt eingebunden und profitieren bereits heute vom internationalen Stromhandel. Eine Entwicklung in die entgegengesetzte Richtung wäre katastrophal, wird aber durch diese fatale Motion politisch vorgespurt.

Nebenher existiert jedoch in der Schweiz nach wie vor eine Gesetzgebung, welche den Strompreis für die Endkunden reguliert. Dieser Preis ist weitgehend unabhängig von der Marktentwicklung. In der Schweiz orientiert er sich an den historischen Kosten, ist also rückwärtsgerichtet, während die Preise auf einem freien Markt zukunftsgerichtet sind und erwartete Knappheitssituationen berücksichtigen. Energielieferanten, die direkt Endkunden beliefern, erwerben also einen gewissen Anteil des Stroms zu Marktpreisen, verkaufen diesen hingegen den Endkunden zu willkürlich festgelegten Preisen

auf dem lokalen Markt. Je grösser dieser Anteil wird, desto gefährlicher wird eine starre Preisregulierung, welche die Marktsignale ignoriert. Hohe Spotpreise können nicht auf die Nachfrager abgewälzt werden. So kann eine vorübergehende Knappheitssituation für einen einzelnen Anbieter im Extremfall zum finanziellen Ruin führen sowie Stromausfälle oder -abschaltungen mit sich ziehen. Dies war wie oben dargelegt genau die Situation in Kalifornien.

All diese Überlegungen gelten für die bereits bestehende Preisregulierung. Mit der Annahme der Motion 10.3000 würde sich Situation allerdings verschärfen. Die Motion wäre ein klares aber falsches Signal, die Preisregulierung im Endkundenmarkt zu zementieren und gleichzeitig auszudehnen. Und dies ausgerechnet in einem Zeitpunkt, in welchem der integrierte europäische Strommarkt geöffnet wird und immer mehr Kapazitäten im Grosshandelsbereich nach Marktpreisen gehandelt werden. Die bestehende Asymmetrie würde also noch verstärkt in die falsche Richtung festgelegt werden.

Die Annahme der Motion würde damit den Strommarkt destabilisieren. Dies geht vor allem zu Lasten der Verbraucher, also der Haushalte und der Industrie, welche auf eine sichere Stromversorgung angewiesen sind. Ein Ausfall der Stromversorgung hat, wie das Beispiel Kalifornien, aber auch die Stromausfälle in Italien 2003 und Skandinavien 2001 gezeigt haben, sehr hohe Kosten für die Volkswirtschaft zur Folge. Massnahmen, welche das Risiko von solchen Szenarien erhöhen – und dazu gehört die Motion 10.3000 – sind daher unbedingt abzulehnen.

4.3. Versorgungssicherheit in der langen Frist: Auswirkungen auf Investitionsanreize

Die langfristige Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn die Elektrizitätswirtschaft ausreichende Investitionen in neue Kraftwerke tätigt, um die vom Netz gehenden Kraftwerke zu ersetzen und ausserdem zusätzliche Kapazitäten schafft, um die zunehmende Stromnachfrage bedienen zu können. Im Unterschied zur kurzfristigen Versorgungssicherheit geht es hierbei also nicht um den Ausgleich von kurzfristig auftretenden Spitzen und die damit verbundene Vermeidung von Stromausfällen, sondern um die langfristige Kapazitätsplanung. Kurz- und langfristige Versorgung sind aber nicht völlig unabhängig voneinander. Die Gefahr kurzfristiger Versorgungsengpässe ist umso grösser, je knapper die – langfristig zu planenden – Produktionskapazitäten bemessen sind. Die Versorgungskrise Kaliforniens brachte dies deutlich zum Ausdruck.

Ob die Elektrizitätswirtschaft die für die langfristige Versorgungssicherheit erforderlichen Kapazitäten rechtzeitig bereitstellt, hängt massgeblich von den Investitionsanreizen ab. Grundsätzlich spricht angesichts der ökonomischen Eigenschaften des Gutes Strom nichts dagegen, dass der Markt die erforderlichen Investitionsanreize schafft. Zentral ist allerdings, dass der Markt tatsächlich spielt und nicht durch verfehlte Preisregulierung verzerrt wird (Stichwort Gestehungskostenregelung). Da die Planung, der

Bau und der Betrieb von Kraftwerken mit langen, je nach Technologie sogar mit sehr langen Horizonten verbunden sind, stellt ausserdem fehlende Verlässlichkeit der politischen Rahmenbedingungen ein potenzielles Investitionshemmnis dar (Stichwort Motion 10.3000).

Sind die Anforderungen an einen funktionierenden Elektrizitätsmarkt erfüllt, liefern Strombörsen den Produzenten wichtige Hinweise, ob und für welche zusätzlichen Kapazitäten am Markt eine Nachfrage besteht.

Die Informationsfunktion von Strombörsen

Wird an einem Spotmarkt eine Erhöhung der Strompreise unabhängig von der Tageszeit beobachtet, besteht offensichtlich eine zunehmende Knappheit an Bandenergie. Kompetitiv denkende Produzenten werden dieses Signal als Anreiz erkennen, um in Kraftwerke zu investieren, welche möglichst kostengünstige Bandenergie liefern können. Werden demgegenüber zunehmende Preisausschläge während der Spitzenlastzeiten beobachtet, besteht ein Bedarf an Kraftwerken, welche eine zeitlich flexible Produktion ermöglichen. Auch hier liefert die Strombörse die Signale, welche die richtigen Investitionen hervorrufen.

Dem lässt sich entgegenhalten, dass Spotmärkte v.a. etwas über die aktuell herrschende Knappheit aussagen, aber keine generelle Projektion in die Zukunft erlauben. Neben dem Handel mit direkt zu liefernder Energie wird – in Analogie zu den Rohstoffen – an Strombörsen jedoch vermehrt mit Derivaten gehandelt, welche den Preis zukünftig zu liefernder Energie festlegen. Die Preise entsprechender Kontrakte bündeln die Erwartungen des Marktes über die Knappheitssituationen in der Zukunft. Erwartet der Markt beispielsweise einen starken Anstieg der Nachfrage nach Strom ohne entsprechende Erhöhung der Produktionskapazitäten („Stromlücke“), so fallen die heutigen Preise für zukünftige Stromlieferungen hoch aus. Lieferanten, welche entsprechende Preise für zukünftigen Strom bezahlen, sichern sich gegen steigende Strompreise ab (Hedging). Ist der Derivatemarkt liquide und wird er nicht durch regulatorische Eingriffe unterbunden, leistet er über seine Informationsfunktion einen wichtigen Beitrag zur Sicherung der langfristigen Versorgung.

Risiko und Irreversibilität bei Investitionsentscheiden

Die Bereitstellung von Produktionskapazitäten erfordert eine langfristige Planung. Bereits die Bewilligungsverfahren dauern v.a. für grössere Kraftwerke Jahre bis Jahrzehnte. Die Investitionsvolumina sind dabei sehr gross und entsprechend muss die Möglichkeit bestehen, die Anlagen über einen langen Zeitraum in der Zukunft zu amortisieren. Investitionen in Kraftwerkskapazitäten sind insofern grundsätzlich sehr *risikobehaftet*, da die Erträge teilweise weit in der Zukunft liegen und von der Entwicklung des Marktes und von der Regulierung abhängig sind. Zweitens sind Investitionsentscheide *weitgehend*

irreversibel, d.h. Fehlentscheide lassen sich nicht kurzfristig korrigieren. Wurden Investitionen verpasst, dauert es Jahre, um neue Kapazitäten bereitzustellen.

Im Folgenden wird anhand eines sehr einfachen Modells erläutert, unter welchen Voraussetzungen Stromproduzenten bereit sind, in zusätzliche Kapazitäten zu investieren.

Die Investitionsentscheidung von Stromproduzenten

Ein verbreitetes analytisches Konzept zur Bewertung der Attraktivität von Sachkapitalinvestitionen beruht auf dem 1969 vom späteren Wirtschaftsnobelpreisträger James Tobin entwickelten Koeffizienten Tobin's q .²⁷ Im Kern handelt es sich hierbei um das Verhältnis zweier Ertragsraten. Ertragsrate r entspricht der erwarteten Rendite einer Investition in ein zusätzliches Kapitalgut. Sie lässt sich als denjenigen Zinssatz interpretieren, mit welchem die erwarteten Nettoeinnahmen (E) der Investition abdiskontiert werden müssen, um gerade den Beschaffungs- oder Bereitstellungskosten (BK) zu entsprechen.

$$(1) \quad r = \frac{E}{BK}$$

Anhand der Marktbewertung (MW) lässt sich die von den Kapitalgebern geforderte Ertragsrate r^* ableiten:

$$(2) \quad r^* = \frac{E}{MW}$$

Tobin's q ist nun definiert als die Verhältnisgrösse dieser beiden Ertragsraten:

$$(3) \quad q = \frac{r}{r^*} = \frac{MW}{BK}$$

Mithilfe des Koeffizienten lässt sich leicht illustrieren, wie Veränderungen der Ertragsraten bzw. des Risikos die Investitionsbereitschaft beeinflussen. Der Ansatz wird häufig verwendet, um die Auswirkungen wirtschaftspolitischer Eingriffe auf die private Investitionstätigkeit zu analysieren. Sinken die erwarteten Nettoeinnahmen beispielsweise aufgrund eines preisregulatorischen Eingriffs, sinkt der Marktwert der geplanten Investition. Ob sie dennoch getätigt wird, hängt von der Höhe des Koeffizienten ab.

Wird für q ein Wert > 1 ermittelt, bedeutet dies nichts anderes, als dass sich zusätzliche Sachkapitalinvestitionen für die Unternehmung tendenziell lohnen. Der Investitionsentscheid fällt positiv aus. Umgekehrt deutet ein Wert unter 1 darauf hin, dass die am Markt geforderte Rendite durch die Investition nicht erreicht werden dürfte bzw. dass die Kosten einer zusätzlichen Investition höher sind als ihr Marktwert. In diesem Fall fällt der Investitionsentscheid negativ aus. Veränderte Ertragsaussichten und Risiken führen deswegen gemäss Tobin's q – über kurz oder lang – zu entsprechenden Um-

²⁷ Vgl. Tobin (1969)

schichtungen in den Investitionstätigkeiten der einzelnen Branchen und Unternehmen. Im Gleichgewichtszustand beträgt Tobin's q exakt 1.

Das Investitionskalkül gemäss Tobin's q lässt sich leicht auf Stromproduzenten übertragen. Entscheidet ein Stromproduzent über den Bau eines neuen Kraftwerks, muss er v.a. Erwartungen über die Nettoeinnahmen bilden. Hierfür bietet es sich grundsätzlich an, die börsengehandelten Future-Preise für Strom als Anhaltspunkt heranzuziehen. Zeichnet sich beispielsweise ab, dass in einigen Jahren zahlreiche Kraftwerke vom Netz gehen werden und wurden noch keine Ersatzinvestitionen getätigt, sind die Preise für zukünftige Stromlieferungen hoch und Tobin's q ist > 1 . Am grössten ist Tobin's q für jene Kraftwerktypen oder Technologien, welche dem zukünftigen Bedarf am Markt am besten entsprechen. Umgekehrt gilt natürlich, dass Überkapazitäten in der Stromproduktion ein $q < 1$ hervorrufen, weswegen Investitionen dann so lange ausbleiben, bis sich die Situation verändert. Die unsichtbare Hand des Marktes garantiert die richtigen Investitionen zum richtigen Zeitpunkt.

Regulatorisch festgesetzte Preise verzerren die Investitionsanreize für Stromproduzenten. Die Gestehungskostenregelung beispielsweise senkt die erwarteten Nettoeinnahmen, wodurch Tobin's q gegenüber dem oben skizzierten Fall des freien Marktes zu niedrig ausfällt. Dies kann im Einzelfall dazu führen, dass gerade deswegen eine Investition in neue Kapazitäten als nicht rentabel erachtet und verworfen wird. Je länger an der Gestehungskostenregelung festgehalten wird, umso stärker weichen die Investitionsvolumina in der Schweiz – zwangsläufig – vom Optimum ab. Wenn die vielfach diskutierte – und je nach Betrachtungsweise bereits existierende – „Stromlücke“ vermieden werden soll, muss die Gestehungskostenregelung im Sinne marktgerechter Investitionsanreize abgeschafft werden.

Die Rolle der Motion 10.3000

Wie oben ausgeführt, ist bereits die heutige Gestehungskostenregelung ein Hemmnis für Investitionen in zukünftige Kraftwerkskapazitäten. Es ist offensichtlich, dass die Annahme der Motion 10.3000 diesen Zustand weiter verschärfen würde.

Im Lichte der aktuellen Entwicklungen lassen sich geradezu düstere Szenarien im Hinblick auf die zukünftige Versorgungssicherheit ausmalen. Sollte beispielsweise die Kernkraft infolge einer Risikoumbewertung zukünftig tatsächlich keine tragende Stütze der Stromversorgung mehr darstellen (können), werden die Bereitstellungskosten für zusätzliche Kapazitäten im Durchschnitt stark ansteigen. Wenn dann zusätzlich die Gestehungskostenregelung fest verankert ist, sinkt die Investitionsbereitschaft der Produzenten (gemessen an Tobin's q) weiter, während die Stromknappheit gleichzeitig weiter zuzunehmen droht.

Problematisch ist, dass die Konsequenzen der nicht-marktgerechten Investitionsanreize nicht heute und auch nicht morgen zu spüren sind. Dereinst werden aber die heutigen

Kraftwerke vom Netz gehen – und wenn bis dahin künstlich tiefgehaltene Preise die erforderlichen Ersatzinvestitionen verhindert haben, werden massiv steigende Strompreise unvermeidbar sein. Auch in einem solchen Szenario wären schlussendlich die Verbraucher die Leidtragenden. Eine solche Fehlentwicklung gilt es dringend zu vermeiden, da kurzfristige Korrekturen im Strommarkt ausgeschlossen sind.

Den düsteren Szenarien einer Annahme der Motion gilt es, die positive Signalwirkung entgegenzustellen, die mit einer deutlichen Ablehnung der Motion einhergehen könnte. Die politischen Entscheidungsträger würden damit zum Ausdruck bringen, dass die Strompreise nicht uneingeschränkt als Spielball der Politik herzuhalten haben. Dies würde eine gewisse Rechtssicherheit schaffen, die sich positiv auf das Investitionsklima auswirken dürfte.

5. Politökonomische Überlegungen zur Motion 10.3000 UREK-N

Kapitel 3 und 4 widmeten sich den ökonomischen Implikationen der Motion 10.3000, welche ohne Ausnahme als wohlfahrtsschädlich oder sogar potenziell die Versorgungssicherheit gefährdend zu werten sind. Angesichts der fehlenden ökonomischen Legitimation der Motion liegt die Vermutung nahe, dass hier organisierte politische Kräfte am Werk sind, die *strikte Sonderinteressen* verfolgen und einen *elektrizitätspolitischen Coup mit womöglich langfristigen Konsequenzen* für die schweizerische Elektrizitätsmarktpolitik planen. Diese Einschätzung wird nachfolgend erläutert. Zunächst wird der Frage nachgegangen, bei welchen Akteuren besonders grosse pekuniäre Interessen an einer Umsetzung der Motion vorhanden sind.

Grossverbraucher ist nicht Grossverbraucher

Da die Motion wenig mehr ist als eine unverblümete Forderung nach tieferen Strompreisen für Grossverbraucher, muss nicht gerätselt werden, wer sich hier Vorteile auf Kosten der Gesamtwohlfahrt ausrechnet. Innerhalb der Gruppe der Grossverbraucher bieten sich allerdings gewisse Differenzierungen an:

- *Die Rolle des Status Quo:* All jene Grossverbraucher, die bereits bei Inkrafttreten des StromVG Strom gestützt auf einen schriftlichen, individuell ausgehandelten Liefervertrag bezogen, erhielten durch die Annahme der Motion Anspruch auf Grundversorgungstarife. Wie viele Grossverbraucher konkret betroffen wären, ist nicht bekannt. Auf jeden Fall handelt es sich um einen einstelligen Prozentsatz aller Grossverbraucher (vgl. Abschnitt 3.3). Nicht profitieren würden jene Grossverbraucher, die seit dem 1.1.2009 den Schritt in den Markt getätigt haben oder den Strom noch in der Grundversorgung beziehen.
- *Die Rolle des Standorts:* Einige Grossverbraucher befinden sich bereits heute im freien Markt und sind mit diesem Zustand zufrieden, weil sie den Strom über

individuell ausgehandelte Lieferverträge günstiger beziehen können, als dies im Rahmen der Grundversorgung möglich wäre. Dies dürfte vorwiegend Grossverbraucher betreffen, die in der Romandie angesiedelt sind, da die Grundversorgungstarife dort tendenziell hoch sind. Daneben gibt es Regionen, in welchen die Gestehungskosten aus standortpolitischen Gründen besonders tief gehalten werden. Es wäre überraschend, gäbe es in diesen Regionen viele Grossverbraucher, die sich heute schon im Markt befinden.

- *Faktor Energieintensität:* Innerhalb der Gruppe der Grossverbraucher bestehen grosse Unterschiede im relativen Stromverbrauch (gegenüber den Gesamtkosten, dem Umsatz o.ä.). Für Unternehmen, die ihre Güter und Dienstleistungen mit relativ geringer Energieintensität zu produzieren imstande sind und die primär aufgrund ihrer Unternehmensgrösse als „Grossverbraucher“ durchgehen, wäre die Annahme der Motion möglicherweise „nice to have“, aber kaum von zentraler Bedeutung für die Geschäftsentwicklung. Ganz anders sieht dies für die Unternehmen der energieintensiven Branchen aus (z.B. Papier-, Stahl-, Zement-, Metallindustrie u.ä.), in welchen die Stromkosten naturgemäss einen vergleichsweise hohen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Ironischerweise würden gerade jene Grossverbraucher zu den potenziellen Gewinnern gehören, welche es bisher schlicht versäumt hatten, Massnahmen zur Erhöhung ihrer Energieeffizienz zu ergreifen.

Aus diesen qualitativen Überlegungen lässt sich überschlagmässig folgern, dass die Gruppe der grossen unmittelbaren Profiteure einer Annahme dieser Motion relativ klein und – gemessen am BIP – von überschaubarer Bedeutung für die Volkswirtschaft sein dürfte. Allerdings käme es zusätzlich zu „Mitnahmeeffekten“, d.h. diverse Grossverbraucher würden ihre Stromrechnung nach der Umsetzung der Motion in gleichsam legitimer und opportunistischer Weise optimieren, obwohl sie aus den jetzigen Gegebenheiten keinen dringenden Bedarf für eine entsprechende Motion ableiten. Indem gerade auch energetisch ineffizient produzierende Grossverbraucher von der Motion profitieren könnten, wären mit der Annahme der Motion auch volkswirtschaftlich besonders gravierende strukturerhaltende Effekte verbunden.

Im Gegensatz zu den Profiteuren der Motion lassen sich die Verlierer – mit Ausnahme der Stromwirtschaft – nicht leicht gruppieren. Die konzедierenden Gemeinwesen (Kantone, Gemeinden) wären gewiss auch auf der Verliererseite zu verorten. Dies gilt in dieser Absolutheit allerdings nur für jene Gemeinwesen, welche sich nicht ohnehin der Standortpolitik durch subventionierten Billigstrom verschrieben haben. Zweifellos würde bereits in der kurzen Frist aufgrund der weiter vorne diskutierten Faktoren ein Netto-Wohlfahrtsverlust resultieren. Dieser wäre aber insgesamt breit gestreut über die Allgemeinheit, so dass die Mehrheit der Akteure wohl keine unmittelbar spürbaren Auswirkungen erwarten würde.

Hierin liegt fraglos das politische Potenzial dieser Motion. Es ist ein häufig zu beobachtendes Muster praktischer Interessenpolitik, dass sich letztlich nicht unbedingt die zahlenmässig grössere, sondern die besser organisierte Gruppe durchsetzt. Daran, dass die Gruppe der Profiteure bestens organisiert ist, besteht schon angesichts des Zustandekommens dieser Motion kein Zweifel. Der Ausgang der Motion wird allerdings davon abhängen, wie viele Entscheidungsträger den industriepolitischen Kern der Motion richtig erkennen und sich nicht von der unter dem Deckmantel der „Wirtschaftsfreundlichkeit“ daherkommenden Argumentation der Urheber verunsichern lassen.

Das politische Kalkül

Den obigen Ausführungen liesse sich mildernd entgegenhalten, dass sich die Auswirkungen der angenommenen Motion auf einen kurzen Zeitraum beschränken könnten. Immerhin ist die Revision des StromVG bereits in Planung. Von Seiten des Bundes ist vorgesehen, das revidierte StromVG zeitgleich mit dem zweiten Marktöffnungsschritt in Kraft zu setzen. Allerdings ist bis dato nicht klar, wie das revidierte StromVG konkret aussehen wird und es bestehen legitime Zweifel, dass die Urheber der Motion den Fahrplan der StromVG-Revision nicht in ihr politisches Kalkül miteinbezogen haben.

Plausibel scheint hingegen die Überlegung, dass der Zeitpunkt der Motion bewusst gewählt wurde, um die Revision des StromVG gezielt zu beeinflussen. Wenn nämlich plötzlich – und für viele Betroffene unerwartet – eine gewisse Zahl von Verbrauchern in den Genuss von Strompreissenkungen infolge der Regulierungsänderung kommt, wird von neuem ein zähes politisches Ringen um ein klares Bekenntnis zur Liberalisierung erforderlich sein. Dabei war dieser Kampf an sich bereits gefochten. Formaljuristische Unklarheiten in der Gesetzgebung werden nun zum Anlass genommen, den geplanten Reformpfad hinterrücks noch einmal fundamental in Frage zu stellen. Mit anderen Worten, es scheint hier ein Versuch gestartet zu werden, einen dem StromVG zuwider laufenden, aber im politischen Prozess womöglich praktisch irreversiblen Zustand zu kreieren. Eine echte Marktliberalisierung, wie sie im heutigen StromVG angedacht, aber noch nicht umgesetzt ist, könnte durch die Motion auf Jahre hinaus gebodigt werden.

Im Text der Motion selber wird die geplante StromVG-Revision mit keinem Wort erwähnt. Die Formulierungen suggerieren, es gehe hier einzig um die „korrekte Umsetzung des Stromversorgungsgesetzes“. Interessant und bemerkenswert offen sind in diesem Zusammenhang die im Internet abrufbaren Positionen der Interessengemein-

schaft Energieintensive Branchen (IGEB) und des Verbandes der Schweizerischen Zellstoff-, Papier- und Kartonindustrie (ZPK), aus welchen u.a. folgendes hervorgeht²⁸:

1. *„Wir fordern kurzfristig korrekte Umsetzung des Strom VG, wie es die Motion UREK-N 10.3000, die im NR mit 107 (SVP/SP) : 47 (CVP/FDP) Stimmen überwiesen worden ist, fordert: Marktberechtigte Endverbraucher befinden sich nur dann im freien Markt, wenn sie dies ihrem Verteilnetzbetreiber explizit mitteilen (Wahlrecht)“ (Seite 2) und*
2. *„Wir fordern mittelfristig für das revidierte Strom VG (2014): Übernahme des Kerngehalts der Motion UREK-N 10.3000 (Wahlrecht)“ (Seite 3)*

Diese Verknüpfung der Motion mit der geplanten Gesetzesrevision stellt die eigentliche Gefahr dar. Den Urhebern der Motion dürfte es weniger um kurzfristige Strompreissenkungen für Grossverbraucher gehen als vielmehr um ein weiteres Drehen an der Regulierungsschraube unmittelbar vor der geplanten StromVG-Revision. Je undurchdringlicher sich das ohnehin von Sonderinteressen gespickte Regulierungsdickicht präsentiert, umso grösser sind die politischen Hürden für die wohlfahrtsmaximierende und zugleich bestechend schlanke Lösung einer konsequenten Strommarktliberalisierung.

6. Fazit und Politikempfehlungen

Zur Einordnung der Motion 10.3000 UREK-N bietet es sich an, zunächst die Tragweite regulatorischer Eingriffe im Elektrizitätsmarkt in den Kontext zu anderen wirtschaftspolitischen Bereichen zu stellen: Regulierung ist nicht gleich Regulierung.

Die Entscheidung zur Wiedereinführung der Buchpreisbindung beispielsweise mag ordnungspolitisch höchst fragwürdig sein, doch sie wird den Verlagen und Autoren nicht viel nützen, da längst ein global liberalisierter Büchermarkt existiert. Entsprechend hält sich der volkswirtschaftliche Schaden in engen Grenzen. Ähnliches gilt für die Landwirtschaft. Diese lässt sich die Schweiz zwar mittlerweile ca. 3.5 Milliarden Franken pro Jahr kosten, doch die Kollateralschäden für die Volkswirtschaft bleiben verkraftbar, zumindest solange sie nicht die Handelsliberalisierung im Rahmen der WTO oder der Bilateralen gefährden. Selbst in der Telekommunikation existieren mittlerweile unterschiedliche Technologien mit verschiedenen Netzen zur freien Verfügung. Der Wettbewerb hat hier eine definitive und wachsende Chance, Fehlregulierungen zu unterlaufen.

Im Energiesektor im Allgemeinen und bei der Elektrizität im Besonderen ist dies leider nicht der Fall. Die volkswirtschaftlichen Schäden einer Fehlregulierung sind im Gegenteil gewaltig und mit der Zeit steigend. In der vorliegenden Arbeit wurden die folgenden Aspekte hervorgehoben:

²⁸ „Wo der energieintensiven Industrie und der Papierindustrie der Schuh drückt – Forderungen“, www.zpk.ch/NeoDownload?docId=298707

- Die Gestehungskostenregelung bedeutet eine faktische Subventionierung von Strom und führt damit zu massiven Fehlallokationen. Hiervon profitieren die Unternehmen mit geringer Wettbewerbsfähigkeit am stärksten. Diese struktur-erhaltenden Effekte schwächen die Volkswirtschaft.
- Im Hinblick auf die zunehmende Knappheit des Gutes Strom setzen subventio-nierte Preise gerade die falschen Anreize. Unternehmen wie Haushalte werden heute nicht belohnt, wenn sie Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz ergreifen.
- Das Auseinanderdriften von Marktpreisen und regulierten Preisen stellt eine po-tenzielle Gefährdung der kurzfristigen Versorgungssicherheit dar, wie die kali-fornische Krise deutlich gezeigt hat. Selbst wenn nach Ermessen der Autoren in der Schweiz derzeit keine akute Gefährdung der kurzfristigen Versorgungssi-cherheit vorliegt, so hat eine kluge Strompolitik dafür zu sorgen, dass keine vermeidbaren Risiken eingegangen werden. Auch in Kalifornien wurde die Ver-sorgungssicherheit bis Monate vor dem Eintreten der Krise als hoch eingestuft. Der volkswirtschaftliche Schaden der Blackouts war immens.
- Die Gestehungskostenregelung unterbindet marktwirtschaftliche Anreize für Investitionen in neue Stromproduktionskapazitäten. Dieser laufende Prozess stellt bezüglich der langfristigen Versorgungssicherheit ein Pulverfass dar. Wird die dynamische Ineffizienz nicht möglichst rasch behoben, dürften die Strom-verbraucher das, was sie heute dank der Preisregulierung sparen, dereinst dop-pelt und dreifach zurückzahlen müssen. Besorgniserregend ist in diesem Zu-sammenhang insbesondere die anstehende Neubewertung der Kernkraft, welche im Zusammenspiel mit einer Zementierung der Gestehungskostenregelung eine gravierende Verschärfung der erwarteten Stromknappheit verursachen könnte.

All diese Faktoren zeigen, dass die heutige Gesetzgebung in der Tat revisionsbedürftig ist, allerdings gerade in der umgekehrten als der von der Motion geforderten Richtung. Die Motion 10.3000 UREK-N würde die wohlfahrtsschädlichen Effekte der aktuellen Gesetzgebung zweifellos verstärken und drohte darüber hinaus – dies ist von besonde-rer Bedeutung –, die Strommarktliberalisierung in eine politische Sackgasse zu führen.

Die Politikempfehlung kann deswegen nicht etwa „Wehret den Anfängen“ lauten. Vielmehr ist es unerlässlich, in der Strommarktpolitik vom Pfad selbstschädigender Sonderinteressen abzukommen und den Strommarkt konsequent zu öffnen:

- Die Motion 10.3000 UREK-N ist deutlich abzulehnen.
- Im Rahmen der geplanten StromVG-Revision ist eine konsequente Abkehr von der Gestehungskostenregelung für alle Verbrauchergruppen anzustreben.

Quellenverzeichnis

- Avenir Suisse (2008), Strategien für die Schweizer Elektrizitätsversorgung im europäischen Kontext, Zürich
- Blumstein, Carl, Lee S. Friedman und Richard Green (2002), The History of Electricity Restructuring in California, Journal of Industry, Competition, and Trade, Vol. 2 No. 1/2
- Bundesamt für Energie (2010), Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009, Bern
- Bundesamt für Energie (2011), Der Wettbewerb spielt noch nicht, energieia 2/2011, Bern
- Bushnell, James (2004), California's Electricity Crisis: A Market Apart?, Energy Policy, Vol. 32
- Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom (2008), Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung, Weisung 05/2008
- Filippini, Massimo (1997), Elements of the Swiss Electricity Market, Physica, Heidelberg
- Filippini, Massimo und Jörg Wild (1997), Ein Pool-Modell für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft, SOS-Working Paper 9701, Universität Zürich
- Griffin, James M. und Steven L. Puller (2005), Electricity Deregulation – Choices and Challenges, The University of Chicago Press, Chicago
- Joskow, Paul L. (2001), California's Electricity Crisis, Oxford Review of Economic Policy, Vol. 17 No. 3
- Meister, Urs (2010), Wie die Strommarktliberalisierung gerettet werden kann, Neue Zürcher Zeitung vom 29.09.2010
- OECD, IEA (2005), Lessons From Liberalised Electricity Markets, Paris
- Tobin, James (1969), A General Equilibrium Approach To Monetary Theory, Journal of Money, Credit and Banking, Vol. 1, No. 1
- Wild, Jörg und Stephan Vaterlaus (2005), Marktmodelle und Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich: „Kalifornien“ – und wie man es besser machen kann, Die Volkswirtschaft 1/2 2005
- Wolak, Frank A. (2003), Diagnosing the California Electricity Crisis, The Electricity Journal, August/September 2003

Über die Autoren:

Silvio Borner, Prof. em. Dr. rer. pol.

Beirat, silvio.borner@wirtschaftsstudien.ch

Silvio Borner ist Beirat des Instituts für Wirtschaftsstudien Basel GmbH. Zudem war er bis Ende Juli 2009 Dekan des Wirtschaftswissenschaftlichen Zentrums der Universität Basel. Er ist emeritierter Professor für Wirtschaft und Politik an der Universität Basel und Direktor der WWZ Summer School for Law and Economics/Business and Politics. Silvio Borner war Research Fellow in Yale (USA), Professor für Ökonomie in St. Gallen und Visiting Professor in Stanford (USA), an der Simon Fraser University in Vancouver (Kanada) und an der Universidad Torcuato di Tella in Buenos Aires. Er ist Verfasser vieler Bücher sowie Artikel in der Tages- und Wochenpresse.

Dominik Hauri, lic. rer. pol.

Senior Economist, dominik.hauri@wirtschaftsstudien.ch

Dominik Hauri ist Senior Economist des Instituts für Wirtschaftsstudien und hat an verschiedenen Studien federführend mitgearbeitet. Er war mehrere Jahre Lehr- und Forschungsassistent am Wirtschaftswissenschaftlichen Zentrum der Universität Basel. Dominik Hauri steht kurz vor dem Abschluss seiner Promotion an der Abteilung Gesundheitsökonomie und Sozialpolitik. Er studierte Ökonomie an der Universität Basel mit Schwerpunkt Volkswirtschaft.

Lukas Mohler, MSc in Business and Economics

Geschäftsführer, lukas.mohler@wirtschaftsstudien.ch

Lukas Mohler ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Abteilung für Aussenwirtschaft und Europäische Integration der Universität Basel und promoviert in Volkswirtschaft. Im Mittelpunkt seiner Dissertation stehen die Auswirkungen der Globalisierung auf einheimische Konsumenten und Industrie. Lukas Mohler ist langjähriger Mitarbeiter des Instituts für Wirtschaftsstudien Basel GmbH und hat federführend an zahlreichen Studien des Instituts mitgearbeitet. Heute ist Lukas Mohler Geschäftsführer des Instituts und Ansprechperson bezüglich wirtschaftspolitischer Fragen.

Markus Saurer, lic. rer. pol.

Experte für Wettbewerbs- und Regulierungsökonomie, markus.saurer@industrioeconomie.ch

Markus Saurer ist Experte für Wettbewerbs- und Regulierungsökonomie. Er ist selbständiger ökonomischer Berater sowie FIPRA Special Advisor für die Schweiz (vgl. www.fipra.com). Zuvor war Markus Saurer Mitglied der Geschäftsleitung der Plaut AG (Schweiz) und Gründer von Plaut Economics (heute Polynomics AG), Vizedirektor und Mitglied der Geschäftsleitung im Sekretariat der Wettbewerbskommission, Leiter Volkswirtschaft und Berater des Präsidenten der ehemaligen PTT sowie stellvertretender Sektionschef Planung im Bundesamt für Verkehr. Markus Saurer studierte Volks- und Betriebswirtschaft an der Universität Bern.



**INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSSTUDIEN
BASEL**

**Institut für Wirtschaftsstudien
Basel GmbH**

Postfach 3336

CH-4002 Basel

www.wirtschaftsstudien.ch