

*Nach mehrjährigen Vorbereitungen wird sich bald auch die schweizerische Elektrizitätswirtschaft dem Wettbewerb stellen müssen. Dazu muss das Schweizer Volk allerdings im Frühling 2002 das Referendum, das von den Gewerkschaften gegen das neue Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) ergriffen wurde, ablehnen. Wie das Ergebnis dieser Abstimmung ausfallen wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abzuschätzen. Unabhängig davon sieht sich die schweizerische Elektrizitätswirtschaft aber in den nächsten Jahren großen Herausforderungen gegenüber. Die Einbettung in den europäischen Strommarkt, die Anstrengungen der Wettbewerbsbehörde zum Aufbrechen bisheriger Durchleitungsmonopole sowie die vermehrte Förderung erneuerbarer Energieträger sind neben dem intensivierten Standortwettbewerb aufgrund der Globalisierung die wichtigsten Ursachen für den zu erwartenden Strukturwandel. Im Folgenden soll zum einen die heutige Struktur der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft beleuchtet werden. Zum anderen stellt der Artikel die gemäß EMG geplante Strommarktöffnung vor. Ein kurzer Überblick über die vergangene und laufende Diskussion und eine Analyse der zentralen Punkte des EMG sollen dem Leser einen Überblick über das gewählte Marktöffnungsmodell der Schweiz geben. Mit einigen Schlussfolgerungen und einem Ausblick über die mögliche Entwicklung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft in den kommenden Jahren endet der Bericht.*

\* Grundlagen zu diesem Artikel wurden im Rahmen von Forschungsprojekten am CEPE der ETH Zürich und anlässlich eines Forschungsauftrags der Stiftung Avenir Suisse über die Liberalisierung des schweizerischen Strommarktes erarbeitet. Die Autoren danken in diesem Zusammenhang Prof. Dr. Massimo Filippini (CEPE) und Dr. Thomas Held (Avenir Suisse).

## Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft vor der Marktöffnung\*

Stephan Vaterlaus  
Jörg Wild

### Die Angebotsstruktur der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

Dieser Abschnitt beginnt mit einer knappen Darstellung der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft. Anschließend werden ihre verschiedenen Wertschöpfungsstufen – Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -verkauf – im Einzelnen beleuchtet. Zudem werden die Themen Wasserkraftwerke und Stromhandel wegen ihrer Bedeutsamkeit für die Schweiz vertieft analysiert.

### Gesamtwirtschaftliche Bedeutung

Im Jahr 1999 haben Haushalte und Firmen in der Schweiz 5.54 Mrd. € für Elektrizität ausgegeben, was rund 2,3% des Bruttosozialprodukts entspricht. Stromexporte im Wert von 1,33 Mrd. € trugen mit 1,7% zum schweizerischen Exportvolumen bei, während die Stromimporte 1,2% des gesamten Importvolumens ausmachten. Zudem sind in den schweizerischen Versorgungsunternehmen (inkl. Gas- und Wasserversorgung) etwa 25 000 Personen beschäftigt, was ca. 1,5% aller Erwerbstätigen entspricht.

<sup>1</sup> Alle Währungsumrechnungen in diesem Bericht gehen von einem Wechselkurs von 1,50 CHF pro € aus.

Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft befindet sich zu rund drei Viertel im Besitz der öffentlichen Hand. Die beiden größten Eigentümergruppen sind die Kantone (43,3%) und die Gemeinden (29,5%) und auch der Bund ist über die Schweizerischen Bundesbahnen mit 1,7% beteiligt. Im Privatbesitz befinden sich lediglich 13,7% des Eigentums. Die restlichen 11,8% gehören ausländischen Unternehmen, die jedoch selber teilweise im Besitz der öffentlichen Hand sind, wie z.B. die Electricité de France.

Die Elektrizitätsbranche ist für die öffentliche Hand auch als Einnahmequelle von Bedeutung. So fließen gemäß IEA<sup>2</sup> rund 15% des Umsatzes der Strombranche – d.h. etwa 800 Mio. € – an Bund, Kantone und Gemeinden. Rund 270 Mio. € bezahlen die Wasserkraftwerkbetreiber in Form der sogenannten „Wasserzins“ an die Standortkantone (und teilweise -gemeinden) für die Nutzung der Wasserkraft. Diese Einnahmen sind vor allem für die Gebirgskantone,<sup>3</sup> die 80% der Wasserkraft-

Dr. Stephan Vaterlaus, Plaut Strategieberatung, Stadtbachtrasse 14, CH-3012 Bern; EMail: stephan.vaterlaus@plaut.ch  
Dr. Jörg Wild, Plaut Strategieberatung, Stadtbachtrasse 14, CH-3012 Bern und Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich, ETH Zentrum, WEC, CH-8092 Zürich; EMail: joerg.wild@plaut.ch

<sup>2</sup> IEA (1999), S. 90

werke beherbergen, bedeutsam. Einzelne Gebirgskantone finanzieren nämlich bis zu einem Viertel des öffentlichen Haushalts aus dieser Quelle. Auch die Gemeinden, die häufig selber die lokalen Versorgungsunternehmen betreiben, profitieren durch Gewinnablieferungen, Gratisstromabgabe, Betrieb der öffentlichen Beleuchtung und ähnliches. Auf Bundesebene sind vor allem die Einnahmen aus der Mehrwertsteuer von Bedeutung.

## Stromerzeugung

Im Gegensatz zur Europäischen Union, deren Strom zu über 50% in fossil befeuerten Kraftwerken erzeugt wird, sind die konventionell-thermischen Anlagen in der Schweiz relativ unbedeutend. Der schweizerische Kraftwerkspark setzt sich – gemessen an der Erzeugung – zu knapp 60% aus Wasserkraftwerken und zu knapp 40% aus Kernkraftwerken zusammen (Tabelle 1).

Die fünf schweizerischen Kernkraftwerke werden zur Erzeugung von Bandenergie eingesetzt und erreichen dank ihrer hohen Verfügbarkeit eine Arbeitsausnutzung von 89,1%. Auch die Lauf-Wasserkraftwerke werden hauptsächlich zur Erzeugung von Bandenergie eingesetzt, die allerdings infolge der hydrologischen Bedingungen zu beinahe zwei Dritteln im Sommer anfällt. Einige Laufkraftwerke sind mit Ausgleichsbecken ausgestattet, die es ihnen ermöglichen, die Erzeugung im Tages- bzw. Wochenverlauf zu steuern. Speicherkraftwerke werden demgegenüber hauptsächlich zur Erzeugung während der Spitzenlastzeiten und zur Regulierung von kurzfristigen Angebots-Nachfrage-Ungleichgewichten eingesetzt.

Die verfügbare Leistung aller Speicherkraftwerke entspricht etwa 9 modernen Kernkraftwerken und würde gerade ausreichen, um die inländische Jahresnachfragespitze zu decken. Die schweizerischen Speicherseen, die ein nutzbares Volumen von 8 710 GWh aufweisen, werden jeweils von April

**Tabelle 1:** Jahreserzeugung und verfügbare Leistung des schweizerischen Kraftwerksparks in 2000

	Erzeugung		Verfügbare Leistung	
	GWh	Anteil	MW	Anteil
Wasserkraftwerke	37 851	58%	11 040	73%
- Laufkraftwerke	17 566	27%	2 100 <sup>a</sup>	14%
- Speicherkraftwerke	20 285	31%	8 940	59%
Kernkraftwerke	24 949	38%	3 200	21%
Fossile und andere Kraftwerke	2 548	4%	790	5%
Gesamter Kraftwerkspark	65 348		15 030	

a: Jahresmittelwert

**Quelle:** Bundesamt für Energie (2001), S. 13ff.

bis September gefüllt, wodurch das Wasser während der Herbst- und Wintermonate zur Erzeugung von höherwertiger Winterenergie zur Verfügung steht. Einige der Speicherkraftwerke sind zudem mit Pumpen ausgestattet, sodass in Zeiten schwacher Stromnachfrage (d.h. vor allem nachts) Grundlastenergie dazu verwendet werden kann, Wasser aus einem tiefer liegenden in höher liegende Speicherbecken hinaufzupumpen, das dann in Zeiten hoher Nachfrage (und hoher Preise) wieder für die Stromerzeugung zur Verfügung steht.<sup>4</sup> Im Jahr 2000 wurden 1 770 GWh für die Pumpspeicherung aufgewendet.

Da Wasser- und Kernkraftwerke sich sowohl durch hohe Kapitalintensitäten als auch durch lange Abschreibungszeiträume auszeichnen, wurden größere Kraftwerksprojekte in der Vergangenheit häufig als „Joint Ventures“ (sogenannte „Partnerwerke“) realisiert. Auf diese Weise konnten der Kapitalbedarf und die Risiken auf mehrere Unternehmen verteilt werden. Dieses Vorgehen hat über die Jahrzehnte zu einer starken Verflechtung der Eigentumsverhältnisse und zu einer beträchtlichen

Konzentration auf Stufe Erzeugung geführt.

Im Vorfeld der Liberalisierung entbrannte in der Schweiz eine politische Debatte über die Wettbewerbsfähigkeit der Kraftwerke im deregulierten europäischen Strommarkt. In verschiedenen Untersuchungen wurden Schätzungen bezüglich der Höhe des Investitionsvolumens angestellt, das sich infolge der Marktöffnung nicht mehr amortisieren lässt. Die Schätzungen der nicht-amortisierbaren Investitionen (NAI) reichten von einigen hundert Millionen bis zu 3,5 Mrd. €<sup>5</sup> Allerdings konnten viele Unternehmen während der letzten Jahre beträchtliche Sonderabschreibungen tätigen, sodass dieses Thema inzwischen etwas in den Hintergrund gerückt ist.

Weiterhin von Interesse ist hingegen die Frage, ob auch unter Wettbewerbsbedingungen langfristig in Wasserkraftwerke investiert werden wird, bzw. ob in Zukunft die notwendigen Erneuerungsinvestitionen zur Nutzung der Wasserkraft getätigt werden (vgl. Box: Zukunftschancen der schweizerischen Wasserkraftwerke).

<sup>3</sup> Glarus, Graubünden, Nidwalden, Obwalden, Tessin, Uri und Wallis.

<sup>4</sup> Der Wirkungsgrad der Pumpsanlagen liegt im Mittel bei 0,7.

<sup>5</sup> Vgl. Econcept (1997), S. 30 oder CSFB (1997), S. 10.

**Box: Zukunftschancen der schweizerischen Wasserkraftwerke**

Die längerfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke hängt davon ab, in welchem Umfang es den Kraftwerken gelingen wird, einerseits ihre Kosten zu senken und andererseits ihre Erträge zu steigern.<sup>1</sup>

Die Kosten der schweizerischen Wasserkraftwerke bestehen etwa zur Hälfte aus Kapitalkosten (Zinsen und Abschreibungen), die kurzfristig nicht beeinflussbar sind. Längerfristig stellt sich die Frage, welche Kostensenkungspotenziale bei Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen bestehen, da die Investitionskosten im internationalen Vergleich bisher recht hoch waren. Bei der Finanzierung der Investitionen ist möglicherweise gar mit steigenden Kosten zu rechnen, da die Kapitalgeber für die höhere Unsicherheit im deregulierten Markt mit einer Risikoprämie entschädigt werden wollen. Die Betriebskosten (Personal- und Materialkosten) schlagen mit etwa 30% zu Buche. Da in diesem Bereich in den letzten Jahren bereits beträchtliche Fortschritte erzielt wurden – z.B. indem der Unterhalt der Anlagen vermehrt zustandsorientiert durchgeführt wird –, ist in diesem Bereich für die Zukunft kaum mehr mit deutlichen Kostenminderungen zu rechnen. Die restlichen rund 20% der Kosten – Wasserzinsen und Steuern – werden im politischen Prozess bestimmt und können von den Kraftwerken nicht beeinflusst werden. Das Wasserzinsmaximum, das gemäß Wasserrechtsgesetz (Art. 49) erhoben werden darf, liegt bei 53 € pro Kilowatt Bruttoleistung, was etwa 0,76 €-Cents pro kWh entspricht. Obwohl zur Zeit eine Beibehaltung des Wasserzinses vorgesehen ist, bleibt es fraglich, inwieweit dieser nach der Öffnung des Elektrizitätsmarktes aufrecht erhalten werden kann, ohne die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft zu gefährden.<sup>2</sup>

Auf der Erlösseite dürften der Verkauf von Strom während der Nachfragespitzen und die Vermarktung von Wasserkraft als Ökostrom auf dem europäischen Strommarkt die interessantesten Optionen darstellen. Bei beiden Bereichen sind aber ebenfalls Unsicherheiten auszumachen. Einerseits ist unklar, wann (und in welchem Umfang) die Preise für Spitzenenergie nach dem Abbau der europäischen Produktions-Überkapazitäten wieder über das aktuell niedrige Niveau ansteigen werden, andererseits ist noch nicht geklärt, in welchem Ausmaß Verbraucher bereit sind, Preiszuschläge für die erneuerbare Energie Wasserkraft zu bezahlen. Zusätzliche Unsicherheiten ergeben sich, da die Strommarktpreise durch die volatile Preisentwicklung bei den fossilen Energieträgern bestimmt werden. Die Wasserkraft könnte allenfalls von der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe in Europa profitieren.

Gegenwärtig kann beobachtet werden, dass Kraftwerkbetreiber geplante Großprojekte zurückstellen und Investitionsprojekte stattdessen etappieren, um Finanzbedarf und Risiken zu senken.

- 1 Diese Fragen werden gegenwärtig am CEPE im Rahmen der Studie "Verbesserung der Bedingungen der Wasserkraftwerke in der Schweiz" im Auftrag des Schweizer Bundesamtes für Energie bearbeitet. Die Studie wird Ende 2001 erscheinen.
- 2 Am CEPE startete im September 2001 das zweijährige Projekt "Bedeutung der Wasserzinsen in der Schweiz und Möglichkeiten einer räumlichen Differenzierung", das im Auftrag der Interessengemeinschaft Wasserkraft, der Regierungskonferenz der Gebirgskantone und zweier Bundesämter diese Fragestellung analysiert.

## Stromübertragung und -verteilung

Ähnlich wie in Deutschland sind in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft rund 1 000 Elektrizitätswerke tätig, bei denen es sich zu etwa 90 Prozent um regionale und lokale Stromverteiler handelt. Das nationale Übertragungsnetz wird von sieben größeren Unternehmen, den sog. „Überlandwerken“, betrieben. Die wichtigsten Kennzahlen der Überlandwerke sind in Tabelle 2 zusammengestellt.

Die Überlandwerke lassen sich in zwei Kategorien einteilen:

- **Vollständig vertikal integrierte Unternehmen:** Diese sind sowohl in der Erzeugung und Übertragung als auch in der Verteilung von Elektrizität aktiv. Drei der sieben Überlandwerke gehören zu dieser Kategorie: BKW, CKW und EWZ.

- **Erzeuger, Übertragungsnetzbetreiber und Stromhändler:** Die übrigen vier Überlandwerke (ATEL, EGL, EOS und NOK) konzentrieren sich auf die

Stromerzeugung und -übertragung, außerdem beteiligen sie sich – v.a. ATEL und EGL – am internationalen Stromhandel (vgl. Box: Die Schweiz als eu-

**Tabelle 2:** Die schweizerischen Überlandwerke, 1999

Überlandwerke	Umsatz (Mio. €)	Energieumsatz (GWh)	Öffentlicher Besitz (direkt und indirekt)
Aare Tessin AG für Elektrizität (ATEL)	1 307	28 344	9%
Nordostschweizerische Kraftwerke (NOK)	1 245	22 060	100%
Bernische Kraftwerke (BKW)	764	12 077	74%
Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg (EGL)	442	14 000	2%
Energie Ouest Suisse (EOS)	408	7 910	100%
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ)	346	5 084	100%
Centralschweizerische Kraftwerke (CKW)	329	4 559	12%

**Quelle:** Geschäftsberichte; Zürcher Kantonalbank (2000).

**Box: Die Schweiz als europäische Stromdrehscheibe**

Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft spielt im europäischen Stromhandel eine wichtige Rolle. Zum einen begründet sich die Bedeutung des Handels durch die zentrale Lage der Schweiz in Europa. Die EGL fungiert als Knotenpunkt der Verbundnetze Deutschlands, Frankreichs und Italiens und profitiert daher stark vom Handel zwischen den europäischen Verbundunternehmen. Zum anderen erlaubt der hohe Anteil an Wasserkraft aus Speicherkraftwerken der Schweiz eine wichtige Regulierungsfunktion im Segment Spitzennachfrage einzunehmen. Dies lässt sich auch aus den Ausfuhren/Einfuhren nach Tarifzeiten ableiten. So betrug der Anteil der Exporte während der Hochtarifzeiten 63% gegenüber 37% in Niedertarifzeiten.

Die starke Stellung im europäischen Strommarkt wird durch die Außenhandelsbilanz der Schweiz im Bereich Strom charakterisiert. So weist die Schweiz traditionell über das gesamte Jahr betrachtet einen Ausfuhrüberschuss aus, der im Durchschnitt der letzten rund 20 Jahre bei ca. 5 000 GWh lag, was etwa 10% der Inlandnachfrage entspricht. In sechs der letzten 10 Winter dagegen reichte die inländische Produktion nicht aus, um den Strombedarf zu decken. Die wichtigsten Handelspartner sind Deutschland (bei Export und Import), Frankreich (vor allem Import aufgrund langfristiger Bezugsrechte an französischen Kernkraftwerken) sowie Italien (Export aufgrund der Handelsdrehscheibe Schweiz). Der Handel findet oft nicht als bloßer Stromtransit sondern als Stromveredelungsgeschäft statt: Während der Nacht wird günstige Bandenergie (z.B. aus französischen Kernkraftwerken) importiert, um damit Wasser in die Speicherseen zu pumpen. Die derart gespeicherte Energie kann dann während der Spitzenlastzeit am Mittag teurer (z.B. nach Italien) exportiert werden.

Die Öffnung des europäischen sowie die geplante Öffnung des schweizerischen Elektrizitätsmarktes haben sich bereits auf die Art des Exportgeschäftes ausgewirkt. Insbesondere die fallenden Strompreise sowie die neuen Möglichkeiten von Absicherungsgeschäften haben zu einer verstärkten Bedeutung des kurzfristigen Stromhandels geführt. Betrug beispielsweise 1995 der Anteil der langfristigen Lieferverpflichtungen (Dauer ab 2 Jahre) am gesamten Elektrizitätsexport noch 54 Prozent, hat sich dieser Wert auf 27 Prozent (1999) reduziert. Auf der anderen Seite wird heutzutage das Exportgeschäft zu fast zwei Dritteln über kurzfristige Verträge und das Tagesgeschäft abgewickelt. Eine Entwicklung, die sich auch beim Stromimport bemerkbar macht (Anteil langfristiger Bezugsverträge von 79% im Jahre 1995 auf 57% im Jahre 1999 gefallen).

Interessanterweise gelang es den schweizerischen Marktteilnehmern trotz idealer Voraussetzungen nicht, eine eigene Strombörse zu gründen. Obwohl mit der Lancierung des SWEF (vgl. Box: Swiss Electricity Price Index) ein innovativer erster Schritt getätigt wurde, zeichnet sich ab, dass die „Schweizer“ Strombörse vermutlich in Frankfurt oder Leipzig liegen wird.

ropäische Stromdrehscheibe). Sie liefern Strom lediglich an Wiederverkäufer und Verteiler, sind jedoch selbst nicht in der Stromverteilung tätig.

Die Überlandwerke haben sich als Vorbereitung auf die Marktöffnung zu zwei Gruppen zusammengeschlossen: Gruppe West bestehend aus ATEL, BKW und EOS und Gruppe Ost aus CKW, EGL, EWZ und NOK. Die meisten Überlandwerke sind zudem durch Beteiligungen und Kooperationen mit den großen europäischen Stromkonzernen Electricité de France (EdF), E.ON, RWE, Energie Baden-Württemberg (EnBW) und Electrabel verbunden (Bild 1). Die Beteiligungen gehen dabei über die Gruppen Grenzen hinweg.

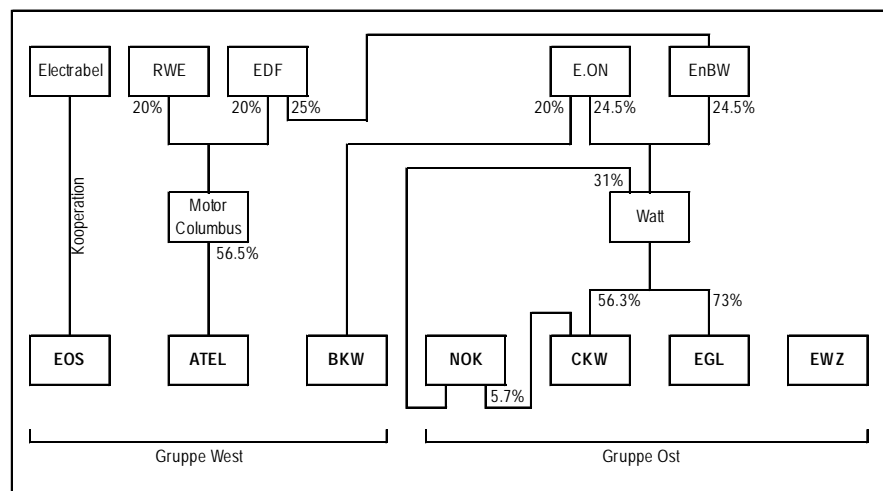
So ist EdF an der ATEL und – über EnBW – auch an deren direkter Konkurrentin im Handelsgeschäft EGL beteiligt. Allerdings plant die EnBW ihre Watt-Beteiligung bereits diesen Sommer an die NOK zu verkaufen. Dadurch erfüllt die EnBW Auflagen der Europäischen Kommission für einen Einstieg der französi-

schen EdF bei dem süddeutschen Stromkonzern.

Auch die E.ON hält sowohl Anteile an der Watt (Gruppe Ost) als auch an dem BKW (Gruppe West).

Bei den übrigen Netzbetreibern handelt es sich um regionale und lokale Stromversorger, die in drei Kategorien eingeteilt werden können:

■ **Regionale Verteiler:** Sie kaufen Strom auf der Übertragungsstufe (Höchstspannungsnetz) und verkaufen ihn an Endverbraucher. Dazu betreiben sie die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze (Grob- und Feinverteilungsnetze). Regionalverteiler sind oft im Besitz der Kantone (z.B. das Elektrizitätswerk des Kantons Zürich (EKZ), die Frei-



**Bild 1:** Verflechtung der schweizerischen Überlandwerke

**Tabelle 3:** Elektrizitätsverteilung in Westeuropa in 1995

Land	Anzahl Verteiler	Marktanteil der 3 (10) größten Verteiler	Stromkunden pro Verteiler (in 1'000)	Stromumsatz je Verteiler (in GWh)
Belgien	38	87%	127	1 837
Dänemark	105	32% (50%)	27	300
Deutschland	1 000	26% (40%)	42	476
Finnland	117	9% (40%)	24	564
Frankreich	180	98%	174	2 044
Griechenland	1	100%	6 239	35 600
Großbritannien	15	29% (80%)	1 771	20 413
Irland	1	100%	1 376	14 900
Italien	226	96% (99%)	137	1 077
Luxemburg	14		9	357
Niederlande	27	37% (81%)	254	3 170
Norwegen	198	23% (40%)	12	532
Österreich	129	47% (79%)	28	370
Portugal	4	99% (100%)	1 197	7 100
Schweden	244	30% (47%)	21	542
Schweiz	1 000	28% (40%)	4	48
Spanien	11	52% (94%)	1 830	13 264

**Quelle:** Unipede/Ecostat (1997), Statistical Panorama 1997, Eigene Berechnungen.

burgischen Elektrizitätswerke (FEW) oder die Services Industriels de Genève (SIG)). Einige Regionalverteiler besitzen eigene Kraftwerke.

- **Regionale Netzbetreiber und Wiederverkäufer:** Diese kaufen Strom auf der Übertragungsstufe (Höchstspannungsnetz), um ihn an lokale Verteiler weiter zu verkaufen. Sie betreiben dazu das Hochspannungsnetz (Grobverteilung) und besitzen teilweise eigene Kraftwerke. Die Regionalen Wiederverkäufer befinden sich oft ebenfalls im Besitz der Kantone (z.B. das Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau (EKT) oder die Aargauischen Elektrizitätswerke (AEW)).
- **Lokale Verteiler:** Diese größte Gruppe von Elektrizitätswerken kauft Elektrizität von den regionalen Wiederverkäufern, um diese an die Kunden in ihrem Versorgungsgebiet zu verteilen. Sie betreiben das Mittel- und Niederspannungsnetz (Fein-

verteilung) und befinden sich meistens im Besitz der Städte und Gemeinden, die sie versorgen (z.B. Städtischen Werke von Dübendorf, Frauenfeld oder Neuenburg). Einige lokale Verteiler betreiben eigene Kraftwerke.

Es bestehen beträchtliche Unterschiede zwischen den Verteilern: Die kleinsten Versorgungsunternehmen verkaufen weniger als 0,1 GWh pro Jahr, während die größten mehrere 1 000 GWh umsetzen. Generell kann man sagen, dass die Elektrizitätswerke in Deutschland – bei ähnlicher Branchenstruktur – im Schnitt etwa um einen Faktor 10 größer sind als ihre schweizerischen Pendanten. Die international einzigartige Struktur der schweizerischen Elektrizitätsverteilung zeigt sich auch im Ländervergleich in Tabelle 3. Mit durchschnittlich 4 000 Kunden und einem jährlichen Stromumsatz von weniger als 50 GWh pro Verteiler ist die schweizerische Elektrizitätsver-

teilung kleinräumiger organisiert als in jedem anderen westeuropäischen Land.

In verschiedenen Untersuchungen wurde gezeigt, dass bei der Elektrizitätsverteilung in der Schweiz beträchtliche Größen- bzw. Skalenvorteile vorliegen, die aufgrund der heutigen Branchenstruktur nicht realisiert werden. Das längerfristige Kosteneinsparpotenzial durch Betriebszusammenlegungen wird auf bis zu 30 Prozent geschätzt.<sup>6</sup>

## Stromverkauf

Im Rahmen der bisherigen monopolistischen Organisation der Elektrizitätswirtschaft besaßen die Verteilnetzbetreiber lokale Versorgungsmonopole in ihrem Versorgungsgebiet. Stromverbraucher hatten keine Wahlmöglichkeit und waren gezwungen, Strom vom lokalen Werk zu kaufen. Obwohl sich diese Situation erst mit dem Inkrafttre-

<sup>6</sup> Vgl. Wild (2001), S. 218, Filippini (1998) und Wild (2001)

ten des neuen Elektrizitätsmarktgesetzes ändern wird, ergab sich bereits im Vorfeld der Deregulierung eine gewisse Dynamisierung des Stromverkaufs.

Insbesondere jene rund hundert Großverbraucher, die bereits zu Beginn der kommenden Marktöffnung ihren Stromlieferanten werden frei wählen können, erfuhren früh eine Verbesserung ihrer Verhandlungsposition. Die meisten Verteilwerke haben mit ihren Großkunden neue Lieferverträge mit bis zu 25% günstigeren Preisen abgeschlossen. Diese mussten sich im Gegenzug dazu verpflichten, auch nach der Marktöffnung für eine bestimmte Anzahl Jahre beim angestammten Lieferanten zu bleiben.

In einer zweiten Phase haben einige Unternehmen, die an mehreren Produktionsstandorten tätig sind (z.B. Grossbanken und Detailhandelsketten), Lieferverträge mit neuen Anbietern abgeschlossen. Dazu war es jedoch notwendig, dass die lokalen Versorgungsunternehmen Zugang zu ihrem Netz gewährten. Diese Durchleitungsbegehren bereits vor der Marktöffnung wurden von den lokalen Versorgern teilweise verweigert. Im Fall der Freiburgischen Elektrizitätswerke (FEW), die der Watt AG keine Durchleitung erlauben wollte, hat die Schweizerische Wettbewerbsbehörde die Unzulässigkeit dieser Durchleitungsverweigerung festgestellt, in ihrem Entscheid jedoch keine, die Durchleitung von Strom verfügt, sondern die Unternehmen aufgefordert, die Höhe der Entschädigung für die Durchleitung auszuhandeln.<sup>7</sup>

Mit der Lancierung von Ökostrom-Angeboten durch verschiedene Elektrizitätswerke haben sich auch für Kleinverbraucher gewisse Wahlmöglichkeiten beim Stromeinkauf ergeben. Über 100 Versorgungsunternehmen bieten ihren Kunden zum Beispiel die Mög-

lichkeit, Solarstrom zu beziehen.<sup>8</sup> Zudem haben verschiedene Unternehmen ihre Wasserkrafterzeugung zertifizieren lassen und bieten sie als Ökostrom an. Allerdings sind diese Angebote bisher den eigenen Kunden jedes Versorgers vorenthalten.

Im Vorfeld der Strommarktöffnung kam es bereits zur Bildung von Allianzen und zu ersten Zusammenschlüssen, wobei sich drei Unternehmensgruppen mit einem Marktanteil (teilweise inklusive Wiederverkauf) von je 20 bis 25% gebildet haben:

- Axpo (bestehend aus dem Überlandwerk NOK zusammen mit den kantonalen Stromverteilern der Nordostschweiz, die gleichzeitig Besitzer der NOK sind),
- Swiss Citypower (Kooperation von 14 größeren Stadtwerken, unter anderem Zürich (EWZ), Basel (IWB) und Bern (EWB)) und
- Avenir (bestehend aus dem Überlandwerk EOS zusammen mit den kantonalen Verteilern der Westschweiz, die gleichzeitig Besitzer der EOS sind).

Vorerst arbeiten die drei Allianzen hauptsächlich in der Versorgung von Großverbrauchern und Verbrauchern mit mehreren Produktionsstandorten sowie bei der Energiebeschaffung (Handel) zusammen. Längerfristig sind teilweise Fusionen geplant. Dazu ist es oft notwendig, dass öffentliche Werke aus der Verwaltung ausgegliedert und in Aktiengesellschaften umgewandelt werden, was in vielen Kantonen und Gemeinden durch Volksabstimmungen bestätigt werden muss.<sup>9</sup>

<sup>8</sup> <http://www.strom.ch/deutsch/ch-strom/solarstrom-anbieter.asp>.

<sup>9</sup> Seit den Stromunterbrüchen in Kalifornien hat sich in der Bevölkerung eine gewisse Skepsis gegenüber derartigen Projekten breit gemacht. So wurde im Juni 2001 die Umwandlung des Elektrizitätswerks des Kantons Zürich (EKZ) in eine Aktiengesellschaft vom Zürcher Stimmvolk abgelehnt.

## Die Stromnachfrage in der Schweiz

Die zukünftige Struktur der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft hängt neben der Ausgestaltung des regulatorischen Umfeldes und der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der schweizerischen Produktions- und Verteilunternehmen auch von der Entwicklung der Stromnachfrage und der Strompreise ab. Die Stromnachfrage selbst ist eine Funktion der relativen Energiepreise, des Wirtschaftswachstums, der Bevölkerungsentwicklung und der meteorologischen Gegebenheiten. Bevor im nächsten Abschnitt auf das regulatorische Umfeld eingegangen wird, sollen zuerst kurz die Merkmale der schweizerischen Stromnachfrage diskutiert werden.

### Die Struktur der Stromnachfrage

Der Elektrizitätsverbrauch zeichnet in der Schweiz für etwas über ein Fünftel des gesamten Energieverbrauchs verantwortlich und ist somit nach den Treibstoffen und den Erdölbrennstoffen, die zusammen über 60% des Energieverbrauchs ausmachen, der dritt-wichtigste Energieträger. Die im Jahr 2000 konsumierten gut 52 000 GWh gehen zu gut 35% auf Kosten der Industrie und des verarbeitenden Sektors, zu gut 30% zu Lasten der privaten Haushalte. Etwas mehr als ein Viertel des Stromverbrauchs wird durch den Dienstleistungssektor konsumiert, wogegen der Verkehr für 8% verantwortlich zeichnet.

In den letzten 15 Jahren haben sich diese Anteile nur wenig verändert. Insgesamt hat die Bedeutung der privaten Haushalte und des Dienstleistungssektors als Verbrauchsgruppen leicht zugenommen, diejenige des sekundären Sektors und des Verkehrsbereichs abgenommen.

Bei der Struktur der Stromkonsumenten zeichnet sich die Schweiz im Vergleich zu anderen europäischen

<sup>7</sup> Ein anderes Verfahren gegen die Bernischen Kraftwerke (BKW) wurde eingestellt, nachdem sich der betroffene Stromverbraucher – als Reaktion auf „erhebliche Preiszugeständnisse“ seitens der BKW – dazu entschloss, sich weiterhin von diesen beliefen zu lassen.

Ländern durch weniger Großverbraucher aus, was vor allem auf die Branchenstruktur in der Schweiz zurückzuführen ist. Traditionell große Stromkonsumenten finden sich in Sektoren wie der Stahlindustrie, der Grundstoff- und Papierherstellung oder der basischemischen Industrie; Sektoren also, bei welchen die Schweiz im Vergleich zum westeuropäischen Durchschnitt einen unterdurchschnittlichen Anteil ausweist.<sup>10</sup> Die unterschiedliche Abnehmerstruktur zeigt sich auch am Anteil der Verbrauchersgruppe Industrie am Gesamtstromverbrauch. Dieser liegt in der EU im Durchschnitt bei rund 44% und somit im Vergleich zur Schweiz deutlich höher.<sup>11</sup>

Der höhere Anteil der privaten Haushalte sowie des Dienstleistungssektors ist mitverantwortlich, dass der Anteil der Großkonsumenten in der Schweiz im Vergleich zur EU tiefer ist. Gemäß der Schätzung des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) aus dem Jahre 1997 verbrauchen nur ca. 50 Betriebsstätten mehr als 40 GWh Elektrizität pro Jahr (Tabelle 4). Diese Unternehmen verfügten über einen Marktanteil von rund 8%. In der EU dagegen beträgt der Marktanteil der Unternehmen mit einem Verbrauch von mehr als 40 GWh pro Jahr mehr als ein Viertel.<sup>12</sup>

## Die Einflussfaktoren der Stromnachfrage

Beim Stromverbrauch pro Kopf der Bevölkerung liegt die Schweiz im europäischen Vergleich 1999 mit etwas über 7 200 kWh im vorderen Mittelfeld. Den höchsten pro Kopf Konsum weisen aufgrund klimatischer Gegebenheiten und wegen vielen energieintensiven Unternehmen die nordischen Länder Norwegen (26 000 kWh), Finnland (16 000 kWh) sowie Schweden

<sup>10</sup> Vgl. BAK (2001)

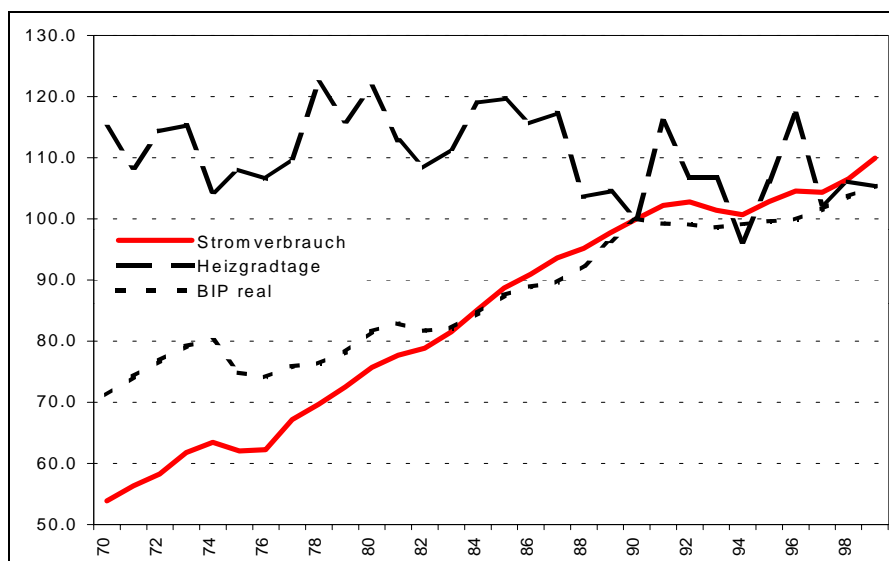
<sup>11</sup> Vgl. DG Bank (2000), S. 51

<sup>12</sup> Vgl. Bundesrat (1999), S. 7387

**Tabelle 4:** Größenstruktur der Stromnachfrager

Elektrizitätsverbraucher mit Jahresverbrauch	Schätzung ganze Schweiz	
	Anzahl Unternehmen (kumuliert)	Anteil am Inlandverbrauch (Marktanteil)
Höher als 80 GWh	16	4,5%
Höher als 60 GWh	24	5,6%
Höher als 40 GWh	48	7,8%
Höher als 30 GWh	73	9,9%
Höher als 20 GWh	114	12,0%
Höher als 10 GWh	249	15,7%
Höher als 5 GWh	496	19,3%

Quelle: Bundesrat (1999), 7387



**Bild 2:** Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch

Quelle: Bundesamt für Energie (2001), Index 1990 = 100

(15 000 kWh) gefolgt von Luxemburg (14 000 kWh) auf.<sup>13</sup>

In den letzten 13 Jahren war in der Schweiz lediglich in den Jahren 1992 bis 1994 sowie im Jahr 1997 der pro Kopf Verbrauch rückläufig. Im Gegensatz zu den erwähnten nordischen Ländern, deren Stromkonsum stark von den Witterungsbedingungen abhängig ist, spielt in der Schweiz das Wirtschaftswachstum eine zentrale Rolle. Dies lässt sich gut an Bild 2 illustrieren. Sowohl Anfang der 1980er Jahre als auch zu Beginn der 1990er Jahre führten die wirtschaftlichen Probleme zu

einen Rückgang des Stromkonsums. Relativ stark fiel der Rückgang zwischen 1992 und 1994 aus, als der Einfluss der wirtschaftlichen Stagnation zusätzlich noch durch milde Winter verstärkt wurde. Wie in den meisten mittel- und nordeuropäischen Ländern ist auch in der Schweiz der Stromverbrauch an Winter-Werktagen am höchsten. In den letzten 10 Jahren lag dabei der durchschnittliche Verbrauch im Winter an einem Werktag mit 186,2 GWh knapp 25 GWh höher als der Verbrauch an den Werktagen im Sommer.

<sup>13</sup> Vgl. Eurostat, Nordel

## Die Strompreise in der Schweiz

Die Strompreise hängen von verschiedenen Faktoren ab, weshalb auch in der Schweiz trotz des homogenen Produktes „Strom“ sehr unterschiedliche Strompreise existieren. Grob unterteilt setzt sich der Strompreis in der Schweiz etwa zur Hälfte aus den Kosten und zur anderen Hälfte aus den Übertragungs- und Verteilkosten zusammen. Tabelle 5 zeigt die durchschnittliche Zusammensetzung der Elektrizitätspreise für Kleinverbraucher.

Erzeugerpreise von rund 50 €/MWh bzw. 5 Euro Cent/kWh, wie sie in Tabelle

**Tabelle 5:** Zusammensetzung der Strompreise

Wertschöpfungsstufe	Preiselemente (€-Cents / kWh)
Erzeugung	5
Übertragung	0,5
Großhandelspreis (Höchstspannung)	5,5
Verteilung	3,5 – 9,5
Detailhandelspreis (Niederspannung)	9 – 15

**Quelle:** Mutzner (1995), S. 28; Sonntagszeitung vom 29.7.2000; eigene Schätzungen

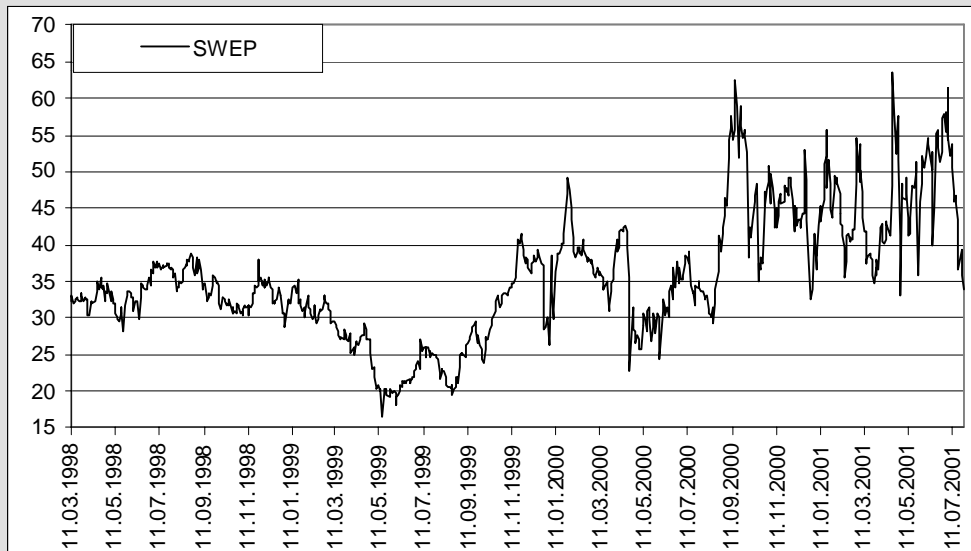
5 gezeigt sind, können allerdings in der aktuellen Marktsituation, die durch Überkapazitäten in ganz Europa gekennzeichnet ist, nicht mehr realisiert werden.

Insbesondere Kraftwerke, die ihre Erzeugung nicht oder nur teilweise) mittels langfristiger Lieferverträge verkaufen können, sind auf den kurzfristigen

### Box: Swiss Electricity Price Index (SWEP)

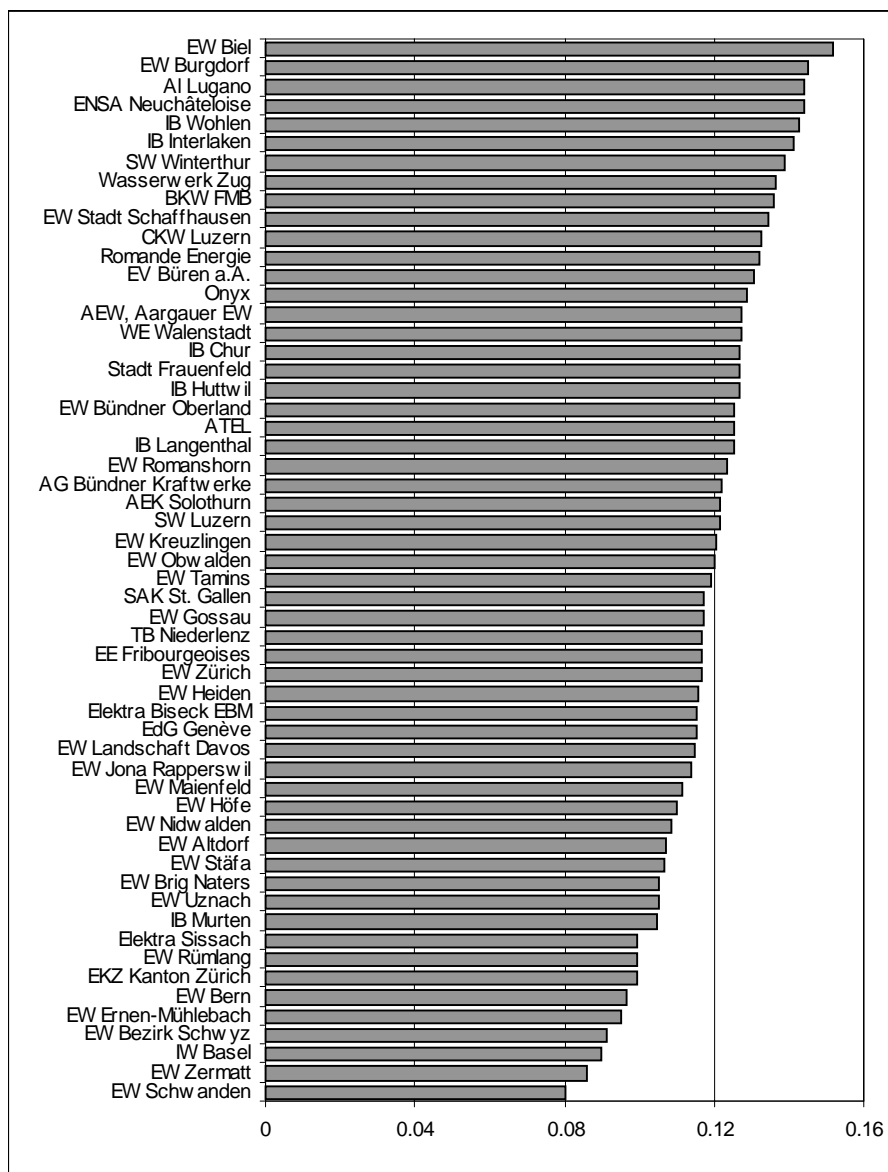
In der Schweiz gibt es seit langem einen Strom-Spotmarkt. Insbesondere die beiden Verbundunternehmen Aare-Tessin AG für Elektrizität (ATEL) und Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg (EGL) verkaufen einen namhaften Teil ihrer Eigenproduktion an andere Stromversorger. Die Handelspreise wurden bis zur Schaffung des "Swiss Electricity Price Index" (SWEP) im März 1998 jedoch nicht publiziert. Erst seit diesem Datum wird der SWEP, der jeweils den Strompreis für die Stunde zwischen 11 und 12 Uhr mittags des folgenden Werktages angibt, publiziert. Der SWEP ist ein Großhandelspreis für kurzfristig gehandelten Strom auf der Höchstspannungsebene am Lieferort Laufenburg in Schweizer Franken pro Megawattstunde. Er wurde initiiert von ATEL und EGL zusammen mit Dow Jones. Neben diesen beiden Schweizer Unternehmen werden die Daten zudem von BKW, EOS und NOK, von den drei deutschen Unternehmen E.ON, RWE und MVV, dem US-amerikanisch/britischen Unternehmen TXU sowie der belgischen Electrabel geliefert. Der SWEP widerspiegelt somit das Großhandelspreisniveau von Schweiz, Süddeutschland, Frankreich, Österreich und Italien.

**Bild 3:** Entwicklung des SWEP in CHF/MWh



**Quelle:** Dow Jones

Betrachtet man die Entwicklung des SWEP seit seiner Einführung im März 1998, zeigt sich, dass er sein tiefstes Niveau im Mai 1999 bei unter 20 CHF/MWh (13.3 €/MWh) erreicht hatte. Seither stiegen die Preise – bei deutlich zunehmender Volatilität – auf ein Niveau von rund 50 CHF/MWh (33.3 €/MWh), im Sommer 2001, was einer Zunahme von rund 150 Prozent entspricht.



**Bild 4:** Durchschnittlicher Strompreis in €/kWh für Großverbraucher Niederspannung mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh und einer bezogenen Leistung von 25 kW (ohne MWSt) (Stand Juni/Juli 2000)

**Quelle:** SonntagsZeitung vom 9. Juli 2000 (Berechnungen von Enerprice).

Großhandelsmarkt angewiesen. Ein beträchtlicher Teil der kurzfristigen Großhandelsaktivitäten werden auf dem (bilateralen) Spotmarkt getätigt. Die kurzfristigen Großhandelspreise, die in der Schweiz durch den Swiss Electricity Price Index (SWEP) gemessen werden, lagen während der letzten drei Jahre dauernd deutlich unter 50 €/MWh (vgl. Box zum SWEP).

Die Endverbraucher geben in der Schweiz nominell 5,54 Mrd. € für den Strombezug aus. Dies entspricht rund 40% an den gesamten Endverbraucher-Ausgaben für Energie oder gut 3% an den privaten Konsumausgaben. Die Strompreise variieren in der Schweiz je nach Verbrauchsgruppe oder Verteilgebiet sehr stark. Generell kann festgehalten werden, dass die Strompreise für industrielle Kunden in der Schweiz im

internationalen Kontext eher hoch und diejenige für die Haushalte eher im Mittelfeld liegen.<sup>14</sup>

Über alle Konsumenten betrachtet, liegt der durchschnittliche Konsumentenpreis über die letzten Jahre bei 165 CHF/MWh (110 €/MWh), wobei seit 1996 eine sinkende Tendenz auszumachen ist.<sup>15</sup> Im Juni 2001 lagen die Preise für Hochspannungs-Großbezüger bei 136,6 CHF/MWh (91 €/MWh), für Niederspannungs-Großbezüger bei 176,2 CHF/MWh (117,5 €/MWh) und für Haushalte bei 199,8 CHF/MWh (133,2 €/MWh).<sup>16</sup> Diese Durchschnittswerte täuschen aber darüber hinweg, dass die Spannweite der Strompreise zwischen einzelnen Werken beträchtlich sind. Der Preisvergleich zwischen 56 Elektrizitätsverteilern in Bild 4 zeigt, dass sich die Preise um den Faktor 2 unterscheiden können.

## Die geplante Strommarktöffnung in der Schweiz

In Bezug auf die Strommarktliberalisierung gehört die Schweiz zu den Nachzüglern. Die Einbettung in den mitteleuropäischen Strommarkt, der im Vergleich zu angelsächsischen oder nordeuropäischen Strommärkten relativ spät geöffnet wurde, das Fehlen bedeutender energieintensiver Industrieunternehmen, die heterogene Struktur der Schweizer Elektrizitätswirtschaft und schließlich unterschiedliche Interessen der Groß- und Kleinkunden, Stadt- und Berggebiete, Kraftwerksbesitzer, Umweltorganisationen etc. führten zu einer

<sup>14</sup> Vgl. IEA (2001)

<sup>15</sup> Der durchschnittliche Konsumentenpreis wird durch das Bundesamt für Energie (BFE) ermittelt. Dabei handelt es sich um ein Mittel, welches sich auf alle Abnehmerkategorien bezieht. Der Durchschnittspreis berücksichtigt 111 Werke, die für rund 2/3 des gesamten schweizerischen Endverbrauchs verantwortlich zeichnen, und gilt deshalb als im hohen Maß repräsentativ (Bundesamt für Energie 2001).

<sup>16</sup> Die Angaben stammen von Enerprice, einem Internet Energieberater in der Schweiz. Die Werte entsprechen dem Durchschnittspreis aller erfassten 56 Elektrizitätswerke.

überdurchschnittlich langen politischen Diskussion in der Schweiz, welche bis heute noch nicht abgeschlossen ist.

Im Folgenden soll nach einer kurzen Darstellung der theoretischen Überlegungen zur Strommarktregulierung auf die verschiedenen Aspekte dieser Diskussion und die wesentliche Stossrichtung des geplanten Elektrizitätsmarktgesetzes eingegangen werden.

## Theoretische Überlegungen zur Strommarktregulierung

Seit einigen Jahren werden weltweit Sektoren liberalisiert und dereguliert, welche bis dato als klassische Staatssektoren betrachtet wurden. Ermöglicht wurde die Liberalisierung (Entstaatlichung, Marktöffnung) aufgrund technisch-ökonomischer Faktoren sowie damit verbundene neue Einsichten in spezifische Netzeigenschaften<sup>17</sup> und – last but not least – durch eine geänderte Interpretation von Marktmacht oder Marktbeherrschung.

Netzsektoren wurden früher wegen fallender Durchschnittskosten (Kostendegression) beim Bau und Betrieb der Netze und wegen des Vorliegens von positiven Netzexternalitäten als „natürliche Monopole“ betrachtet, was – zusammen mit Argumenten bezüglich der Versorgungssicherheit – zur Begründung der Abschottung der gesamten netzbasierten Sektoren vor dem Wettbewerb herangezogen wurde. Im Gegensatz etwa zur Telekommunikation ist in der Schweiz allerdings nie ein legales „Strommonopol“ geschaffen worden.<sup>18</sup>

<sup>17</sup> Zentral bei Netzsektoren ist die Unterteilung der Netzleistung in verschiedene Teilleistungen. So gilt es den Bereich Infrastruktur (physische Stromnetze), die Suprastruktur (Billing im Strombereich) und die Dienste (Stromproduktion respektive Stromhandel) zu unterscheiden. Zu Fragen, die sich mit der Öffnung von Märkten mit Netzstrukturen und den Netzeigenschaften beschäftigen vgl. auch Knieps/-Brunekreeft (2000) oder von Weizsäcker (1999).

<sup>18</sup> Diese fehlende Legitimation hat im März 2001 auch die Wettbewerbskommission veranlasst zu entscheiden, dass aufgrund des Kartellgesetzes die Freiburger Elektrizitätswerke ihre Monopolstellung in unzulässiger Weise missbrauchen, wenn sie die Stromdurchleitung der Watt AG nicht gestatten.

### Box: Die Regulierung des schweizerischen Strommarktes vor der Marktöffnung

Der Schweizer Strommarkt soll mit der geplanten Öffnung einem neuen Regulierungsregime unterstellt werden. In diesem Zusammenhang ist es von Interesse, ein Blick auf die heutige Regulierung zu werfen. Wie eingangs beschrieben, ist die schweizerische Elektrizitätswirtschaft als System von regionalen und lokalen, vertikal integrierten Monopolisten organisiert. 1999 war lediglich ein Viertel der Elektrizitätswerke in der Hand der Privatwirtschaft oder in ausländischen Besitz. Der überwiegende Teil dagegen ist im Besitz der öffentlichen Hand. Die wichtigsten gesetzlichen Grundlagen für die heutige Energiepolitik bilden die folgenden Gesetze mit den jeweils dazugehörigen Verordnungen:

- Bundesverfassung, Art. 89-91
- Energiegesetz vom 26. Juni 1998 (RS 730.0)
- Wasserrechtsgesetz vom 22. Dezember 1916 (SR721.80)
- Atomgesetz vom 23. Dezember 1959 (SR 732.0)

Für die Umsetzung der Energiepolitik kommt dem Programm Energie 2000 sowie dem Nachfolgeprogramm EnergieSchweiz große Bedeutung zu. EnergieSchweiz ist ein Programm des Bundesrates. Es fördert die erneuerbaren Energien und den sparsamen Energieverbrauch und wird zehn Jahre - bis 2010 – dauern. Hauptsächlich sind heute das Bundesamt für Energie sowie das Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft für energierelevante Fragen verantwortlich.

Grundsätzlich ist die Schweiz jedoch durch äußerst dezentrale Verantwortungs- und Entscheidungsstrukturen gekennzeichnet (Subsidiaritätsprinzip). So sind für viele Fragen die Kantone oder sogar die Gemeinden zuständig. Die Strompreise wurden in der Vergangenheit beispielsweise von den regionalen Monopolisten gesetzt und von den lokalen Behörden genehmigt. Zudem sind die lokalen Behörden auch für die Genehmigung von Elektrizitätsunternehmen (Ausnahme: Wasserkraft an der Grenze und Kernkraftwerke) zuständig, können diverse Gebühren erheben und haben die Rechte bezüglich der Wassernutzung. Der Preisüberwacher sowie die Wettbewerbskommission schränken dabei den lokalen Spielraum aufgrund des Preisüberwachungs- sowie des Kartellgesetzes ein. Dabei hat der Preisüberwacher lediglich bei den privaten Unternehmen einen gewissen Handlungsspielraum (bei den öffentlichen Unternehmen hat er lediglich Empfehlungsmöglichkeiten). Die Wettbewerbskommission dagegen hat sich insbesondere mit den letzten Entscheidungen (vgl. den vorgängig zitierten Entscheid der Wettbewerbskommission in Sachen Stromdurchleitung bei den Freiburger Elektrizitätswerke) gewillt gezeigt, die heute nicht legalisierte Monopolsituation auch ohne Elektrizitätsmarktgesetz aufzubrechen.

Die heutigen – vielfach im öffentlichen Besitz und mit öffentlichem Auftrag oder zumindest vom Staat nicht am Aufbau gehinderten – regionalen Monopole haben sich ausgehend von isolierten Erzeugungsanlagen seit Ende des 19. Jahrhunderts zu vertikal integrierten Unternehmen entwickelt.<sup>19</sup> Die Pfeiler der bisherigen schweizerischen Gesetzgebung zum Elektrizitätssektor sind in der Box zum Thema zusammengefasst. Da Strom nicht nur ein

wichtiges Konsumgut, sondern vor allem auch ein bedeutender Produktionsfaktor ist, ergibt sich im Zuge des mit der Globalisierung einhergehenden Standortwettbewerbs ein Druck auf das Ausschöpfen möglicher Effizienzpotenziale.

Für die Bestimmung des Regulierungsbedarfs aufgrund der Öffnung der Strommärkte spielt zum einen die Frage der Effizienz vertikal integrierter

<sup>19</sup> Vgl. Mutzner (1995), S. 6ff.

Unternehmen eine wichtige Rolle.<sup>20</sup> Vertikale Integration wirkt sich immer dann positiv auf die Effizienz aus, wenn in der nachgelagerten Branche keine vollständige Konkurrenz herrscht. Sowohl bei der Stromproduktion als auch beim Stromhandel ist jedoch Wettbewerb möglich, weshalb die Gefahr besteht, dass das natürliche Monopol (Netz) dazu verwendet wird, potenzielle Konkurrenten auf den vor- und nachgelagerten Ebenen zu behindern.

Zum anderen sind für die Ableitung des Regulierungsbedarfs sowie der Regulierungsart auch die neuen Erkenntnisse aus der Regulierungsökonomie<sup>21</sup> sowie die geänderte Interpretation des Begriffs Marktmacht wichtig. Ein hoher Marktanteil ist dabei kein allein ausreichender Grund mehr für die Ableitung von Marktbeherrschung und somit Regulierungsbedarf. Vielmehr ist der Grund für den hohen Marktanteil relevant. In Sinne einer disaggregierten Betrachtung<sup>22</sup> wird der Be-

reich in der Wertschöpfungskette gesucht, der einen sogenannten monopolistischen Engpass oder Bottleneck darstellt: sich also durch fallende Durchschnittskosten sprich Kostendegression und hohen (auch auf einem „second-hand-Markt“ nicht mehr einzufahrenden) Markteintritts- bzw. -austrittsinvestitionen auszeichnet. Früher wurden nun in der Regel beim Vorhandensein eines monopolistischen Engpasses fast alle dem Netz vor- und nachgelagerten wirtschaftlichen Aktivitäten reguliert. Aufgrund der neuen Erkenntnisse aus der Regulierungsökonomie und basierend auf Effizienzüberlegungen sollen in der neuen Sichtweise nur noch die eigentlichen monopolistischen Engpässe oder Bottlenecks reguliert werden.

Aufgrund der theoretischen Überlegungen können für den Regulierungsbedarf in der Elektrizitätswirtschaft folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Stromnetze stellen einen monopolistischen Engpass dar und sind zu regulieren.
- Stromproduktion und -handel dagegen bilden wettbewerbsfähige Bereiche. Die Verbundvorteile (economies of scope) zwischen diesen Aktivitäten und den Netzen werden generell als gering eingeschätzt, weshalb eine vertikale Separation der Unternehmen angebracht ist.

## Die politische Diskussionen über die Strommarktöffnung

Die geplante Strommarktöffnung beherrscht die politische und gesellschaftliche Diskussion in der Schweiz bereits seit Mitte der 1990er Jahre. Dabei sind je nach Zeitpunkt und Art der Diskussion unterschiedliche Themenschwerpunkte zu eruieren. Dies ist auch nicht verwunderlich, bedenkt man, dass der Bundesrat bereits im Dezember 1995 sowie Juni 1997 von den Grundlagen-

Ziel, den minimalen Regulierungsbedarf abzuleiten, indem lediglich die eigentlichen monopolistischen Bottleneck-Einrichtungen in den Netzsektoren lokalisiert und reguliert werden.

berichten „Öffnung des Elektrizitätsmarktes“ und „Marktöffnung im Elektrizitätsbereich“ Kenntnis genommen hatte. In den Jahren 1997 und 1998 wurden verschiedene Studien erstellt, welche sich mit unterschiedlichen Aspekten der Strommarktöffnung in der Schweiz beschäftigten.<sup>23</sup> Im Februar 1998 hat das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) den Vorentwurf zu einem Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) und den erläuternden Bericht in die Vernehmlassung geschickt. Im Herbst 1998 und Frühjahr 1999 hat der Bundesrat die Gesetzesvorlage finalisiert. Der Nationalrat diskutierte das Gesetz in der März-Session 2000 und der Ständerat verschob die Diskussion in seiner Sommersession auf die Dezember-Session 2000 (beide Räte nahmen das Gesetz nach einem parlamentarischen Differenzbereinigungsverfahren an). Gegen dieses Gesetz wurde im Frühjahr 2001 das Referendum ergriffen. Danach wurde beschlossen, im Gegensatz zum üblichen Vorgehen, die Verordnung zum Elektrizitätsmarktgesetz vor der Referendumsabstimmung über das Gesetz zumindest in den groben Zügen zu erstellen. Die Referendumsabstimmung ist für das Frühjahr 2002 vorgesehen, womit – bei Ablehnung des Referendums – der Strommarkt in der Schweiz frühestens Mitte 2002 geöffnet wird. Betrachtet man die vergangene Diskussion, lassen sich die folgenden Schwerpunkte herauskristallisieren.

### *Diskussion während der Vernehmlassung zum Entwurf des EMG*

Während der Vernehmlassung zum ersten Entwurf des EMG im Jahre 1998 standen vor allem die Abgeltung der nicht-amortisierbaren Investitionen (NAI), die Errichtung einer Netzgesellschaft sowie das Marktöffnungstempo im Vordergrund. In der Vernehmlassung wurde klar herausgestrichen, dass eine Mehrheit grundsätzlich für die Öffnung des

<sup>20</sup> Bis zu den 1970er Jahren existierte keine formale Theorie zum Thema vertikale Integration. Man ging davon aus, dass vertikale Integration eine Markteintrittsbarriere darstellt und so zu ineffizienten Ergebnissen führen kann. In den 1970er und 1980er Jahren wurde vor allem das Argument der „Chicago-Schule“ betont, dass vertikale Integration zu höherer Effizienz aufgrund der damit möglichen Internalisierung vertikaler Externalitäten führt (vgl. Wild (2001)).

<sup>21</sup> In der traditionellen Theorie der Regulierung (vgl. z.B. Berg/Tschirhart (1988)) wurde versucht, den natürlichen Monopolisten zum Setzen von Grenzkosten- oder Durchschnittskostenpreisen (bei hohen Fixkosten) zu veranlassen. Das damit verbundene Defizit des Monopolisten sollte entweder über Subventionen oder die Erhebung einer Grundgebühr finanziert werden. Vorhandene Informationsasymmetrien sowie ineffiziente Produktion des regulierten Monopolisten führten jedoch zu Weiterentwicklungen bei der Theorie der Regulierung. Die Neue Theorie der Regulierung wurde vor allem in den 1980er Jahren entwickelt. Sie konzentrierte sich stärker auf die Anreize und Informationen, welche die einzelnen Akteure im „Regulierungsspiel“ haben. Vor allem die Informationsasymmetrien zwischen der Regulierungsbehörde und der regulierten Firma werden stark betont (vgl. Moral Hazard und Adverse Selektion). Für einen umfassenden Überblick über die Neue Theorie der Regulierung vgl. z.B. Laffont/Tirole (1993).

<sup>22</sup> Der „disaggregierte Regulierungsansatz“ stammt von Knieps (1996) und basiert auf der Theorie der angreifbaren Märkte von Baumol, Panzar und Willig (1982). Er hat vereinfacht zum

<sup>23</sup> Vgl. Econcept (1997, 1998)

Strommarktes ist. Ebenso klar wurde signalisiert, dass der Markt stufenweise geöffnet werden soll.

Stark umstritten war dagegen die Notwendigkeit einer einzigen schweizerischen Netzgesellschaft. So wurde aus der Elektrizitätswirtschaft selbst der Vorschlag von zwei Netzgesellschaften in die Diskussion eingebracht.

Ein weiterer strittiger Punkt in der Vernehmlassung war die Abgeltung der nicht-amortisierbaren Investitionen. Insbesondere die "Wasserkantone" setzten sich für eine großzügige Abgeltung der eigenen und noch nicht abgeschrieben Investitionen ein.

Schließlich betraf der dritte große Diskussionspunkt Ausmaß und Geschwindigkeit der Marktöffnung. Hier ging es vor allem um die Frage, wie schnell die Kleinkonsumenten und die Verteilunternehmen von der Marktöffnung profitieren können.<sup>24</sup>

### *Parlamentarische Diskussion des EMG-Entwurfs*

Die parlamentarische Diskussion stand sodann im Zeichen der Stützung der Wasserkraft und generell der Förderung der erneuerbaren Energien, was sich auch in der Koppelung mit den Energieabstimmungen im Herbst 2000 manifestierte. Der Nationalrat, der das EMG in der März-Session 2000 behandelte, beschloss, dass eine "nationale, privatrechtliche Netzgesellschaft" zu gründen sei. Im weiteren wurde der Öffnungsfahrplan vom Bundesrat übernommen, die Abgeltung der nicht-amortisierbaren Investitionen (NAI) abgelehnt und eine Verknüpfung mit der Energieförderabgabe vollzogen.

Der Ständerat beschloss, die Diskussion des EMG nach der Abstimmung über die Energievorlagen zu führen. Im Unterschied zum Nationalrat gewährte die Kleine Kammer beim Artikel über die Marktöffnungsstufen den

Strom-Verteilwerken doppelt so hohe Marktquoten. Gemäß Ständerat muss in der nationalen Netzgesellschaft eine "schweizerische Beherrschung" sichergestellt werden. Bei den Bestimmungen zur Stromdurchleitung baute der Ständerat zudem ohne Gegenstimme eine Sicherung zugunsten der Randgebiete ein.

Um beträchtliche regionale Preisunterschiede bei der Verteilung des Stromes in den Kantonen zu verhindern, soll der Bundesrat Maßnahmen bis hin zur Schaffung eines Ausgleichsfonds anordnen können. Nach der Ablehnung der Förderabgabe durch das Volk bei den Energievorlagen im Herbst 2000 wurde das EMG um mögliche Fördermaßnahmen zugunsten der Wasserkraft und der erneuerbaren Energien ergänzt.

### *Referendumsdiskussion*

Im Frühjahr 2001 wurde von den Gewerkschaften das Referendum gegen das beschlossene EMG ergriffen. Das Ziel war die Lancierung einer Grundsatzdiskussion über den Nutzen der Liberalisierung und Privatisierung. Gewarnt wird vor mittelfristig wieder steigenden Strompreisen (nach Abbau der Überkapazitäten), einem Konkurs oder Verlust der Eigenständigkeit von kleinen Stromerzeugungsbetrieben und somit einem Verlust von regionaler Identität.

Zudem wird angeführt, dass Liberalisierung einen Verlust der demokratischen Kontrolle bei der Versorgungsinfrastruktur zur Folge habe, und ein Abbau von Arbeitsplätzen sowie ein Verlust der Qualität der Stromversorgung drohe. Insgesamt wird die Sicherung des „service public“ (flächendeckende, zuverlässige und saubere Versorgung<sup>25</sup>) in einem geöffneten Strommarkt in Frage gestellt.

Verschiedene energiepolitische Abstimmungen in den letzten Monaten haben gezeigt, dass die Frage der Strommarktöffnung in der Schweiz sehr kontrovers diskutiert wird und der

Ausgang der Abstimmung zur Zeit völlig offen ist. Die Befürworter und Gegner der Öffnung finden sich dabei in allen politischen Lagern, in allen Regionen aber auch innerhalb der Elektrizitätswirtschaft selber.

## **Zentrale Punkte des Elektrizitätsmarktgesetzes**

Wie erwähnt ist geplant, dass Volk und Stände im März 2002 über das neue EMG abstimmen können. Gemäß EMG können nach einer Übergangsfrist von sechs Jahren alle Verbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Während einer ersten Phase von drei Jahren bleibt dieses Privileg rund 100 Großkonsumenten mit einem Jahresverbrauch von mehr als 20 GWh vorbehalten. Zusätzlich können regionale und lokale Verteiler 20% ihres Stromabsatzes an gefangene Kunden ebenfalls am Markt eindecken. Zusammen ergibt sich daraus eine Marktöffnungsquote von etwa 30 Prozent.

Danach – während einer zweiten Dreijahresphase – erhöht sich die Zahl der zugelassenen Kunden auf 250 mit einem Jahresverbrauch von mindestens 10 GWh. Verteiler werden dann 40% ihres Stromabsatzes an gefangene Kunden am freien Markt beschaffen können. Die Marktöffnungsquote während der zweiten Phase wird somit rund 50% betragen.

Damit hält sich die Schweiz – obwohl nicht Mitglied der Europäischen Union (EU) – in etwa an die EU-Richtlinie zur Strommarktöffnung. Zu Beginn werden die Vorgaben der Richtlinie nicht ganz erfüllt; mit der vollen Öffnung nach sechs Jahren geht man jedoch darüber hinaus.

Im Folgenden sollen einige der für die Art der Strommarktöffnung zentralen Punkte des EMG diskutiert werden. Überdies wird – wo nötig – auch auf die in der Verordnung vorgesehenen Präzisierungen der Gesetzesartikel

<sup>24</sup> Im ersten Entwurf des EMG wären die Verteilwerke während der gesamten Übergangsfrist bis zur vollständigen Marktöffnung an die Verträge mit ihren Stromlieferanten gebunden gewesen und hätten keinen Marktzugang erhalten.

<sup>25</sup> Die Diskussion bezüglich der sicheren Stromversorgung wurde stark durch die Vorkommnisse in Kalifornien geprägt.

eingegangen.<sup>26</sup> Zentral für die Marktöffnung sind die Bereiche:

- Schweizerische Netzgesellschaft und Stromdurchleitung
- Preise für die Netzbenutzung
- Ausgleich regionaler Kostenunterschiede
- Abgeltung der NAI und Förderung der erneuerbaren Energien
- Behördenorganisation

### Schweizerische Netzgesellschaft und Stromdurchleitung

Anders als in Deutschland wird in der Schweiz ein Modell des regulierten – und nicht des ausgehandelten – Netzzugangs eingeführt werden. Das Übertragungsnetz wird von einer einzigen privatrechtlichen schweizerischen Netzgesellschaft betrieben, die spätestens drei Jahre nach Beginn der Marktöffnung gegründet werden muss.

Als ersten Schritt in diese Richtung haben die sieben Überlandwerke die Netzkoordination für das gesamte schweizerische Höchstspannungsnetz an die am 1. Januar 2000 gegründete Gesellschaft ETRANS übergeben. Diese überwacht und koordiniert als unabhängiger Systemkoordinator das Übertragungsnetz und nimmt Aufgaben im europäischen Stromverbund UCTE wahr.

In Artikel 5 EMG wird aber auch die Öffnung der Verteilnetze für die Marktteilnehmer, d.h. auch für die Endkonsumenten festgehalten. Der Gesetzestext spricht etwas unpräzise von „Durchleitung“, obwohl ein distanzunabhängiges Anschlusspunktmodell mit Briefmarkenpreisen für die Netzbenutzung<sup>27</sup> – und

nicht ein Punkt-zu-Punkt-Durchleitungsmodell – eingeführt werden wird.

Von den Elektrizitätswerken wird zudem verlangt, dass sie für ihre verschiedenen Tätigkeitsfelder getrennte Konten führen (buchhalterische Entflechtung). Von der Durchleitungspflicht abgesehen wird beim Übertragungsnetz dann, wenn dadurch der Betrieb des Netzes und die Versorgungssicherheit im Inland gefährdet ist. Bei den Verteilnetzen muss die Netzbetreiberin nachweisen, dass nach der Belieferung ihrer Kunden keine Kapazität mehr vorhanden ist. Dieser Vorrang der Netzbetreiberin ist insofern problematisch, als dies falsche Anreize bezüglich der Kapazitätsplanung des Netzes aussenden könnte.<sup>28</sup>

### Preise für die Netzbenutzung

Da es sich bei den Verteilnetzen auch nach der Deregulierung um (natürliche) Monopole handelt, werden im Gesetz Grundlagen zur Berechnung der Preise für die Netznutzung erlassen.

*Die Vergütung für die Durchleitung von Elektrizität richtet sich nach den notwendigen Kosten eines effizient betriebenen Netzes und eines angemessenen Betriebsgewinnes. Dazu zählen insbesondere die Kosten für Netzregulierung, Spannungshaltung, Wirkverluste, Reservehaltung, Unterhalt, Durchleitungsrechte, Erneuerung und Ausbau sowie für die angemessene Verzinsung und Amortisation des eingesetzten Kapitals. (EMG Art. 6, Abs. 1)*

In diesem Artikel wird einerseits festgelegt, dass es den Netzbetreibern möglich sein soll, eine angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital zu erwirtschaften. Dieses Element kann einerseits im Lichte der kostenorientierten Renditeregulierung (*rate-of-return regulation*) interpretiert werden, bei der sich der Preis für die Netzbenutzung an

den effektiven Kosten eines Netzbetreibers orientiert.

Andererseits wird mit der Aussage, dass sich die Vergütung nach den „Kosten eines effizient betriebenen Netzes“ zu richten haben, angedeutet, dass Kosten eines Netzbetreibers nur vollständig auf die Kunden überwälzbar sein sollen, wenn er sein Netz effizient betreibt. Diese Ermittlung der notwendigen Kosten könnte zum Beispiel durch einen Leistungsvergleich (*benchmarking*) durchgeführt werden, bei dem ähnliche Netzbetreiber miteinander verglichen werden.

Wenn dieser Leistungsvergleich zur Regulierung der Preise verwendet wird, spricht man von „Yardstick-Wettbewerb“ (*yardstick competition*). Die Netzbetreiber erhalten in diesem Fall einen Anreiz, ihre Kosten zu senken, da die Netzpreise von den eigenen Kosten entkoppelt werden; man spricht deshalb auch von einer anreizorientierten Regulierung.

Ob bei der Festlegung der Netzpreise in der Schweiz eher eine kostenorientierte Renditeregulierung oder eine anreizorientierte Regulierung mit Leistungsvergleich im Zentrum stehen wird, ist im EMG nicht geregelt. Zumindest in die Anfangsphase wird eher eine kostenorientierte Methode zur Anwendung kommen, die längerfristig durch einen anreizorientierten Ansatz ersetzt werden dürfte.<sup>29</sup>

### Ausgleich regionaler Kostenunterschiede

Im neuen EMG sind verschiedene Artikel enthalten, die zum Ziel haben, „unverhältnismäßige Unterschiede“ zwischen den Netzbenutzungspreisen zu

<sup>26</sup> In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass die Verordnung laufend überarbeitet wird. Im Herbst 2001 dürfte voraussichtlich die Vernehmlassung abgeschlossen sein, sodass gegen Ende Jahr die definitive Verordnung durch den Bundesrat beschlossen werden kann. In dem Sinne weisen die Aussagen zur Verordnung provisorischen Charakter auf.

<sup>27</sup> Indirekt ist im EMG eine distanzabhängige Komponente enthalten, indem nämlich bei den Durchleitungspreisen das Nettoprinzip verwendet wird. Energie, die in Nähe der Nachfrage produziert wird, und deshalb nicht durch höhere Span-

nungsebenen geleitet werden muss, wird nicht belastet (vgl. Bodmer/Borner (2001), S. 124).

<sup>28</sup> Vgl. Bodmer/Borner (2001), S. 126.

<sup>29</sup> In der Verordnung wird in Artikel 6 präzisiert, dass Effizienzvorgaben aufgrund von Betriebsvergleichen als Obergrenze für die anrechenbaren Kosten und den Betriebsgewinn festgelegt werden. Dabei sollen für Netzbetreiber mit vergleichbaren strukturellen Voraussetzungen gemeinsam Effizienzvorgaben ermittelt werden. Die Effizienzvorgaben gelten in der Regel für eine Periode von 5 Jahren. Im Rahmen eines Projekts „Benchmarking-Pilot“ wurden die dazu notwendigen Grundlagen erarbeitet (PriceWaterhouseCoopers (2001)).

verhindern. Dazu wird von den Netzbetreibern gefordert, dass sie in ihrem Netz (pro Spannungsebene) gleiche Preise in Rechnung stellen. Dadurch soll innerhalb der einzelnen Versorgungsgebiete eine Preissolidarität zwischen jenen Kunden, deren Erschließung teuer ist, und denjenigen, die sich günstig erschließen lassen, erreicht werden.

Um sicherzustellen, dass auch entlegene Gebiete ans Netz angeschlossen werden, wurde den Kantonen die Kompetenz gegeben, die Zuteilung der Netzgebiete auf ihrem Territorium zu regeln. Sie können beispielsweise Leistungsaufträge mit den Netzbetreibern abschließen und Bestimmungen über Anschlüsse außerhalb des Siedlungsgebietes erlassen. Außerdem werden die Netzbetreiber im EMG verpflichtet, alle Stromkonsumenten und -erzeuger in ihrem Versorgungsgebiet an ihr Netz anzuschließen.

Auch Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Netzbetreibern sollen nicht zu hoch sein. Die Kantone dürfen dazu geeignete Maßnahmen – z.B. den Zusammenschluss von kleinen Netzbetreibern – ergreifen. Sollten diese Maßnahmen nicht genügen, kann der Bund über die Kantonsgrenzen hinweg Netzzusammenschlüsse anordnen. Außerdem hat er die Kompetenz, einen regionalen Ausgleichsfonds mit obligatorischer Beteiligung aller Netzbetreiber einzurichten.

Insgesamt dürfte somit das EMG dazu führen, dass die heute teilweise großen regionalen Differenzen bei den Durchleitungspreisen eher schrumpfen werden; dies nicht zuletzt auch aufgrund der erwarteten Fusionen zwischen den verschiedenen Verteilunternehmen. Solche Fusionen zwischen den rund 900 Verteilwerken werden zwar im EMG nicht direkt gefördert. Die in EMG Art. 6 Abs.4 vorgesehene fünfjährige Frist, in der nach der Fusion die (höheren) Preise der vormaligen Unternehmen beibehalten werden können, dürfte solche Zusammenschlüsse trotzdem stimulieren.

## Abgeltung der NAI und Förderung der erneuerbaren Energien

Nach den verschiedenen Diskussionen bezüglich der Abgeltung der nicht-amortisierbaren Investitionen wurde im EMG auf eine generelle Abgeltung verzichtet. Über die vorgesehene stufenweise Öffnung des Elektrizitätsmarktes sowie weitere Übergangsbestimmungen wurde trotzdem die Problematik entschärft. So kann der Bund Wasserkraftwerken, die auf dem freien Markt nicht mehr konkurrenzfähig sind, nicht-amortisierbare Investitionen (NAI) während zehn Jahren mit zinsgünstigen Darlehen überbrücken. Darlehen sind auch für die Modernisierung von Wasserkraftwerken erhältlich, wenn dadurch ihre Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit erhöht werden kann. Das Parlament kann die Frist durch einen Beschluss, der nicht dem Referendum untersteht, um weitere zehn Jahre verlängern.

Als zweite Maßnahme ist während zehn Jahren eine gebührenfreie Durchleitung von Strom aus Kleinstwasserkraftwerken und Kraftwerken, die erneuerbare Energien nutzen, vorgesehen. Die Bestimmung gilt für Wasserkraftwerke bis 500 Kilowatt, für andere erneuerbare Energien (Solarkraft, Windenergie, Holz, Biomasse) bis 1 MW Leistung.

## Behördenorganisation

Mit dem EMG wurde keine für die Belange der Marktöffnung allgemein zuständige neue Regulierungsbehörde geschaffen. Vielmehr werden die Regulierungsaufgaben gemeinsam durch das Bundesamt für Energie, die Preisüberwachung und eine neu einzusetzende Schiedskommission wahrgenommen. Der Behördenorganisation kommt dabei vor allem bei der Bestimmung der Durchleitungspreise eine große Bedeutung zu.

Dabei werden unter der Federführung des Bundesamtes für Energie die Durchleitungsvergütungen erarbeitet. Die Schiedskommission kann danach von sich aus die Durchleitungsvergü-

tungen prüfen und entscheidet über Streitigkeiten im Zusammenhang mit der Durchleitungspflicht. Die Preisüberwachung schließlich kann gemäß dem Preisüberwachungsgesetz ebenfalls bei behördlich festgesetzten oder genehmigten Preisen für Elektrizität aktiv werden.

Bezüglich Aufgabenteilung zwischen diesen drei Institutionen lässt das EMG gewisse Interpretationsspielräume. In Art. 16, Abs. 1 erhält die Schiedskommission jedoch die Kompetenz, Netzpreise von sich aus zu überprüfen und „vorsorglich [zu] verfügen“, womit ihr eine gewisse Leadfunktion zukommt. Die Schiedskommission setzt sich aus unabhängigen Sachverständigen zusammen.

## Fazit und Ausblick

Es ist geplant, dass der schweizerische Elektrizitätsmarkt Mitte 2002 geöffnet wird. Die Marktöffnung erfolgt grundsätzlich gemäß den Vorgaben der EU-Elektrizitätsmarkt-Direktive. Die lokalen und regionalen Verteilnetze müssen buchhalterisch von den übrigen Bereichen der Wertschöpfungskette getrennt werden, während das Übertragungsnetz in eine eigens dazu gegründete nationale Netzgesellschaft überführt wird. Überdies müssen die Netzbetreiber Dritten diskriminierungsfrei Zugang zu ihren Netzen ermöglichen. Im Gegensatz zu Deutschland, wo dazu ein Modell des verhandelten Netzzugangs angewendet wird, ist in der Schweiz – ähnlich wie beispielsweise in Österreich – ein Modell des regulierten Netzzugangs vorgesehen. Schließlich wird – anders als in Deutschland und Österreich – eine stufenweise Marktöffnung angestrebt.

Die Marktöffnungsdiskussion im Vorfeld der Referendumsabstimmung, die im Frühjahr 2002 stattfinden wird, widerspiegelt die unterschiedlichen Positionen der einzelnen Interessensgruppen. Die Großverbraucher haben bereits im Vorfeld der geplanten Marktöffnung von fallenden Preisen profitiert und werden auch bei Annahme des

Referendums dank der durch die Wettbewerbskommission garantierten freien Wahl der Stromanbieter Strom zu wettbewerblichen Preisen erhalten. Dies dürfte die Ursache für das bisher eher laue Engagement der Großverbraucher für die Strommarktöffnung sein.

Bei den Kleinverbrauchern ist zum einen das Preissenkungspotenzial geringer als bei den Großverbrauchern, zum anderen herrscht gerade seit der Krise in Kalifornien eine gewisse Verunsicherung bezüglich Versorgungssicherheit in einem liberalisierten Markt. Beide Faktoren führen dazu, dass diese Gruppe der Strommarktöffnung eher skeptisch gegenübersteht.

Zudem zeigt sich hier die Tatsache, dass große Gruppen mit heterogenen Interessen ihre Anliegen deutlich schlechter in die politische Diskussion einbringen können als kleine, homogene Interessensgruppen. Gerade die Gewerkschaften bilden eine solche kleine Gruppe. Es ist deshalb nicht verwunderlich, dass das Referendum gegen das EMG von dieser Seite lanciert wurde.

Auch die Umwelanliegen werden sehr intensiv in der laufenden Diskussion thematisiert, wobei zu erwarten ist, dass sich deren Vertreter aufgrund der vorgesehenen Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien mehrheitlich für das EMG einsetzen werden.

Auch die Interessen der Elektrizitätsbranche selbst sind sehr inhomogen. Die Position bezüglich der Marktöffnung hängt dabei von verschiedenen Faktoren ab. Unternehmen mit einer großen Kundenbasis sehen ihre Stellung gefährdet, solche mit einer starken Verankerung im europäischen Stromhandel dagegen befürchten negative Auswirkungen eines Abseitsstehens der Schweiz und die (wenigen) kleinen unabhängigen Produzenten erhoffen sich dank der EMG-Fördermaßnahmen bessere Rahmenbedingungen.

Insgesamt sind somit zur Zeit relativ wenig überzeugte Befürworter für das EMG auszumachen. Diesen stehen mit den Gewerkschaften und gewissen

Vertretern der Linken gut organisierte Gegner gegenüber, die angekündigt haben, die EMG-Abstimmung zu einem Grundsatzentscheid bezüglich der Wünschbarkeit der Liberalisierung verschiedener Sektoren (Telekom, Post, Verkehr etc.) zu machen. Der Ausgang der Abstimmung und somit der weitere Verlauf der Marktöffnung wird somit davon abhängen, inwiefern es den Befürwortern und Gegnern gelingt, die gleichgültig bis skeptisch eingestellte Bevölkerung auf ihre Seite zu ziehen.

Die Annahme des Referendums gegen das EMG würde bedeuten, dass der Prozess der regulierten Öffnung des schweizerischen Elektrizitätsmarktes nicht oder zumindest verzögert in Gang gesetzt werden kann. Kurzfristig ist zu erwarten, dass die Marktöffnung zumindest für Großverbraucher trotzdem stattfinden wird, indem diese sich die Stromdurchleitung fallweise mit Hilfe der Wettbewerbskommission erstreiten. Mittelfristig könnte allenfalls eine modifizierte Gesetzesvorlage erarbeitet werden, die lediglich die minimalen EU-Anforderungen erfüllt und besonders bezüglich Versorgungssicherheit stärkeren staatlichen Einfluss enthält. Es ist allerdings zu befürchten, dass sich für die an sich international kompetitive Schweizer Elektrizitätswirtschaft (z.B. Wasserkraft, Handel) wegen fehlender Reziprozität die Zugangsbedingungen zu den internationalen Absatzmärkten verschlechtern.

Unabhängig vom Ausgang der Referendumsabstimmung stehen in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft in den nächsten Jahren einige Veränderungen an. Bei Annahme des Referendums dürfte sich dieser Prozess allerdings verlangsamen. Zwei Entwicklungen stehen im Vordergrund: zum einen die fortschreitende Integration der schweizerischen Grossunternehmen in den europäischen Strommarkt und zum anderen ein Strukturbereinigungsprozess vorab bei den lokalen und regionalen Verteilunternehmen. Der neue Umgang mit Regulatoren, Kunden und Konkurrenten stellen für die Unter-

nehmen der Elektrizitätswirtschaft in den nächsten Jahren grosse Herausforderungen dar. Der bereits heute zu beobachtende Trend zu Kooperationen und Fusionen dürfte sich fortsetzen und auch die bisher noch eher abwartenden Unternehmen tangieren.

## Literaturverzeichnis

- BAK (2001): Internationaler Benchmark Report, BAK Konjunkturforschung Basel AG ([www.bakbasel.ch](http://www.bakbasel.ch)), Basel.
- Baumol, William J.; Panzar, John C.; Willig, Robert D. (1982): *Contestable Markets and The Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, New York.
- Berg, Sanford V.; Tschirhart, John (1988): *Natural Monopoly Regulation, Principles and Practice*, Cambridge University Press, Cambridge.
- Bodmer, Frank; Borner, Silvio (2001): *Die Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz*, Verlag Rüegger, Chur/Zürich.
- Bundesamt für Energie (2001): *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2000 und Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2000*, Bundesamt für Energie (<http://www.energie-schweiz.ch/bfe/de/statistik/>), Bern.
- Bundesrat (1999): *Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) vom 7. Juni 1999*, Schweizerischer Bundesrat ([www.parlament.ch/poly/Framesets/D/Frame-D.htm](http://www.parlament.ch/poly/Framesets/D/Frame-D.htm)), Bern.
- CSFB (1997): *Bonitätsanalyse Schweizerische Elektrizitätswerke*, Credit Suisse First Boston.
- DG Bank (2000): *Der europäische Strommarkt. Rahmenbedingungen und Konsolidierungsbedarf im Lichte der Liberalisierung*, Deutsche Genossenschaftsbank, Frankfurt.
- Econcept (1997): *Nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich*, Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen, Bundesamt für Energiewirtschaft, EDMZ, Bern.
- Econcept (1998): *Auswirkungen der Strommarktliberalisierung*, Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen, Bundesamt für Energiewirtschaft, EDMZ, Bern.
- Favrat, Elisabeth; Benathan, Jérôme (2001): *Swiss Utilities, Part 1 and Part 2, Fixed Income Research*, UBS Warburg, Zürich.
- Filippini, Massimo (1998): *Are Municipal Electricity Distribution Utilities Natu-*

- ral Monopolies?, *Annals of Public and Cooperative Economics*, 2, S. 157-174.
- Filippini, Massimo; Wild, Jörg (2001), Regional Differences in Electricity Distribution Costs and their Consequences for Yardstick Regulation of Access Prices, *Energy Economics*, 23(4), 477-488.
- International Energy Agency, IEA (2001): *Energy Prices and Taxes*, Quarterly Data, OECD/IEA, Paris.
- International Energy Agency, IEA (1999), *Switzerland 1999 Review*, Energy Policy in IEA Countries, OECD/IEA, Paris.
- Knieps, Günter (1996): *Wettbewerb in Netzen. Reformpotenziale in den Sektoren Eisenbahn und Luftverkehr*, Mohr, Tübingen.
- Knieps, Günter; Brunekreeft, Gert (Hrsg.) (2000): *Zwischen Regulierung und Wettbewerb. Netzsektoren in Deutschland*, Physica-Verlag, Heidelberg.
- Laffont, Jean-Jacques; Tirole, Jean (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- Mutzner, Jürg (1995): *Die Stromversorgung der Schweiz. Entwicklung und Struktur*, VSE, Bern.
- PriceWaterhouseCoopers (2001): *Arbeitsbericht zum Projekt Benchmarking-Pilot*, BFE, Bern.
- Von Weizsäcker, Carl Christian (1999): *Probleme der wettbewerblichen Öffnung von Märkten mit Netzstrukturen*, In: *Dokumentation der Internationalen Kartellkonferenz*, Berlin 1997.
- Wild, Jörg (2001): *Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz*, vdf Hochschulverlag AG an der ETH, Zürich.
- Zürcher Kantonalbank (2000): *Schweizer Stromwirtschaft unter Druck*, Spezialreport Bondresearch, Zürcher Kantonalbank, Zürich.