

Ein Pool-Modell für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft¹

Massimo Filippini und Jörg Wild

1 Einleitung

“Zaghafte Schritte in Richtung Marktöffnung”, “Schleifung der Strommonopole statt Kosmetik”, “Die Elektrizitätswirtschaft macht die hohle Hand”; dies sind nur einige Schlagzeilen von Zeitungsartikeln, in denen in den letzten Monaten über die Deregulierung des Elektrizitätssektors berichtet wurde. Doch obwohl viel über die zukünftige Struktur der Elektrizitätswirtschaft geschrieben und diskutiert wird, scheint es uns, dass die vorgeschlagenen Strategien aus verschiedenen Gründen entweder nur zu einer sehr begrenzten Marktöffnung führen oder diese geradezu verhindern würden. Deshalb schlagen wir in diesem Working Paper das Pool-Modell als Strategie für eine echte Öffnung des Elektrizitätsmarktes vor.

Die Elektrizitätswirtschaft galt lange Zeit als ein natürliches und daher zu regulierendes Monopol.² In den letzten 15 Jahren hat die theoretische und empirische Forschung über natürliche Monopole jedoch zu einer veränderten Betrachtungsweise der staatlichen Regulierung geführt (vgl. z.B. *Train*, 1992). Dies hatte sowohl die Aufhebung staatlicher Monopole als auch die Privatisierung öffentlicher Unternehmen zur Folge. In den 90er Jahren wurde der Elektrizitätssektor z.B. in Grossbritannien, Norwegen, Neuseeland und in den USA teilweise dereguliert.

-
1. Dieses Papier ist eine Erweiterung des IEW Diskussionspapiers “Modell einer wettbewerbsorientierten Elektrizitätswirtschaft der Schweiz” von *Filippini und Meier* (1996). Die Autoren möchten Susanne Bonomo und Lorenz Götte für die kritische Durchsicht des Manuskripts und ihre Verbesserungsvorschläge danken.
 2. Von einem “natürlichen” Monopol spricht man, wenn ein einzelnes Unternehmen die gesamte Marktnachfrage zu tieferen Kosten befriedigen kann, als zwei oder mehr Unternehmen zusammen (sog. Subadditivität der Kosten). Natürliche Monopole sind oftmals durch sehr hohe Fixkosten gekennzeichnet. Vgl. hierzu u.a. *Baumol et al.* (1982) oder *Sharkey* (1982).

■ *Massimo Filippini ist Professor für Ökonomik des öffentlichen Sektors an der Università della Svizzera Italiana und Privatdozent an der Universität Zürich; Jörg Wild ist Assistent für Energieökonomik am Sozialökonomischen Seminar der Universität Zürich. Ihre E-Mail-Adressen sind massimo.filippini@eco.usi.ti-edu.ch und jwild@sozoec.unizh.ch*

Aus ökonomischer Sicht sprechen vor allem zwei Gründe für eine Reform des Elektrizitätssektors:

- Verschiedene empirische Studien haben gezeigt, dass die staatliche Regulierung oftmals zu Kosten- und Skaleneffizienz geführt hat (“Staatsversagen” bei der Regulierung natürlicher Monopole).³
- Durch technischen Fortschritt v.a. in der Stromerzeugung und in der Informationsverarbeitung erfüllen einzelne Bereiche der Elektrizitätswirtschaft die Voraussetzungen des natürlichen Monopols nicht mehr und können deshalb dem Wettbewerb geöffnet werden.

Durch eine Marktöffnung in den Wettbewerbsbereichen einerseits und eine effizientere Regulierung der verbleibenden natürlichen Monopole andererseits lassen sich Effizienzverbesserungen realisieren.

In der Schweiz wurde die Deregulierungsdiskussion schon vor einigen Jahren durch industrielle Stromgrossverbraucher angeregt, die sich von einer Öffnung des Elektrizitätsmarktes vor allem niedrigere Elektrizitätspreise erhoffen. Im Dezember 1996 hat das europäische Parlament einer stufenweisen Öffnung des Elektrizitätsmarktes für berechnete Verbraucher zugestimmt. In den EU-Ländern werden ab 1999 Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 40 GWh ihre Stromlieferanten frei wählen können. In zwei Dreijahresschritten wird dieser Schwellenwert bis auf 9 GWh sinken. Die einzelnen EU-Mitgliedländer können bei der Umsetzung der Marktöffnung im Prinzip zwischen zwei Systemen wählen. Diese beiden Systeme sind als Minimalstandards der Liberalisierung zu verstehen.

- Das Modell des *Netzzugangs auf Verhandlungsbasis* (*Negotiated Third Party Access* oder kurz *TPA*) soll den berechtigten Konsumenten (und evtl. auch den Verteilwerken) erlauben, Strom bei Anbietern ihrer Wahl zu beziehen. Die Netzbesitzer sind verpflichtet ihre Netze gegen Bezahlung für die Stromdurchleitung zur Verfügung zu stellen, sofern freie Kapazitäten vorhanden sind. Die Konditionen werden zwischen den beteiligten Akteuren ausgehandelt.
- Im *Alleinabnehmer-* (*Single Buyer-*) Modell wird für jedes Land oder jede Region ein Alleinabnehmer als Monopolist bestimmt, der für den Betrieb des Übertragungsnetzes und den Kauf und Weiterverkauf von Strom (zu offiziellen, veröffentlichten Preisen) zuständig ist. Der Single Buyer muss berechtigten Konsumenten, die Verträge mit unabhängigen Produzenten abschliessen, Zugang zum Netz gewähren. Er kann zudem verpflichtet werden, Strom von einem Anbieter zu einem Preis zu beziehen, den er seinen eigenen Kunden - abzüglich des Tarifs für Übertragung und Verteilung - in Rechnung stellt.

3. vgl. z.B. *Filippini* (1997)

Wegen ihrer starken Integration in den europäischen Stromverbund scheint es für die Schweiz sinnvoll, den Strommarkt europakompatibel zu reorganisieren. Der schweizerische Elektrizitätssektor zeichnet sich heute durch eine stark dezentralisierte Struktur aus; etwa 1'170 Werke sind an der Produktion, Übertragung und Verteilung von Elektrizität mitbeteiligt. Die sieben Überlandwerke nehmen als Besitzer der Übertragungsnetze und als Verantwortliche für die Netzregulierung im Übertragungsbereich eine dominierende Stellung ein.⁴ Zudem erzeugen die Überlandwerke zusammen rund zwei Drittel der schweizerischen Stromproduktion.

Die Verteilstufe ist durch regionale Absatzmonopole organisiert: jedes Verteilwerk muss alle Verbraucher in einem Gebiet mit Strom versorgen; im Gegenzug sind die Konsumenten verpflichtet ihre Elektrizität ausschliesslich beim lokalen Werk zu beziehen. Obwohl beinahe 1'000 Werke in der Stromverteilung tätig sind, ist auch die Verteilstufe konzentriert: die grössten 15 Verteilwerke decken etwa 50% des an Endkunden gelieferten Stroms ab. Daneben gibt es aber auch sehr kleine Werke, die nur 100'000 kWh pro Jahr liefern, was dem Durchschnittsverbrauch von etwa 25 Haushaltungen entspricht.⁵

Um die Möglichkeiten einer Marktöffnung im schweizerischen Elektrizitätssektor zu untersuchen, beauftragte der Bundesrat 1994 das Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW), einen Bericht über die "Öffnung des Elektrizitätsmarktes" zu verfassen. Unter der Leitung von Jean Cattin wurde eine Arbeitsgruppe gebildet, die im Juni 1995 ihren Bericht mit Empfehlungen ablieferte. Darin wurde die Elektrizitätswirtschaft aufgefordert, zu prüfen, ob eine Öffnung des Elektrizitätsmarktes, die auf dem Third Party Access Modell beruht, für den inländischen Wettbewerb sinnvoll wäre. Es wurde vorgeschlagen, dass sich die Besitzer des Hochspannungsnetzes zusammenschliessen sollen, ausserdem sollten auch Kleinverbraucher vom Wettbewerb profitieren können.

Im Januar 1997 veröffentlichte das BEW erneut einen Bericht über die "Marktöffnung im Elektrizitätsbereich". Die von einer Arbeitsgruppe unter der Leitung von BEW-Direktor Eduard Kiener verfasste Studie schlägt als Liberalisierungsmodell für die Schweiz in einer ersten Phase ein System mit regionalen Alleinabnehmern vor. Anschliessend ist der Übergang zum Third Party Access-Modell geplant. Ausserdem soll in der ersten Phase nur den berechtigten Konsumenten, nicht aber den Verteilwerken, freier Zugang zum Netz gewährt werden.

Inzwischen hat auch der Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), der bereits an der Ausarbeitung der beiden BEW-Studien mitbeteiligt war, unter dem Namen "Mercur" mehrere Arbeitsgruppen gebildet, die sich mit der Öffnung des schweizerischen

4. Dazu gehören die Aare-Tessin AG für Elektrizität (ATEL), die Bernischen Kraftwerke (BKW), die Centralschweizerischen Kraftwerke (CKW), die Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg (EGL), die Energie de l'Ouest Suisse (EOS), das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ) und die Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK)

5. Für eine umfassende Darstellung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft vgl. *Mutzner* (1997).

Elektrizitätsmarktes befassen. Bisher sind jedoch noch keine konkreten Vorschläge veröffentlicht worden. Anfang September traten zudem die Gebirgskantone an die Öffentlichkeit, die einer Marktöffnung in Form eines TPA-Modells positiv gegenüberstehen.⁶ Sie fordern die Schaffung einer nationalen Netzgesellschaft und verlangen, dass auch kommunale Verteilwerke auf dem offenen Strommarkt einkaufen dürfen. Um die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraftwerke in einem deregulierten Markt zu sichern, schlagen sie Lenkungsabgaben auf nicht erneuerbare Energieträger vor.

Die beiden in der Schweiz und der EU zur Zeit diskutierten Modelle (Single Buyer und TPA auf Verhandlungsbasis) stellen keine tiefgreifende Marktöffnung dar, da nur Grosskonsumenten ihren Lieferanten wählen können und da keine transparenten Märkte geschaffen werden, die zu tieferen Transaktionskosten beim Stromhandel führen würden. Demgegenüber wurden in beinahe allen Ländern, die ihren Elektrizitätssektor bisher reorganisiert haben, Modelle mit Märkten, sog. Pool-Modelle, eingeführt.⁷

Bereits 1996 wurde an der Universität Zürich ein Vorschlag für ein Pool-Modell für die Schweiz erarbeitet.⁸ Als Beitrag zur wirtschaftspolitischen Diskussion konkretisieren und erweitern wir im vorliegenden Aufsatz diesen Vorschlag. Im folgenden Abschnitt besprechen wir die notwendigen Grundlagen für eine wettbewerbsorientierte Reform und beleuchten im Abschnitt 3 die Nachteile der Single Buyer- und TPA-Modelle. Im vierten Abschnitt wird dann das Pool-Modell für die Schweiz ausführlich vorgestellt. Anschliessend werden Spezialprobleme im Zusammenhang mit der Reform des Elektrizitätssektors erörtert; dabei werden die Themen externe Kosten, internationale Marktöffnung, gestrandete Investitionen und Privatisierung behandelt. Im Abschnitt 6 wird ein schrittweiser Übergang vom heutigen System zu einem Pool-Modell vorgeschlagen. Anschliessend werden die Ergebnisse zusammengefasst und Schlussfolgerungen gezogen.

6. *Hanser et al.* (1997)

7. Für einen umfassenden Überblick über verschiedene Organisationsformen der Elektrizitätswirtschaft vgl. *Hunt und Shuttleworth* (1996) oder *Brennan et al.* (1996).

8. *Filippini und Meier* (1996)

2 Grundlagen einer Reform der Elektrizitätswirtschaft

2.1 Veränderte Betrachtung der “natürlichen” Monopole

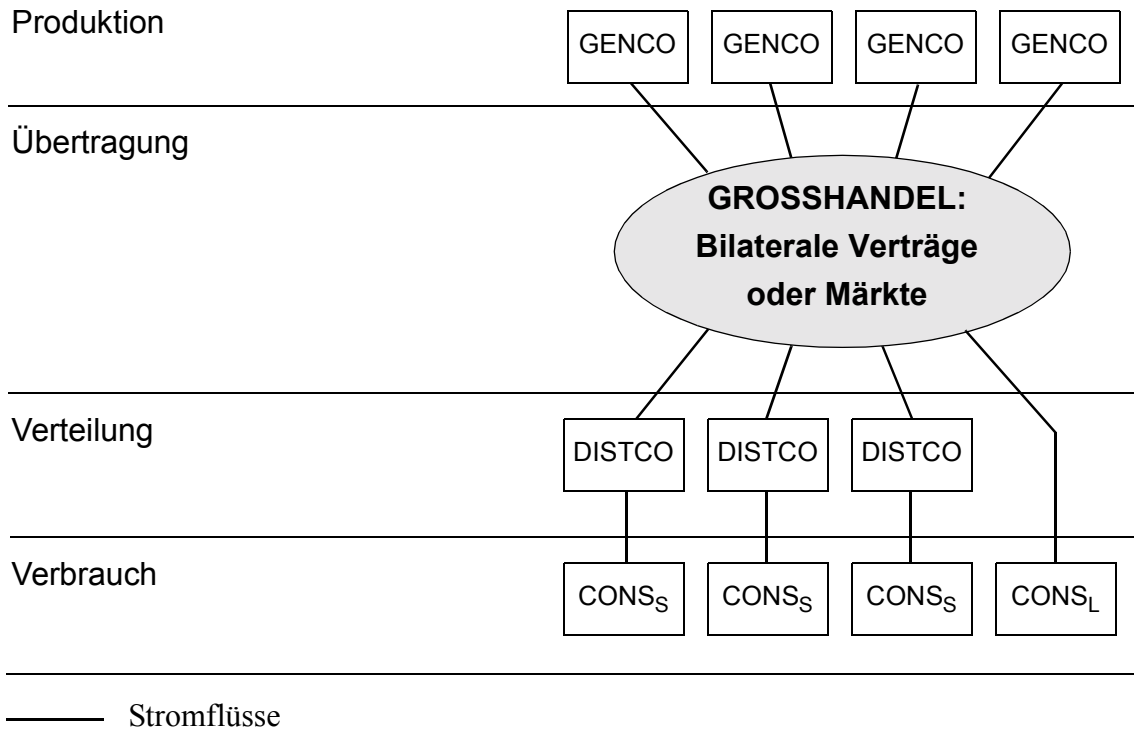
Wie bereits in der Einleitung angesprochen, wurden die Absatzmonopole in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft mit dem Argument gerechtfertigt, es handle sich bei einer leitungsgebundenen Dienstleistung wie der Stromversorgung um ein natürliches Monopol. Ein natürliches Monopol liegt aber nur dann vor, wenn aufgrund der Kostenfunktionen sowohl die Produktion als auch die Übertragung und Verteilung der gesamthaft nachgefragten Elektrizitätsmenge durch ein einzelnes Unternehmen geringere Kosten zur Folge hat als durch zwei oder mehrere Elektrizitätswerke (Subadditivität der Kosten). Verschiedene Studien, wie *Nelson und Primeaux* (1988), *Salvanes und Tjøtta* (1994) oder *Filippini* (1996a, 1996b) zeigen, dass die Elektrizitätsübertragung und -verteilung steigende Skalenerträge aufweisen und aufgrund der Subadditivität der Kosten die Bedingung für ein natürliches Monopol erfüllt ist. *Christensen und Greene* (1976) wie auch *Thompson und Wolf* (1993) kommen zum Schluss, dass in der Elektrizitätsproduktion zwar ebenfalls positive Skalenerträge vorliegen, dass diese aber mit zunehmender Produktionsmenge abnehmen und für grosse Elektrizitätswerke nicht mehr vorhanden sind.⁹

Anhand der Resultate dieser Studien lassen sich jene Bereiche der Elektrizitätswirtschaft ermitteln, in denen sich durch eine Reform Wettbewerbselemente einführen lassen, welche die Effizienz des Gesamtsystems verbessern. Die im Ausland bisher durchgeführten Reformen gehen denn auch von dem Grundsatz aus, dass sowohl auf Ebene der Elektrizitätsproduktion als auch des Handels direkte oder potentielle Konkurrenz herrschen kann, während Übertragung und Verteilung natürliche Monopole darstellen.

Das Hauptziel ist demnach der Aufbau einer Struktur der Elektrizitätswirtschaft, die einerseits auf Produktions- und Handelsstufe zu Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern führt und gleichzeitig für eine effiziente Organisation der Elektrizitätsübertragung und -verteilung sorgt.¹⁰ Abbildung 1 zeigt die allgemeine Organisationsstruktur einer wettbewerbsorientierten Elektrizitätswirtschaft. Diese Struktur ist auf Grosshandelsstufe durch eine Vielzahl von Elektrizitätsanbietern (GENCO) und -abnehmern (DISTCO) charakterisiert. Der Handel findet entweder durch den Abschluss bilateraler Lieferverträge oder auf institutionalisierten Elektrizitätsmärkten statt. Da der Zugang zum Gros-

9. Für eine Zusammenfassung der Ergebnisse siehe *Filippini* (1997).

10. vgl. *Hope* (1994 und 1995).

Abbildung 1 Struktur einer wettbewerbsorientierten Elektrizitätswirtschaft

shandelsmarkt prinzipiell frei ist, können neben den Grossverbrauchern ($CONS_L$) auch kleine und mittlere Endverbraucher ($CONS_S$) daran teilnehmen.

2.2 Grundpfeiler einer wettbewerbsorientierten Elektrizitätswirtschaft

Um durch die Öffnung des Elektrizitätssektors Wettbewerb zu schaffen, müssen vier Grundvoraussetzungen erfüllt sein: Erstens muss der freie Zugang Dritter zum Netz gewährleistet sein, zweitens müssen vertikal integrierte Unternehmen eine buchhalterische oder managementmässige Trennung von Elektrizitätsproduktion, -übertragung und -verteilung vornehmen (Entflechtung bzw. "Unbundling"), drittens muss eine Netzwerkgesellschaft gegründet werden, die das gesamte Übertragungsnetz betreibt und viertens müssen transparente und offene Elektrizitätsmärkte vorhanden sein.

- (i) *Freier Zugang zum Netz (TPA)*: Die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze müssen gegen Entschädigung den freien Zugang zu ihren Netzen für Stromlieferungen Dritter gewähren. Damit die Übertragungstarife nicht zur Diskriminierung

bestimmter Lieferanten missbraucht werden, müssen die Netzmonopole möglichst effizient reguliert werden.

Die Gewährung des TPA hat zur Folge, dass jeder Marktteilnehmer unabhängig vom Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze gegen Entrichtung einer nicht diskriminierenden Übertragungsgebühr Elektrizität über das Netz anbieten resp. beziehen kann.

- (ii) *Entflechtung (Unbundling)*: Um die Höhe der Übertragungstarife regulieren zu können, muss die Regulierungsbehörde Einblick in die Kostenstrukturen der Elektrizitätsübertragung und -verteilung erhalten. Dies erfordert eine Spartenrennung (Unbundling) bezüglich Buchführung zwischen Wettbewerbsbereichen (Produktion und Handel) und den natürlichen Monopolen (Übertragung und Verteilung) bei den vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen. Nur so lässt sich verhindern, dass mittels Quersubventionierungen Eintrittsbarrieren gegen potentielle Konkurrenten errichtet werden und faktisch neue Absatzmonopole entstehen.

In Staaten wie Grossbritannien, wo vor der Reform des Elektrizitätssektors ein einziger, vertikal integrierter Staatsbetrieb vorhanden war, musste mit dem Prozess der Entflechtung von Produktion, Übertragung und Verteilung eine Privatisierung der neu gebildeten Unternehmen stattfinden, damit die für den Wettbewerb notwendige Vielzahl von Marktakteuren entstand. In anderen Ländern, wie in Norwegen oder der Schweiz, die historisch bedingt bereits über eine Vielzahl von zum Teil vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen verfügen, stellt die Privatisierung keine notwendige Bedingung dar, und die Entflechtung der vertikal integrierten Elektrizitätswerke reicht aus.¹¹

- (iii) *Unabhängige Übertragungsnetz-Gesellschaft*: Das Übertragungsnetz wird von einer Netzgesellschaft betrieben, die keine eigenen Produktions- und Verteilunternehmen besitzt. Auf diese Art kann das Problem der Netzwerkexternalitäten (Loop-Flows) gelöst werden, durch die eine optimale Nutzung der Kapazitäten in einem Modell mit mehreren Netzgesellschaften verhindert würde.¹² Die Gesellschaft ist zudem als System-Operator für die Netzregulierung zuständig und muss allen Akteuren, die

11. Reformen dieser Art gehen davon aus, dass die Effizienzgewinne einer Entflechtung der vertikal integrierten Unternehmen und deren Reorganisation grösser sind als die Kostenersparnisse, die sich aus der vertikalen Integration im Elektrizitätsbereich ergeben können.

12. Stromtransporte in einem Netzwerk erfolgen nicht nur auf der vertraglich vereinbarten Route zwischen Einspeisungs- und Entnahmeknoten, dem sog. Contract Path. Die Kirchhoff'schen Gesetze lassen den Strom - abhängig v.a. vom Widerstand der einzelnen Leitungen - durch *alle* möglichen Verbindungswege zwischen den beiden Knoten fließen; dieser Effekt wird in der Literatur als Loop-Flow bezeichnet, vgl. z.B. Hogan (1997) oder Brennan et al. (1996). Durchleitungsrechte, die für einzelne Leitung definiert sind, verursachen Probleme, weil immer auch die Kapazitäten anderer Netzbesitzer beeinträchtigt werden. Hogan (1997) präsentiert in seinem Papier einen Fall, bei dem sich durch die Übertragung von 1 MW zwischen zwei Knoten die Kapazität auf einer anderen Leitung um über 2 MW verminderte.

bestimmte technische Minimalanforderungen erfüllen, diskriminierungsfrei Zugang zum Netz gewähren. Als natürliches Monopol untersteht die Netzgesellschaft einer Regulierungsbehörde.

- (iv) *Schaffung von Märkten für Stromhandel*: Um einen effizienten Handel mit Elektrizität zu ermöglichen, bedarf es offener und transparenter Märkte, die sowohl die kurz- als auch die längerfristigen Grenzkosten des Elektrizitätssystems wiedergeben.¹³ Neben dem eigentlichen Handel geben die Märkte auch wichtige Signale, zum Beispiel für die Investitionsentscheidungen der Elektrizitätswerke oder für die Höhe der Elektrizitätspreise bei bilateralen Lieferverträgen. Gleichzeitig lassen sich durch eine entsprechende Marktstruktur die Produktionsschwankungen, die mit dem hohen Anteil der Wasserkraft in Zusammenhang stehen, verursachergerecht ausgleichen.

Die Organisationsstruktur in Abbildung 1 berücksichtigt die Tatsache, dass die Elektrizitätsübertragung und -verteilung natürliche Monopole darstellen. Diese Gebietsmonopole beschränken sich aber auf die Funktion des Stromtransports und umfassen nicht mehr den Elektrizitätshandel und die damit verbundenen Dienstleistungen.

2.3 Wettbewerb und Wahlmöglichkeiten

Das Vorhandensein von transparenten und offenen Märkten ist charakteristisch für die Organisationsstruktur, die als Pool-Modell bezeichnet wird. Die Implementierung eines derartigen Modells hat einerseits Auswirkungen auf die Wettbewerbsintensität in den verschiedenen Teilmärkten und andererseits schafft sie Wahlmöglichkeiten für die Nachfrager:

Wettbewerb bei der Elektrizitätsproduktion

Auf Stufe Produktion herrscht freier Wettbewerb zwischen unabhängigen Elektrizitätserzeugern. Diese haben freien Zugang zum Übertragungsnetz bzw. zur Elektrizitätsbörse. Sie können entweder als Anbieter an den offenen Elektrizitätsmärkten auftreten oder ihren Strom durch bilaterale Verträge an Verteilgesellschaften, Konsumenten oder Handelsgesellschaften verkaufen, wobei sie für die Lieferung das Übertragungsnetz benutzen.

Wettbewerb beim Handel mit Elektrizität

Im Gegensatz zur heutigen Situation, wo nur Leitungsbesitzer mit Strom handeln können, haben auch reine Händler (Broker) die Möglichkeit mit Strom zu handeln. Dies erhöht die Wettbewerbsintensität auf der Grosshandelsstufe.

13. Von einem offenen Markt wird hier gesprochen, weil es keine Beschränkungen des Marktzutritts gibt; Transparenz wird durch die Veröffentlichung der Preise geschaffen.

Wettbewerb bei der Elektrizitätsverteilung

Auf Stufe Verteilung gibt es wie bisher integrierte Gesellschaften, die das Verteilnetz betreiben und gleichzeitig Elektrizität an Kunden liefern; neu können sich auch reine Handelsgesellschaften bilden, die kein eigenes Netz besitzen. Die Netzgesellschaften sind verpflichtet ihr Netz gegen eine Übertragungsgebühr zur Verfügung zu stellen (Third Party Access). Die Übertragungstarife werden reguliert, insbesondere gilt es zu verhindern, dass der eigene Stromabsatz durch das Netzmonopol quersubventioniert wird. Dies wird, wie bereits erwähnt, durch eine buchhalterische Trennung der Bereiche Netz und Absatz erreicht (Unbundling).

Die lokalen Verteilgesellschaften können ihre Elektrizität durch bilaterale Verträge mit Erzeugern oder durch Kauf an der Börse beschaffen; auch der Betrieb eigener Produktionsanlagen ist denkbar, hat jedoch eine Verschärfung des Unbundling-Problems zur Folge.

Wahlmöglichkeiten für alle Elektrizitätsverbraucher

Alle Konsumenten können ihren Stromlieferanten frei wählen. Sie können Strom beim lokalen Netzwerkbesitzer beziehen oder einen Vertrag mit einem anderen Netzbesitzer oder Elektrizitätshändler abschliessen. Ausserdem können (Hochspannungs-) Verbraucher direkt an der Elektrizitätsbörse Strom beziehen oder bilaterale Lieferverträge mit Erzeugern abschliessen.

3 Nachteile der Single Buyer- und TPA-Modelle

Beide in der Schweiz hauptsächlich diskutierten Modelle (Single Buyer und Negotiated Third Party Access) weisen aus ökonomischer Sicht verschiedene Mängel auf.

3.1 Nachteile des Single Buyer Systems

- Der Alleinabnehmer hat sowohl gegenüber der Produktionsseite als auch gegenüber der Nachfrageseite (Verbraucher und Verteilwerke) eine sehr starke Monopolposition. Besitzt der Alleinabnehmer zusätzlich noch eigene Produktionsanlagen, kann er zugunsten seiner eigenen Kraftwerke Preisdiskriminierung betreiben, da unabhängige Produzenten nur an den Single Buyer (und wenige berechnigte Grossverbraucher) verkaufen können.¹⁴
- Der Zugang zum Netz kann auch berechtigten Verbrauchern mit dem Hinweis auf Kapazitätsengpässe verwehrt werden. Auch wenn die Möglichkeit besteht, den Netzzugang gerichtlich einzuklagen, werden vermutlich viele potentielle Konsumenten durch die hohen Kosten abgeschreckt werden.
- Insbesondere wenn die Verteilwerke ihre Lieferanten nicht frei wählen können, müssen sie sich dem Preisdiktat des Alleinabnehmers beugen. Auch der Preisüberwacher hat nur begrenzte Möglichkeiten, die Verkaufspreise des Alleinabnehmers zu beurteilen, da infolge des Monopols keine Vergleichsmöglichkeiten bestehen.
- Um die berechtigten Grossverbraucher nicht zu verlieren, könnten der Alleinabnehmer bereit sein, ihnen günstigere Konditionen zu gewähren und dafür die Tarife der gebundenen Konsumenten anzuheben. Eine solche Quersubventionierung zulasten der Kleinverbraucher führt zu Verzerrungen.
- Kleinverbraucher haben keine Wahlmöglichkeit ihres Elektrizitätslieferanten.

Insgesamt führt das Single Buyer Modell zu einer eher geringen Marktöffnung. Es orientiert sich weitgehend am aktuellen Monopol-System. Wettbewerb entsteht lediglich auf der Produktionsstufe und kann verzerrt werden, wenn der Alleinabnehmer eigene Kraftwerke betreiben darf. Die Stromverteilung wird nicht dem Wettbewerb geöffnet, obwohl sich in diesem Bereich die grössten Effizienzgewinne realisieren liessen, und die Kleinverbraucher bleiben im Monopol gefangen.

14. Die Monopolmacht gegenüber den Nachfragern ändert sich auch nicht, wenn mehrere regionale Single Buyer nebeneinander existieren, denn jeder hat in seinem Gebiet weiterhin ein Monopol. Durch das Vorhandensein mehrerer regionaler Single Buyer würde sich jedoch die Situation der Stromproduzenten verbessern, da sie nun Elektrizität an mehrere Abnehmer verkaufen können. Sobald mehrere Single Buyer tätig sind, ergeben sich im Übertragungsnetz Probleme im Zusammenhang mit den Loop-Flows (vgl. dazu den ersten Punkt im folgenden Abschnitt 3.2).

3.2 Nachteile des Negotiated Third Party Access

Auch am TPA-Modell müssen verschiedene Punkte kritisiert werden:

- In einem Netzwerk ist die Zuordnung von Stromflüssen auf die einzelnen Leitungen infolge von Loop-Flows nicht möglich (vgl. Fussnote 12.). Da eine unabhängige Netzgesellschaft fehlt, werden beim Abschluss von Transitverträgen Kapazitätsprobleme, die bei anderen Leitungsbesitzern entstehen könnten, nicht berücksichtigt.
- Wie bereits beim Single Buyer System erwähnt, kann auch hier berechtigten Verbrauchern mit dem Hinweis auf Kapazitätsengpässe der Zugang zum Netz verwehrt werden. Falls die Netzbesitzer eigene Produktionsanlagen besitzen, ist diese Gefahr besonders gross.
- Da keine transparenten Märkte vorhanden sind, ist die Suche nach günstigen Stromangeboten v.a. für kleinere Verbraucher mit relativ hohen Suchkosten verbunden.
- Die Transaktionskosten für den Netzzugang können sehr hoch sein, etwa wenn mit mehreren Leitungsbesitzern Durchleitungsverträge abgeschlossen werden müssen.
- Auch im TPA Modell gilt, dass Kleinverbraucher keine Wahlmöglichkeit ihres Elektrizitätslieferanten haben.

Ein Vergleich zwischen den beiden Modellen ist sehr schwierig, weil die Vor- und Nachteile der beiden Modelle sehr empfindlich auf kleine Veränderungen der Modellannahmen reagieren. Ausserdem gibt es zur Zeit keine empirischen Studien, in denen die Auswirkungen der beiden Modelle quantitativ untersucht werden. Nur wenn der Alleinabnehmer die Interessen aller Verbraucher vertreten und gleichsam als Einkaufsgemeinschaft der Verbraucher auftreten würde, wäre das Single Buyer- dem TPA-Modell überlegen, da die Loop-Flow Probleme gelöst sind, und auf Produktionsebene transparenter und offener Wettbewerb stattfindet. Vertritt der Single Buyer aber nicht die Interessen der Verbraucher, ist dem TPA-Modell der Vorzug zu geben, da die Monopolmacht des Alleinabnehmers zu Wettbewerbsverzerrungen und höheren Preisen führen könnte.

In Anbetracht der Nachteile dieser beiden Systeme überrascht es, dass sie bisher in der Schweiz die Diskussion dominiert haben. Das Pool-Modell wurde nicht in Betracht gezogen, obwohl es in Norwegen, England und Wales, Neuseeland und anderen Ländern bereits erfolgreich eingeführt wurde. Wir stellen deshalb im folgenden ein Pool-Modell für die Schweiz zur Diskussion. Die Marktöffnung soll einerseits zu echtem Wettbewerb zwischen Produzenten, Händlern und Verteilwerken führen und andererseits allen Konsumenten die Wahl ihres Elektrizitätslieferanten frei lassen. Die Reorganisation des Elektrizitätssektors soll zu einer volkswirtschaftlich effizienteren Produktion, Bereitstellung und Nutzung der Elektrizität führen, indem die Preise die wahren Kosten der Elektrizitätsnutzung spiegeln.

4 Das Pool-Modell

Im folgenden präsentieren wir die Elemente des Pool-Modells, wobei Abbildung 2 die Organisationsstruktur im Überblick darstellt. Im Gegensatz zu den Single Buyer- und TPA-Modellen basiert das Pool-Modell nicht auf bilateralen Verträgen, sondern im Zentrum steht ein Spot-Markt, auf dem eine Pool-Gesellschaft alle angebotenen und nachgefragten Elektrizitätsmengen koordiniert.

4.1 Die Pool-Gesellschaft

Kernelement des Modells ist eine Pool-Gesellschaft, die für das gesamte Übertragungsnetz, das System-Operating und die Organisation einer Elektrizitätsbörse verantwortlich ist.¹⁵ Da die Pool-Gesellschaft eine starke Monopolposition besitzt, muss sie staatlich reguliert werden. Die drei Funktionen der Pool-Gesellschaft werden im folgenden ausführlicher vorgestellt:

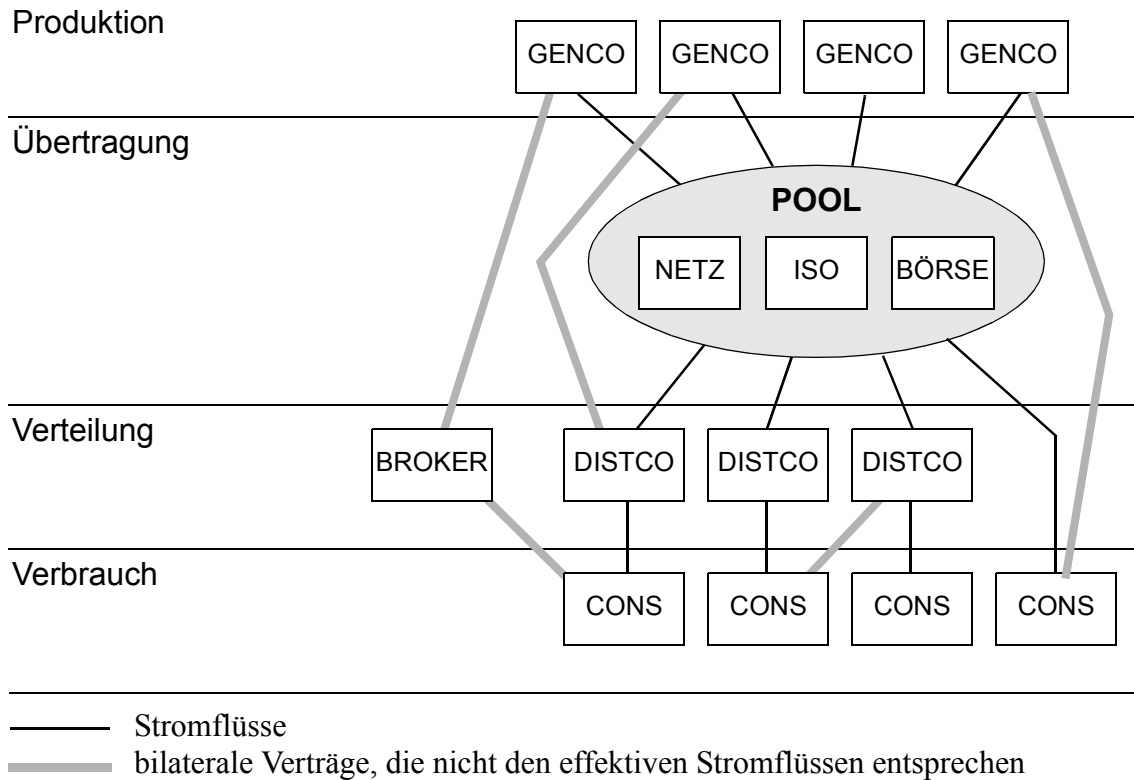
System-Operator

Als unabhängiger System-Operator (Independent System Operator, ISO) ist die Pool-Gesellschaft verantwortlich für die Netzregulierung. Der ISO ist unabhängig von den Produzenten und Verteilwerken, um Diskriminierungen beim Netzzugang und bei der Kapazitätszuteilung zu verhindern. Er ist verantwortlich dafür, dass Elektrizitätsangebot und -nachfrage auf dem Übertragungsnetz zu jedem Zeitpunkt genau im Gleichgewicht sind. Zudem muss er die räumliche Verteilung von Elektrizitätsproduktion und -verbrauch überwachen, um zu garantieren, dass die Kapazitätsrestriktionen für alle Übertragungsleitungen eingehalten werden. Um Stromunterbrüche zu vermeiden, muss der System-Operator dafür sorgen, dass genügend Reservekapazitäten zur Überbrückung unerwarteter Angebots- oder Nachfrageschwankungen vorhanden sind. Schliesslich garantiert der System-Operator die Versorgungssicherheit auf hohem Niveau.

Netzwerkgesellschaft

Die Pool-Gesellschaft besitzt und betreibt ausserdem das Übertragungsnetz (380 und 220 kV Spannung). Das Hochspannungsnetz stellt ein natürliches Monopol dar, da es teurer

15. Die Funktionen könnten auch auf zwei unabhängige Gesellschaften aufgeteilt werden: Eine Börsen-Gesellschaft organisiert die Märkte und ist als System-Operator tätig, und eine Netzgesellschaft besitzt alle Übertragungsleitungen und vermietet diese an die Börsen-Gesellschaft, vgl. dazu Ruff (1996).

Abbildung 2 Organisationsstruktur des Pool-Modells

ist, in einem Gebiet mehrere parallele Netze - die nicht miteinander verbunden sind - zu betreiben als ein einziges Netz (Subadditivität der Kosten). Die gesamten Stromflüsse, seien diese durch bilaterale Verträge oder durch Teilnahme an der Strombörse begründet, laufen über das Netz der Pool-Gesellschaft. Auf diese Weise wird verhindert, dass Transportverträge eines Leitungsbesitzers infolge von Loop-Flows Kapazitätsprobleme auf anderen Leitungen verursachen.

Freier Zugang zum Netz

Die Pool-Gesellschaft hat als (natürliches) Monopol eine sehr starke Machtposition. Deshalb muss eine Regulierungsbehörde den Missbrauch dieser Stellung verhindern. Um Wettbewerb zu garantieren, muss die Pool-Gesellschaft allen Erzeugern, Verteilgesellschaften und Verbrauchern, die bestimmte technische Minimalanforderungen erfüllen, freien Zugang zum Netz gewähren.

Tarife für die Nutzung des Übertragungsnetzes

Ein zentrales Übertragungsnetz erleichtert nicht nur die Netzregulierung, sondern vereinfacht auch die Erhebung der Übertragungstarife in Form von Knotentarifen (das sog. Nodal oder Locational Pricing).¹⁶ Im Gegensatz zu Briefmarken- oder distanzabhängigen Tarifen orientiert sich diese Tarifform direkt an den (volkswirtschaftlich richtigen) Grenzkosten der Übertragung. Diese setzen sich zusammen aus den Grenzverlustaten, den "Schattenpreisen" der Kapazitätsrestriktion und evtl. den Nettokosten der Kapazitätserweiterung (nach Berücksichtigung der niedrigeren Verlustaten und Kapazitätskosten infolge der höheren Kapazität).

Ein vereinfachendes Beispiel soll zur Veranschaulichung der Knotentarife (Nodal oder Locational Pricing) dienen: Wenn wir der Einfachheit halber von Übertragungsverlusten absehen, sind in einem Netzwerk, das nirgends seine Kapazitätsgrenze erreicht, die Marktpreise an jedem Knoten im Netz gleich hoch (da sonst Arbitragemöglichkeiten bestehen würden). Die Übertragungstarife, die sich beim Nodal Pricing implizit als Preisdifferenz zwischen dem Einspeisungsknoten und dem Entnahmeknoten ergeben, sind in diesem Fall Null. Erreicht nun eine Leitung ihre Kapazitätsgrenze, weil zu viel Strom von A nach B fließt, dann muss der Preis am Knoten B ansteigen (durch das Preissignal wird die Produktion am Knoten B steigen und die Nachfrage zurückgehen) und der Preis am Knoten A muss fallen (dadurch wird die Produktion am Knoten A zurückgehen, die Nachfrage jedoch zunehmen). Die beiden Preise müssen soweit steigen, bzw. fallen, bis die Kapazitätsrestriktion nicht mehr bindend ist. Die Preisdifferenz zwischen den Knoten A und B entspricht dann implizit dem optimalen Übertragungstarif, d.h. den Grenzkosten der Übertragung.

Da die Deckung der Totalkosten im Fall des natürlichen Monopols bei einer reinen Grenzkostentarifizierung nicht garantiert ist, muss unter Umständen zusätzlich eine nutzungsunabhängige Grundgebühr erhoben werden.

Kapazitätsausbau im Übertragungsnetz

Treten an bestimmten Stellen des Netzes häufig Kapazitätsprobleme auf, ermöglicht das Nodal Pricing kurzfristig die optimale Nutzung der beschränkten Kapazität. Längerfristig müssen die Kapazitäten jedoch durch Neuinvestitionen erweitert werden. Die Knotentarife übernehmen eine dreifache Funktion: erstens signalisieren sie kurzfristig Kapazitätsengpässe und verhindern Überlastungen des Netzes, zweitens zeigen sie durch die Preisunterschiede zwischen verschiedenen Knoten, wie wertvoll eine Kapazitätserweiterung auf einer bestimmten Linie wäre (Knotentarife als Schattenpreise der Kapazitätserweiterung) und drittens liefern sie der Pool-Gesellschaft die Einnahmen, um eine Erweiterung finanzieren zu können.

16. Zum Nodal Pricing vgl. z.B. Hogan (1996)

Elektrizitätsbörse und Stromhandel

Die Pool-Gesellschaft übernimmt neben dem System-Operating und dem Netzbetrieb auch die Organisation und Administration der institutionalisierten Elektrizitätsmärkte. Diese Märkte sollten in Anlehnung an bestehende Warenmärkte nach dem Prinzip von Angebot und Nachfrage funktionieren. Dazu werden die für eine bestimmte Handelsperiode bzw. einen bestimmten Kontrakt eingegangenen Kauf- und Verkaufsofferten aggregiert. Der markträumende Gleichgewichtspreis ergibt sich dann aus dem Schnittpunkt der erhaltenen Nachfrage- und Angebotskurve. Veröffentlicht werden nur die Gleichgewichtspreise und -mengen, nicht aber die Preis-Mengen-Kombinationen der eingegangenen Offerten, was diesen Märkten einen börsenähnlichen Charakter verleiht.¹⁷

Spot-, Termin- und Regulierungsmärkte

Für das effiziente Funktionieren des Pool-Modells erachten wir drei verschiedene Märkte als Voraussetzung: einen Spotmarkt, einen Terminmarkt und einen Regulierungsmarkt.

Der Spotmarkt für Elektrizität wird auch als Tagesmarkt bezeichnet, da auf der Basis von Handelsströmen eines Tages abgerechnet wird. Der Tag wird dazu in Preisperioden eingeteilt (z.B. Stunden oder Halbstunden). Die Marktteilnehmer melden ihre Angebote und Nachfragen in Form von Preis-Mengen-Kombinationen für jede Preisperiode an. Diese Informationen werden von der Pool-Gesellschaft zu Angebots- und Nachfragekurven aggregiert, deren Schnittpunkt den Gleichgewichtspreis für jede Periode bestimmt. Bei diesen Berechnungen muss die Pool-Gesellschaft die Kapazitätsrestriktionen im Übertragungsnetz berücksichtigen. Im Falle einer möglichen Kapazitätsüberlastung würde sie die Preise an einigen Knoten anheben und an anderen senken, bis ein neues Marktgleichgewicht gefunden ist, bei dem alle Restriktionen eingehalten werden (vgl. dazu den vorhergehenden Abschnitt über die Übertragungstarife).

Bei Konkurrenz spiegeln die Spotmarktpreise die kurzfristigen Grenzkosten des Systems (Produktion und Übertragung) und geben so den Produzenten und Verbrauchern Signale, wie sie ihr Verhalten anzupassen haben. Zudem werden durch die Berücksichtigung der günstigsten Produzenten die Gesamtkosten des Systems minimiert, was zu sinkenden Preisen führt.

Neben einem Spotmarkt muss den Marktteilnehmern zur Risikoabsicherung ein Zukunfts- oder Terminmarkt zur Verfügung stehen.¹⁸ Dieser mit Vorteil als Futuremarkt konzipierte Markt dient neben seiner Funktion zur Absicherung von Preisrisiken, der Spekulation, damit die Übernahme der offenen Positionen gewährleistet ist. Daher sollten

17. Für eine umfassendere Darstellung der Funktionsweise von Elektrizitätsmärkten siehe *Knivsfå und Rud* (1994).

18. *Hope et al.* (1993) zeigen, dass Elektrizität die Kriterien für die Handelbarkeit auf einem Zukunftsmarkt erfüllt. So werden Elektrizitätsfutures beispw. an der New York Mercantile Exchange (NYMEX) gehandelt.

neben Verträgen, die eine Erfüllung in Form von physischen Stromlieferungen vorsehen, auch reine Finanzkontrakte angeboten werden können.¹⁹

Grundsätzlich steht die Teilnahme an diesen Märkten allen Akteuren der Elektrizitätswirtschaft - und damit auch den Kleinverbrauchern - offen. Ausserdem werden sich relativ schnell reine Stromhandelsunternehmungen (Elektrizitätsbroker) die über keine eigenen Übertragungs- oder Verteilkapazitäten verfügen, etablieren.

Als dritter Markt sollte ein Regelungsmarkt eingeführt werden, auf dem Abweichungen von den geplanten Angebots- und Nachfragewerten ausgeglichen werden. Wenn Kraftwerke ausfallen, können auch Reservekapazitäten über diesen Markt gehandelt werden. Da eine schnelle Anpassung der Produktions- bzw. Verbrauchskapazitäten erforderlich ist, wird die Teilnahme an diesem Markt den grossen Elektrizitätserzeugern und -verbrauchern vorbehalten bleiben. Die Pool-Gesellschaft als Administratorin dieses Marktes kann so eine effiziente Netzregulierung direkt und ohne Umwege vornehmen.

Bilaterale Lieferverträge

Neben dem Handel an den institutionalisierten Märkten steht es den Elektrizitätsanbietern und den -konsumenten weiterhin frei, bilaterale Lieferverträge abzuschliessen. Da auch bei bilateralen Lieferungen das Übertragungsnetz benutzt wird, müssen die vereinbarten Liefermengen der Pool-Gesellschaft mitgeteilt werden, damit die Stromflüsse bei der Berechnung der Netzbelastung berücksichtigt werden können.

4.2 Produktion von Elektrizität

Durch den freien Zugang zum Übertragungsnetz bzw. zur Elektrizitätsbörse kann zwischen den Produzenten der Wettbewerb spielen. Die Erzeuger können entweder als Anbieter an der Elektrizitätsbörse auftreten oder ihren Strom durch bilaterale Verträge an Verteilwerke, Konsumenten oder Brokergesellschaften verkaufen. Für die Lieferung benutzen sie - gegen Bezahlung - das Übertragungsnetz der Pool-Gesellschaft.

Der Erfolg der Reform hängt davon ab, ob der Wettbewerb zwischen Produzenten tatsächlich spielen kann; die Bildung von marktbeherrschenden Gesellschaften (z.B. durch Unternehmenszusammenschlüsse) muss deshalb verhindert werden. Beispiele aus Norwegen zeigen, dass latent die Gefahr besteht, dass grosse Erzeuger kartellistische Preisabsprachen treffen, um so die Märkte zu ihren Gunsten zu beeinflussen. In der Schweiz ist dies nicht auszuschliessen, da die erwähnten sieben marktbeherrschenden und vertikal integrierten Elektrizitätsgesellschaften ungefähr zwei Drittel der Elektrizitäts-

19. Zur alleinigen Absicherung des Preisrisikos genügen Verträge, die eine Preisobergrenze und -untergrenze vereinbaren analog zu den in Grossbritannien gehandelten "contracts for differences" (vgl. dazu *Filippini et al.*, 1995).

erzeugung kontrollieren. Die Überwachung und Kontrolle der Marktmacht kann im Rahmen der bestehenden Wettbewerbsgesetzgebung erfolgen.

Einige bestehende Kraftwerke, die heute zu sehr hohen Kosten produzieren, könnten durch die Marktöffnung unter Druck geraten. Da sich ein Teil der bereits getätigten Investitionen bei tieferen Marktpreisen nicht mehr amortisieren lässt, spricht man von sog. gestrandeten Investitionen. Im Abschnitt 5.3 wird diese Thematik aufgegriffen und insbesondere der Frage nachgegangen, ob solche Investitionen abgegolten werden sollen.

Entpolitisierung der Stromproduktion

Damit das Pool-Modell seine Stärken ausspielen kann, muss sich die staatliche Einflussnahme auf die Produktionswerke ändern. Insbesondere sollte die operative Geschäftstätigkeit vor allem kommerziell ausgerichtet sein und nicht durch politische Interventionen beeinflusst werden. Die Rahmenbedingungen für den Kraftwerkbetrieb sind hingegen weiterhin durch den Gesetzgeber zu regeln, wobei eine hohe Transparenz der Verfahren anzustreben ist:

- Die externen (Umwelt-)Kosten der Stromproduktion müssen internalisiert, d.h. den Verursachern angelastet werden.²⁰ Dies kann beispielsweise durch die Einführung von Lenkungsabgaben erfolgen. Sind die Umweltrahmenbedingungen nicht richtig gesetzt, kann es bei freiem Wettbewerb zu ineffizienten Lösungen kommen: umweltfreundliche Technologien wären in dem Falle benachteiligt.
- Gleichzeitig sollte die Bestimmung der Wasserzinsen den Marktkräften und nicht dem politischen Prozess überlassen werden. So könnte die Höhe der Wasserzinsen durchaus Gegenstand der Verhandlungen zwischen den Elektrizitätswerken und den Kantonen und Gemeinden bei der Vergabe oder Erneuerung der Konzessionen zur Nutzung der Wasserkraft sein. Für die Kantone und Gemeinden könnte sich eine Versteigerung dieser Konzessionen lohnen, da sie auf diese Weise die ökonomische Rente durch die Konzessionsgebühr abschöpfen können. Neben der installierten Kapazität der Turbinen sollte der Wasserzins auch die effektiv genutzte Wassermenge berücksichtigen.
- Im Vergleich zur aktuellen Gesetzgebung sollte eine Vereinfachung der Bewilligungsverfahren für den Bau neuer Kraftwerke stattfinden. Dies gilt insbesondere für Wasserkraftwerke und eher kurzfristig ausgerichtete Projekte, wie etwa Gaskombikraftwerken. Im Rahmen der staatlichen Beurteilung ist jedoch *nicht* zu prüfen, ob der Bau eines Kraftwerks zur Deckung der Nachfrage notwendig ist, dies liegt alleine im Ermessen des Kraftwerkbetreibers.

20. Zur Internalisierung der externen Kosten vgl. Abschnitt 5.1.

4.3 Verteilung von Elektrizität

Auf Stufe Verteilung kann es neben den traditionellen integrierten Gesellschaften, die ein Verteilnetz betreiben und gleichzeitig Elektrizität an Kunden liefern, neu auch reine Handelsgesellschaften geben, die kein eigenes Netz besitzen. Reine Verkaufsgesellschaften müssen nicht reguliert werden, denn sie unterliegen dem freien Wettbewerb. Für das Verteilnetz werden von den Gemeinden oder Kantonen weiterhin Konzessionen an die lokalen Elektrizitätswerke erteilt. Die darin enthaltenen Bedingungen sollten sich aber an die neuen Rahmenbedingungen anpassen. Innerhalb eines Konzessionsgebietes darf nicht mehr eine Versorgungs- sondern nur noch eine Anschlusspflicht bestehen.

Die Regulierung hat auch auf der Ebene der Elektrizitätsverteilung primär den nicht-diskriminierenden Netzzugang zu gewährleisten (Third Party Access). Da sich die Netze im Besitz eines lokalen Monopols befinden, muss die Höhe der Übertragungstarife analog zur Elektrizitätsübertragung reguliert werden. Insbesondere gilt es zu verhindern, dass der eigene Stromabsatz durch das Netzmonopol quersubventioniert wird. Deshalb müssen die lokalen Verteilwerke eine buchhalterische Trennung der Bereiche Netz und Absatz vornehmen (Unbundling). Auch jene Verteilwerke, die sowohl als Erzeuger als auch als Wiederverkäufer tätig sind, müssen eine spartenmässige Entflechtung vornehmen.

Tarife für die Nutzung des Verteilnetzes

Im Gegensatz zum Übertragungsnetz, bei dem Kapazitätsengpässe eine wichtige Rolle spielen können, sind Kapazitätsprobleme auf Stufe Verteilung von untergeordneter Bedeutung. Deshalb scheint es - in einer ersten Phase - nicht notwendig zu sein, das aufwendigere Nodal Pricing einzuführen. Stattdessen kann im Verteilnetz ein distanzunabhängiges Briefmarkensystem zur Anwendung gelangen. Pro transportierte kWh wird dem Endkonsumenten oder dem Elektrizitätsbroker vom lokalen Netzbesitzer ein fester Tarif, der durch die Regulierungsbehörde festgelegt und publiziert wird, verrechnet. Die Tarife dürfen jedoch nicht so festgelegt werden, dass einfach die Kosten jedes einzelnen Werkes gedeckt werden, sondern sie sollen für alle Werke grundsätzlich gleich sein, und sich an den zukünftigen Wiederbeschaffungswerte der Verteilnetze orientieren.²¹ Dadurch erhalten die Netzgesellschaften einen grösseren Anreiz, sich beim Netzunterhalt und -neubau an Effizienzkriterien zu orientieren, als bei einem reinen Kostendeckungsmodell. Wenn die Netzkosten jedes Werks - unabhängig von deren Höhe - gedeckt werden, entfällt jeder Anreiz, Kosteneinsparungen zu realisieren.

21. Allfällige Kostenunterschiede der Verteilnetze in städtischen oder ländlichen Gebieten können berücksichtigt werden, indem die Bevölkerungsdichte in den Versorgungsgebieten bei der Ermittlung mehrerer regional abgestufter Tarife verwendet wird.

Service public

Unter Service public in der Elektrizitätswirtschaft versteht man erstens die Verpflichtung der Verteilwerke, alle Verbraucher in ihrem Versorgungsgebiet ans Netz anzuschliessen, und zweitens die Tarifgleichheit für gleichartige Verbraucher. Die Umsetzung des Service public in der Schweiz gilt heute nur auf lokaler Ebene; d.h. die Tarifgleichheit für gleichartige Endverbraucher umfasst nur die Konsumenten jedes einzelnen lokalen Verteilwerkes. Gesamtschweizerisch sind wir jedoch sehr weit von einer Tarifsolidarität entfernt; so bezahlen heute Haushalte in Neuenburg einen Strompreis von 25 Rp. pro kWh, in Bern dagegen nur 15 Rp. je kWh (NZZ, Nr. 73, 1997).

Auch in einem Pool-Modell kann die Sicherstellung des lokalen Service public durch die Vergabe einer Gebietskonzession an den Verteilnetzeigentümer erreicht werden. Diese beinhaltet aber nur noch die Pflicht, alle örtlichen Verbraucher ans Netz anzuschliessen. Zudem kann durch die Anwendung des distanzunabhängigen Briefmarkensystems sichergestellt werden, dass für gleiche Verbraucher identische Übertragungstarife angewendet werden. Durch die Einführung von Wettbewerb auf der Verteilstufe werden sich ausserdem die regionalen Tarifunterschiede verringern, was der Tarifgleichheit - der Grundidee des Service public - erst richtig zum Durchbruch verhilft.

Strukturbereinigung auf der Verteilstufe

Sobald durch die Marktöffnung der Wettbewerb auch auf der Verteilstufe spielt, wird sich eine Strukturanpassung aufdrängen. Die sehr dezentrale Struktur auf Stufe Verteilung mit im Schnitt 6'000 Kunden pro Verteilwerk in der Schweiz (verglichen mit etwa 100'000 in den USA) ermöglicht noch beträchtliche Effizienzverbesserungen. Filippini (1997) hat in einer empirischen Studie für die Schweiz gezeigt, dass sich durch eine Zusammenlegung von Verteilwerken Kosteneinsparungen realisieren lassen. Eine aktive Strukturpolitik durch den Gesetzgeber ist aber nicht angezeigt.

4.4 Wahlfreiheit für alle Verbraucher

Wenn bestimmte Verbrauchergruppen von der Wahlfreiheit ausgeschlossen sind, besteht die Gefahr, dass die Verteilunternehmen zugelassene Grosskonsumenten zulasten der im Monopol gefangenen Kleinverbraucher begünstigen. Diese Quersubventionierung ist volkswirtschaftlich schädlich und muss deshalb verhindert werden.

Wichtig ist, dass die Verteilwerke dem Wettbewerb ausgesetzt sind und dass die Verbraucher über mehrere Alternativen bei der Beschaffung von Elektrizität verfügen. Im Pool-Modell stehen ihnen vier solche Alternativen zur Auswahl.

- Bilateraler Liefervertrag mit dem lokalen Verteilwerk: Diese Lösung entspricht der aktuellen Situation beinahe aller Kleinverbraucher in der Schweiz.

- Bilateraler Liefervertrag mit einer reinen Verkaufsgesellschaft oder einem anderen als dem lokalen Verteilwerk: Diese Lösung könnte v.a. für kleine und mittlere Verbraucher, deren lokales Verteilwerk zu teuer ist, eine interessante Alternative darstellen. Der Endverbraucher erhält in diesem Fall seine Stromrechnung von der Verkaufsgesellschaft, die den lokalen Netzbesitzer für die Netzbenutzung bezahlt.
- Direktes, bilaterales Vertragsabkommen mit einem Elektrizitätserzeuger, eventuell unter Inanspruchnahme der Dienstleistungen eines Brokers: Für grössere Verbraucher könnten bilaterale Lieferverträge eine attraktive Lösung darstellen, diese entspricht in etwa dem TPA-Modell, mit dem Unterschied dass keine langwierigen Verhandlungen über Durchleitungsrechte mit den Besitzern der Hochspannungsleitungen notwendig sind.
- Beschaffung über den Spot- und Terminmarkt: (Gross-)Verbraucher die direkt ans Hochspannungsnetz angeschlossen sind, können sich direkt an der Elektrizitätsbörse als Nachfrager beteiligen.

Die Elektrizitätskonsumenten werden sich je nach den entstehenden Transaktionskosten und entsprechend ihrer Risikoaversion für die eine oder andere Alternative entscheiden. Zudem dürften sich die Laufzeiten der bilateralen Verträge, wie in Norwegen zu beobachten, deutlich reduzieren, so dass das Risiko eines möglichen "Lock-in" abgeschwächt wird.

5 Probleme im Zusammenhang mit einer Marktöffnung

5.1 Externe Kosten der Stromerzeugung

Eine Marktöffnung ohne Berücksichtigung der externen Kosten der Elektrizitätsproduktion würde falsche Anreize für den Kraftwerkbetrieb und den Bau neuer Kraftwerke setzen.²² Nur wenn jedes Kraftwerk auch seine externen Kosten deckt, kann der freie Wettbewerb zu einer volkswirtschaftlich effizienten Lösung führen. Bisher wurde in der Schweiz durch politische Vorgaben erreicht, dass hauptsächlich die relativ umweltschonende Wasserkraft zur Stromerzeugung eingesetzt wurde. Im Falle einer Marktöffnung sind derartige Markteingriffe nicht mehr möglich. Der Gesetzgeber kann das Verhalten der Elektrizitätswirtschaft aber weiterhin durch Preissignale beeinflussen.

Um saubere und erneuerbare Energieträger bei der Marktöffnung nicht zu benachteiligen, kann eine Lenkungsabgabe auf die nichterneuerbaren Energieträger Erdöl, Gas, Kohle und Uran erhoben werden, welche die externen Kosten der einzelnen Energieträger berücksichtigt (Internalisierung). Auch die externen Kosten der Wasserkraftwerke, z.B. in Form von zu geringen Restwassermengen, könnten durch eine Lenkungsabgabe internalisiert werden. Eine Europa- bzw. UCPTE-weite Einführung der Lenkungsabgaben wäre sinnvoll.²³

Würden die externen Kosten bei einer Marktöffnung vernachlässigt, kann man zum heutigen Zeitpunkt davon ausgehen, dass der künftige Kapazitätsausbau durch fossile Kraftwerken vorgenommen wird bzw. dass zusätzliche Stromimporte aus ausländischen thermischen Kraftwerken erfolgen werden. Gelingt die Internalisierung der externen Kosten im Rahmen der Marktöffnung nicht, drohen die Wohlfahrtsgewinne durch die gesteigerte Effizienz der Elektrizitätswirtschaft durch eine Zunahme der Umwelt- und Gesundheitskosten wieder zunichtegemacht zu werden.

5.2 Internationale Öffnung des schweizerischen Elektrizitätsmarktes

Die geplante Öffnung der Elektrizitätswirtschaft in der EU hat primär einen europaweiten, nichtdiskriminierenden TPA zum Ziel. Dies allein bewirkt noch keine transparente Kostenstruktur in dem Sinne, dass die Preise die effektiven Kosten der Elektrizitätsversorgung wiedergeben. Externe Kosten und staatliche Subventionen können in diesem Zusammenhang verzerrend wirken.

22. Bei der Elektrizitätsproduktion gehören z.B. Schadstoffemissionen, CO₂-Emissionen, die Risiken im Zusammenhang mit der Kernkraft, sowie die Beeinträchtigung von Bächen und Flüssen durch Wasserkraftwerke zu den externen Kosten.
23. Die UCPTE (Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité) umfasst das westeuropäische Stromverbundsystem.

Gemäss einer neuen Studie übersteigen die externen Kosten der Elektrizitätsproduktion in den UCPTE-Ländern jene der Schweiz um mehrere Rp. pro kWh.²⁴ So kann der Import von Strom aus relativ umweltbelastenden Kraftwerken, Wettbewerbsverzerrungen bewirken, falls die externen Kosten nicht internalisiert werden (“Ökodumping”).

Zur internationalen Öffnung des schweizerischen Elektrizitätsmarktes bieten sich hauptsächlich die folgenden drei Strategien an.

- (i) Ein erster Ansatz sieht eine Öffnung des Elektrizitätsmarktes im Gleichschritt mit der EU vor. In der EU und in der Schweiz werden Lenkungsabgaben in Höhe der jeweiligen externen Kosten erhoben. Weil dadurch die Rahmenbedingungen richtig gesetzt sind, kann der internationale Handel ohne Beschränkungen freigegeben werden. Aus theoretischer Sicht stellt dieser Ansatz die beste Lösung des Problems dar, da Wettbewerbsverzerrungen, die durch externe Kosten entstehen können, ausgeglichen werden. Hinter die politische Umsetzbarkeit dieses Vorschlages muss allerdings ein Fragezeichen gesetzt werden.
- (ii) Falls keine gesamteuropäische Lösung möglich ist, könnte durch eine Lenkungsabgabe in der Schweiz und eine Besteuerung der Stromimporte eine ähnliche Wirkung erzielt werden. Da es in der Praxis schwierig ist den Erzeuger von importiertem Strom zu eruieren, stellt sich die Frage nach der Behandlung grenzüberschreitender Elektrizitätsflüsse. Zur Berechnung der Lenkungsabgabe könnten entweder Stromflüsse anhand von theoretischen Modellen zugeordnet werden, oder der importierte Strom wird vereinfachend als Länder- oder UCPTE-Durchschnitt behandelt.
- (iii) Die internationale Öffnung des Elektrizitätsmarktes ohne Internalisierung der externen Kosten stellt eine dritte Strategie dar. Davon ist allerdings abzuraten, da in diesem Fall Wohlfahrtsverluste drohen. Umweltfreundliche inländische Produktionsanlagen, die zu niedrigen sozialen Kosten produzieren, werden möglicherweise durch ausländische Kraftwerke aus dem Markt gedrängt, die ihre Wettbewerbsfähigkeit allein der fehlenden Anlastung der externen Kosten verdanken.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht stellt Strategie (i) die beste Lösung dar. Sollte die EU einer gesamteuropäischen Anlastung der externen Kosten nicht zustimmen, bietet sich als Alternative die Strategie (ii) an. Diese sollte sich eher realisieren lassen, zumal die EU in ihrer Richtlinie zur Marktöffnung im Elektrizitätsbereich ausdrücklich die Bevorzugung von bestimmten Kraftwerktypen aus ökologischen Motiven erlaubt. Die Umsetzung der Strategie (iii) könnte zu gesamtwirtschaftlichen Verlusten führen, da die Umwelt- und Gesundheitskosten höher sein könnten als die Gewinne durch die gesteigerte Effizienz der Elektrizitätswirtschaft.

24. In einer Zusammenstellung der externen Kosten im Energie- und Verkehrsbereich geben *Infras et al.* (1996) als externe Kosten der Stromproduktion für die Schweiz 0.8 - 1.8 Rp./kWh an, während für die UCPTE 5.0 - 7.9 Rp./kWh ausgewiesen werden.

5.3 Gestrandete Investitionen²⁵

Die geschützte Monopolstellung der schweizerischen Elektrizitätswerke sowie politische Vorgaben haben dazu geführt, dass bei den Investitionen der Elektrizitätswirtschaft oftmals nicht die Wirtschaftlichkeit der Anlagen im Vordergrund stand. In den letzten Jahren wurden teilweise Kraftwerke mit hohen Produktionskosten realisiert. Im bestehenden Monopol-Modell konnten diese höheren Kosten - in Form von höheren Preisen - auf die Konsumenten überwältigt werden. Dies wird nach einer Marktöffnung nicht mehr möglich sein. Deshalb werden Werke, die zu hohe Durchschnittskosten aufweisen, bei tieferen Strompreisen einen Teil der getätigten Investitionen nicht mehr amortisieren können.

Gemäss der ökonomischen Theorie sind für die Produktionsplanung die Grenzkosten entscheidend: in einem Markt mit vollständiger Konkurrenz lohnt es sich die Produktionsmenge soweit auszudehnen, bis die (kurzfristigen) Grenzkosten gleich hoch wie der Strompreis sind. Liegt der Marktpreis für Strom unter den Durchschnittskosten einer Anlage, entsteht dabei ein Verlust. Solange aber die variablen Durchschnittskosten gedeckt sind, werden Deckungsbeiträge an die Fixkosten erwirtschaftet, und es lohnt sich ein Kraftwerk weiterzubetreiben. Anders sieht es aus, wenn der Strompreis nicht einmal mehr die variablen Durchschnittskosten der Anlage deckt, in diesem Fall ist es billiger das Kraftwerk stillzulegen. Der letzte Fall ist für die Schweiz eher unwahrscheinlich, da sich die meisten Kraftwerke durch tiefe variable Durchschnittskosten und hohe fixe Kosten auszeichnen.

Als "gestrandet" bezeichnet man jenen Teil der Investitionen (d.h. der fixen Kosten), der sich über die gesamte Nutzungsdauer eines Kraftwerks nicht amortisieren lässt, weil die Marktpreise unter den Durchschnittskosten der Anlage liegen.

Abgeltung von gestrandeten Investitionen?

Von Seiten der Elektrizitätswirtschaft tauchte die Forderung auf, dass die Eigentümer von Kraftwerken, die sich nicht mehr vollständig amortisieren lassen, kompensiert werden sollen. Zur Begründung wurde geltend gemacht, dass die Elektrizitätswirtschaft die zu teuren Investitionen wegen staatlicher Auflagen (Versorgungssicherheit mit inländisch erzeugtem Strom, Förderung der Wasserkraft) und im Vertrauen auf das weitere Bestehen der schützenden Monopolstellung getätigt hat.

In einer Studie der Firma *Econcept* (1997) wurden im Auftrag des BEW die gestrandeten Investitionen für eine gestaffelte Liberalisierung bis 2006 auf 700 Mio. Fr. geschätzt; bei einer vollen Marktöffnung schon im Jahr 1999 würden sich die Kosten rund verdoppeln.²⁶ Um die Höhe der gestrandeten Investitionen zu berechnen, wurde die Differenz zwischen den Buchwerten (Investitionen abzüglich Abschreibung) und den Markt-

25. Der Begriff gestrandete Investitionen (Stranded Investments) taucht auch unter den Namen versunkene Kosten (Sunk Costs) oder nichtamortisierbare Investitionen (NAI) auf.

werten (Ertragswerte bei Wettbewerbspreisen) der seit 1985 neuerstellten Kraftwerke gebildet. Die nichtamortisierbaren Investitionen hängen deshalb stark von der gewählten Abschreibungsstrategie in der Vergangenheit ab. Unternehmen, die nur geringe Abschreibungen vorgenommen und hohe Gewinne ausgewiesen haben, würden durch eine Abgeltung ihrer gestrandeten Investitionen erneut profitieren.

Auch der Zinssatz beeinflusst die ermittelte Höhe der nichtamortisierbaren Investitionen sehr stark. In der Econcept-Studie wurde mit einem eher hohen Realzins von 4% gerechnet, bei Verwendung eines tieferen Zinssatzes würden die Werte deutlich nach unten korrigiert. Bei den Berechnungen von Econcept wurde zudem nicht berücksichtigt, dass sich bei vielen Kraftwerken beträchtliche Kostensenkungspotentiale durch Effizienzverbesserungen realisieren liessen. Selbst die "Fix"-Kosten der Kraftwerke lassen sich - z.B. durch andere Finanzierungsmodelle - senken.

Ausserdem muss beachtet werden, dass ein Teil der gestrandeten Investitionen nicht durch die staatlichen Auflagen sondern durch das wenig ausgeprägte Kostenbewusstsein einzelner Werke verursacht wurde. Als Monopolisten konnten sie sich bisher darauf verlassen, dass die Konsumenten auch für ihre Fehlinvestitionen bezahlen würden.

Eine Abgeltung der gestrandeten Investitionen scheint fragwürdig, weil es in der Praxis unmöglich ist, zwischen gestrandeten Investitionen, die aufgrund von staatlichen Umwelt-Auflagen getätigt wurden und Investitionen, die Managementfehlern anzulasten sind zu unterscheiden.

Sollte die Reorganisation der Elektrizitätswirtschaft nicht zu einer vollständigen Marktöffnung führen (freie Wahl des Lieferanten für alle Verbraucher) ist die Forderung nach Abgeltungen für die gestrandeten Investitionen erst recht nicht gerechtfertigt. Wenn beispielsweise - wie in der EU für 2003 geplant - nur die Verbraucher mit über 9 kWh Gesamtverbrauch freien Netzzugang erhalten, würde in der Schweiz immer noch über 80% der Elektrizitätsnachfrage auf Kunden entfallen, die weiterhin an ihren Monopolisten gebunden sind (vgl. BEW, 1997, S. 35). Die meisten Konsumenten würden in diesem Fall nicht in den Genuss tieferer Preise kommen, d.h. es entstehen gar keine nichtamortisierbaren Investitionen.

Lenkungsabgaben anstelle von Kompensationen

Eine alternative Strategie, um umweltpolitisch erwünschte Investitionen zu schützen, besteht darin, zur Internalisierung der externen Kosten eine Lenkungsabgabe auf Energieträger zu erheben. Umweltfreundliche Kraftwerke würden dadurch gar nicht erst zu gestrandeten Investitionen werden. Die verbleibenden gestrandeten Investitionen würden dann die Ineffizienz der bisherigen Elektrizitätsproduktion in der Schweiz und die (zu)

26. Der VSE rechnet für den ersten Fall mit nichtamortisierbaren Investitionen von 1.3 Mrd. Fr., für den zweiten mit rund 8 Mrd. Fr. (inkl. Abgeltung für die langfristigen Bezugsrechte bei französischen Kernkraftwerken).

geringen Abschreibung einzelner Werke in der Vergangenheit widerspiegeln. Es wäre jedoch verfehlt, Kraftwerke für ihre Fehlinvestitionen bzw. für ihre falsche Abschreibungspolitik zu entschädigen. Eine Lenkungsabgabe hätte den zusätzlichen Effekt, dass nicht nur bestehende Investitionen geschützt würden sondern dass auch für den Bau neuer Anlagen die Anreize richtig gesetzt wären.

5.4 Ist eine Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft notwendig?

Stellt die Privatisierung der schweizerischen Elektrizitätswerke eine notwendige Voraussetzung für den Erfolg einer Marktöffnung dar? Diese Frage kann im Prinzip mit nein beantwortet werden; ausserdem gilt es zu beachten, dass durch eine Privatisierung nicht automatisch Wettbewerb geschaffen wird.

Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft zeichnet sich bereits heute durch eine grosse Zahl von Erzeugern und Verteilwerken aus. Dies ist die wichtigste Voraussetzung für das Entstehen von Wettbewerb; ob die einzelnen Gesellschaften in privater oder öffentlicher Hand sind, ist von sekundärer Bedeutung. Wichtig ist jedoch, dass die öffentlichen Werke mehr unternehmerische Autonomie erhalten, z.B. indem sie aus der Verwaltung ausgegliedert werden. Eine Reorganisation und die verstärkte Ausrichtung auf den Markt und die Kundenbedürfnisse sind unumgänglich. Gelingt dies nicht, wird eine Privatisierung der öffentlichen Werke notwendig sein, um ihr Überleben im deregulierten Markt zu sichern.

Bei der Einführung des Pool-Modells in Norwegen wurde keine Privatisierung durchgeführt. Die Eigentumsstruktur vor der Marktöffnung war der schweizerischen sehr ähnlich: von den rund 350 Elektrizitätswerke waren etwa 150 vollständig oder zum Teil in der Stromerzeugung tätig; davon befanden sich 30% im Besitz des Staates, 55% gehörten Ländern und Gemeinden und die restlichen 15% waren privat. In den meisten Elektrizitätswerken wurde eine interne Reorganisation vorgenommen, einige haben sich zudem von Verwaltungsbetrieben zu Aktiengesellschaften im Besitz der öffentlichen Hand gewandelt.

Anders war die Situation vor der Einführung eines Pool-Modells in England und Wales: die Produktion und Übertragung war vollständig in den Händen eines staatlichen Monopols, und auch die Verteilstufe war mit zwölf regionalen Gesellschaften de facto vertikal integriert. Um Wettbewerb zu schaffen, wurde das staatliche Monopol in mehrere Gesellschaften aufgespaltet und privatisiert. So entstanden drei grosse Produzenten, eine Übertragungsnetz-Gesellschaft eine Pool-Gesellschaft und zwölf lokale Verteilgesellschaften, bei denen die Bereiche Netzbetrieb und Stromverkauf entflochten sind.

6 Übergang vom heutigen System zum Pool-Modell

In der Schweiz liesse sich der Übergang vom heutigen Elektrizitätssystem zu einem Pool-Modell ohne massive Eingriffe in die bestehenden Eigentumsstrukturen realisieren. Einzig die Übertragungsleitungen müssen in einer neu zu bildenden Netzgesellschaft zusammengefasst werden.²⁷ Alle anderen Aktiven können im Besitz der bisherigen Eigentümer bleiben. Die Reorganisation wird sinnvollerweise in drei Stufen durchgeführt.

1. Stufe: Bilaterale Verträge auf Grosshandelsstufe

In einer ersten Phase, die schon sehr bald beginnen kann, werden alle Hochspannungsleitungen in die neu zu gründende Pool-Gesellschaft eingebracht. Ein Zusammenschluss liesse sich am einfachsten durch die Errichtung einer Aktiengesellschaft bewerkstelligen, wobei die jetzigen Eigentümer - d.h. die Überlandwerke - ihre Netze inklusive der Verbindungen mit dem Ausland in die neue Gesellschaft einbringen und als Gegenleistung Eigenkapitalanteile erhalten. Diese Anteile dürfen aber zu keiner Bevorzugung bei der Zuteilung der Netzkapazität führen.

Die Pool-Gesellschaft übernimmt zuerst nur den Netzbetrieb und die Netzregulierung (System-Operating). Für die Benutzung des Netzes kann als Übergangsregelung ein Briefmarkensystem eingeführt werden. Allen Produzenten, Verteilwerken und Hochspannungskunden, sowie reinen Handelsgesellschaften (Brokern) wird freier Netzzugang gewährt; diese Unternehmen können bilaterale Verträge abschliessen und bezahlen eine Gebühr für die Nutzung des Übertragungsnetzes.

Zur Überwachung der Monopolbereiche im Elektrizitätsmarkt wird eine Regulierungsbehörde geschaffen, die den freien Zutritt zum Übertragungsnetz garantiert und die Übertragungstarife der Pool-Gesellschaft reguliert. Institutionell gesehen könnte die Regulierung auch an bestehende Behörden übertragen werden, beispw. an das Bundesamt für Energiewirtschaft bezüglich der Aufsicht über die Übertragungs- und Verteilmonopole und an die eidgenössische Wettbewerbskommission zur Überwachung des Wettbewerbs zwischen den Erzeugern.

Integrierte Gesellschaften müssen eine Entflechtung von Produktion, Verteilnetz und Absatz vornehmen und das buchhalterische Unbundling durchführen. In der Übergangsfrist bis zur 3. Stufe haben kleine Verteilwerke zudem die Möglichkeit sich zu reorganisieren und durch Zusammenschlüsse konkurrenzfähigere Strukturen zu bilden. Die

27. Es ist auch eine (Übergangs-)Lösung denkbar, bei der die Pool-Gesellschaft die Leitungen von den Netzbesitzern mietet, ohne dass diese das Eigentum an den Leitungen verlieren würden. Die Höhe der Miete sollte in diesem Fall nicht von den Stromflüssen auf den Leitungen abhängen, sondern als pauschale Mietgebühr im voraus ausgehandelt werden. In Norwegen beispielsweise gehören der Netzgesellschaft Statnett SF rund 80% des Übertragungsnetzes, die restlichen 20% mietet sie von den übrigen 39 Elektrizitätsunternehmen, die Hochspannungsleitungen besitzen.

Verteilwerke können auch bereits bilaterale Verträge mit Produzenten abschliessen. Dadurch soll eine Strukturanpassung auf dem Verteilmarkt ermöglicht werden, bevor die Endkonsumenten zum Wettbewerb zugelassen werden.

2. Stufe: Eröffnung der Strombörse

Sobald als möglich nimmt die Pool-Gesellschaft die Strombörse mit Spot-, Termin- und Regulierungsmärkten in Betrieb. Gleichzeitig mit der Börse werden auf dem Übertragungsnetz die Briefmarkentarife durch ein Knotentarifsystem (Nodal Pricing) abgelöst. Die Regulierungsbehörde muss nun zusätzlich verhindern, dass die Pool-Gesellschaft durch das Verschieben künstlicher Kapazitätsengpässe ungerechtfertigte Gewinne erwirtschaftet.

3. Stufe: Freie Wahl auch für Kleinverbraucher

In der dritten Phase werden die Verteilnetze für den Wettbewerb geöffnet; auch die lokalen Netzbetreiber müssen nun freien Netzzugang gewähren, wobei die Regulierungsbehörde mithilfe der Buchhaltungsdaten der Verteilwerke die Tarife für die Nutzung des Übertragungsnetzes berechnet. Die Endkonsumenten können sich nun ihren Stromlieferanten selbst wählen, sie können Elektrizität beim lokalen Verteilwerk, bei einem anderen Verteilwerk oder bei einem Stromhändler (Broker) kaufen.

Sollte sich zeigen, dass trotz buchhalterischem Unbundling Diskriminierung oder Quersubventionierungen zwischen dem regulierten Netzbetrieb und den Wettbewerbsbereichen stattfinden, könnte die Regulierungsbehörde allenfalls ein echtes Unbundling verlangen.

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Europäische Union hat eine schrittweise Öffnung der Elektrizitätsmärkte beschlossen. Die einzelnen Mitgliedstaaten haben bezüglich der konkreter Ausgestaltung der Marktöffnung weitgehend freie Hand, wobei zwei Deregulierungsmodelle hauptsächlich diskutiert werden:

- Freier Netzzugang auf Vertragsbasis (Negotiated Third Party Access): Netzbesitzer müssen berechtigten Verbrauchern und Produzenten ihr Netz für Stromdurchleitungen (gegen eine Gebühr) zur Verfügung stellen, wenn freie Kapazitäten vorhanden sind.
- Alleinabnehmer (Single Buyer): Für jede Region wird eine Gesellschaft bestimmt, die als Monopolist für den Betrieb des Übertragungsnetzes und den Kauf und Weiterverkauf von Strom (zu offiziellen, veröffentlichten Preisen) zuständig ist. Der Single Buyer muss berechtigten Konsumenten, die Verträge mit unabhängigen Produzenten abschliessen, Zugang zum Netz gewähren.

Auch in der Schweiz soll der Elektrizitätssektor im Gleichschritt mit der EU geöffnet werden. In der aktuellen Diskussion stehen ebenfalls die beiden genannten Modelle im Vordergrund.

Beide Modelle weisen aus ökonomischer Sicht Nachteile auf: Der Alleinabnehmer kann eine starke Monopolmacht ausüben, auch für berechnete Kunden dürfte es deshalb schwierig sein, ihren Marktzugang durchzusetzen. Aufgrund des nicht existierenden Wettbewerbs auf Verteilstufe, besteht die Gefahr von Quersubventionen zulasten der Kleinverbraucher. Besitzt der Single Buyer gar eigene Kraftwerke, kann er Preisdiskriminierung zugunsten seiner eigenen Werke betreiben, und der "Wettbewerb" wird vollends zur Farce.

Auch das TPA-Modell hat verschiedene Nachteile. So ist das Problem der Netzexternalitäten (Loop-Flow-Effekte) nicht gelöst, was zu Kapazitätsproblemen im Übertragungsnetz führen kann. Fehlende Preistransparenz führt zu hohen Informations- und Transaktionskosten und durch das Verschieben von Kapazitätsengpässen kann der Netzzugang behindert werden.

Es erstaunt deshalb nicht, dass sich die meisten Länder, die bereits eine Marktöffnung durchgeführt haben (z.B. England, Norwegen und Neuseeland), für ein anderes Modell, das sogenannte Pool-Modell, entschieden haben. In diesem Papier haben wir ein Pool-Modell für die schweizerische Elektrizitätswirtschaft dargestellt. Es lässt sich durch die folgenden Grundpfeiler charakterisieren:

- Freier Zugang zum Netz ohne Einschränkungen für alle Produzenten, Händler (Broker), Verteilgesellschaften und Verbraucher (vollständige Marktöffnung)
- Entflechtung der Stufen Produktion, Übertragung und Verteilung (Unbundling)

- Gründung einer unabhängigen Übertragungsnetz-Gesellschaft (Pool-Gesellschaft)
- Schaffung von offenen und transparenten Märkten für den Stromhandel (Elektrizitätsbörse)

Kernelement des Pool-Modells ist eine Pool-Gesellschaft, die für das gesamte Übertragungsnetz, das System-Operating und die Organisation einer Elektrizitätsbörse verantwortlich ist. Durch den freien Zugang zum Netz und zur Börse wird Konkurrenz auf der Produktions- und Verteilungsebene eingeführt. Die Verbraucher verfügen somit über verschiedene Alternativen bei der Beschaffung von Elektrizität.

Wir glauben, dass ein solches Modell zu Effizienzverbesserungen auf der Angebotsseite und zu echter Wahlfreiheit für alle Nachfrager führen wird. Die Erfahrungen in anderen Ländern haben gezeigt, dass das Pool-Modell technisch realisierbar und ökonomisch effizient ist. Allerdings kann eine abschliessende Beurteilung der verschiedenen diskutierten Modelle erst vorgenommen werden, wenn durch eine quantitative Kosten-Nutzen-Analyse die Vor- und Nachteile der einzelnen Modelle gegeneinander abgewogen worden sind.

8 Literatur

- Baumol, W.J., J.C. Panzar und R.D. Willig (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York: Harcourt Brace Jovanovich.
- Brennan, T.J., K.L. Palmer, R.J. Kopp, A.J. Krupnick, V. Stagliano und D. Burtraw (1996), *A Shock to the System, Restructuring America's Electricity Industry*, Washington: Resources for the Future.
- BEW [Bundesamt für Energiewirtschaft] (1995), *Öffnung des Elektrizitätsmarktes* ("Arbeitsgruppe Cattin"), Bern: EDMZ.
- BEW [Bundesamt für Energiewirtschaft] (1997), *Marktöffnung im Elektrizitätsbereich* ("Arbeitsgruppe Kiener"), Bern: EDMZ.
- Christensen, L.R. und W.H. Greene (1976), Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation, in: *Journal of Political Economy*, 84, 655-676.
- Econcept (1997) *Nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich*, Bern: EDMZ.
- Filippini, M. (1996a), Economies of Scale and Utilization in the Swiss Electric Power Distribution Industry, in: *Applied Economics*, 28, 543-550.
- Filippini, M. (1996b), Skalenineffizienz der städtischen Elektrizitätswerke, in: *Schweizerische Zeitschrift für Volkswirtschaft und Statistik*, 3, 415-426.
- Filippini, M. (1997), *Elements of the Swiss Electricity Market*, Heidelberg: Physica.
- Filippini, M. und M. Meier (1996), Modell einer wettbewerbsorientierten Elektrizitätswirtschaft der Schweiz, *IEW Diskussionsbeiträge*, 9605, Zürich: Universität Zürich.
- Filippini, M., M. Meier und F. Romerio (1995), *Reform des Elektrizitätsmarktes: Erfahrungen in Norwegen, Grossbritannien und anderen europäischen Ländern*, Bern: Bundesamt für Energiewirtschaft.
- Hanser C., J. Kuster, F. Kilchenmann und M. Neuhaus (1997), *Öffnung des Elektrizitätsmarktes Schweiz: Folgerungen für die Elektrizitätspolitik der Gebirgskantone*, Zürich: Brugger, Hanser und Partner AG.
- Hogan, W. (1996), Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices, in: Einhorn, M. und R. Siddiqi (Hrsg.), *Electricity Transmission Pricing and Technology*, Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Hogan, W. (1997), *Nodes and Zones in Electricity Markets: Seeking Simplified Congestion Pricing*, IAEE Conference Session "Creating and Designing Electricity Markets", 18th Annual North American Conference of the USAEE/IAEE, San Francisco, September 9.
- Hope, E. (1994), Auf dem Weg zu einem nordischen und EU-weiten Energiemarkt, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 12/94, 767-772.
- Hope, E. (1995), *Energiemärkte und Wettbewerbspolitik*, Bericht Nr. 20/95, Bergen: Center for Research in Economics and Business Administration (SNF).

- Hope, E., L. Rud und B. Singh (1993), Märkte für Elektrizität: Die ökonomische Reform des norwegischen Elektrizitätssektors, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 1/93, 29-46.
- Hunt, S. und G. Shuttleworth (1996), *Competition and Choice in Electricity*, Chichester: John Wiley & Sons.
- Infras et al. (1996), *Die vergessenen Milliarden: externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich*, Bern: Haupt.
- Knivsflå, Kjell H. und L. Rud (1994), *Markets for Electricity: Structure, pricing and performance*, Lysaker: Energiforsyningens Fellesorganisasjon EnFO.
- Mutzner, J. (1997), *The Swiss Electricity Supply Industry: Development and Structure*, Zürich: Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke.
- Nelson, R.A. und W.J. Primeaux Jr. (1988), The Effects of Competition on Transmission and Distribution Costs in Municipal Electric Industry, in: *Land Economics*, 64, 338-346.
- Ruff, L. (1996), Stop Wheeling and Start Dealing: Resolving the Transmission Dilemma, in: Einhorn, M. und R. Siddiqi (Hrsg.), *Electricity Transmission Pricing and Technology*, Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Salvanes, K.G. und S. Tjøtta (1994), Productivity Differences in Multiple Output Industries: An Empirical Application to Electricity Distribution, in: *The Journal of Productivity Analysis*, 5, 22-43.
- Sharkey, W.W. (1982), *The Theory of Natural Monopoly*, Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- Thompson Jr., H.G. und L. Wolf (1993), Regional Differences in Nuclear and Fossil-Fuel Generation of Electricity, in: *Land Economics*, 69, 234-248.
- Train, K.E. (1992), *Optimal Regulation: The Theory of Natural Monopoly*, Cambridge: MIT Press.

