

**Universität Zürich**

Institut für Rechnungswesen und Controlling

Prof. Dr. Dieter Pfaff



Semesterarbeit

**Wie sieht eine allokativ effiziente Ausgestaltung des Preissystems  
im schweizerischen Elektrizitätswesens aus?**

Vorgelegt von: Martin Signer  
Albisstrasse 45  
6312 Steinhausen

Matrikelnr.: s99716797

Fachgebiet: Managerial Accounting

Betreuerin: Silvia Allmendinger

Abgabedatum: 11.08.2003

# Inhaltsverzeichnis

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>EINLEITUNG.....</b>  | <b>1</b>  |
| 1.1      | Entwicklung der Elektrizitätsmärkte .....                                   | 3         |
| <b>2</b> | <b>UMWANDLUNGSMÖGLICHKEITEN DER PRIMÄRENERGIE IN<br/>ELEKTRIZITÄT .....</b> | <b>6</b>  |
| 2.1      | Transport und Verteilung .....  | 6         |
| 2.2      | Das Verbundsystem.....  | 7         |
| 2.3      | Reservehaltung .....  | 9         |
| <b>3</b> | <b>KOSTEN DER ELEKTRIZITÄT .....</b>  | <b>11</b> |
| 3.1      | Preis für das Gut Elektrizität.....   | 11        |
| 3.1.1    | Klassisches und modifiziertes Spitzenlastanteilsverfahren.....              | 12        |
| 3.1.2    | Höchstlastverfahren.....  | 12        |
| 3.1.3    | Differenziertes Höchstlastverfahren.....                                    | 13        |
| 3.1.4    | Hochlastarbeitsverfahren.....   | 13        |
| 3.1.5    | Benutzungsdauerverfahren .....  | 13        |
| 3.1.6    | Vergleich der Verfahren.....  | 14        |
| 3.2      | Das Elektrizitätsangebot.....   | 16        |
| 3.3      | Die Marktorganisation in der Schweiz .....                                  | 16        |
| 3.4      | Die Nachfrage nach Elektrizität .....                                       | 17        |
| <b>4</b> | <b>MONOPOL .....</b>  | <b>19</b> |
| 4.1      | Regulierung in der Elektrizitätswirtschaft.....                             | 19        |
| 4.2      | Das Verbundnetz .....   | 21        |
| 4.3      | Vertikalen Integration .....  | 23        |
| <b>5</b> | <b>REORGANISATION DER ELEKTRIZITÄTSBRANCHE.....</b>                         | <b>25</b> |
| 5.1      | Der Alleinabnehmer .....  | 25        |
| 5.2      | Wettbewerb auf Grosshandelsstufe.....                                       | 26        |
| 5.3      | Retail-Competition.....   | 28        |
| 5.4      | Preisregulierung natürlicher Monopole.....                                  | 29        |

|          |                                  |           |
|----------|----------------------------------|-----------|
| <b>6</b> | <b>FAZIT .....</b>               | <b>32</b> |
| <b>7</b> | <b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b> | <b>34</b> |

# 1 Einleitung

Die Elektrizitätswirtschaft ging und geht weltweit durch eine Phase der Deregulierung und des Abbaus staatlicher Monopole.<sup>1</sup> In der Schweiz herrscht nach der Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) im September 2002 Ungewissheit, wie sich die Branche entwickeln wird. Dadurch stellt sich die Frage, wie eine Ausgestaltung der Organisation und des Preissystems in der Schweiz aussehen sollte, damit möglichst hohe allokativen Effizienz erreicht wird. Dieser Frage wird in dieser Arbeit mittels Erkenntnissen aus der Literatur nachgegangen.

Das Ziel dieser Arbeit ist nicht ein Wert für die Preise zu berechnen, sondern es wird analysiert, in welchen Bereichen durch den Marktmechanismus allokativen Effizienz erreicht werden kann. Für die Bereiche, in welchen der Marktmechanismus nicht zum effizienten Ergebnis führt, werden Regulierungsmodelle vorgestellt. Diese werden am Ziel der allokativen Effizienz gemessen. Neben der Effizienz wird ebenfalls geprüft, wie verhindert werden kann, dass den regulierten Firmen übermässige Renten zugestanden werden müssen.

In der Elektrizitätswirtschaft lassen sich vier Grundfunktionen der Wertschöpfung unterscheiden<sup>2</sup>:

1. Erzeugung (Erzeugung von Elektrizität durch Kraftwerke)
2. Übertragung (Transport von Elektrizität und Stabilisierung von Frequenz und Spannung durch Höchstspannungsnetze (> 220 kV))
3. Verteilung (Verteilung der Elektrizität bis zu den Endverbrauchern mittels Hochspannungsnetz (50 – 150 kV), Mittelspannungsnetz (ca. 30 kV) und Niederspannungsnetz (< 1 kV))
4. Verkauf (kommerzielle Aktivitäten)

Ein wesentliches Charakteristikum des Gutes Elektrizität, das es von anderen Gütern unterscheidet, ist die mangelnde Haltbarkeit, die aus der fehlenden Möglichkeit

---

<sup>1</sup> Vgl. IEA (2001), S. 37 für eine Übersicht über die Entwicklung in Europa.

<sup>2</sup> Vgl. Wild (2001), S. 16f.

elektrische Energie in grossen Mengen zu speichern kommt.<sup>3</sup> Dies wird herkömmlicherweise als fehlende Speicherfähigkeit bezeichnet.<sup>4</sup> Dadurch resultieren einerseits eine etwaige Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch und andererseits eine gewisse lokale Gebundenheit.

Die Konsequenzen ergeben je nach Tages- und Jahreszeit hohe Preisunterschiede, die bis zu 500% betragen können<sup>5</sup>. Allerdings werden je nach Preismechanismus für die Endverbraucher nicht die richtigen Anreize gesetzt. Daher kommt dem Preis für die Endverbraucher eine wichtige Bedeutung zu. Darauf wird im dritten Kapitel eingegangen.

Während in der Erzeugung und dem Verkauf durchaus Wettbewerb eingeführt werden kann, erfüllen die Übertragungs- und Verteilwerke mit der damit verbundenen Systemsteuerung die Voraussetzungen eines natürlichen Monopols.

Ab dem vierten Teil der Arbeit wird der Regulierung der Verteilungs- und Übertragungsbereiche Beachtung geschenkt, da diese einen hohen Anteil der Strompreise ausmachen.<sup>6</sup> Es kann dabei durch theoretische und empirische Argumente gezeigt werden,<sup>7</sup> dass in diesen Bereichen erhebliche Ineffizienzen existieren, wodurch bei geeigneter Regulierung grosse Effizienzgewinne erzielt werden könnten.

In der Regulierungstheorie<sup>8</sup> gelang es in den letzten Jahren, durch theoretische und empirische Studien zu zeigen, dass anreizorientierte Ansätze effizienter als kostenorientierten Ansätze sind. Bei ersteren haben die Firmen durch Kostensenkungen die Möglichkeit, ökonomische Gewinne zu erzielen, während bei letzteren diese Anreize fehlen<sup>9</sup>. Dieser Effizienzgewinn wird jedoch oft mit hohen Renten an die zu regulierende Firma „erkauft“.

Auf die Fragen der Regulierung wird in dieser Arbeit ab dem vierten Kapitel eingegangen.

---

<sup>3</sup> Am nächsten kommen dabei Stauseen der Speicherung, wozu bei tiefer Nachfrage Wasser mit billigem Tieflaststrom hinaufgepumpt wird, um dann bei hoher Nachfrage teuren Hochlaststrom zu produzieren. Für eine Ausführliche Darstellung vgl. Hull (2003), S. 681.

<sup>4</sup> vgl. Hermann (1997), S. 24.

<sup>5</sup> Vgl. Hull (2003), S. 681.

<sup>6</sup> vgl. Filippini/Banfi (2003), NZZ 24. 7. 03.

<sup>7</sup> vgl. Abschnitt 1.2 und Kapitel 4 in dieser Arbeit oder z.B. Wild (2001), S. 83 – 119.

<sup>8</sup> vgl. Wild (2001), S. 114f.

<sup>9</sup> Vgl. Yajima (1997), S. 89.

## 1.1 Entwicklung der Elektrizitätsmärkte

Die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte begann in den letzten Jahrzehnten des 19. Jahrhunderts. Voraussetzung für den Einsatz der Elektrizität als Energieträger war die Entwicklung des Dynamos zur Stromerzeugung und eine Reihe von Anwendungstechniken von W.v. Siemens im Jahr 1866. Die ersten entscheidenden Anwendungen waren die elektrische Glühbirne, die seit 1879 industriell herstellbar ist, und der Elektromotor.

Energieanwendungsbereiche lassen sich wie folgt unterteilen<sup>10</sup>:

1. Wärme: Erwärmung von Wohn- und Arbeitsräumen, Erwärmung von Stoffen für die Durchführung physikalischer oder chemischer Prozesse beim privaten Verbrauch oder in der Produktion (Warmwasser, Kochen, Schmelzen von Metall)
2. Licht: Beleuchtung von Räumen, Strassen etc.
3. Kraft: Erzeugung von Bewegungsenergie für Bearbeitung und Transportzwecke (Maschinenantrieb, Eisenbahn, Automobil)

Zu der Zeit, als die ersten Elektrizitätsanwendungen installiert wurden, waren feste Brennstoffe (Holz, Kohle, u. ä.) die dominante Energie im Bereich der Wärme- und der Krafterzeugung (Dampfmaschine).<sup>11</sup> Für Beleuchtungszwecke wurde Lampenöl eingesetzt. Etwa gleichzeitig mit der Elektrizität wurde auch das Stadtgas entwickelt, ein Gas auf Kohlenbasis, das in dicht besiedelten Gebieten durch Leitungsnetze an die Verbraucher für Wärme und Beleuchtungszwecke geleitet wurde.

Damals waren Elektrizitätsanwendungen also etwas Neues. Eine Produktinnovation im umfassenden Sinne wurde durch die Möglichkeiten des Einsatzes von Elektrizität als Energieträger eingeleitet, eine Produktinnovation, die bis heute noch lange nicht abgeschlossen ist, da immer neue Anwendungsbereiche für Elektrizität entwickelt werden<sup>12</sup>. Während heute neue Anwendungen auf der Basis von Elektrizität als Konkurrenz gegenüber anderen Energieträgern auftreten, wurde durch die Möglichkeit des Elektrizitätseinsatzes in der damaligen Zeit weniger ein Verdrängungswettbewerb ausgelöst als vielmehr eine Innovationswelle in Gang

---

<sup>10</sup> Vg. Pfaffenberger (1993), S. 3f.

<sup>11</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 20f.

<sup>12</sup> vgl. Hermann (1997), S. 23 – 34.

gesetzt und damit der Einsatz von Produkten ermöglicht, der ohne Elektrizität nicht denkbar gewesen wäre<sup>13</sup>.

## 1.2 Ineffizienzzursachen

Derzeit ist die Elektrizitätswirtschaft in einer Deregulierungs- und Umbruchsphase. Dabei werden erhebliche Fehler gemacht, die vermieden werden könnten, wenn vermehrt die technischen und ökonomischen Faktoren berücksichtigt würden. Ineffizienzen können an verschiedenen Stellen auftreten. So unterteilt man die Ineffizienzzursachen in<sup>14</sup>:

- Technische Ineffizienz: Zur Produktion eines bestimmten Outputvektors wird von den einzelnen Produktionsfaktoren mehr als die notwendige Menge eingesetzt.
- Preis- oder allokativer Ineffizienz: Die Grenzrate der technischen Substitution zwischen den Produktionsfaktoren entspricht nicht den relativen Faktorpreisen. Durch eine Anpassung der relativen Faktoreinsatzmengen liessen sich bei konstanter Produktionsmenge Kosten sparen.
- Produktive Ineffizienz ergibt sich aus der technischen und allokativen Ineffizienz, wobei die produktive Effizienz als das Produkt der technischen und allokativen Effizienz definiert ist.

Damit ist die relative produktive Effizienz eines Verteilwerkes das Verhältnis zwischen den minimal notwendigen Durchschnittskosten (Frontier-Kostenfunktion) und den effektiven Durchschnittskosten des Werkes.

Wild schätzt für die Schweiz,<sup>15</sup> dass in dem Bereich, in dem sich die mittleren 50 Prozent der Werke befinden, die Durchschnittskosten der Werke im Schnitt zwischen 1 bis 2 Rp./kWh über der Frontier-Kostenfunktion liegen, was einer relativen produktiven Effizienz zwischen 80 und 90 Prozent entspricht.

Skalenineffizienz bedeutet, dass das Unternehmen nicht die optimale Betriebsgrösse hat, d.h. es operiert nicht am Punkt der minimalen Durchschnittskosten. Sie ist definiert als das Verhältnis zwischen den minimal möglichen Durchschnittskosten

---

<sup>13</sup> Vgl. Pfaffengerger (1993), S. 1- 26.

<sup>14</sup> Vgl. Wild (2001), S. 138f.

des Werkes bei optimaler Betriebsgrösse und seinen minimal realisierbaren Durchschnittskosten bei der aktuellen Betriebsgrösse des Verteilwerkes. Gemäss der Schätzung von Wild liegen in der Schweiz infolge der Skalenineffizienz die Durchschnittskosten der mittleren Werke rund 3 Rp./kWh über den Durchschnittswerten der grösseren Werke. Dies stellt eine beträchtliche Ineffizienz dar, da die Durchschnittskosten kleiner Werke langfristig um bis zu einem Drittel sinken könnten, wenn sie sich zu grösseren Betrieben zusammenschliessen würden. Dies ergibt für die Schweiz - für eine optimale Produktion - eine obere Schranke von rund 50 Verteilwerken.<sup>15</sup> Dies stellt ein erhebliches Einsparungspotential dar, da derzeit in der Schweiz rund 940 Firmen<sup>17</sup> in der Übertragung und Verteilung tätig sind.<sup>18</sup>

Nachfolgend wird auf die für das Verständnis der nachfolgenden Kapitel notwendigen Besonderheiten der Elektrizitätsherstellung (Erzeugung) eingegangen

---

<sup>15</sup> Vgl. Wild (2001), S. 216 – 219.

<sup>16</sup> Vgl. Wild (2001), S. 218.

<sup>17</sup> Vgl. Filippini/Banfi (2003), NZZ 24. 7. 03.

<sup>18</sup> Vgl. Guggenbühl (2003), TA 14. 4. 03.

## 2 Umwandlungsmöglichkeiten der Primärenergie in Elektrizität

Die Herstellung von Elektrizität (Erzeugung), findet gewöhnlich mit Hilfe von Generatoren statt, die auf der Basis unterschiedlicher Primärenergien betrieben werden<sup>19</sup>. Andere Formen der Elektrizitätsgewinnung, wie beispielsweise der Wasserstoffmotor werden seit langem diskutiert, haben sich jedoch aus ökonomischen und technischen Überlegungen bisher nicht durchgesetzt.<sup>20</sup>

In der Schweiz beruht die Stromproduktion zu etwa 55% auf Wasserkraft und 40% auf Atomkraft. Die anderen Erzeugungstechnologien sind nach Produktionsmenge geordnet: Thermalkraftwerke (650 GWh), Fernheizkraftwerke (220 GWh), Wärme-Kraft-Koppelung (170 GWh), Photovoltaik (3 GWh). Die Gesamtproduktion betrug dabei 1998 gemäss dem Bundesamt für Energie 59'328 GWh.<sup>21</sup>

In der Schweiz spielt der Stromhandel eine wichtige Rolle. Dabei wird der Strom typischerweise veredelt, indem er in der Nacht und im Sommer billig eingekauft wird um damit die Speicherkraftwerke zu füllen. Im Winter und tagsüber wird er dann typischerweise teurer verkauft. Die Schweiz erzielte dabei 2001 einen Überschuss von einer Milliarde mit steigender Tendenz.<sup>22</sup>

### 2.1 Transport und Verteilung

Zwischen der Erzeugung und dem Endverbrauch von Elektrizität ist ein Netzsystem zwischengeschaltet. Die Kosten der Übertragung und Verteilung machen einen wesentlichen Anteil an den Gesamtkosten der Elektrizitätsversorgung aus. In einer Studie von Schmitt (1984),<sup>23</sup> wird dieser Anteil bei Ausserachtlassung des Netzverlustes mit 37% geschätzt.

Elektrizität entsteht heute überwiegend durch den Einsatz von mechanischer Energie zur Bewegung eines Generators. Die mechanische Energie selbst kann auf

---

<sup>19</sup> Vgl. Hermann (1997), S. 24 – 30.

<sup>20</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 33f.

<sup>21</sup> vgl. Bundesamt für Energie (1999), S. 19 – 21.

<sup>22</sup> für Details vgl. Guggenbühl (2003), TA 14. 4. 03.

<sup>23</sup> Vgl. Schmitt (1984), S. 415 – 419.

verschiedene Arten erzeugt werden (Wasserkraft, Dampfturbine, Gasturbine, Verbrennungsmotor, Windkraft etc.). Entsprechend der Erzeugungsart werden also unterschiedliche Primärenergieträger eingesetzt.

Mit der Energieumwandlung in Elektrizität bzw. der Umwandlung der Elektrizität in die gewünschte Nutzenergie ist immer ein Energieverlust verbunden. Dabei könnte der Antrieb der Maschinen eines Produktionsbetriebes grundsätzlich auch direkt, z.B. mit Hilfe von Wasserkraft, erfolgen. Der Umweg über die Elektrizität bietet aber erhebliche Vorteile hinsichtlich der Möglichkeit einer Dezentralisierung und besseren Handhabung des Verteilungsproblems.

## 2.2 Das Verbundsystem

Im Verbundsystem sind alle Einheiten über das Übertragungsnetz miteinander verbunden.<sup>24</sup> Im Unterschied zu fast allen anderen Produktionszweigen findet sich also in der Elektrizitätswirtschaft eine direkte physische Zwischenabhängigkeit aller Einheiten. Diese ist unabhängig von der Marktform, in der der Austausch der Einheiten untereinander stattfindet. Dabei fließt der Strom nicht auf eindeutigen Wegen, sondern gemäss den Kirchhoff'schen Gesetzen,<sup>25</sup> indem der Strom immer den Weg des geringsten Widerstandes wählt und sich die Stromflüsse deshalb selbst optimieren. Dies wird im Englischen als „Loop-Flow“ bezeichnet.

Die Erzeugungseinheiten speisen in das Übertragungsnetz Elektrizität ein, während die Verteilungseinheiten aus dem Übertragungsnetz Elektrizität entziehen und diese an die einzelnen Verbraucher weiterverteilen. Diese betreiben wiederum Umwandlungseinrichtungen, in denen die von ihnen gekaufte Elektrizität in die gewünschte Nutzenergie umgewandelt wird. Im Systemgleichgewicht speisen die Erzeugungseinrichtungen gleich viel Elektrizität in das System ein wie von den Verbrauchseinrichtungen entzogen wird. Bei den Übertragungs- und Verteilungsvorgängen geht ein Teil der Energie verloren. Die verlorene Energie kann

---

<sup>24</sup> Vgl. IEA (2001), S. 101f.

<sup>25</sup> vgl. Sexl/Raab/Streeruwitz (1990), S. 217.

als eine Art Transportkosten betrachtet werden, die den Netzverlusten entsprechen<sup>26</sup>

Die Gleichgewichtsbedingung lautet daher näherungsweise:

Erzeugung = Verbrauch – Netzverluste.

Für die Elektrizitätsübertragung muss die vereinbarte Spannung (>200 kV) und die vereinbarte Frequenz (50 Hz) gewährleistet sein.<sup>27</sup>

Das Übertragungssystem hat nun die Aufgabe, diese Qualitätssicherung unabhängig von den einzelnen Erzeugungseinrichtungen zu betreiben, wodurch die formulierte Gleichgewichtsbedingung noch enger wird, da die genannten Qualitätsparameter unter sonst gleichen Bedingungen mit dem Verhältnis von Angebot und Nachfrage variieren. Daraus folgt, dass Angebot und Nachfrage so angepasst werden müssen, dass die Qualitätsanforderungen erfüllt bleiben.<sup>28</sup>

Die Lastkurve weist je nach Tages- und Jahreszeit extreme Schwankungen auf. Die Versorgungssysteme müssen daher so ausgerüstet sein, damit sie dieser Leistung entsprechend begegnen können. In einem modernen System ergeben sich durch die Vielzahl von Erzeugern und Verbrauchern vielfältige Ausgleichsmöglichkeiten, um das Gleichgewicht des Systems aufrecht zu erhalten.

Das mögliche Gleichgewicht ist auf der Nachfrageseite ständigen Störungen unterworfen. Steigt beispielsweise die Nachfrage an, so steigt die mechanische Belastung an der Generatorwelle. Als Folge davon vermindert sich die Drehzahl etwas und damit fällt die Frequenz unter den Sollwert. Ebenfalls verringert sich die Spannung. Um dies auszugleichen, muss der Dampfdruck etwas erhöht werden, um die Drehzahl wieder auf den Sollwert hoch regeln zu können. Dies ist jedoch nur möglich, wenn die einzelne Erzeugungseinheit nicht bis zu ihrer Kapazitätsgrenze ausgelastet ist. Für die Qualitätssicherung muss also eine gewisse Kapazitätsreserve übrig gehalten werden. Ein Nachregeln der Erzeugungseinheiten an die Veränderungen der Nachfrage erfordert auf der anderen Seite Zeit.<sup>29</sup>

Moderne Erzeugungseinheiten verfügen über eine Regelautomatik, die für die Frequenz und Spannungshaltung sorgt. In einem System mit vielen Erzeugungseinheiten muss dafür gesorgt werden, dass die Anpassungsvorgänge der

---

<sup>26</sup> Vgl. Wild (2001), S. 121f.

<sup>27</sup> Vgl. Wild (2001), S. 16f.

<sup>28</sup> vgl. für eine ausführlichere Darstellung Pfaffenberger (1993), S. 47f.

<sup>29</sup> vgl. Yajima (1997), S. 8f.

einzelnen Erzeugungseinheiten insgesamt nicht den Anpassungsbedarf überschreiten.<sup>30</sup>

Während die Anpassung kleiner Änderungen im obigen Sinne automatisch vollzogen werden kann, müssen grössere Anpassungsvorgänge gesteuert werden.<sup>31</sup>

Im Verlauf des Tages schwankt beispielsweise die Belastung des elektrischen Netzes sehr stark. Das wirft die Frage auf, welche Kraftwerke wann an der Erzeugung beteiligt sein sollen. Aus Effizienzgesichtspunkten sollte stets das Kraftwerk mit den geringsten variablen Kosten zusätzlich in den Einsatz gelangen, da die Fixkosten ex post irrelevant sind. Versorgt nur ein Unternehmen das Netz, so ist das Optimierungskalkül klar.<sup>32</sup> Sind hingegen mehrere Unternehmen am Netz beteiligt, so ergibt sich ein Verhandlungsproblem, da vereinbart werden muss, wie die Vorteile der Kooperation verteilt werden sollen und wer welche Kosten zu tragen hat.

## 2.3 Reservehaltung

Da zu manchen Zeiten gewisse Einheiten durch Wartung oder Störungen nicht einsetzbar sind, ist eine Reserverhaltung notwendig. Diese hat Fixkostencharakter. Die Wartung ist ziemlich gut planbar, wodurch sie auf Schwachlastperioden verlegt werden kann.

Je nach Grösse der Einheit kann es jedoch zu einer Leistungsverknappung führen, wofür vorausgehende Vereinbarungen zu treffen sind.

Anders sieht dies jedoch für Ausfälle aus, die durch Störungen verursacht werden. Diese sind von stochastischen Einflussfaktoren abhängig und daher kaum kontrollierbar. Es ist notwendig, dass beim Ausfall einer Erzeugungseinheit deren Leistungsbeitrag unmittelbar ersetzt wird. Dafür müssen bestimmte Kraftwerke ständig in Reserve gehalten werden. Diese verursachen sowohl fixe (für die Kraftwerkleistung) als auch variable Kosten (für die Bereitschaftsverluste von Wärme). Die Reservehaltung muss sich an der grössten Erzeugungseinheit, die ausfallen könnte, anpassen.<sup>33</sup>

---

<sup>30</sup> vgl. IEA (2001), S. 113f.

<sup>31</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 49- 56.

<sup>32</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 58.

<sup>33</sup> Vgl. IEA (2001), S. 125 – 128.

Die Reservehaltung ist mit zunehmender Grösse des Versorgungsgebietes sensitiver auf die Ausfallwahrscheinlichkeit, wodurch sich ein eindeutiger Grössendegressionseffekt einstellt, da ein kleines - autonom operierendes Versorgungsunternehmen - um Reservehaltungskosten zu sparen, auf den Bau grosser Kraftwerke verzichten muss. Dies führt zu Grössendegressionseffekten (economies of scale).<sup>34</sup>

Auch Übertragungs- oder Verteilungsnetze können ausfallen. Das Übertragungsnetz stellt die Voraussetzung für den kooperativen Verbund der verschiedenen Erzeuger und Verteiler dar. Im Rahmen des Gesamtsystems hat es damit quasi die Funktion eines öffentlichen Gutes. Die Planung eines solchen Netzes muss eine Reservehaltung für den Fall des Ausfalls einzelner Komponenten vorsehen, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Müssen aufgrund von Störungen einzelne Netzabschnitte stillgelegt werden, so wird dadurch das gesamte übrige Netz in Mitleidenschaft gezogen, weil mit dem Abschalten eines Netzteils auch das Abschalten von Kraftwerken verbunden sein kann. Dadurch ändert das gesamte Strömungsverhalten im Netz. Um Netzüberlastung zu vermeiden,<sup>35</sup> muss das Netz also entsprechende Überkapazitäten aufweisen.

---

<sup>34</sup> Vgl. Oren/Smith (1993), S. 169 – 185.

<sup>35</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 30 – 37.

### 3 Kosten der Elektrizität

Die Preise für fossile Energieträger werden auf dem Weltmarkt bestimmt.<sup>36</sup> Geht man von einem vollständigen, perfekten Markt aus, so sollten sich die Kosten der verschiedenen Primärenergieträger (Öl, Gas, Kohle), die in unterschiedlichen Kraftwerkstypen eingesetzt werden können, bis auf die unterschiedlichen Transaktionskosten anpassen, da fossile Energieträger in Bezug auf die zu erbringende Dienstleistung weitestgehend austauschbar sind.

Empirisch beobachtet man jedoch, dass auch lang anhaltende Unterschiede im Preisniveau bestehen.<sup>37</sup>

Diese können, zumindest teilweise, aus dem Verhältnis der vorhandenen Vorräte zum Marktvolumen erklärt werden. Dieses ist beispielsweise für Kohle wesentlich geringer als für Öl, da Kohle für eine Reihe von Energieanwendungen nicht in Frage kommt. Sie wird deshalb auch für einen geringeren Preis gehandelt.

Da die Preise der Primärenergieträger über die Zeit erheblichen Schwankungen unterliegen, ist die Angebotsplanung stark von den Preiserwartungen abhängig.<sup>38</sup>

#### 3.1 Preis für das Gut Elektrizität

Nachfolgend soll geprüft werden, wie hoch die Preise sein müssen, damit das Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) seine Kosten decken kann. Dabei soll der Anreizwirkung der Preise besondere Beachtung geschenkt werden.

Im Folgenden wird zur Vereinfachung angenommen, dass der Kraftwerkspark optimal an die gegebene Nachfrage angepasst sei, wodurch jeder Lastperiode eindeutig ein bestimmtes Kraftwerk zugeordnet werden kann und das EVU die Preise frei setzen kann. Jede Preisperiode dauert somit eine bestimmte Zeit, die mit der Einsatzdauer der Kraftwerke übereinstimmt.<sup>39</sup>

Nachfolgend werden verschiedene Preisverfahren kurz vorgestellt und diskutiert, ob und wie sie welche Ziele erfüllen.

---

<sup>36</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 204f.

<sup>37</sup> vgl. Oren/Smith (1993), S. 165f.

<sup>38</sup> vgl. Hermann (1997), S. 169f.

Um die Verfahren auf die Realität übertragen zu können, muss der Anfall von zusätzlichen Informations- und Transaktionskosten, die entweder vom Verbraucher oder dem EVU aufzuwenden sind, berücksichtigt werden.

### **3.1.1 Klassisches und modifiziertes Spitzenlastanteilsverfahren**

Beim klassischen Spitzenlastanteilsverfahren ist für die Zuordnung der leistungsabhängigen Kosten einzig die Nachfrage des Kunden zum Zeitpunkt der Spitzenlast relevant. Die Kosten für nachgefragte Leistung ausserhalb des Spitzenlastzeitpunktes werden dazu mit Null bewertet. Ein Problem dieses Verfahrens ist das Phänomen der „wandernden Lastspitzen“, da sich die Konsumenten immer neu einstellen. Es ist praktikabel, wenn die tageszeitlichen Schwankungen nicht zu hoch sind, da sonst die zufälligen Schwankungen zum Messzeitpunkt verfälschend wirken können.<sup>40</sup>

Diese Zufälligkeiten können beim modifizierten Spitzenlastanteilsverfahren vermindert werden. Bei welchen als Grundlage für die Kostenzuordnung Mittelwerte des Leistungsanteils aus tages- bzw. jahreszeitlichen Spitzen des Nachfragers gebildet werden.

Die Arbeitskosten werden als Gesamtsumme auf die geleisteten KWh umgerechnet und sind damit zeitunabhängig. Die Zuordnung der Netzkosten erfolgt nach dem Schlüssel der leistungsabhängigen Kosten, unterteilt nach Spannungsstufen.

### **3.1.2 Höchstlastverfahren**

Beim Höchstlastverfahren ist die individuelle Höchstlast Rechenbasis. Die Summe dieser Höchstbelastungen dient als Grundlage für den jeweils zu zahlenden Anteil an den gesamten Kapazitätskosten. Bei diesem Verfahren werden den Verbrauchern, die ausserhalb der Spitzenlastzeit ihre Höchstleistungen nachfragen, leistungsabhängige Kosten berechnet, die sie nicht verursachen. Es existiert auch kein Anreiz, Nachfrage

---

<sup>39</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 215 – 224 oder Oren/Smith (1993) für eine ausführliche Darstellung der Preissysteme.

<sup>40</sup> Vgl. Daryanian/Tabors/Bohn (1993), S. 36 – 39.

aus der Spitzenlastzeit hinauszulagern, wodurch Kosten eingespart werden könnten. Theoretisch müssten bei diesem Verfahren extrem hohe Reservekapazitäten vorhanden sein, was unsinnig teuer käme.<sup>41</sup>

Die Netzkosten beim Höchstlastverfahren werden entsprechend den leistungsabhängigen Kosten verteilt. Die Zuordnung der Arbeitskosten entspricht derjenigen des Spitzenlastanteilsverfahrens.

### **3.1.3 Differenziertes Höchstlastverfahren**

Beim differenzierten Höchstleistungsverfahren wird die Leistung am Anteil an der zeitgleichen Höchstlast berechnet, und die Netzleistung werden Hoch- und Mittelspannungsperioden entsprechend der zeitgleichen Höchstlast- und Niederspannungsperioden nach individueller d.h. zeitungleicher Höchstlast berechnet.<sup>42</sup>

### **3.1.4 Hochlastarbeitsverfahren**

Beim Hochlastarbeitsverfahren ist für die Leistungsberechnung der leistungsabhängigen Kosten ausschlaggebend, wie hoch der Arbeitsanteil in der Starklastzeit ist. Dies bedeutet, dass die Starklaststunden entweder anhand eines charakteristischen Tages für die Jahreshöchstleistung oder den Mittelwert entsprechender Tage berechnet wird. Die Netzleistung wird entsprechend den leistungsabhängigen Kosten berechnet.<sup>43</sup>

### **3.1.5 Benutzungsdauerverfahren**

Beim Benutzungsdauerverfahren wird die Leistung anhand der Bildung von Teilkapazitäten, deren spezifische Kosten sich an der geleisteten Arbeit orientieren,

---

<sup>41</sup> Vgl. Daryanian/Tabors/Bohn (1993), S. 46f.

<sup>42</sup> vgl. Pfaffenberger (1993), S. 219.

<sup>43</sup> vgl. Kaye, R.J./Outhred, H.R (1989), S. 606 – 613.

berechnet. Die Arbeit wird entweder wie bisher oder entsprechend den realen Brennstoffkosten des Lastbereichs der Teilkapazität berechnet. Die Netzleistungskosten berechnen sich proportional zu den leistungsabhängigen Kosten.<sup>44</sup>

### 3.3.6 Energiequalitäten-/Zeitrasterkalkulation

Bei der Energiequalitäten-/Zeitrasterkalkulation wird für die Erzeugung ein Satz, der durch die Bildung von Energiequalitäten, die nach Nachfragezeit und die Leistungsschicht definiert sind, angewandt. Die Netzkosten werden für jede Spannungsstufe differenziert - entsprechend den Energiequalitäten - verrechnet.<sup>45</sup>

### 3.1.6 Vergleich der Verfahren

Die beschriebenen Verfahren zur Verteilung der leistungsbezogenen Kosten unterscheiden sich teilweise bezüglich Rechenaufwand, der letztlich Kosten verursacht,<sup>46</sup> und der Methode, die bestimmt, wie stark die Kostenzuordnung von Zufälligkeiten abhängt und damit eventuelle Ungerechtigkeiten beinhaltet.

Eine Einbeziehung der realen, lastabhängigen Kapazitätskosten findet nur im Energiequalitäten-/Zeitrasterkalkulationsverfahren statt.

Die Methoden können grundsätzlich danach differenziert werden, wie stark die verschiedenen Nachfragegruppen belastet werden.

Beim Spitzenlastanteilsverfahren schneiden die Grundlastabnehmer am besten ab. Durch die Verwendung des Spitzenlastzeitpunktes als einzige Bemessungsgrundlage bleibt unberücksichtigt, dass ihre stetige Nachfrage kapitalintensive Grundlastkraftwerke erfordert. Das Problem der "wandernden Lastspitze" sollte ebenfalls beachtet werden. Dies bedeutet, dass die Nachfragefunktion nicht stationär bleibt, sondern sich durch die Preisanreize verändert.

---

<sup>44</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 223.

<sup>45</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 226.

<sup>46</sup> Vgl. Chao, H-P. et al. (1986), S. 199 – 217.

Das Benutzungsdauerverfahren belastet die Grundlastnachfrager am stärksten, da sie bei dieser Methode die von ihr nicht verursachten Kapazitätsinvestitionen im Mittel- und Spitzenlastbereich mittragen müssen.<sup>47</sup>

Beim Höchstlastverfahren wird die individuelle Höchstleistung, ohne Berücksichtigung der unterschiedlichen Kapitalintensität in den Lastbereichen, als Massstab genommen und belastet die Grundlastnachfrager somit wesentlich stärker als das Spitzenlastanteilsverfahren. Ein grosser Nachteil bei diesem Verfahren ist, dass der Anreiz zur Verlagerung aus der Spitzenlast heraus fehlt. Bei den letztgenannten Methoden spielt auch verstärkt das Problem von Messzufälligkeiten eine Rolle.

Das differenzierte Höchstleistungsverfahren ordnet die Verteilungskosten unabhängig der Lastkurve nach individueller Höchstleistung zu. Die zusätzliche Berücksichtigung der kumulativen Verluste ist zwar kostenverursachergerecht, erfordert jedoch einen hohen Messaufwand. Die Qualität der Plangrössen bestimmt letztlich, wie kostenverursachergerecht dieses Verfahren in der Praxis ist.

Auch bei den übrigen Verfahren gibt es signifikante Unterschiede bezüglich des Messaufwandes, wobei das Hochlastverfahren am besten abschneidet.<sup>48</sup>

Das Verfahren, die nachgefragte Leistung in „Teilkapazitäten“ aufzuteilen und die leistungsabhängigen Kosten für jeden Teil identisch anzunehmen, entspricht zwar nicht der Realität, aber es wird damit dem Problem des „zufälligen“ Einsatzes eines Energieträgers und den damit verbundenen unterschiedlichen Kosten während der gleichen Lastperiode Rechnung getragen.<sup>49</sup>

Durch die gleichzeitige Berechnung der fixen und variablen Kosten entsprechend dem Belastungsdiagramm wird beim Energieträger-/Zeitrasterkalkulationsverfahren der Rechenaufwand zunächst überproportional hoch. Dies relativiert sich jedoch etwas bei der Gesamtberechnung, da die Zuweisung der Arbeitskosten damit bereits abgedeckt werden und keinen weiteren Messaufwand erfordern.

Für die Transport- und Verteilungskosten, die in den beschriebenen Verfahren anteilmässig nach Spitzen- oder Höchstlastverfahren zugeordnet wurden, ist es diskutabel, ob Hochspannungsabnehmer überhaupt mit Netzkosten zu belasten

---

<sup>47</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 224.

<sup>48</sup> vgl. Pfaffenberger (1993), S. 225.

<sup>49</sup> Vgl. Wirths (1998), S. 145f.

sind.<sup>50</sup> Die von ihnen beanspruchte Leistungsübertragung über Hochspannungsnetze könnte ökonomisch als Kuppelprodukt des gesamten Netzsystems angesehen werden. Danach würden Netzkosten für Hochspannungsabnehmer erst ab dem Umspannwerk des Nachfragers zugerechnet.<sup>51</sup>

### **3.2 Das Elektrizitätsangebot**

Wie schon erwähnt, ist eine Besonderheit der Elektrizität die etwaige Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch. Dadurch muss das Angebot immer auf die Nachfrage abgestimmt sein. Die Planung der anzubietenden Leistung bezieht sich dabei jeweils auf einen Zeitpunkt. Ausgegangen wird von den installierten Anlagen und der vertraglich festgelegten Bezugsleistung. Bei den installierten Anlagen ist zu prüfen, ob ihre Leistung für den Zeitpunkt der Leistungsbilanz auch tatsächlich eingesetzt werden kann. Nur so steht diese dann grundsätzlich auf der Angebotsseite auch zur Verfügung. Nicht verfügbar ist eine Anlage, die vorhersehbar nicht für den Planungszeitpunkt eingesetzt werden kann oder durch unvorhersehbare Kraftwerksausfälle bedingt ist. Dafür wird die schon beschriebene Reservehaltung eingesetzt.

### **3.3 Die Marktorganisation in der Schweiz**

In der Schweiz war die Elektrizitätsversorgung bis anhin als System von regionalen und lokalen vertikal integrierten Monopolisten organisiert gewesen. Dabei sind über 1'000 Gesellschaften in der Erzeugung, Übertragung, Verteilung und im Verkauf tätig. Dabei wird durch die sieben Überlandwerke eine dominierende Stellung eingenommen. Diese sind 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), die

---

<sup>50</sup> Vgl. IEA (2001), S. 104f.

<sup>51</sup> Vgl. Pfaffenberger (1993), S. 225f.

Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK) und das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ).<sup>52</sup>

### 3.4 Die Nachfrage nach Elektrizität

Bei der Betrachtung der Nachfrage nach Elektrizität wird allgemein nach Nutzenanwendern unterteilt, für welche die Elektrizität eingesetzt wird. Grundsätzlich sollte beachtet werden, dass Elektrizität als Ware nicht Konsumgut im engeren Sinne des Wortes, sondern den jeweiligen Nachfragern als Produktionsfaktor oder Inputgut für eine von ihnen selbst zu produzierende Leistung dient. Für die Ableitung der Nachfragefunktion nach Elektrizität ist dies bedeutend, da für die Entwicklung der Nachfrage nicht nur wie im Standardfall der Preis des jeweilig nachgefragten Gutes eine Rolle spielt, sondern ebenfalls die nachgefragte Leistung, die in Abhängigkeit vom Preis der Leistung zu betrachten ist. Der Preis der Elektrizität stellt damit nur eine Komponente des Gesamtpreises dar. Die Bedeutung des Elektrizitätspreises für die Nachfrage nach Elektrizität hängt damit von der Bedeutung des Elektrizitätspreises für die gesamten Erzeugungskosten der jeweiligen Leistung ab. Wenn also die Nachfrage nach dem Gut Elektrizität eine abgeleitete Nachfrage ist, so ist für den Verbraucher eine Optimierungsüberlegung vor die Nachfrageentscheidung geschaltet, welche die Abstimmung zwischen allen anderen für die Erbringung der Leistung erforderlichen Kosten und den Elektrizitätskosten zum Gegenstand hat.<sup>53</sup>

Elektrizität ist im Sinne ein normales Gut, als dass die Nachfragefunktion mit dem Preis sinkend verläuft. Berücksichtigt werden sollte jedoch, dass aufgrund der Tatsache, dass Elektrizität eine abgeleitete Nachfrage darstellt, und dass dadurch, dass das eigentliche nutzenanwendungsproduzierende System im allgemeinen grössere Investitionen voraussetzt, eine unmittelbare Reaktion der Nachfrage auf Preisänderungen eher unwahrscheinlich ist: Dies führt zu einer gewissen zeitlichen Starrheit. Überlegungen bezüglich der Nachfrageelastizität sollten daher auf die

---

<sup>52</sup> Vgl. Guggenbühl (2003), TA 14.4.03.

<sup>53</sup> vgl. Pfaffenberger (1993), S.29.

lange Frist angelegt sein. Dabei kommt es insbesondere auf die grundlegenden Substitutionsbeziehungen des Strompreises, im Verhältnis zu dem Preis der Stromverbrauchenden Güter und zu anderen Energiepreisen an. Für einen wachsenden Markt, wie der Elektrizitätsmarkt einen darstellt, sind neben den Preisen vor allem auch die allgemeine Entwicklung der Kaufkraft der Bevölkerung und die Entwicklung der Märkte für Produkte, die als Einsatzgut Elektrizität voraussetzen, zu berücksichtigen.<sup>54</sup>

---

<sup>54</sup> vgl. Pfaffenberger (1993), S. 30f.

## 4 Monopol

Unter einem natürlichen Monopol versteht man eine Marktsituation, in der ein einzelner Anbieter den gesamten Markt zu geringeren Kosten beliefern kann als mehrere Anbieter. Dahinter steht die Vorstellung, dass Unteilbarkeiten in der Produktionstechnik bei einem einzelnen Anbieter zu geringeren Gesamtkosten führen. Eine weit verbreitete Meinung ist, dass sich das natürliche Monopol durch sinkende Durchschnittskosten bei steigender Produktion auszeichnet. Für die Begründung eines natürlichen Monopols genügt jedoch bereits, dass die Kosten subadditiv sind. Eine Kostenfunktion ist subadditiv falls:

$$C\left(\sum_{i=1}^m q_i\right) \leq \sum_{i=1}^m C(q_i) \text{ für alle } q_1, \dots, q_m$$

wobei  $\sum q_i = q$ ,  $C = \text{Kosten}$ ,  $q = \text{Produktion}$ .<sup>55</sup>

Falls ein natürliches Monopol in der Elektrizitätswirtschaft nicht existieren würde, wäre die freie Marktwirtschaft die effizienteste Lösung.

In der Elektrizitätswirtschaft liegt nun die Aufgabe des Staates darin, eine geeignete Organisationsform für die Elektrizitätswirtschaft zu finden. Falls dabei ein natürliches Monopol vorkommt, dieses durch eine gesetzliche Vorschrift zu legitimieren. Dies führt zu einem rechtlichen Monopol.<sup>56</sup> Eine weitere Aufgabe des Staates besteht gemäss Kartellrecht in der Verhinderung rein faktischer Monopole.

In der Elektrizitätswirtschaft erfüllt sicherlich das Übertragungsnetz die Kriterien eines natürlichen Monopols. Geeignete Regulierungsmöglichkeiten für die Elektrizitätswirtschaft werden im nachfolgenden Abschnitt dargestellt.

### 4.1 Regulierung in der Elektrizitätswirtschaft

Bis vor kurzem wurde die Versorgung mit Elektrizität immer, zumindest teilweise, als staatliche Aufgabe angesehen. Grundsätzlich lassen sich für die staatliche Regulierung zwei Hauptmotive feststellen:<sup>57</sup>

<sup>55</sup> vgl. Baumol/Panzer/Willig (1988), S. 17 und S. 71f.

<sup>56</sup> vgl. Hauser (2003), NZZ 19.2.03.

<sup>57</sup> vgl. Pfaffenberger (1993), S. 231f.

1. Verbraucherschutz gegenüber der monopolistischen Marktstellung der Versorgungsunternehmen.
2. Sicherstellung eines ausreichenden Angebots von Elektrizität als Voraussetzung für die wirtschaftliche Entwicklung.

Die beiden Motive führen, jedes für sich betrachtet, zu sehr unterschiedlichen Konsequenzen. Sie lassen sich jedoch beide im Laufe der Entwicklung als bestimmend für einen Teil der staatlichen Regulierungsfunktion erkennen.

So spielt vor allem im ersten Bereich das Problem des Leitungstransports eine entscheidende Rolle, da ein mehrfacher Leitungsbau ineffizient ist. Es kommt also in einem privatwirtschaftlichen Umfeld entweder zu einem Monopol oder einer Kooperation zwischen verschiedenen Unternehmen, wodurch kein wirklicher Wettbewerb zustande kommt. Eine Möglichkeit für Wettbewerb wäre, dass entweder der Staat das Netz besitzt und den Betreibern zur Durchleitung zur Verfügung stellt oder das Netz zwar einem Privaten gehört, er jedoch durch staatliche Regulierung eine Durchleitungsverpflichtung hat. Welches Modell wann wie gut abschneidet wird nachfolgend in diesem Text diskutiert.

Da die Elektrizitätswirtschaft in allen Funktionen lange Zeit als natürliches und daher zu regulierendes Monopol galt,<sup>58</sup> war die Branche bisher auch staatlich reguliert. In den letzten fünfzehn Jahren haben die theoretische und empirische Forschung über natürliche Monopole jedoch zu einer veränderten Betrachtungsweise der staatlichen Regulierung geführt. In mehreren Ländern wurden die staatlichen Monopole aufgehoben, die öffentlichen Unternehmen teilweise privatisiert.

Ökonomisch gesehen gibt es drei Hauptgründe für eine Reform des Elektrizitätssektors.<sup>59</sup>

1. Empirische Studien zeigen, dass die staatliche Regulierung oftmals zu Kosten- und Skaleneffizienz führt („Staatsversagen“ bei der Regulierung natürlicher Monopole).
2. Durch den technischen Fortschritt ist die minimale effiziente Betriebsgrösse auf einen Zehntel des bisherigen Wertes geschrumpft, wodurch die Voraussetzung (Subadditivität der Kostenfunktion) für die Stromerzeugung nicht mehr erfüllt ist.

---

<sup>58</sup> vgl. Wild (2001), S. 15.

<sup>59</sup> Vgl. IEA (2001), S. 117f.

3. Durch die neuen Möglichkeiten in der Informationsverarbeitung und Rechenleistung scheint es zudem möglich, dass die bisher integrierte Branche in einzelne Bereiche aufgespalten werden kann, ohne dass die Transaktionskosten dadurch allzu stark ansteigen würden.

Es scheint daher, dass sich Effizienzverbesserungen realisieren liessen, indem die Stufe Erzeugung dereguliert und Übertragung und Verteilung effizient reguliert würden.<sup>60</sup>

Die Elektrizitätsbranche war und ist teilweise immer noch so organisiert, dass ein einziger vertikal integrierter staatlicher Monopolist für alle vier Stufen der Elektrizitätsversorgung zuständig ist. Dies ist beispielsweise in Frankreich und Italien der Fall, während in der Schweiz die Elektrizitätsversorgung bis anhin durch mehrere regionale Monopolisten organisiert wurde.

Oft koordinieren die Monopolisten ihre Produktion durch Pooling-Vereinbarungen, die in Form von kurzfristigen Verträgen abgewickelt werden.

Falls ein privates Unternehmen in der Monopolsituation ist, wird meist von der Regulierungsbehörde vorgeschrieben, dass sie ihre Preise kostendeckend setzen müssen, wobei eine angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital erwirtschaftet werden darf. Dies wird als kostenorientierte Regulierung betrachtet. Dadurch erleiden die Monopolisten auch bei Fehlinvestitionen keine Verluste, da die Endverbraucher gezwungen sind, den Strom vom Monopolisten zu beziehen. Dadurch haben die Monopolisten durch das geringe Risiko tiefe Kapitalkosten. Durch die garantierte Kostendeckung fehlt dabei der Anreiz, sich Kosten sparend zu verhalten.<sup>61</sup>

## 4.2 Das Verbundnetz

Um eine geeignete Organisation für die Elektrizitätswirtschaft herzuleiten, sollte man auch die Besonderheiten des Verbundnetzes betrachten. Das Verbundnetz bietet seinen Teilnehmern einige Leistungen, die sich für sie kostensenkend auswirken.

---

<sup>60</sup> vgl. für eine ausführliche theoretische und empirische Begründung Wild (2001) S. 183 – 196, wo er die Kostenstruktur der verschiedenen Wertschöpfungsstufen schätzt.

<sup>61</sup> vgl. IEA (2001), S. 110.

Von der wirtschaftlichen Logik her sind zwei verschiedene Wirkungen des Verbundnetzes zu unterscheiden:<sup>62</sup>

1. Wirkungen, die sich durch die gemeinsame Nutzung von Ressourcen ergeben (Spitzenausgleich, Reservehaltung, Qualitätssicherung etc.).
2. Wirkungen, die sich aus dem Einsatz des Verbundnetzes als Transportmedium ergeben.

Bei ersterer handelt es sich für die Beteiligten um eine Art öffentliches Gut. Dies kann jedoch entweder durch den Staat oder privatwirtschaftliche Kooperation erreicht werden, wie dies in vielen Ländern der Fall ist. Von der ökonomischen Theorie wird für öffentliche Güter allerdings ein Marktversagen vorausgesagt, das hier nicht der Fall zu sein scheint. Dies kommt daher, dass das Verbundnetz nur für eine begrenzte Anzahl Teilnehmer zur Verfügung steht und somit eher den Charakter eines Clubgutes hat.

Die Berechnung der Transportfunktionsleistung ist eine der grossen Schwierigkeiten in der Regulierung der Elektrizitätswirtschaft. Bis zur Kapazitätsgrenze einer Hochspannungsleitung sind die Kosten für den Stromtransport stark fallend. Bleiben die Anforderungen innerhalb der Kapazität einer Leitung, so sind die Grenzkosten, abgesehen von einem geringen Netzverlust, nahezu Null. Hier sagt die ökonomische Theorie ein natürliches Monopol voraus. Eine bessere Ausnutzung des Netzes steigert dadurch die volkswirtschaftliche Effizienz. Sie liegt jedoch nur im Interesse des Netzbetreibers, wenn Transportdienstleistungen und Erzeugung parallel zunehmen, d.h. wenn vertikale Integration vorliegt. Eine Effizienzsteigerung könnte sich aus einem eigenständigen Angebot von Transportdienstleistungen ableiten lassen.

Um zu zeigen, dass das Netz für die Durchleitungspreise zumindest langfristig eine obere Schranke hat, kann man argumentieren, dass anstelle von Elektrizität auch die Primärenergieträger auf der allgemeinen Transportinfrastruktur transportiert werden, wodurch die Kosten des Primärenergietransports eine langfristige Preisobergrenze für die Bereitstellung von Transportdienstleistungen im Netz darstellen. Zum andern sind auch nicht alle Standorte, an denen sich die Elektrizitätsnachfrage entwickeln kann, gleichzeitig als Standorte für die Erzeugung von Elektrizität geeignet. Insofern

---

<sup>62</sup> Vgl. Hermann (1997), S. 31 – 48.

ist für bestimmte Standorte die Erzeugung von Elektrizität eine Voraussetzung für den Zugang. Ist ein Raum überhaupt noch nicht angeschlossen, so besteht das Problem der Investition in ein Gut mit Grössendegression zwischen Nachfrager und Anbieter. Falls der Markt vollständig und frei ist, könnten theoretisch die Nachfrager selbst eine Transportleitung zum nächst gelegenen Einspeisepunkt aus dem Verbundnetz bauen und betreiben. Allerdings müsste dafür die Nachfrage genügend gross sein, um die Kosten der Leitung zu tragen. Besteht bereits eine Leitung und ist am zu versorgenden Standort keine Erzeugung möglich, so liegt das natürliche Monopol vor.<sup>63</sup>

Für den Transport von Elektrizität bis zum Endverbraucher sind spezielle Einrichtungen erforderlich, die nur zum Transport dieser Ware geeignet sind. Dabei ist Elektrizität in etwa mit Gas, Fernwärme oder auch Trinkwasser vergleichbar. Es handelt sich hier, ähnlich wie im Fall des Transports zu einem Standort ohne Erzeugungsmöglichkeit, um den klassischen Fall eines natürlichen Monopols.<sup>64</sup>

### 4.3 Vertikalen Integration

Die logische Dreiteilung der Funktion des Stromsystems nach Erzeugung, Verbundsystem und Verteilung findet sich so real nicht wieder, was mit der hohen technischen Integration aller Stufen zusammenhängt, da alle drei Funktionen in etwa gleichzeitig stattfinden müssen.<sup>65</sup> Ökonomisch lassen sich dadurch Vorteile der vertikalen Integration ableiten, die vor allem die ersparten Transaktionskosten betreffen. Die Vorteile der vertikalen Organisation sind insbesondere dann ersichtlich, wenn sehr spezifische Faktoren eingesetzt werden. Die Faktorspezifität nimmt von der Erzeugung bis zum Endverbrauch im Stromsystem zu. Um die Frage zu beantworten, ob das Verbundsystem spezifisch so interpretiert werden kann, dass eine vertikale Integration zwischen Erzeugung und Verbund erforderlich ist, kann gemäss einer Studie von Wild (2001)<sup>66</sup> empirisch mit ja beantwortet werden, da die Subadditivität erfüllt ist, wodurch ein natürliches Monopol begründet werden kann.

---

<sup>63</sup> Vgl. Wirths (1998), S. 19 – 27.

<sup>64</sup> Vgl. Wild (2001), S. 121f.

<sup>65</sup> vgl. Yajima (1997), S. 1 – 8.

<sup>66</sup> Vgl. Wild (2001), S. 201 – 225.

Die Vielfalt der Funktionen, die das Verbundnetz in einem integrierten Stromsystem übernimmt, würde eigentlich gegen einen hohen Grad der Spezifität sprechen. Die wesentlichen Determinanten des Effizienzproblems sind Marktgrösse (economies of scale), Produktvielfalt (economies of scope) und vertikale Integration (economies of vertical integration). Wobei sich diese drei Aspekte wechselseitig bedingen.<sup>67</sup>

---

<sup>67</sup> Vgl. Yajima (1997), S. 5.

## 5 Reorganisation der Elektrizitätsbranche

Seit etwa 20 Jahren findet weltweit eine Reorganisation des Elektrizitätssektors statt. So sind die Märkte in Chile 1982, Neuseeland 1987, England und Wales 1990, Norwegen 1991, Australien 1991, Argentinien 1992, Kalifornien 1994, Schweden 1996, Finnland 1997 und Deutschland 1998 zumindest teilweise liberalisiert.<sup>68</sup> In der EU wurden die Mitgliedsländer zudem durch die Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität (96/92/EG) verpflichtet, bis 1999 ihre nationalen Strommärkte weitgehend für den Wettbewerb zu öffnen. Dabei werden allgemein drei Idealtypen der Marktöffnung unterschieden:<sup>69</sup>

1. Alleinabnehmer (single buyer)
2. Wettbewerb auf Grosshandelsstufe (wholesale competition)
3. Wettbewerb auf Detailhandelsstufe (retail competition)

### 5.1 Der Alleinabnehmer

Im Alleinabnehmermodell wird die Stromerzeugung für den Wettbewerb geöffnet, während die Übertragungs-, Verteil-, und Verkaufsstufe weiterhin monopolistisch organisiert bleiben<sup>70</sup>. Der Wettbewerb zwischen den Erzeugern wird durch den Alleinabnehmer organisiert. Dies bedeutet, dass unabhängige Stromproduzenten sich darum bewerben, dem Alleinabnehmer Elektrizität zu liefern. Der Alleinabnehmer betreibt dabei das Übertragungs- und eventuell Verteilnetz und ist gleichzeitig der einzige Käufer auf dem Grosshandelsmarkt.

Da er als Alleinabnehmer auftritt, hat er eine starke Position, die es ihm erlaubt mittels Preisdiskriminierung die Renten der Stromerzeuger abzuschöpfen.

Gewöhnlich werden die Stromlieferungen in Form von langfristigen Verträgen abgeschlossen, wobei die Produzenten das Investitions- und Betriebsrisiko tragen.

Normalerweise werden in den Verträgen Zahlungen für die Betriebsbereitschaft (je kW Kapazität) festgelegt, die zur Deckung der Fixkosten dienen. Nebenbei werden die Preise für die Energielieferungen pro kWh geregelt.

---

<sup>68</sup> Vgl. Bodmer/Borner (2001), S. 14f.

<sup>69</sup> Vgl. IEA (2001), S. 55f.

<sup>70</sup> vgl. Yajima (1997), S.12f.

Damit ein Anreiz für eine effiziente Produktion besteht, werden die Preise allgemein nicht an die effektiven Kosten, sondern beispielsweise an Brennstoffindizes gekoppelt.

Dabei können - um einen Anreiz für eine effektive Verfügbarkeit der Kraftwerke zu setzen – Strafzahlungen vereinbart werden, falls ein Kraftwerk nicht wie vereinbart betriebsbereit ist.

Dabei ist geregelt, dass sowohl andere Alleinabnehmer (beispielsweise für Stromtransite), als auch jene Kraftwerke, die an den Alleinabnehmer liefern, Netzzugang erhalten.

Hingegen erhalten die Stromkonsumenten keinen Netzzugang, sie müssen wie im Monopolfall ihren Strom beim Alleinabnehmer beziehen.

Der Wettbewerb sollte folglich zu Effizienz auf der Stufe Stromerzeugung führen zwischen verschiedenen Erzeugern führen.

Das Risiko, bei technologischen Erneuerungen nicht vorne mitzumischen und dadurch den Markt zu verlieren, ist für die Erzeuger minimal, da sie nach Vertragsabschluss der langfristigen Lieferverträge nicht mehr der Konkurrenz ausgesetzt sind.

Aufgrund des tiefen Risikos können gemäss Kapitalmarkttheorie tiefe Kapitalkosten gefolgert werden.<sup>71</sup>

## 5.2 Wettbewerb auf Grosshandelsstufe

Bei der Wholesale-Competition (Wettbewerb auf Grosshandelsstufe) haben im Gegensatz zum Alleinabnehmermodell auch die Verteiler Zugang zum Netz. Diese können dabei Verträge mit Erzeugern ihrer Wahl abschliessen. Der Alleinabnehmer wird damit durch eine Netzgesellschaft und einen offenen Grosshandelsmarkt ersetzt.<sup>72</sup>

Der Grosshandel mit Elektrizität findet auf dem Übertragungsnetz statt, wodurch die Erzeuger und Verteiler Zugang zum Übertragungsnetz benötigen. Dieser kann als

---

<sup>71</sup> vgl. Copeland/Weston (1988), S. 46 - 49.

<sup>72</sup> vgl. IEA (2001), S. 35 – 40.

bilaterales Regime (negotiated third party access) oder gemäss allgemeinen Netzzugangsbestimmungen organisiert werden.<sup>73</sup>

Unabhängig von der Übertragungsregulierung behalten die Verteilgesellschaften ihr Monopol in ihrem Versorgungsgebiet.

Beim negotiated third party access wird der Netzzugang als Lieferung von einem Einspeise- zu einem Entnahmepunkt im Netz verstanden. Dies wird als Punkt zu Punkt Durchleitung bezeichnet.

Für die Preisberechnung der Übertragungsleistung wird angenommen, dass der Strom den Kontraktweg physisch zurücklegt. Dies führt jedoch dazu,<sup>74</sup> dass nicht die effektiven Kapazitätsverhältnisse im Netz berücksichtigt werden. Wenn die Kapazität eines Netzes in Hauptlastflussrichtung im Netz ausgelastet ist, würden Stromkontrakte, die entgegen der Hauptlastflussrichtung im Netz erfolgen das Netz nicht zusätzlich belasten sondern entlasten, da sich gegenläufige Stromflüsse, gemäss den Kirchhoff'schen Regeln, aufheben.

Daraus folgt, dass bei dem Punkt-zu-Punkt-Prinzip die Preisanreize nicht effizient sind, um das Kapazitätsproblem zu lösen, da die Zuteilung bei Kapazitätsengpässen rationiert (beispielsweise durch Priorisierung) werden muss, was im Allgemeinen ineffizient ist.<sup>75</sup>

Bei diesem System fallen auch hohe Transaktionskosten ins Gewicht. Es kann auch nicht ausgeschlossen werden, dass ein Konkurrent aus strategischen Gründen systematisch benachteiligt wird.

Besser schneidet da das Konzept des Poolmodells ab. Dabei wird im Gegensatz zum negotiated third party access das Übertragungsnetz vom unabhängigen Systembetreiber (independent system operator, ISO) betrieben, der selber nicht als Erzeuger oder Händler tätig sein darf.

Weiter existiert ein kurzfristiger Spotmarkt für Elektrizität, auf dem der Strom-Spotpreis bestimmt wird. Dabei kann ein Liefervertrag zwischen Erzeuger und Verteilwerk als Stromeinspeisung des Erzeugers in den Pool und gleichzeitige Stromentnahme des Verteilers aus dem Pool betrachtet werden.<sup>76</sup>

---

<sup>73</sup> Vgl. Yajima (1997), S. 13f.

<sup>74</sup> Vgl. Perner/Riechmann (1999), S. 211f.

<sup>75</sup> vgl. Hermann (1997), S. 196 – 201.

<sup>76</sup> Vgl. Yajima (1997), S. 19f.

Der theoretische Kontraktpfad kann bei der Preisfestsetzung vernachlässigt werden, da der Stromfluss im Netz gemäss physikalischen Gesetzen erfolgt.<sup>77</sup>

Berücksichtigt wird stattdessen, wie sich die Belastung durch die Ein- bzw. Ausspeisung an einem bestimmten Knoten ändert. Die Netzbenutzungspreise werden in diesem Fall knotenspezifisch pro Anschlusspunkt statt distanzabhängig festgelegt. Dies ist das so genannte nodal pricing.<sup>78</sup>

Beim Poolmodell werden im Gegensatz zum negotiated third party access die Grenzkosten als Grundlage für die Berechnung der Netzbenutzungspreise genommen, was zu einer effizienteren Allokation der Kapazität des Übertragungsnetzes führt, wodurch dieses System als effizienter betrachtet werden kann.

In der Wholesale-Competition führt der Wettbewerb zwischen den Erzeugern wie auch im Alleinabnehmermodell zu Effizienz in der Stromerzeugung.

Während des Deregulierungsvorgangs kann es jedoch zu so genannten stranded costs<sup>79</sup> kommen. Dies bedeutet, dass infolge des neuen Wettbewerbs auf der Grosshandelsstufe gewisse Kraftwerke sich nicht mehr vollständig abschreiben lassen, wodurch Investitionen nicht mehr amortisiert werden können.

Für die Verbraucher besteht in diesem Modell der Anreiz selbst als Netzgesellschaft anerkannt zu werden, da die Netzgesellschaften vollen Marktzutritt erhalten, während die Endverbraucher ihren Stromlieferanten weiterhin nicht frei wählen können. Damit könnten sie das Monopol umgehen. Dies führt logischerweise zur Retail-Competition, da die Verteilgesellschaft nicht klar definiert werden kann.

### **5.3 Retail-Competition**

Bei der Retail-Competition können auch die Elektrizitätsendverbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Dabei betreibt die Verteilgesellschaft weiterhin das Verteilnetz. Sie muss jedoch ihr Verkaufsmonopol im Strommarkt abtreten und stattdessen in Konkurrenz zu anderen Anbietern treten. Dafür brauchen die

---

<sup>77</sup> vgl. Hermann (1997), S. 199.

<sup>78</sup> Vgl. IEA (2001), S. 66.

<sup>79</sup> vgl. IEA (2001), S. 65 – 67 für eine ausführliche Darstellung der stranded costs Problematik.

unabhängigen Anbieter Zugang zum lokalen Verteilnetz, um Strom an die Endverbraucher zu liefern<sup>80</sup>

Im Retail-Competition Modell verfügen die Verbraucher über mehrere Alternativen bei der Beschaffung von Elektrizität:<sup>81</sup>

- Bezug beim lokalen Verteilnetzbesitzer
- Bezug bei einer unabhängigen Verkaufsgesellschaft oder einem anderen als dem lokalen Verteilwerk
- Direkte bilaterale Verträge mit Elektrizitätserzeugern (eventuell über Broker)
- Bezug über die Börse (falls Poolmodell)

Da in der Retail-Competition kein paralleles Verteilnetz aufgebaut wird, ist dieses ein Monopol. Dadurch muss ein Verbraucher, der seinen Strom nicht mehr vom lokalen Netzanbieter bezieht, diesem einen Preis bezahlen.

Da die Retail-Competition gemäss vorgängiger Argumentation als das Regulierungsmodell mit der höchsten Effizienz angesehen werden kann, stellt sich folglich für eine sinnvolle Preissetzung im Wesentlichen nur noch die Frage, wie nun die Preise für die Durchleitung festgesetzt werden sollen.

## 5.4 Preisregulierung natürlicher Monopole

Da angenommen werden kann, dass bedingt auf die heutige Technik, die Retail-Competition die höchste Effizienz ergibt, stellt sich die pragmatische Frage, wie die Regulierung für die Durchleitung nun konkret aussehen soll.

Man unterscheidet in der Regulierung zwischen kosten- und anreizorientierten Methoden.<sup>82</sup> Bei den kostenorientierten Methoden dürfen die Firmen ihre Preise so setzen, dass sie ihre realisierten Kosten decken können und dazu noch einen Zuschlag erhalten, der bei der Rate-of-Return-Regulierung vom eingesetzten Kapital abhängt. Bei der Kostenzuschlagsregulierung hängt der Zuschlag vom Prozentsatz der gesamten realisierten Kosten ab. Durch die Kostenorientierung gelingt es, die

---

<sup>80</sup> Vgl. Perner/Riechmann (1999), S. 216f. für eine ausführliche Zusammenstellung.

<sup>81</sup> vgl. IEA (2001), S.77f.

<sup>82</sup> Vgl. Wild (2001), S. 55 – 65.

Monopolrenten der Firmen zu begrenzen. Nachteilig wirkt jedoch, dass durch die kostenorientierten Regulierungsmechanismen nur geringe Anreize auf die Firmen ausgehen, sich effizient zu verhalten und Kosten zu sparen. Die Effizienzanreize werden dadurch vermindert, dass die Firmen von Kostensenkungen nicht in Form von höheren Gewinnen profitieren können, da sie bei sinkenden Kosten ihre Preise im selben Umfang senken müssten, wodurch kein effizienter Anreizmechanismus zustande kommt.<sup>83</sup>

Daher sind die in den letzten Jahren neu entwickelten Regulierungsansätze zu bevorzugen, da sie das Hauptaugenmerk auf die Anreize zu einer effizienten Produktion richten. Als Kompensation muss bei diesen Anreizen jedoch in Kauf genommen werden, dass die Firmen im Allgemeinen Renten abschöpfen können. Durch die Möglichkeit, bei Kostensenkungen höhere Gewinne zu erzielen, entsteht ein starker Effizienzanreiz. Die vorgeschlagenen Regulierungsmethoden sind die Price-Cap-Regulierung und die Yardstick-Regulierung.<sup>84</sup> Bei der Price-Cap-Regulierung gibt die Regulierungsbehörde der regulierten Firma eine Preisobergrenze vor, die diese nicht überschreiten darf. Diese Preisobergrenze bleibt für eine vordefinierte Zeitspanne bestehen und wird auch nicht angepasst, wenn die Firma hohe Gewinne realisiert. Mit einer Verzögerung erfolgt dann die Anpassung der Preise nach unten. Das Problem bei dieser Regulierung besteht darin, dass entweder die Regulierungsbehörde nicht verlässlich ist und ihr Versprechen für den gleichen Price-Cap bricht - beispielsweise auf politischen Druck - oder aber den regulierten Firmen unter Umständen sehr grosse Renten zugestanden werden müssen.<sup>85</sup>

Viel besser schneidet dabei die Yardstick-Competition ab, die eingesetzt werden kann, wenn mehrere gleichartige Firmen reguliert werden sollen. Bei der Preisregulierung werden in diesem Fall nicht wie bei der kostenorientierten Regulierung die individuellen Kosten einer regulierten Firma verwendet, um den Preis zu regulieren, sondern die Kosten aller anderen Firmen. Dadurch fällt der Gewinn einer Firma umso höher aus, je tiefer ihre Kosten verglichen mit den

---

<sup>83</sup> Vgl. Laffont/Tirole (1993), S. 138f.

<sup>84</sup> Vgl. Hermann (1997), S. 206f.

<sup>85</sup> Vgl. Wirths (1998), S. 162 – 169 für eine ausführliche Zusammenstellung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Regulierungsmechanismen.

anderen Firmen sind. Dadurch ergibt sich für jede Firma der Anreiz, ihre Kosten so tief wie möglich zu halten.

Im Vergleich der Yardstick-Regulierung mit der Price-Cap-Regulierung schneidet die Yardstick-Regulierung besser ab, da geringere Informationsrenten an die Firmen bezahlt werden müssen, ohne dass dabei die Effizienzanreize zerstört würden. Darum wird die Yardstick-Regulierung in der Literatur mehrheitlich vorgeschlagen. Die Verkleinerung der Informationsrenten hat zwei Hauptursachen<sup>86</sup>:

1. Der Vergleich mehrerer Firmen ermöglicht eine Verminderung der Informationsasymmetrie zwischen der Regulierungsbehörde und den regulierten Firmen.
2. Entstehende Renten können, im Gegensatz zur Price-Cap-Regulierung, sehr schnell, d.h. ohne dass dabei die Effizienz beeinträchtigt würde abgeschöpft werden.

---

<sup>86</sup> Vgl. Wild (2001), S. 60 – 63.

## 6 Fazit

Für eine effiziente Ausgestaltung des Preissystems in der Elektrizitätswirtschaft ist die Branchenorganisation entscheidend. Durch die Ablehnung des EMG im Herbst 2002 herrscht in der Schweiz Unklarheit wie sich die Situation entwickeln wird. Dies führt zu ungeeigneten Investitionsanreizen, da Wegen der Unsicherheit keine grösseren Investitionen für die lange Frist getätigt werden.<sup>87</sup>

Aus dem Blickwinkel der allokativen Effizienz wäre es gemäss Argumentation der letzten beiden Kapitel am sinnvollsten, wenn der Markt gemäss dem Retail-Competition-Modell organisiert wäre<sup>88</sup> und zur Regulierung der Übertragungs- und Verteilungsnetze das Yardstick-Competition-Modell angewandt würde.<sup>89</sup> Bei diesem schätzt die Regulierungsbehörde eine Durchschnittskostenfunktion in Abhängigkeit von Variablen wie:<sup>90</sup> Preise der Inputs, Kundendichte, Anzahl Kunden, Durchschnittsnachfrage pro Kunde, Spitzenbelastung, Belastungsgrad, Anteil von Landwirtschafts- und Siedlungsfläche sowie einigen weiteren Variablen. Diese können je nach Modellspezifikation variieren. Sie sollten jedoch von den Netzbetreibern nicht beeinflusst werden können.<sup>91</sup>

Für die ökonometrische Schätzung der Gleichungen gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten<sup>92</sup>:

1. Methode der kleinsten Quadrate (OLS): Bei dieser wird der Durchschnitt über alle Netzbetreiber berechnet. Es gibt dann Abweichungen der Durchschnittskosten nach unten (effiziente Betreiber) und nach oben (ineffiziente Betreiber).
2. Die „Frontier-Methode“: Bei dieser wird der Wert für die effizientesten Firmen berechnet (Effizienzgrenze), wobei alle anderen ineffizient sind, d.h. Abweichungen nach oben darstellen.

Welcher Methode der Vorzug gegeben wird ist dabei nicht klar.<sup>93</sup>

---

<sup>87</sup> vgl. Filippini/Banfi (2003), NZZ 24.7.03.

<sup>88</sup> Vgl. Wirths (1998), S. 19f.

<sup>89</sup> vgl. Wirths (1998), S. 166 - 176

<sup>90</sup> vgl. Wild (2001), S.162f.

<sup>91</sup> vgl. Bodmer/Borner (2001), S. 128f.

<sup>92</sup> Eine einfache gute Übersicht über ökonometrische Schätzverfahren gibt es in Hill/Griffiths/Judge (2001).

<sup>93</sup> Für eine Diskussion der Vor- und Nachteile der Methoden vgl. Wild (2001), 2. Teil.

Mit der Yardstick-Regulierung können die Verteilwerke so reguliert werden, dass diese einen Anreiz haben, ihre Kosten zu senken um damit höhere Gewinne zu realisieren. Dadurch kann, im Gegensatz zu der Price-Cap-Regulierung, eine Effizienzverbesserung gegenüber kostenorientierten Regulierungsansätzen (wie beispielsweise der Rate-of-Return-Regulierung) erreicht werden, ohne dabei den Firmen grosse Renten zugestehen zu müssen.

## 7 Literaturverzeichnis

- Baumol, W.J./Panzar, J.C./Willig, R.D. (1988): Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, 2. Aufl., New York.
- Bodmer, F./Borner, S. (2001): Die Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz, Rüegger, Chur/Zürich.
- Bundesamt für Energie (1999): Schweizerische Elektrizitätsstatistik, EDMZ, Bern.
- Chao, Hung-po et al. (1986): Multilevel demand subscription pricing for electric power, in: Energy Economics, S. 199 – 217.
- Copeland, T.E./Weston, J.F. (1988): Financial Theory and Corporate Policy, Addison-Wesley.
- Daryanian, B./Tabors, R.D./Bohn, R.E. (1993): Real time pricing: Bringing added value to utility programs, in: Oren, S.S./Smith, S.A. (Hrsg.): Service opportunities for electric utilities: creating differentiated products, Kluwer.
- Ewert, R./Wagenhofer, A. (2000): Interne Unternehmensrechnung, Springer 4. Aufl..
- Filippini, M./Banfi, S. (2003): Der Strommarkt braucht eine Reregulierung, in: NZZ 24.7.03.
- Guggenbühl, H (2003): Schweizer Stromer erobern Europa, Tages-Anzeiger 14.4.03.
- Hermann, R, (1997): Ein gemeinsamer Markt für Elektrizität in Europa, Peter Lang.
- Hill, C.R./Griffiths, W.E./Judge, G.G. (2001): Undergraduate Econometrics, 2. Aufl. Wiley.
- Hull, J. (2003): Options, Futures and other Derivatives, Prentice Hall 5.Aufl..
- IEA (2001): Competition in Electricity Markets, IEA 2001.
- Kaye, R.J./Outhred, H.R. 1989: A theory of electricity tariff design for optimal operation and investment, in: IEEE 1989 vol. 4, S. 606 – 613.
- Laffont, J.J./Tirole, J. (1993): A Theory of Incentives in Procurement and Regulation, MIT Press Cambridge.
- Laufen, R (1984): Kraftwerke, Berlin.
- Oren, S.S./Smith, S.A. (1993): Design and management of curtailable electricity service to reduce annual peaks, in: Oren, S.S./Smith, S. A. (Hrsg.): Service opportunities for electric utilities: Creating differentiated products, Kluwer.

- Perner, J./Riechmann, C. (1999): Netzzugangsregimes im nationalen Strommarkt – Lehren aus dem europäischen Ausland?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr.2 1999, S. 209 – 233.
- Pfaffenberger, W. (1993): Elektrizitätswirtschaft, München/Wien
- Schmitt, D. (1984): Kosten und Kostenstruktur in der Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland, in: Elektrizitätswirtschaft, 415 – 419.
- Sexl, R./Raab, I./Streeruwitz, E. (1990): Das mechanische Universum. Eine Einführung in die Physik Band I, 2. Aufl., Mortitz Diesterweg/Sauerländer, Frankfurt am Main u.a..
- Yajima, M. (1997): Deregulatory Reforms of the Electricity Supply Industry, Westport, Connecticut, London
- Wild, J. (2001): Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz, vdf, Zürich.
- Wirths, S. (1998): Regulierung im Tarifabnehmerbereich der Elektrizitätswirtschaft Effizienz und Revisionsbedarf, Peter Lang.

Der Verfasser Martin Signer erklärt an Eides statt, dass er die beiliegende Semesterarbeit mit dem Thema „Wie sieht eine allokativ effiziente Ausgestaltung des Preissystems in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft aus?“ selbständig, ohne fremde Hilfe und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt hat. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäss aus veröffentlichten Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit hat in dieser oder ähnlicher Form oder auszugsweise im Rahmen einer anderen Prüfung noch nicht vorgelegen.

Zürich, den 11.08.2003

Martin Signer

## **Wie sieht eine allokativ effiziente Ausgestaltung des Preissystems in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft aus?**

Verfasser:           Martin Signer  
                          Martin\_Signer@gmx.ch

Abgabetermin:      11.08.2003

### **Executive Summary**

#### **Ausgangslage:**

Die Elektrizitätswirtschaft wurde lange Zeit als ein natürliches Monopol angesehen und unterlag kaum einem Wettbewerb. Seit zwanzig Jahren ist jedoch weltweit eine Tendenz zur Deregulierung festzustellen. Die Europäische Union hat im Zuge ihrer Liberalisierungsbestrebungen durch die sog. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie diesen Markt bereits geöffnet. Die Schweiz, umgeben von Ländern der Europäischen Union, steht nun ebenfalls vor dem Problem, über die zukünftige Entwicklung der „Stromdrehscheibe Schweiz“ zu entscheiden. Das Schweizer Stimmvolk hatte im September 2002 das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG), welches zu einer schrittweisen und geordneten Liberalisierung des Strommarktes geführt hätte, abgelehnt. Über die zukünftige Entwicklung des schweizerischen Strommarktes herrscht seither Ungewissheit.

#### **Aufgabenstellung und Zielsetzung der Arbeit:**

Ziel dieser Arbeit ist, durch die Erkenntnisse der relevanten Literatur zu prüfen, welche Entwicklung im Preissystem des schweizerischen Strommarktes angestrebt werden sollte, damit möglichst hohe allokativ Effizienz erreicht wird.

#### **Aufbau der Arbeit:**

Die Arbeit ist in sechs Kapitel unterteilt. Im ersten wird eine grundlegende Einführung in den Problembereich gegeben. Der historische Überblick über die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte leitet zu den technischen Besonderheiten über, die im

zweiten Kapitel erklärt werden. Darauf aufbauend werden im dritten Kapitel die Charakteristika von Angebot und Nachfrage abgeleitet, um die Vor- und Nachteile verschiedener Preissysteme auf Stufe Endverbraucher zu diskutieren. Im vierten und fünften Kapitel wird gezeigt, wie eine effiziente Regulierung für die Durchleitung aussehen könnte. Hierzu werden verschiedene Regulierungsmodelle diskutiert. Im letzten Kapitel werden die Ergebnisse zusammengefasst.

### **Zusammenfassung und Schlussfolgerung:**

Dass die Liberalisierung des Strommarktes nicht einfach anderen Märkten folgen kann liegt daran, dass alle Marktteilnehmer Installationen, die Netze, benutzen müssen, bei denen ein natürliches Monopol vorliegt. Eine weitere Schwierigkeit bei den Deregulierungsbestrebungen stellen die Eigenschaften des Gutes Strom dar. So kann Strom kaum gespeichert werden, weshalb sich Angebot und Nachfrage i.d.R. entsprechen müssen. Dabei ist zu beachten, dass die Nachfrageschwankungen innerhalb eines Tages und innerhalb eines Jahres sehr gross sein können. Dies bedeutet, dass sich die Produktions- und Leistungskapazität an der Spitzennachfrage orientieren müssen. Eine weitere Eigenschaft ist, dass der Strom nicht auf eindeutigen Wegen durch das Netz fliesst. Dieses Phänomen wird als „Loop-Flow“ bezeichnet.

Bereits hieraus wird deutlich, dass eine einfache Deregulierung durch eine Aufhebung der Zugangsbestimmungen sicherlich als unzureichend und ineffizient einzustufen ist.

Ein weiterhin entscheidender Aspekt für die Deregulierung ist die Wertschöpfungskette des Gutes Strom. Diese gliedert sich in die Erzeugung (Erzeugung von Elektrizität durch Kraftwerke), die Übertragung (Transport von Elektrizität und Stabilisierung von Frequenz und Spannung durch das Höchstspannungsnetz ( $> 220$  kV)), die Verteilung (Verteilung der Elektrizität bis zu den Endverbrauchern mittels Hochspannungsnetz (50 – 150 kV), Mittelspannungsnetz (ca. 30 kV) und Niederspannungsnetz ( $< 1$  kV)) sowie den Verkauf (kommerzielle Aktivitäten).

Während bei der Erzeugung und beim Verkauf durchaus Wettbewerb eingeführt werden kann, sind bei der Übertragung und der Verteilung die Voraussetzungen eines natürlichen Monopols erfüllt. Eine Strukturregulierung via vertikaler Separation erscheint hierfür besonders geeignet. Der Stromverkauf wird dabei dereguliert, der Netzbetreiber darf jedoch nicht als Stromverkäufer tätig sein. Hierdurch kann Wettbewerb in der Erzeugung und beim Verkauf erreicht werden. Eng mit diesem Wett-

bewerbsmodell verbunden ist der Begriff des Retail-Competition. Bei diesem können die Elektrizitätseindverbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Dabei betreibt die Verteilgesellschaft das Verteilnetz. Sie muss jedoch ihr Verkaufsmonopol im Strommarkt abtreten und stattdessen mit anderen Anbietern konkurrieren. Der Zugang unabhängiger Anbieter zum lokalen Verteilnetz, um Strom an die Endverbraucher zu liefern, muss dabei gewährleistet sein.

Da das Verteilnetz ein natürliches Monopol darstellt, wird in der Retail-Competition aus Kostengründen kein paralleles Verteilnetz aufgebaut. Dadurch besitzt die Netzgesellschaft ein Monopol. Die Verbraucher müssen dem Netzanbieter daher einen Preis für die Durchleitung bezahlen. Wie hoch dieser sein darf, ist eine Frage der Regulierung.

In den letzten Jahren wurden anreizorientierte Modelle in der Regulierungstheorie entwickelt und getestet. Dabei gibt es die Regulierung mittels Preisobergrenze (Price-Cap-Regulierung) oder die Regulierung mittels Vergleichswettbewerb (Yardstick-Competition). Bei der ersten Variante wird ein Preisdach festgelegt. Senkt eine Firma ihre Kosten, kann sie ökonomische Renten erzielen. Somit werden Anreize zu einer effizienten Produktion gesetzt. Allerdings müssen unter Umständen der regulierten Firma hohe Renten zugestanden werden.

Bei der Yardstick-Regulierung gibt es zwei Möglichkeiten zur Kostenfestsetzung: So können zum einen die Kosten der effizientesten Firmen zur Preisfestsetzung genommen werden. Zum anderen kann die Regulierungsbehörde eine Durchschnittskostenfunktion zur Preisfestsetzung schätzen. Dabei achtet sie darauf, dass keine Variablen, welche die Firmen beeinflussen können, in die Schätzung aufgenommen werden.

Da alle Firmen versuchen werden, die Kosten zu senken, um damit ökonomische Renten zu erzielen, wird ein effizienter Anreizmechanismus geschaffen, ohne dabei den Firmen hohe Renten zugestehen zu müssen. Dadurch erscheint dieser Mechanismus für die Festsetzung der Durchleitungspreise in der Elektrizitätswirtschaft am sinnvollsten.