



Ermittlung des Stromgroßhandelspreises im Schweizer Strommarkt

Untersuchung im Auftrag des
Bundesamtes für Energie

Endbericht

Teltow, den 22. Mai 2007

Kontakt:

Dr.-Ing. Bernd Wenzel
Bertholdstr. 24
14513 Teltow
www.ifne.de

Inhalt

1	Einleitung	5
2	Schweizer Strommarkt	7
2.1	Rechtliche Rahmenbedingungen	7
2.2	Stromerzeugung und –verbrauch.....	7
2.3	Import und Export von Strom	8
3	Großhandel mit Strom	13
3.1	Marktentstehung und -organisation.....	13
3.2	Produkte im Stromhandel.....	14
3.2.1	Spot.....	14
3.2.2	Forwards und Futures	14
3.2.3	Optionen.....	15
3.3	Für den Schweizer Strommarkt relevante Preisindizes	15
3.3.1	SWEP	15
3.3.2	Spotmarkt für das Marktgebiet Schweiz.....	16
3.3.3	Preisindizes wichtiger Importmärkte.....	17
4	Großhandelspreise im Schweizer Strommarkt	19
4.1	Entwicklung und Vergleich der Großhandelspreise an den für die Schweiz wichtigsten Strombörsen	19
4.2	Auktion der Leitungskapazitäten zur Schweiz.....	21
4.3	Varianten zur Preisbestimmung	23
4.3.1	Spotmarkt Swissix	23
4.3.2	Preisbestimmung auf Basis der Importrelationen.....	24
5	Zusammenfassung	27
6	Literatur	29

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1:	Stromproduktion und Stromverbrauch CH 2000 - 2006	8
Abbildung 2:	Stromausfuhr und –einfuhr im Vergleich zum Landesverbrauch	9
Abbildung 3:	Saisonaler Stromimport (physisch) in den Jahren 2000 – 2006	10
Abbildung 4:	Saisonaler Stromexport (physisch) in den Jahren 2000 - 2006	10
Abbildung 5:	Entwicklung gehandelten Strommengen <i>Swissix</i>	17
Abbildung 6:	Preisentwicklung an den Spotmärkten Österreich, Frankreich und Deutschland im Vergleich zum SWEF im Zeitraum 1.7.2004 – 31.12.2006	19
Abbildung 7:	Preisentwicklung an den Spotmärkten Frankreich und Deutschland im Vergleich zum Spotmarkt Schweiz und SWEF ab 1.1.2007	20
Abbildung 8:	Schweizer Dach	21

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1:	Stromflüsse (physisch) mit den angrenzenden Nachbarländern 2000 - 2006	11
Tabelle 2:	Am Börsenhandel der EEX teilnehmende Unternehmen	16
Tabelle 3:	Auktionsergebnisse DE -> CH in 2006	22
Tabelle 4:	Auktionsergebnisse AT -> CH in 2006	22
Tabelle 5:	Auktionsergebnisse DE -> FR in 2006	23
Tabelle 6:	Anteile an den Stromimporten in die Schweiz 2000 - 2006	24
Tabelle 7:	Berechnung mittlerer Importpreis 2006	25

1 Einleitung

Die Schweizerische Energiepolitik zielt darauf ab, den Anteil des aus erneuerbaren Energien produzierten Stroms bis zum Jahr 2030 um 5.400 GWh (etwa 10% des heutigen Schweizer Stromverbrauchs) zu erhöhen. Heute stammen rund 58% der gesamten Schweizer Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen. Mit rund 97% kommt der Grossteil davon aus Wasserkraftwerken.

Um dieses Ziel zu erreichen, ist der Artikel 7 des Energiegesetzes neu gefasst und ergänzt worden. Er sieht eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus erneuerbaren Energien sowie eine kostendeckende Einspeisevergütung vor. Die Mehrkosten der aufnehmenden Netzbetreiber sollen über einen Zuschlag auf die Hochspannungs-Netzentgelte der nationalen Netzgesellschaft gedeckt werden und dürfen maximal 0,6 Rp./kWh Endverbrauch betragen.

Zur Ermittlung dieser Umlage ist der Differenzbetrag zwischen der Einspeisevergütung und dem Großhandelspreis für Strom zu berechnen. Jedoch gibt es für den Stromgroßhandelspreis der Schweiz bislang keine allgemeine Festlegung, wie dessen Höhe zu bestimmen ist.

Die Schweiz ist intensiv am europäischen Stromhandel beteiligt und wird daher auch als Stromdrehscheibe bezeichnet. Der Schweizer Großhandelspreis wird daher erheblich von den Großhandelspreisen der Handelspartner beeinflusst werden. Die Ermittlung eines anzulegenden Großhandelspreises hat daher vor allem die Handelsbeziehungen und Großhandelspreise der wichtigsten Handelsmärkte zu berücksichtigen. Für die Preisbildung auf den europäischen Strommärkten haben die Strombörsen eine Leitfunktion bekommen. Auch hat der Stromhandel an den Börsen in den letzten Jahren deutlich zugenommen, d.h. die Börsen werden zunehmend liquider. Aufgrund der Importrelationen kommen für die Schweiz als preisgebende Börsen vor allem die European Energy Exchange (EEX) in Deutschland, Pownext in Frankreich und die Energy Exchange Austria (EXAA) in Österreich in Frage. Perspektivisch gesehen kann auch die italienische Börse Gestore Mercato Elettrico (GME) größere Relevanz bekommen.

Diese Untersuchung hat die Aufgabe, ein geeignetes Vorgehen für die Bestimmung des Schweizer Großhandelspreises vorzuschlagen. Dazu werden die Handelsbeziehungen mit den Nachbarländern eingehend analysiert und dargestellt. Des Weiteren werden die Strommärkte und ihre Produkte vorgestellt wie auch die Auktionen der Kuppelstellen analysiert. Kern der Arbeit stellen die Preisanalysen an den relevanten Spotmärkten dar, um Zusammenhänge bzw. Unterschiede zum Schweizer Großhandelspreis herauszuarbeiten.

2 Schweizer Strommarkt

2.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

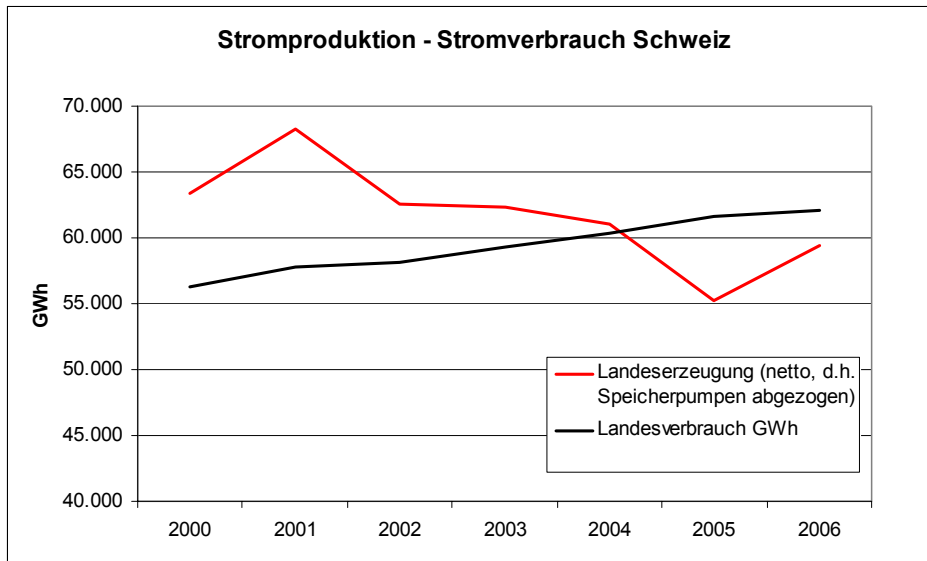
Der Schweizer Strommarkt ist derzeit noch von Gebietsmonopolen gekennzeichnet. Eine freie Auswahl des Stromanbieters ist außer bei Großkunden noch nicht möglich. 2002 wurde bei einer Volksabstimmung das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) abgelehnt. Eine Expertenkommission hat im Anschluss daran bis Juni 2004 mit einer gesetzlichen Neuordnung des Schweizer Elektrizitätsversorgung beschäftigt. Besondere Berücksichtigung dabei fanden dabei die Rolle der Schweiz als Drehscheibe im europäischen Stromhandel und die vollständige Öffnung des Strommarktes in der EU ab dem 1.7.2007. Entwürfe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) und dem Elektrizitätsgesetzes (EleG) befinden sich in der parlamentarischen Beratung. Darin ist eine Öffnung des Schweizerischen Strommarkts hin zu vollem EU-kompatiblen Wettbewerb in zwei Etappen vorgesehen. Zum 1.1.2008 ist vorgesehen, dass Verbraucher mit mehr als 100.000 kWh/Jahr den Anbieter frei wählen können, ab 2013 sollen dann alle Stromkunden den Anbieter frei wählen können. Faktisch sind die Netzbetreiber aber bereits heute nach Kartellrecht zur Stromdurchleitung verpflichtet.¹

2.2 Stromerzeugung und –verbrauch

Die Schweizer Stromerzeugung basiert auf zwei Säulen: Wasserkraft und Kernenergie. Konventionelle thermische Kraftwerke spielen nur eine untergeordnete Rolle. Der Anteil der Wasserkraft an der Stromproduktion liegt bei deutlich über 50%, die Kernenergie trägt rund 40% bei. Bis 2004 war die Schweiz über das ganze Jahr gesehen immer ein Stromexporteur. Erstmals 2005 gab es einen Importüberschuss, der sich 2006 wiederholt hat. Denn seit einigen Jahren lässt sich ein Trend erkennen, dass die Schweizer Elektrizitätsproduktion nicht mit dem Verbrauchszuwachs Schritt halten kann (vgl. Abbildung 1). Auch auf mittlere Sicht bis 2012 sind die verfügbaren Kraftwerksleistungen als konstant anzusetzen, d.h. die mögliche Produktionsmenge wird maßgeblich durch das hydrologische Jahr und die Einsatzbereitschaft der Kernkraftwerke bestimmt. Die Wasserkraft verfügt über etwa 13.500 MW Leistung, die Kernenergie 3.200 MW und die konventionell-thermischen Kraftwerken stellen etwa 900 MW zur Verfügung [BFE 2005, S. 40]

¹ Das Bundesgericht hat mit Urteil vom 17. Juni 2003 den Entscheid der Wettbewerbskommission (Weko) vom 5. März 2001 bestätigt, wonach das Kartellgesetz (KG) auf den Elektrizitätsbereich anwendbar ist. Vorbehalten sind dem entgegen stehende Vorschriften im kantonalen Recht. Nur wenn kantonale Vorschriften ein rechtliches Monopol des kantonalen Stromversorgungsunternehmens vorsehen und dieses Monopol den Anforderungen der Bundesverfassung genügt, kommt das KG nicht zur Anwendung. Sofern keine solchen Bestimmungen bestehen, ist jeder Netzbetreiber aufgrund des KG im Umfang verfügbarer Netzkapazität zur Durchleitung des Stroms von Drittanbietern verpflichtet. Der Bundesrat kann aber gestützt auf Artikel 8 KG eine Durchleitungsverweigerung für eine befristete Zeit als zulässig erklären, wenn sie in Ausnahmefällen notwendig ist, um überwiegende öffentliche Interessen zu verwirklichen.

[http://search.parlament.ch/cv-geschaefte?gesch_id=20033591, besucht am 25.4.2007]



Quelle: Bundesamt für Energie

Abbildung 1: Stromproduktion und Stromverbrauch CH 2000 - 2006

Steigt die Stromnachfrage weiterhin um 1 bis 2% jährlich, so ist abzusehen, dass sich die Importabhängigkeit der Schweiz mittelfristig weiter erhöhen wird. Damit kommt dem Stromimport eine wachsende Bedeutung zu.

Während in den Sommermonaten die Schweizer Produktionskapazitäten zur Bedarfsdeckung ausreichen und Strom exportiert wird, besteht im Winter eine Deckungslücke, die über Importe geschlossen wird. Dies ist zum einen über Strombezugsrechte in Höhe von 2.455 MW (Ende 2005) aus französischen Kernkraftwerken möglich, zum anderen über Strombezug aus Deutschland und Österreich.

2.3 Import und Export von Strom

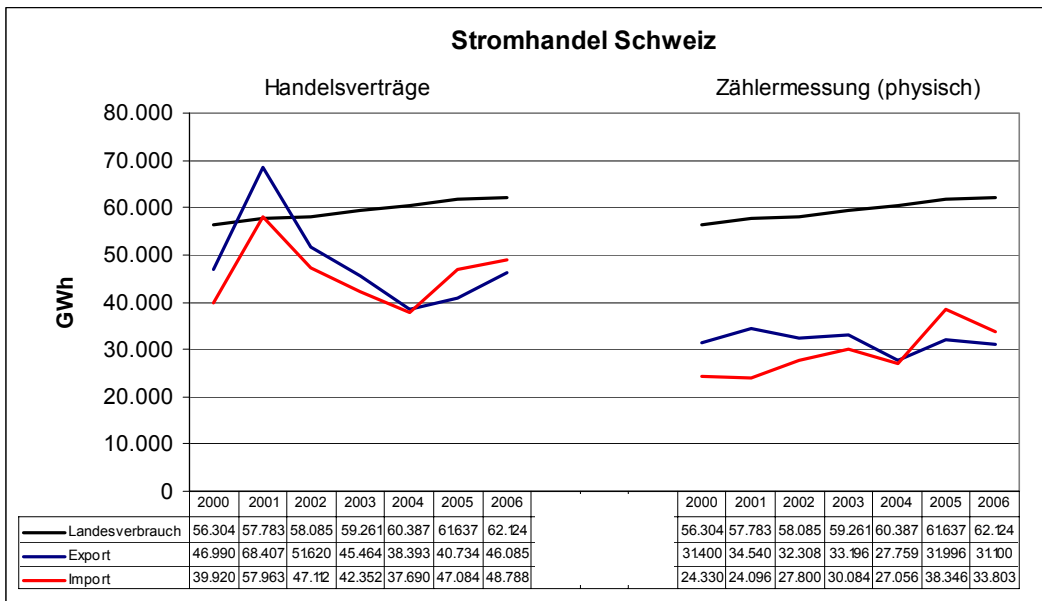
Die Schweiz stellt schon seit vielen Jahrzehnten eine Stromdrehscheibe im europäischen Verbundnetz dar. Der Stromhandel hat bezogen auf den Schweizer Inlandsverbrauch ein sehr hohes Volumen und wird von der Schweizer Elektrizitätsstatistik auf zwei Arten erfasst:

- In der Schweizerischen Elektrizitätsbilanz (-statistik) wird der sog. vertragliche, d.h. handelsbasierte, Außenhandel mit Elektrizität ausgewiesen.
- In den (monatlichen) Statistiken der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) werden nur die grenzüberschreitenden (physikalischen) Stromflüsse der Höchstspannungsebene (220 kV und 380/400 kV) ausgewiesen. Beim physikalischen Außenhandel werden die an den Grenzübergabestellen (Kuppelstellen) nach Zählern gemessenen effektiven Bezüge bzw. Abgaben statistisch erfasst.

Differenzen zwischen diesen beiden Erfassungsformen ergeben sich zum einen daher, dass in der Elektrizitätsstatistik auch Anteile an Grenzkraftwerken, Versorgungsgebiete im angrenzenden Ausland und Leitungen auf tieferer Spannungsebene mitberücksichtigt werden, zum anderen dadurch, dass Strom immer den Weg des geringsten Widerstandes nimmt und über die Kuppelstellen fließt, die jeweils den geringsten Widerstand aufweisen. Die Daten weichen damit deutlich voneinander ab (vgl. Abbildung

2), wengleich der Saldo zwischen Im- und Export in beiden Fällen gleich ist. 2005 kam es dabei erstmals zu einem Importüberschuss.

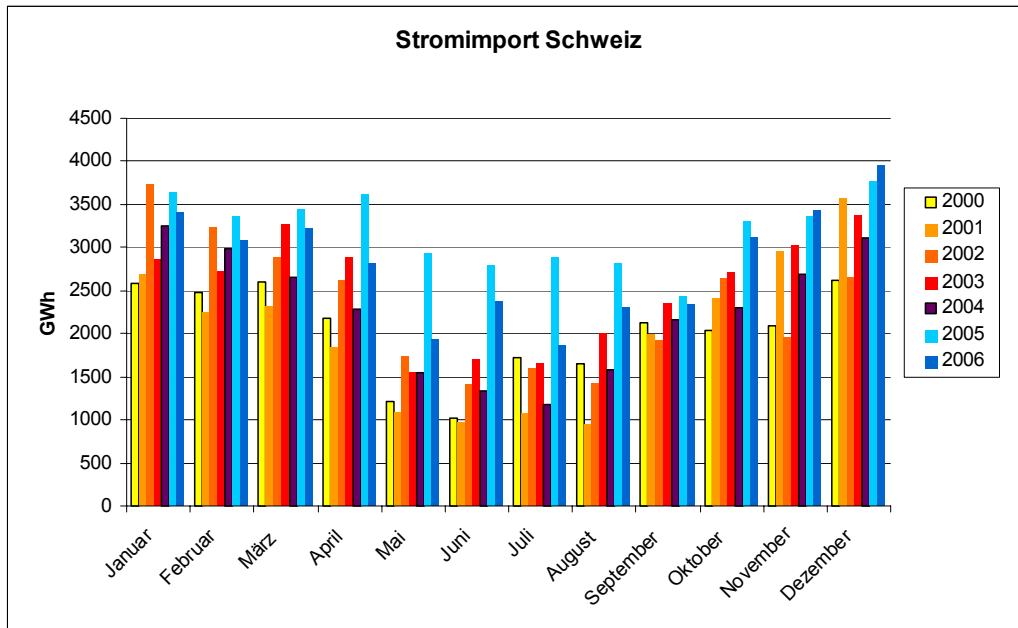
Beim Stromim- und export handelt es sich zu über 99% um echte Handelsgeschäfte, d.h. nicht um Stromaustausch im Verbundnetz. Bei den Exportgeschäften dominieren mit 80% die kurzzeitigen Lieferverpflichtungen mit weniger als 2 Jahren Dauer bzw. Tagesgeschäfte. [BFE 2005, S. 36f.]. Bei den Importgeschäften liegt der Anteil mit etwa 40% deutlich niedriger. Dies liegt u.a. an den langfristigen Strombezugsverträgen mit französischen Kernkraftwerken.



Quelle: Bundesamt für Energie

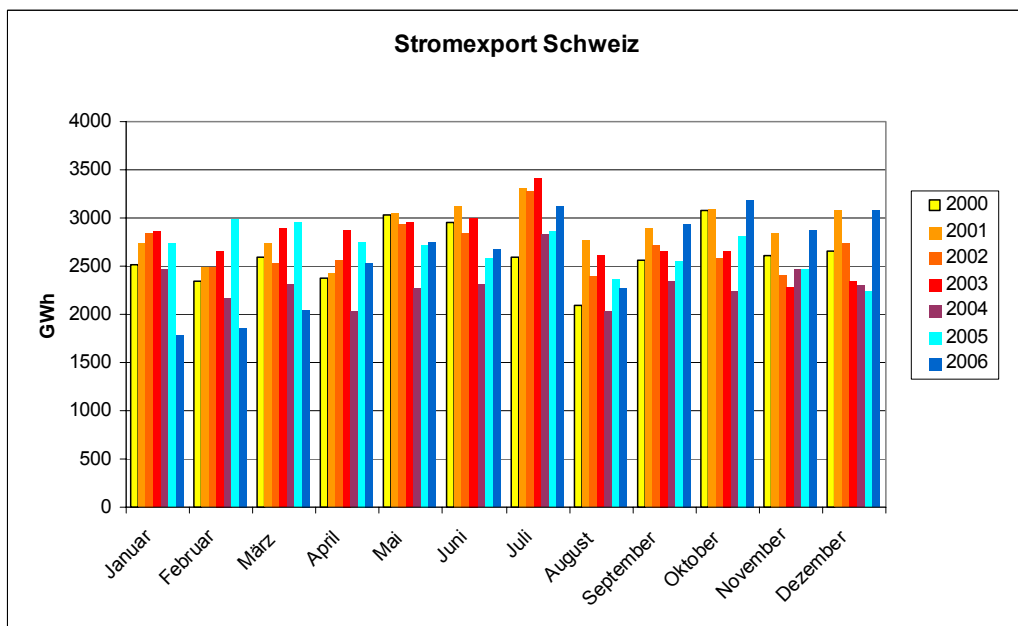
Abbildung 2: Stromausfuhr und –einfuhr im Vergleich zum Landesverbrauch

Die nächsten zwei Abbildungen zeigen den saisonalen Verlauf der Stromimporte und –exporte auf Basis der physisch gemessenen Strommengen. Während die Exporte vergleichsweise konstant verlaufen, zeichnen sich die Stromimporte durch einen klaren Saisonverlauf aus und einen stetigen Anstieg aus. Deutliche Abweichungen beim Import zeigt das Jahr 2005, das ein deutlich geringeres Sommerloch aufweist, weil das Kernkraftwerk Leibstadt zwischen April und August 2005 ausgefallen war. Dieser Ausfall wurde durch Stromimporte vor allem aus Deutschland gedeckt.



Datenquelle: Bundesamt für Energie

Abbildung 3: Saisonaler Stromimport (physisch) in den Jahren 2000 – 2006



Datenquelle: Bundesamt für Energie

Abbildung 4: Saisonaler Stromexport (physisch) in den Jahren 2000 - 2006

Intensive Handelsbeziehungen bestehen mit allen Nachbarländern, wobei nach Italien vor allem exportiert wird, während aus Frankreich, Deutschland und Österreich überwiegend importiert wird (vgl. Tabelle 1). Deutlich ist im Jahr 2005 der gegenüber den Vorjahren deutlich höhere Strombezug aus Deutschland und Österreich wegen der Ausfallsdeckung für das Kernkraftwerk Leibstadt.

Die Stromexporte gehen dabei zu 70 bis 80% nach Italien, da Italien seit vielen Jahren eine zu geringe Eigenerzeugung aufweist und auf Stromimporte angewiesen ist. Die Stromexporte nach Deutschland sind seit Jahren rückläufig, nach Frankreich von der Tendenz her wachsend.

Tabelle 1: Stromflüsse (physisch) mit den angrenzenden Nachbarländern
2000 - 2006

Stromimport in GWh							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Deutschland	10.450	10.395	12.272	13.681	12.212	18.467	14.193
Frankreich	9.613	9.930	11.236	12.265	10.317	10.448	11.733
Italien	78	134	75	78	76	186	447
Oesterreich	4.189	3.637	4.217	4.060	4.451	9.245	7.430
Liechtenstein	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	24.330	24.096	27.800	30.084	27.056	38.346	33.803
Stromexport in GWh							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Deutschland	6.560	7.787	5.035	4.208	4.042	2.720	4.092
Frankreich	2.068	1.998	1.500	1.873	2.684	3.044	2.558
Italien	22.337	23.799	25.284	26.473	20.450	25.882	24.064
Oesterreich	213	726	251	372	307	64	82
Liechtenstein	222	230	238	270	276	286	304
Gesamt	31.400	34.540	32.308	33.196	27.759	31.996	31.100

Die Exportüberschüsse brachten der Schweizer Stromwirtschaft hohe Erlöse, da für den exportierten Strom höhere Preise erzielt wurden. Auch 2005 konnte so - trotz hohem Importüberschuss - ein Einnahmenüberschuss von 737 Millionen Fr. erzielt werden [BFE 2005, S. 47]. Der Grund liegt zum einen darin, dass Wasserkraftstrom gut zu Spitzenlastzeiten exportiert werden kann, wenn an den Strommärkten hohe Preise gezahlt werden. Zum anderen liegen im Hauptexportland Italien die Großhandelspreise wegen der knappen Kapazitäten deutlich höher als in den anderen Exportländern. Die Differenz (Spread) zwischen Stromeinkauf- und -verkaufspreis lag in den letzten Jahren bei etwa 2 Rp./kWh, die insgesamt erzielten Einnahmeüberschüsse lagen im Bereich von 1 Mrd. Franken [BFE 2005, S. 47].

Da die den Stromgeschäften zugrunde liegenden Verträge aus nachvollziehbaren Gründen nicht öffentlich sind bzw. keine separate statistische Erfassung hierfür erfolgt, lässt sich im Einzelnen nicht ermitteln, in welchem Umfang z.B. Stromimporte aus Deutschland oder Frankreich in die Schweiz gehen oder Stromtransite nach Italien darstellen. Denn Stromlieferungen nach Italien können entweder aus der Schweizer Erzeugung stammen, oder Transitgeschäfte z.B. mit Deutschland sein.

3 Großhandel mit Strom

3.1 Marktentstehung und -organisation

Seit der Marktliberalisierung im EU-Strommarkt² mit dem Ziel der vollständigen Marktöffnung ab dem 1.7.2007³ bewegen sich Erzeuger, Lieferanten und Verbraucher in einem veränderten Marktumfeld. Dies zeichnet sich durch schwankende Preise, Mengen und neue Marktteilnehmer aus sowie neue Risiken und Chancen aus. In vielen Ländern sind zur Absicherung von Preisrisiken und zur physischen Strombeschaffung Strombörsen⁴ entstanden, die als transparente Marktplätze ein repräsentatives Preissignal liefern sollen.

Durch die veränderten Marktbedingungen haben sich die früher üblichen langfristigen Vertragsbeziehungen (zum Teil über 20 Jahre) zu Gunsten kurzer Vertragslaufzeiten von 1-2 Jahren geändert. Zu Beginn der Liberalisierung entwickelten sich zunächst auf physische Erfüllung ausgerichtete Vertragsbeziehungen. Zur Optimierung des Unternehmensportfolios bestand auch Bedarf für kurzfristige standardisierte Stromlieferungen. [Borchert et al 2006, S. 8]

Mit der Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen wurde es möglich, Saldierungen aller Energielieferungen über eine ganze Regelzone vorzunehmen. Damit musste nur noch der Gesamtsaldo aller Verträge in einer Regelzone ausgeglichen werden. Alle Handelsgeschäfte sind über die Höchstspannungsebene abzurechnen, wobei lediglich für die physische Endkundenbelieferung die Netzzugangsentgelte fällig wurden. Daraus entstand zunehmend neben den direkten bilateralen Stromhandel der indirekte Stromhandel unter Einbeziehung von Brokern (Over the Counter - OTC) und Börsen. Dies senkte die Transaktionskosten, da der Intermediär Käufer und Verkäufer zusammenführt. Der Markt war zunächst stark vom physischen Handel bestimmt. Schließlich wurde an den Börsen durch die steigende Zahl der Handelspartner ein wachsender Bedarf für finanzielle Produkte (Futures) gesehen. [Borchert et al 2006, S. 9]

Die Großhandelmärkte unterteilen sich in Termin- und Spotmärkte sowie börsliche und außerbörsliche (OTC) Märkte. Im Laufe der Zeit hat eine Annäherung der OTC- und Börsenmärkte stattgefunden, so dass über elektronische Handelsformen auf beiden Märkte vergleichbare Produkte gehandelt werden, wobei an den OTC-Terminmärkten mit Forwards physische Strommengen gehandelt werden. An den Börsen werden dagegen physische Strommengen primär auf dem Spotmarkt gehandelt. Börsen-Termingeschäfte mit Futures dienen der finanziellen Absicherung.

Preisdifferenzen zwischen den OTC- und Börsenmärkten ermöglichen eine Arbitrage, was wiederum zu einem permanenten Abgleich zwischen börslichen und außerbörslichen Preisen führt, so dass die börslichen Preise auch das außerbörsliche Preisniveau wiedergeben. Die Nicht-Speicherbarkeit von produziertem Strom ist der wesentliche

² Richtlinie 96/92/EG Strombinnenmarkt vom 19. Dezember 1996

³ Richtlinie 2003/54/EG Strombinnenmarkt vom 26. Juni 2003

⁴ APX B.V. (Netherlands), Belpex SA (Belgium), Borzen, organizator trga z elektricno energijo, d.o.o. (Slovenia), Endex European Energy Derivatives Exchange N.V. (Netherlands), EEX European Energy Exchange AG (Germany), EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (Austria), Gestore del mercato elettrico S.p.a. (Italy), Nord Pool ASA (Norway), Operador de Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA (Portugal), OMEL Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (Spain), Operátor trhu s elektrinou, a.s. (Czech Republic), Operatorul Pietei de Energie Electrica OPCOM SA (Romania), Powernext SA (France), Towarowa Gielda Energii SA (Poland).

Grund, dass sowohl börsliche als auch außerbörsliche Strom-Spotmärkte im Großhandel eine noch wichtigere Rolle spielen, als dies auf anderen Warenmärkten der Fall ist [Cieslarczyk 2007, S. 15].

Allgemein wird davon ausgegangen, dass der Börsenhandel der beste Indikator für die Preisentwicklung ist [Hirschhausen et al. 2007, S. 32].

3.2 Produkte im Stromhandel

3.2.1 Spot

Am Spotmarkt werden kurzfristige physisch zu liefernde Stromlieferungen innerhalb eines Tages (Intraday) bzw. für den nächsten Tag gehandelt (Day-ahead). Über den Spotmarkt werden die kurzfristig auftretenden Abweichungen im Beschaffungsportfolio ausgeglichen. Je nach Beschaffungsverhalten und Risikoerwartung (steigende oder sinkende Preise) werden über den Spotmarkt kleine oder größere Anteile abgewickelt. Die Preisbildung bei diesem Produkt wird wesentlich durch Faktoren, wie z.B. Kraftwerksverfügbarkeit, Temperatur, Windangebot, Niederschlagsmengen, Speicherinhalte oder auch Auslandsnachfrage bestimmt. Der sich ergebende Preis ist somit sehr volatil und weist eine zyklische Tages-, Monats und Jahresstruktur auf und drückt damit die geringe kurzfristige Substituierbarkeit von Strom aus.

Innerhalb des Spotmarktes gibt es in der Regel eine Differenzierung nach Base (0-24 Uhr) und Peak (8-20 Uhr) bzw. teilweise Stundenblöcken, für diese dann die vereinbarten Leistungen konstant zur Verfügung gestellt werden.

Bei Preisanalysen wird zumeist der durchschnittliche Base-Preis angegeben, d.h. das einfache arithmetische Mittel über alle 24 Einzelstunden. Auch die Berechnungen in dieser Untersuchung basieren auf dem Base-Preis.

Der Spotmarktpreis gibt zwar den aktuellen Großhandelspreis wieder, lässt aber wegen der vielen Einflussfaktoren keine Rückschlüsse auf die zukünftige Preisentwicklung zu. Preiserwartungen für Stromlieferungen in der näheren oder fernerer Zukunft geben Forwards bzw. Futures wieder.

3.2.2 Forwards und Futures

Da die Preise am Spotmarkt sehr volatil sind, besteht bei den Marktteilnehmern das Bedürfnis, das eigene Portfolio nur zu einem geringen Anteil über den Spotmarkt abzuwickeln. Die Anteile im Portfolio, die nicht mit Mengenunsicherheiten verbunden sind, können langfristig, überwiegend aber 1-2 Jahre vor Fälligkeit zu vorhersehbaren Konditionen über Terminprodukte beschafft bzw. verkauft werden. Am OTC-Markt werden sie als *Forwards* bezeichnet. Damit sind in Deutschland physische Stromlieferungen ab einem bestimmten Termin über einen definierten Fälligkeitszeitraum vereinbart, die individuell ausgehandelt werden. In anderen Ländern handelt es sich zumeist um Lieferungen zu einem bestimmten Zeitpunkt. [Borchert 2006, S. 11]

An der EEX werden vor allem *Futures* als rein finanzielles Produkt zur Absicherung von Preisrisiken gehandelt, die über den Spot- oder OTC-Markt physisch erfüllt werden können. Jede Vertragspartei schließt einen Vertrag direkt mit der Börse ab. Bei Futures mit finanzieller Erfüllung (Barausgleich, Cash Settlement) kommen Käufer und Verkäufer bei Geschäftsabschluss überein, die Preisdifferenz zwischen vereinbartem Preis (Settlement Price) und zukünftigem Marktpreis für eine Stromlieferung in bar auszugleichen. Bis zum Erfüllungstermin findet ein täglicher Gewinn-/Verlustausgleich

(Variation Margin) statt. Die tägliche Wertänderung einer Futureposition gegenüber dem Spotpreis wird dem Börsenteilnehmer gutgeschrieben oder belastet. Der Schlussabrechnungspreis (Final Settlement Price) ist der Preis, zu welchem der Strombezug für diesen Monat und dieses Lastprofil am Spotmarkt der EEX zu realisieren war, d.h. der Durchschnitt aller täglichen EEX-Spotmarktindizes Phelix Base bzw. Phelix Peak für den entsprechenden Liefermonat [EEX 2007, S. 24].

Damit geben die Terminmärkte die Preiserwartungen für zukünftige Spotmarktpreise wieder. Terminmärkte stehen so in einer direkten Wechselwirkung mit den Spotmärkten, denn Forward- oder Futurepreise werden durch den *erwarteten* zukünftigen Spotpreis beeinflusst, der aber wiederum durch den *aktuellen* Spotmarktpreis beeinflusst wird. Überhöhte aktuelle Spotmarktpreise führen somit auch zu höheren Preisen am Terminmarkt. Die gilt insbesondere in oligopolistischen Strukturen, wie sie europaweit an den Strommärkten vorherrschen. [vgl. Hirschhausen et al. 2007, S. 18f.] Futures werden an der EEX und Powernext gehandelt.

3.2.3 Optionen

Hierbei erwirbt der Inhaber einer Option das Recht, eine Ware (also Strom) zu einem vorher festgelegten Preis (Ausübungspreis) und Termin kaufen (Call) bzw. verkaufen (Put) zu können. Die Pflicht für den Verkäufer besteht darin, bei Ausübung der Option zum vereinbarten Preis zu liefern oder abzunehmen. Für die Aufgabe von Flexibilität und Übernahme des Risikos erhält der Verkäufer (= Stillhalter) eine Prämie. An der EEX werden Optionen für Jahres-, Quartals- und Monatsfutures gehandelt [Borchert 2006, S. 15]

3.3 Für den Schweizer Strommarkt relevante Preisindizes

3.3.1 SWEP

Der Schweizer Energiepreisindex SWEP wurde 11.3.1998 erstmals veröffentlicht. Er gibt täglich einen indexierten Spot-Großhandelspreis für Strom an. Dazu melden die am SWEP teilnehmenden Unternehmen ihre Ergebnisse (Mengen und Preise) an Dow Jones, das nun nach einem definierten Verfahren einen volumengewichteten Index für die Referenzstunde 11-12 Uhr errechnet und am nächsten Tag (Lieferungstag) veröffentlicht. Wesentliche Randparameter sind:

- Die Berechnung erfolgt nur für Werktage.
- Der publizierte Wert gibt die bis um 16.00 Uhr geplanten Spotgeschäfte des nächsten Tages wieder.
- Abgabestelle des Stroms ist die Sammelschiene in Laufenburg auf einer Spannungsebene von 220 bzw. 380 kV.
- Der SWEP berücksichtigt alle Spotgeschäfte mit einer Laufzeit, die kürzer als 24 Stunden ist und welche die Zeit von 11.00 bis 12.00 beinhalten.
- Auf dem kurzfristigen Strommarkt werden Geschäfte im Stundenraster abgeschlossen. Die Wertigkeit der gehandelten Energie ändert sich im Tagesverlauf, weshalb die Strommengen stündlich bewertet werden.

Der SWEP stellt eine synthetische Preisbasis dar, da alle zugrunde liegenden Lieferabschlüsse für den nächsten Tag auf die Lieferstunde 11-12 Uhr umgerechnet werden. Die Berechnungsmethode erschwert die Nachvollziehbarkeit für die Marktteilnehmer

und lässt als unternehmensinterner Index Manipulationsmöglichkeiten zu. Er stellt damit keinen transparenten Preisindex dar [Gerke et al 2000, S. 125]. Praktisch nehmen nur die großen Stromversorger daran teil.

Da anzunehmen ist, dass die am SWEP teilnehmenden deutschen und Schweizer Unternehmen mit den an der EEX handelnden Unternehmen identisch sind, wird ein Zusammenhang zwischen den Börsenpreisen an der EEX und dem SWEP wahrscheinlich sein.

3.3.2 Spotmarkt für das Marktgebiet Schweiz

An der deutschen und der österreichischen Strombörse wurde zeitgleich am 11.12.2006 jeweils für die Schweiz ein eigenes Marktgebiet eingerichtet. Für dieses Schweizer Marktgebiet werden separate Preiskalkulationen durchgeführt, die unabhängig von denen des deutschen oder österreichischen Marktgebietes sind. Zunächst wird nur der Spotmarkt, d.h. tägliche Stundenauktionen eingeführt. Die EEX nennt den Schweizer Preisindex *Swissix*.

Die deutsche Strombörse EEX verzeichnet eine rege Teilnahme von derzeit 20 gelisteten Schweizer Stromhändlern (siehe Tabelle 2). Insgesamt nehmen rund 160 Unternehmen am Stromhandel der EEX teil. Darüber hinaus halten 10 Schweizer Unternehmen als Aktionäre knapp 30% der Anteile an der EEX, vier Unternehmen sind im Börsenrat vertreten und dieser wird auch von einem Schweizer geleitet [EEX 2006].

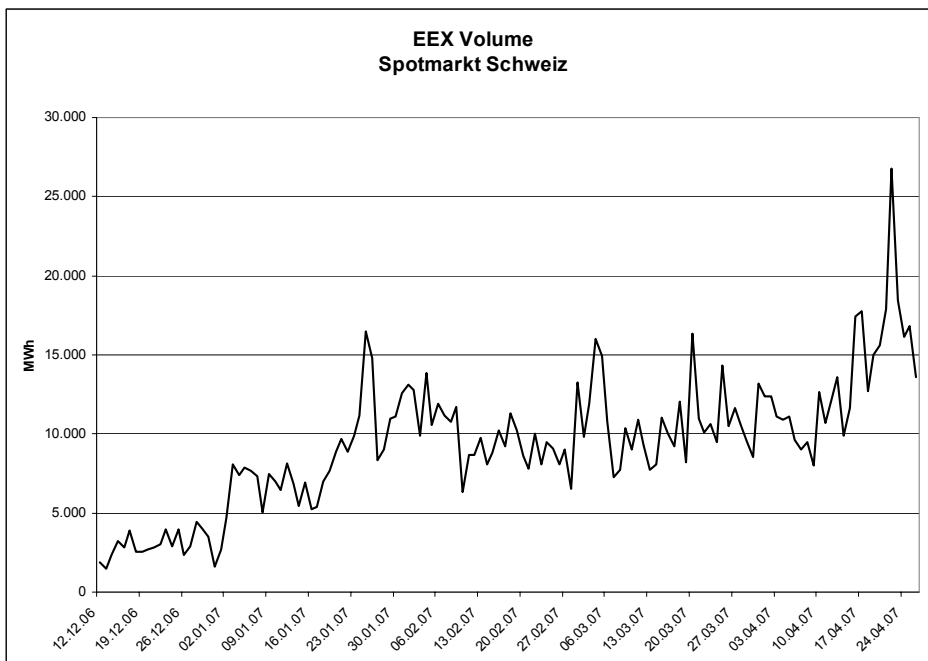
Tabelle 2: Am Börsenhandel der EEX teilnehmende Unternehmen

Unternehmen	Spot	Termin
Aare-Tessin AG für Elektrizität	x	
Atel Energy AG	x	
Atel Trading AG		x
Azienda Elettrica Ticinese	x	
BHP Billiton Marketing AG	x	
BKW ENEX AG		x
BKW-FMB Energie AG	x	
Cargill International SA	x	
Centralschweizerische Kraftwerke AG	x	
Credit Suisse		x
Deriwatt AG		x
Elektrizitäts-Gesellschaft-Laufenburg AG	x	
Energie Ouest Suisse S. A.	x	
Energiedienst Holding AG	x	
energy financing team (Switzerland) GmbH	x	
EOS Trading S.A.		x
Ezpada AG	x	
Nordostschweizerische Kraftwerke AG	x	
Rätia Energie AG	x	
UBS AG		x

Quelle: EEX Leipzig, Stand 10.4.07

Eine Analyse des Handelsverlaufs an der EEX zeigt in den ersten Monaten einen deutlichen Zuwachs bei den gehandelten Strommengen. Ganz im Gegensatz dazu steht die österreichische EXAA, wo schon wenige Tage nach dem Start kein Handel mehr für das Schweizer Marktgebiet zu verzeichnen war. An der EEX dagegen sind die täglich für das Schweizer Marktgebiet gehandelten Strommengen von anfangs etwa 3 GWh kontinuierlich gewachsen und lagen Ende April bereits über 15 GWh/Tag (vgl. Abbildung 5). Aufgrund der noch vergleichsweise kurzen Zeit, ist mit Blick auf die bisherige Mengenentwicklung noch deutliches Steigerungspotential bei den zu handelnden Strommengen zu erwarten.

Zum Vergleich: Für das deutsche Marktgebiet werden an der EEX täglich im Mittel etwa 240 GWh am Spotmarkt gehandelt, das entspricht 14% des täglichen Stromverbrauchs. Für die Schweiz mit etwa einem Zehntel des deutschen Stromverbrauchs würde das ein tägliches Spotmarktvolumen von etwa 24 GWh bedeuten. Damit liegt heute der relative Umsatz des Schweizer Marktgebietes noch unter dem relativen Umsatz des deutschen Marktgebietes. Auch die Zahl der Marktteilnehmer und damit die Liquidität⁵ ist derzeit noch vergleichsweise gering (vgl. Tabelle 2), was auch mit dem noch nicht liberalisierten Strommarkt zu tun hat. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich nach dem für 2008 geplanten Start der ersten Liberalisierungsstufe die Zahl der Handelsteilnehmer für das Schweizer Marktgebiet deutlich erhöhen und sich damit mittelfristig auch die Liquidität verbessern wird.



Quelle: EEX

Abbildung 5: Entwicklung gehandelten Strommengen *Swissix*

Die Einrichtung und bisherige Entwicklung des separaten Marktgebietes für die Schweiz an der deutschen Strombörse EEX lässt den Schluss zu, dass die EEX für den innerschweizer Stromhandel und die Bestimmung des Schweizer Großhandelspreises eine zentrale Bedeutung einnimmt. Dies wird bei der noch folgenden Analyse verschiedener Preisindizes noch deutlicher.

3.3.3 Preisindizes wichtiger Importmärkte

Für den Stromeinkauf im Ausland sind die nationalen Preisindizes (EEX Phelix Day Base, Powernext Day-Ahead Base, EXAA EXAbase) der relevanten Strombörsen von Bedeutung. Diese Preise geben zunächst nur den Einkaufspreis wieder. Dieser stellt eine Art Untergrenze für den Schweizer Verkaufspreis dar. Hinzu kommen zum Teil die

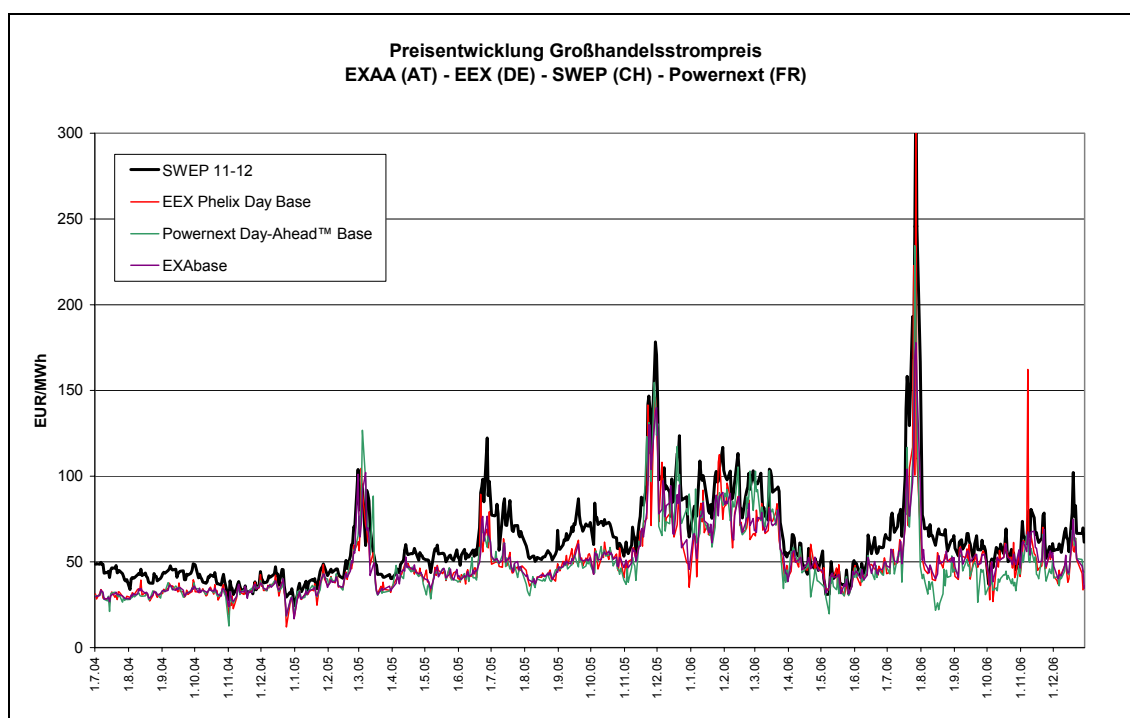
⁵ An der Börse versteht man unter einer hohen Liquidität die Fähigkeit des Marktes (Börsenplatz), zu jedem Zeitpunkt ein weiteres Angebot abzunehmen bzw. eine zusätzliche Nachfrage am Markt zu befriedigen, ohne dass dabei erhebliche Kursschwankungen des betreffenden Gutes ausgelöst werden. In einem liquiden Markt hat demnach ein einzelner Marktteilnehmer nicht die Möglichkeit, deutlichen Einfluss auf den aktuellen Marktpreis auszuüben. Die Liquidität eines Marktes hängt somit wesentlich von der Zahl der Marktteilnehmer ab.

Auktionskosten für die Kuppelstellen und die am Schweizer Strommarkt möglichen Gewinnmargen.

4 Großhandelspreise im Schweizer Strommarkt

4.1 Entwicklung und Vergleich der Großhandelspreise an den für die Schweiz wichtigsten Strombörsen

Die Analyse der Preisentwicklung in den relevanten Importmärkten der Schweiz (Österreich, Deutschland und Frankreich) zeigt im Zeitraum 2004 - 2006 eine sehr hohe Preiskorrelation, d.h. eine große Übereinstimmung des Kurvenverlaufs (vgl. Abbildung 6).



Quellen: EEX, Powernext, BKW-FMB; eigene Darstellung

Abbildung 6: Preisentwicklung an den Spotmärkten Österreich, Frankreich und Deutschland im Vergleich zum SWEF im Zeitraum 1.7.2004 – 31.12.2006

Der durchschnittliche Base-Spotpreis⁶ im Zeitraum 1.7.04 bis 31.12.06 lag in Frankreich bei 49 Euro/MWh und in Deutschland sowie Österreich bei 50 Euro/MWh. Die Korrelation der Preisentwicklung ist mit 0,84 bis 0,89 sehr hoch, d.h. man kann von einer parallelen Preisentwicklung sprechen.

Die gleiche Aussage ist für den Vergleich mit dem SWEF zu machen. Die Korrelation zum Spotmarkt an der EEX wie auch bei Powernext liegt in beiden Fällen bei 0,88. Absolut höher ist dagegen das Preisniveau. Es liegt im gleichen Zeitraum bei 63 Euro/MWh und damit im Mittel 27 Prozent über dem Niveau an EEX und Powernext.

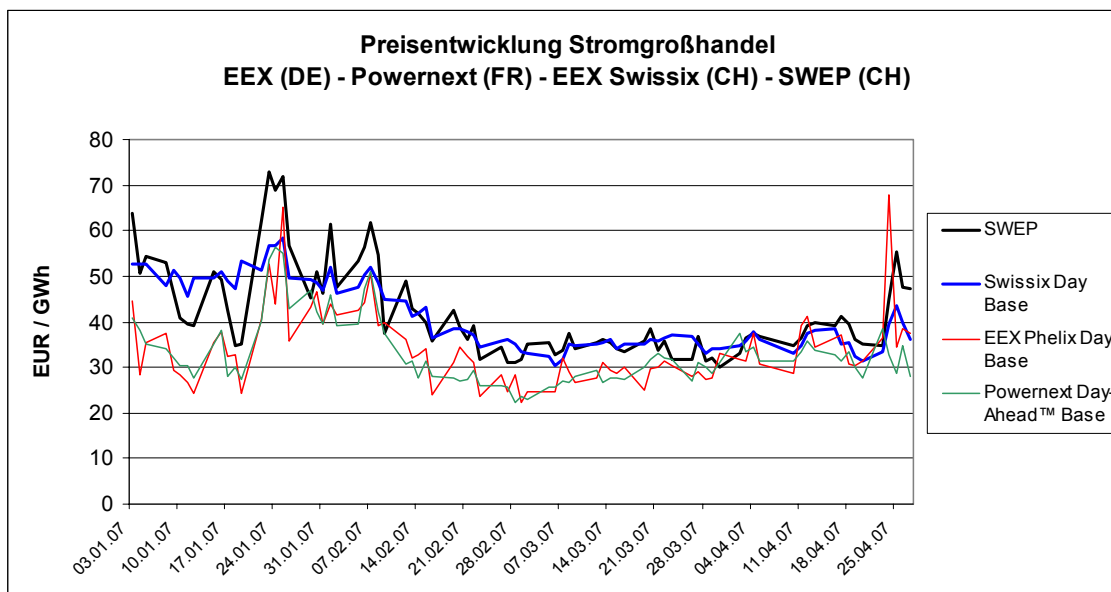
Analysiert man weiter die Preisentwicklung im Rumpffjahr 2007 (vgl. Abbildung 7), so zeigt sich prinzipiell das gleiche Bild. Der SWEF folgt in seinem Verlauf den Spotmärkten an EEX und Powernext. Neu hinzugekommen ist der Verlauf des SWISSIX. Wie

⁶ Ohne Wochenenden und Schweizer Feiertage

auch in der Grafik gut zu sehen ist, korreliert dieser in hohem Maße mit dem SWEPE (0,83) und zeigt auch der absoluten Preishöhe eine hohe Übereinstimmung. Der durchschnittliche Preis⁷ für den SWISSIX Day Base im Zeitraum 1.1.07 bis 27.4.07 betrug 41 Euro/MWh, der des SWEPE 42 Euro/MWh.

Vergleichbar hoch, wenn auch wieder auf niedrigerem Preisniveau, korrelieren die durchschnittlichen Großhandelspreise von Deutschland (Phelix Day Base) und Frankreich (Powernext Day-Ahead Base). Diese lagen mit 34 bzw. 33 Euro/MWh nahezu auf gleicher Höhe.

Der Schweizer Großhandelspreis lag so im Rumpfsjahr 2007 - wie schon im Zeitraum 2004 – 2006 – gut ein Viertel über den Spotpreisen für Deutschland und Frankreich. Die Gründe für das ggü. Frankreich und Deutschland deutlich höherem Schweizer Preisniveau dürften vor allem im noch nicht liberalisierten Strommarkt und den dadurch erzielbaren Monopolpreisen liegen, denn der Schweizer Elektrizitätsmarkt ist immer noch – wie der z.B. der deutsche Strommarkt vor 1998 auch – durch Absatzgebietsmonopole gekennzeichnet. Daher stehen auch die Stromerzeuger noch nicht in einem Wettbewerb zueinander. Erst in einem Wettbewerbsmarkt werden die Stromerzeuger beim Bieterwettbewerb mit den Stromverteilern anfangen, über den Preis ihren Absatz zu steuern. Dies wird sich dann in sinkenden Großhandelspreisen niederschlagen, da die Verteiler nach dem günstigsten Angebot Ausschau halten werden, was ihnen derzeit noch nicht möglich ist⁸. Bei einer Liberalisierung des Schweizer Strommarktes ist eine Preisangleichung an das französische, deutsche bzw. österreichische Preisniveau zu erwarten. Bis dahin jedoch kann in Deutschland oder Frankreich eingekaufter Strom in der Schweiz zu höherem Preis weiterverkauft werden.



Quelle: EEX, Powernext, BKW-FMB

Abbildung 7: Preisentwicklung an den Spotmärkten Frankreich und Deutschland im Vergleich zum Spotmarkt Schweiz und SWEPE ab 1.1.2007

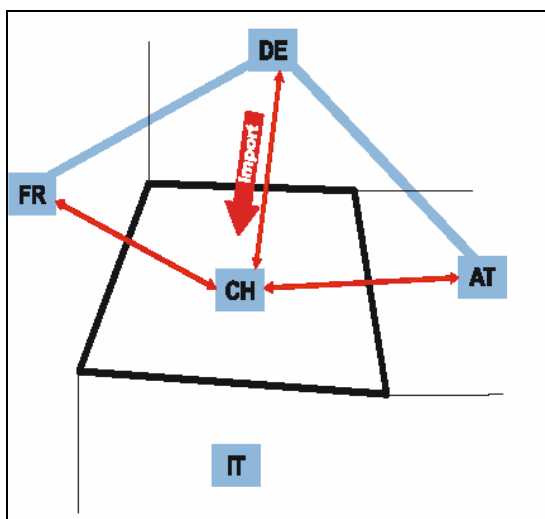
⁷ Ohne Wochenenden und Schweizer Feiertage

⁸ Die faktische Durchleitungsverpflichtung nach Kartellrecht (vgl. 2.1) schafft derzeit noch keine echte Konkurrenzsituation und hat für die Preisbildung daher praktisch keine Bedeutung, so dass erst nach einer Aufhebung der Gebietsmonopole 2008/2013 mit sinkenden Strompreisen zu rechnen ist.

Trotz des noch vergleichsweise kurzen Zeitraums, seitdem an der EEX ein eigenes Marktgebiet für die Schweiz existiert, stellt sich der Swissix in der Datenanalyse bereits als interessanter Index heraus.

4.2 Auktion der Leitungskapazitäten zur Schweiz

Zwischen der Schweiz und den angrenzenden Nachbarländern bestehen für den Stromaustausch Netzverknüpfungen auf der 380/220 kV Ebene. Diese haben eine begrenzte Kapazität. Aufgrund des zunehmenden Stromhandels erwiesen sich diese Verbindungen als Engpass. Es treten vermehrt so genannte Ringflüsse (Abweichungen zwischen physischen Lastflüssen und Fahrplanprogrammen) auf den Kuppelleitungen auf. Ein Arbeitsgruppe der beteiligten Netzbetreiber (RWE, EnBW, SwissGrid) hat daher für den Stromaustausch mit der Schweiz ein Konzept zur Kapazitätsberechnung vorgelegt. Darin werden nicht mehr bilaterale sondern multilaterale Kapazitätswerte ermittelt. Für die Schweiz wurde das „Schweizer Dach“ definiert (Grenzen FR-CH, DE-CH und AT-CH, vgl. Abbildung 8). Die sogenannte Net Transfer Capacity (NTC) hierfür beträgt etwa 5.500 MW. [AG NTC 2005]



Quelle: AG NTC 2005

Abbildung 8: Schweizer Dach

Um dem Stromhandel in die Schweiz diskriminierungsfrei zu ermöglichen und die Ringflüsse zu berücksichtigen, werden die verfügbaren Leitungskapazitäten in die Schweiz seit 2006 auktioniert. An der Grenze FR->CH besteht derzeit kein physischer Engpass, dafür aber an der Grenze DE->FR, weshalb diese auktioniert wird. Sollten die langfristigen Verträge zwischen Frankreich und der Schweiz in Zukunft aufgrund der EU-Anforderungen für den liberalisierten Strommarkt keinen Bestand mehr haben, könnte es auch an der Grenze FR->CH zu Engpässen kommen.

Die Auktionen DE->CH werden durch *EnBW Transportnetze AG* durchgeführt. Angeboten werden Tages-, Monats- und Jahresauktionen. Die Grenze DE->FR auktioniert *RWE Transportnetz Strom GmbH* auch mit Tages-, Monats- und Jahresauktionen. Auktionen für AT->CH werden durch das österreichische Unternehmen *Auction-Office* über Jahres- und Monatsauktionen versteigert.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Auktionsergebnisse der auktionierten Kuppelleitungen im Jahr 2006. Die Kosten pro kWh lagen an der deutsch-schweizer Grenze bei rund 4 Euro/MWh. Im Mittel wurden bei den Monatsauktionen 740 MW auktioniert, bei den Tagesauktionen waren es 980 MW.

Tabelle 3: Auktionsergebnisse DE -> CH in 2006

2006 Base

Monatsauktion	€/MWh	MW	Kosten	MWh	Tage	€/MWh
Jan	8.184,00	1000	8.184.000 €	744.000	31	11,00
Feb	3.360,00	898	3.017.280 €	603.456	28	5,00
Mrz	4.086,50	900	3.677.850 €	669.600	31	5,49
Apr	5.760,33	600	3.456.198 €	432.000	30	8,00
Mai	751,44	800	601.152 €	595.200	31	1,01
Jun	360,00	799	287.640 €	575.280	30	0,50
Jul	461,28	700	322.896 €	520.800	31	0,62
Aug	150,26	700	105.182 €	520.800	31	0,20
Sep	220,00	800	176.000 €	576.000	30	0,31
Okt	2.063,00	520	1.072.760 €	386.880	31	2,77
Nov	4.291,20	520	2.231.424 €	374.400	30	5,96
Dez	5.700,00	640	3.648.000 €	476.160	31	7,66
Gesamt			26.780.382 €	6.474.576	365	4,14

Tagesauktion	Kosten	MWh	€/MWh
Jan	718.723 €	236.157	3,04
Feb	5.069.981 €	707.704	7,16
Mrz	7.524.661 €	712.879	10,56
Apr	1.966.388 €	747.803	2,63
Mai	23.736 €	915.310	0,03
Jun	328.666 €	734.020	0,45
Jul	161.769 €	807.718	0,20
Aug	145.608 €	799.255	0,18
Sep	114.037 €	676.264	0,17
Okt	1.559.338 €	696.655	2,24
Nov	6.655.102 €	838.650	7,94
Dez	9.505.630 €	697.999	13,62
Gesamt	33.773.639 €	8.570.414	3,94

Jahresauktion	keine Jahresauktion für 2006 durchgeführt		
---------------	---	--	--

Quelle: EnBW Transportnetze AG, IfnE-Berechnungen

Für die Verbindung Österreich – Schweiz wurden 2006 nur Monatsauktionen durchgeführt, die im Mittel 3,3 Euro/MWh erzielten. Auktioniert wurden im Mittel 190 MW.

Bei beiden Auktionen zeigt sich ein deutliches Sommerloch, d.h. die Kapazitäten sind vor allem in den Wintermonaten knapp.

Tabelle 4: Auktionsergebnisse AT -> CH in 2006

2006 Base

Monatsauktion	€/MWh	MW	Kosten	MWh	Tage	€/MWh
Jan	6.703,00	250	1.675.750 €	186.000	31	9,01
Feb	2.688,92	240	645.341 €	161.280	28	4,00
Mrz	2.251,00	240	540.240 €	178.560	31	3,03
Apr	3.962,00	180	713.160 €	129.600	30	5,50
Mai	639,84	200	127.968 €	148.800	31	0,86
Jun	86,40	200	17.280 €	144.000	30	0,12
Jul	81,00	170	13.770 €	126.480	31	0,11
Aug	100,01	170	17.002 €	126.480	31	0,13
Sep	79,20	200	15.840 €	144.000	30	0,11
Okt	806,67	160	129.067 €	119.040	31	1,08
Nov	4.003,20	140	560.448 €	100.800	30	5,56
Dez	6.517,15	160	1.042.744 €	119.040	31	8,76
Gesamt			5.498.610 €	1.684.080	365	3,27

Jahresauktion	keine Jahresauktion		
---------------	---------------------	--	--

Quelle: Auction-office, IfnE-Berechnungen

Die Verbindung von Deutschland nach Frankreich wird als Teil des Schweizer Daches ebenso auktioniert, weist aber geringere Kosten pro kWh auf. Diese lagen im Jahresdurchschnitt von Monats- und Jahresauktion zusammen bei rund 2,3 Euro/MWh.

Tabelle 5: Auktionsergebnisse DE -> FR in 2006

2006 Base

Monatsauktion	€/MW	MW	Kosten	MWh	Tage	€/MWh
Jan	4.962	1500	7.443.720 €	1.116.000	31	6,67
Feb	3.555	1200	4.265.856 €	806.400	28	5,29
Mrz	5.320	1200	6.383.520 €	892.800	31	7,15
Apr	742	999	740.858 €	719.280	30	1,03
Mai	268	1000	267.840 €	744.000	31	0,36
Jun	547	999	546.653 €	719.280	30	0,76
Jul	454	1000	453.840 €	744.000	31	0,61
Aug	491	1000	491.040 €	744.000	31	0,66
Sep	504	1000	504.000 €	720.000	30	0,70
Okt	655	999	654.065 €	743.256	31	0,88
Nov	1.058	1000	1.058.400 €	720.000	30	1,47
Dez	1.681	1000	1.681.440 €	744.000	31	2,26
Gesamt			24.491.232 €	9.413.016	365	2,60
Jahresauktion	8.848	1499	13.262.552	13.131.240	365	1,01
Gesamt 2007			1.681.440 €	744.000	365	2,26

Quelle: RWE Transportnetze, IfnE-Berechnungen

Für 2007 ergaben die Jahresauktionen DE->CH rund 5 Euro/MWh, für AT->CH rund 5,2 Euro/MWh und DE->FR 2,2 Euro/MWh. Es kann derzeit nicht abgeschätzt werden, in welchem Maß die Monats- und Tagesauktionen den Jahresdurchschnitt noch verändern werden. Jedoch zeichnet sich gegenüber 2006 sowohl ein höheres Preisniveau als auch eine Preisangleichung der deutsch-schweizer und österreichisch-schweizer Kuppelstelle ab. Diese Kosten sind bei Stromimporten zu berücksichtigen und auf den ausländischen Großhandelspreis (Einkaufspreis) aufzuschlagen. Beim Swissix als innerschweizer Spotmarkt (Verkaufspreis) sind diese Kosten bereits enthalten und dürfen nicht dazugerechnet werden.

4.3 Varianten zur Preisbestimmung

Auf Basis der bisherigen Analysen werden im Folgenden zwei Alternativen vorgestellt, die belastbare Rückschlüsse auf die Höhe des Stromgroßhandelspreises in der Schweiz zulassen.

4.3.1 Spotmarkt Swissix

Wie in Kapitel 3.3.2 gezeigt wurde, hat sich das im Dezember 2006 an der EEX neu eingerichtete Marktgebiet Schweiz in der kurzen Zeit sehr positiv entwickelt. Zwar hat die Liquidität des Swissix noch nicht die des deutschen Marktes erreicht, jedoch ist ein klarer Aufwärtstrend bei den börsentäglich gehandelten Volumina zu erkennen. Es bleibt jedoch abzuwarten, auf welchem Niveau sich das tägliche Handelsvolumen einpendeln wird. Um eine mit dem deutschen Spotmarkt vergleichbare Liquidität zu erreichen, müssten am Schweizer Spotmarkt börsentäglich im Durchschnitt etwa 24 GWh gehandelt werden. Derzeit sind es im Mittel zwischen 12 und 15 GWh. In der Spitze wurden bereits 26 GWh erreicht.

Ein Vergleich mit dem Schweizer Preisindex SWEP zeigt eine hohe Übereinstimmung was den Verlauf und den Durchschnittspreis angeht. Wenngleich die Bestimmung des SWEP auch nicht transparent erfolgt, so lässt sich dennoch festhalten, dass beide Indizes zu nahezu gleichen Ergebnissen für das Schweizer Großhandelspreisniveau kommen. Das Schweizer Preisniveau liegt dabei gut 25% über dem in deutschen, französischen und österreichischen Spotpreisen, was im Wesentlichen auf die noch nicht vollzogene Marktöffnung zurückzuführen ist.

Trotz einer gegenüber dem deutschen Spotmarkt noch geringeren Liquidität des Schweizer Spotmarktes, gelten auch für den *Swissix* aber die grundsätzlichen Vorteile eines vergleichsweise transparenten Börsenhandels. Die Preisbestimmung erfolgt nach definierten Regeln und die Ergebnisse sind allgemein zugänglich. Der Spotmarktindex *Swissix* gibt so den auf dem Schweizer Strommarkt erzielten Großhandelspreis wieder. Dieser Marktpreis ist von den Stromgestehungskosten ab Kraftwerk zu unterscheiden, denn diese liegen in der Regel deutlich unter dem erzielten Marktpreis, und bestimmen damit die mögliche Gewinnmarge. Das gleiche gilt für importierten Strom. Auch hier liegt der Einkaufspreis normalerweise deutlich unter dem Verkaufspreis.

4.3.2 Preisbestimmung auf Basis der Importrelationen

Eine zweite Möglichkeit die Höhe des Schweizer Großhandelspreises für Strom zu bestimmen, baut auf den Spotmarktpreisen der wichtigsten Handelspartner auf. Wie bereits in Kapitel 2.3 gezeigt wurde, existiert mit Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich ein intensiver Stromhandel. Nach Italien wurde bisher vor allem exportiert, jedoch zeichnet sich auf niedrigem Niveau eine langsame Zunahme der Importe ab.

Die an den Spotmärkten Deutschland, Frankreich und Österreich gegenüber dem Schweizer Spotmarkt gut 25% geringeren Großhandelspreise erlauben beim Weiterverkauf innerhalb der Schweiz Margen, wie sie auch bei geringen Stromgestehungskosten und höheren Marktpreisen zu Stande kommen. Hinzugerechnet werden müssen noch die Auktionskosten für die Kuppelstellen. Aber auch damit liegen die Einkaufskosten noch immer unter den möglichen Verkaufspreisen in der Schweiz.

Um zunächst den mittleren Großhandelspreis anhand der Importkosten zu bestimmen, sind diese entsprechend ihres Importanteils zu gewichten. Wie in Tabelle 6 zu sehen ist, sind die Importrelationen in den vergangenen 7 Jahren vergleichsweise konstant geblieben. Erst 2005 zeigen sich erste Veränderungen bei den Anteilen.

Tabelle 6: Anteile an den Stromimporten in die Schweiz 2000 - 2006

Stromimport in GWh							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Deutschland	43%	43%	44%	45%	45%	48%	42%
Frankreich	40%	41%	40%	41%	38%	27%	35%
Italien	0%	1%	0%	0%	0%	0%	1%
Oesterreich	17%	15%	15%	13%	16%	24%	22%
Liechtenstein	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gesamt	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Der mittlere Strompreis_{Import} (Einkaufspreis) für Importstrom lässt sich daraus folgendermaßen über folgende Formel berechnen:

$$\text{Durchschnittlicher Strompreis}_{\text{Import}} = (SP_{DE} + AK_{DE}) \cdot IA_{DE} + (SP_{FR} + AK_{FR}) \cdot IA_{FR} + (SP_{AT} + AK_{AT}) \cdot IA_{AT} + (SP_{IT} + AK_{IT}) \cdot IA_{IT}^9$$

Eine vollständige Berechnung gemäß dieser Formel ist erst ab 2006 möglich, da in den Jahren davor keine Auktionskosten angefallen sind. Tabelle 7 zeigt exemplarisch die Parameter und das Ergebnis für den durchschnittlichen Stromimportpreis auf Basis der relevanten Spotmarktpreise und Importanteile nach Tabelle 6. Der ermittelte, mittlere Strompreis_{Import} betrug 2006 rund 53 Euro/MWh und liegt damit wie erwartet deutlich unter dem Jahresdurchschnitt des SWEF, der durchschnittlich 72,3 Euro/MWh aufweist.

⁹ **Legende:** SP: Spotmarktpreis; AK: Auktionspreis Kuppelstelle; IA: Importanteil

Tabelle 7: Berechnung mittlerer Importpreis 2006

	mittlerer Spotpreis Base	Auktion Kuppel- stellen	Anteil am Import	2006
	EUR/MWh	EUR/MWh		EUR/MWh
Deutschland	50,8	4,0	42%	23,0
Frankreich	49,3	0,0	35%	17,1
Italien	74,7	0,0	1%	1,0
Oesterreich	51,0	3,3	22%	11,9
Importpreis				53,0

Über dieses Vorgehen wird, wie gesagt, zunächst der Importpreis (Einkaufspreis) für Strom ermittelt. Die Analysen in Kapitel 4.1 führen jedoch zu dem Schluss, dass auf diesen Einkaufspreis noch eine Gewinnmarge hinzugerechnet werden muss, deren Höhe derzeit etwa 25% beträgt.

Insgesamt kann über die Ermittlung des Stromimportpreises (ausländischer Spotpreis plus Auktionspreis) der tatsächliche innerschweizer Großhandels-Verkaufspreis nur näherungsweise bestimmt werden, da insbesondere die Höhe der Schweizer Gewinnmarge in Zukunft bei veränderten Marktbedingungen anders ausfallen kann. Empfehlenswerter und belastbarer ist die direkte Verwendung eines speziellen Großhandels-Verkaufspreis-Indexes für das Schweizer Marktgebiet, wie ihn der *Swissix* angibt.

Der *Swissix* gibt aber nur den Stromgroßhandelspreis in der Vergangenheit wieder. Ist es erforderlich die zukünftig zu erwartenden Strombeschaffungspreise der Stromversorger zu kennen, sind die Notierungen für Futures, wie sie an der Börse gehandelt werden, zu berücksichtigen [vgl. auch Wenzel Diekmann 2006]. Für das Schweizer Marktgebiet werden an der EEX derzeit aber noch keine Futures gehandelt.

5 Zusammenfassung

Viele Schweizer Stromversorger sind seit langem aktiv am europäischen Stromhandel beteiligt. Die Schweiz war dabei immer Netto-Exporteur. Erstmals 2005 kam es zu einem Importüberschuss, der sich auch 2006 wiederholte. Diese Entwicklung wird sich aller Voraussicht nach auch in der Zukunft fortsetzen, da die Schweizer Produktionskapazitäten insbesondere im Winter nicht mehr den stetig zunehmenden Strombedarf decken können. Parallel zu dieser Entwicklung soll in der Schweiz beginnend ab 2008 schrittweise den Strommarkt liberalisiert werden. Damit einhergehend werden der Anbieterwettbewerb und auch der Stromhandel an Bedeutung zunehmen.

Deutschland und Frankreich sind die derzeit bedeutendsten Lieferländer für Importstrom, Italien der größte Abnehmer für Stromexporte. Schweizer Stromunternehmen sind derzeit noch über langfristige Lieferverträge an französischen Kernkraftwerken beteiligt. In Deutschland nehmen Schweizer Stromversorger intensiv am Stromhandel der Leipziger Strombörse EEX teil und halten ein Drittel der Börseanteile. Aufgrund der bestehenden Leitungsentgelte in die Schweiz werden seit Anfang 2006 die Kuppelstellenkapazitäten Deutschland → Frankreich, Deutschland → Schweiz und Österreich → Schweiz versteigert. Die dort entstehenden Kosten sind auf den importierten Strom aufzuschlagen bzw. bereits enthalten. Sie lagen 2006 im Bereich von 3 bis 4 Euro/MWh. Weitere Netzentgelte auf der Höchstspannungsebene im Ausland fallen nicht an.

Der an der EEX am 11.12.2006 gestartete separate Spotmarkt für die Schweiz entwickelt sich bisher positiv. Der Preisindex *Swissix* Day Base liegt im Durchschnitt bis zum 27.4.2007 bei rund 42 €/MWh, die anderen Spotmärkte nur bei etwa 33 Euro/MWh. Der *SWEP* zeigt im gleichen Zeitraum ein nahezu identisches Ergebnis (41 Euro/MWh) wie der *Swissix*. Damit liegt der Schweizer Großhandelspreis rund 25 Prozent über den Spotpreisen in Deutschland, Frankreich oder Österreich. Insgesamt besteht eine sehr hohe Preiskorrelation zwischen den Spotpreisen an den französischen, deutschen und österreichischen Börsen und dem *Swissix* einerseits, sowie andererseits auch zwischen *Swissix* und *SWEP*.

Die Ermittlung des Stromimportpreises auf Basis der Spotmarktpreise und Handelsrelationen der drei Hauptimporteure für das Jahr 2006 ergab einen Importpreis von rund 53 Euro/MWh. Die Differenz zum durchschnittlichen Schweizer Verkaufspreis von rund 72 Euro/MWh (*SWEP*) dürfte vor allem am noch fehlenden Wettbewerb auf dem Schweizer Strommarkt liegen, so dass dort derzeit noch höhere Monopolpreise erzielt werden können. Die Höhe der Differenz wird sich bei einer zunehmenden Marktliberalisierung aller Erfahrung nach verringern bzw. gehen Null gehen.

Der vergleichsweise junge Preisindex *Swissix* erscheint somit nach allem, was derzeit absehbar ist, zukünftig am besten geeignet, um den Großhandelspreis des Schweizer Strommarktes transparent wiederzugeben. Die hohe Transparenz der Preisbildung, das wachsende Handelsvolumen und die direkte Angabe des erzielten Verkaufspreises empfehlen ihn gegenüber dem durchschnittlichen Importpreis mit Gewinnzuschlag bzw. dem wenig transparenten *SWEP* für die vergangenheitsbezogene Bestimmung des Schweizer Großhandelspreises. Es ist zu erwarten, dass mit dem ersten Schritt der Strommarktöffnung 2008 das Interesse am Börsenhandel deutlich zunehmen und sich somit auch die Liquidität des *Swissix* weiter verbessern wird.

Aussagen für die zukünftige Entwicklung des Großhandelspreises lassen sich aus dem *Swissix* aber nicht ableiten. Da Stromhandelsgeschäfte nicht nur kurzfristig über den Spotmarkt abgewickelt werden, sondern zum großen Teil ein bis zwei Jahre im Voraus, sind hierfür die Preiserwartungen der Future bzw. Forwardpreise zu wählen.

6 Literatur

- AG NTC (2005) AG NTC Kapazitätsberechnung an der Grenze Deutschland – Schweiz. Fassung vom 16.12.2005.
- BFE (2005) Bundesamt für Energie: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005.
- Borchert et al (2006) Borchert, J.; Schemm, R.; Korth, S.: Stromhandel – Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement. Schäffer-Poeschel Verlag Stuttgart.
- Cieslarczyk et al (2007) Cieslarczyk, M; Dal-Canton, M; Ungemach, M.; Brown-Hruska, S.; Kraus, M.; Schönborn, M.; Shuttleworth, G.: Verbesserung der Transparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt aus ökonomischer sowie energie- und kapitalmarktrechtlicher Sicht. Gutachten im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit.
- EEX (2006) EEX startet Strom-Spotmarkt Schweiz. Pressemitteilung der EEX vom 29.11.2006.
- EEX (2007) EEX Produktbroschüre Strom vom 30.1.2007.
- Gerke et al (2000) Gerke, W.; Hennies, M.; Schäffner, D.: Der Stromhandel. Frankfurter Allgemeine Buch im F.A.Z.-Institut Frankfurt.
- Hirschhausen et al (2007) von Hirschhausen, C.; Weigt, H.; Zachmann, G.: Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland. Gutachten im Auftrag des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
- Wenzel Diekmann (2006) Wenzel, B.; Diekmann, J.: Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.