

Vollständige oder teilweise Strommarktöffnung?

**Beurteilung aus Sicht der ökonomischen Theorie
und im Licht internationaler Erfahrung**

Studie im Auftrag von Swisselectric

Dr. Stephan Vaterlaus
Dr. Jörg Wild

Bern, November 2003

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	iv
1 Ausgangslage und Aufbau der Studie	1
2 Formen der Marktöffnung	2
2.1 Analyserahmen.....	2
2.2 Vollständige Marktöffnung.....	4
Exkurs: Absicherung gegen Risiken am skandinavischen Strommarkt.....	5
2.3 Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich	5
2.4 Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich	7
2.5 Teilmarktöffnung	8
Exkurs: Teilmarktöffnung in Oregon.....	9
2.6 Zusammenfassung	11
3 Versorgungssicherheit	13
3.1 Dimensionen der Versorgungssicherheit.....	13
3.2 Bedenken bezüglich ausreichender Stromversorgung	13
3.3 Gewährleistung einer ausreichende Stromversorgung.....	15
Exkurs: Anreize für Kraftwerkskapazitäten in Neuseeland	16
4 Beurteilung der Modelle	19
4.1 Beurteilungskriterien	19
4.2 Vollständige Marktöffnung.....	19
Exkurs: Festpreise in einem vollständig geöffneten Markt.....	21
Exkurs: Nachfragereaktionen bei der Stromknappheit in Skandinavien.....	22
4.3 Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich	23
4.4 Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich	27
4.5 Teilmarktöffnung	29
Exkurs: Umgehungsversuche bei Teilmarktöffnungen	29
Exkurs: Probleme der Regulierung der Stromverkaufspreise	33
Exkurs: Regulierungsaufwand bei Teilmarktöffnungen.....	34
4.6 Zusammenfassung der Beurteilung der Modelle	34
5 Schlussfolgerungen für die Schweiz	37
6 Zusammenfassung	40
7 Quellenverzeichnis	44

Executive Summary

Vollständige oder teilweise Strommarktöffnung? Zu dieser Frage hat Plaut Economics im Auftrag von Swisselectric verschiedene Marktöffnungsmodelle untersucht und beurteilt. Als Beurteilungskriterien dienen die Versorgungssicherheit, die volkswirtschaftliche Effizienz, die Gefahr von Regulierungsumgehungen, Quersubventionen und Marktmachtmissbrauch sowie der zur Umsetzung notwendige Regulierungsaufwand. Als Analyserahmen wurde die ökonomische Theorie verwendet, was eine systematische Untersuchung aller relevanten Elemente und Zusammenhänge sicherstellt.

Vollständige Marktöffnung effizienteste Art der Marktöffnung

Die vollständige Marktöffnung, bei der alle Stromverbraucher ihren Lieferanten frei wählen können und bei der Wettbewerb zwischen den Stromversorgern und Erzeugern herrscht, schneidet bezüglich aller untersuchten Kriterien am besten ab. Dies zeigt sich insbesondere in der hohen volkswirtschaftlichen Effizienz und dem geringen Regulierungsaufwand. Ausserdem bestehen weder Anreize noch Möglichkeiten für Umgehungen, Quersubventionen oder Missbrauch von Marktmacht. Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit können – z.B. durch Ausschreibungsverfahren – finanzielle Abgeltungen für langfristige Kraftwerksreservekapazitäten eingeführt werden. Diese stehen bei einer Stromknappheit allen Marktteilnehmern zur Verfügung und sind deshalb im Sinne einer Versicherung von allen Marktteilnehmern zu finanzieren. Dadurch lässt sich der gesellschaftlich gewünschte Grad der Versorgungssicherheit erreichen.

Teilmarktöffnung mit vielen Problemen verbunden

Wird der Markt lediglich teilweise geöffnet, indem gewisse Stromverbraucher im Monopol verbleiben („gefangene Kunden“), ergeben sich verschiedene Probleme: neben der geringeren volkswirtschaftlichen Effizienz infolge einer Teilung des Stromsektors in zwei getrennte Teilbereiche, entstehen Probleme v.a. durch die Gefahr von Marktmachtmissbrauch zulasten der gefangenen Kunden. Der fehlende Wettbewerb begünstigt Quersubventionen und verzerrte Preise zugunsten der freien Kunden. Zudem wird es für gefangene Kunden attraktiv, die Marktzutrittsbeschränkung zu umgehen. In allen genannten Problembereichen ergibt sich in jedem Fall ein beträchtlicher Regulierungsbedarf. Selbst bezüglich der Versorgungssicherheit, die als Hauptargument gegen die volle Marktöffnung genannt wird, ergeben sich Probleme. Der Versuch, den gefangenen Kleinverbrauchern eine bessere Versorgungssicherheit zu garantieren, indem die monopolistischen Versorger Reservekapazitäten halten, muss scheitern. Bei diesem Konzept wird vergessen, dass alle Verbraucher – gefangene und freie – in einem einzigen Netz verbunden sind. Bei einer Verknappungssituation ist es deshalb nicht möglich, einzelne Gruppen selektiv von der Versorgungssicherheit auszuschliessen. Entweder bezahlen somit die gefangenen Kunden die Ver-

sorgungssicherheit für alle, oder es wird lediglich eine Scheinsicherheit, jedoch keine effektive Versorgungssicherheit erreicht.

Konsequenzen für die Marktöffnung in der Schweiz

Die Analyse der Stärken und Schwächen der Modelle sollten bei der Diskussion in der Schweiz berücksichtigt werden, auch wenn einer vollständigen Marktöffnung aus politischen Gründen gegenwärtig geringe Chancen eingeräumt werden:

- Bei der Definition des Marktöffnungsmodells darf das Hauptziel jeder Marktöffnung – die Steigerung der volkswirtschaftlichen Effizienz – nicht aus den Augen verloren werden. Sie ist Voraussetzung für nachhaltige Produktivitätssteigerungen und günstigere Preise.
- Die Versorgungssicherheit im Hinblick auf ausreichende Kraftwerkskapazitäten ist über einen Mechanismus sicherzustellen, der den gesamten Markt – und nicht nur ein „geschütztes Segment“ – einbezieht.
- Wenn Kleinverbrauchern ein besonderer Schutz geboten werden soll, z.B. indem sie von Preisschwankungen geschützt werden, ist darauf zu achten, dass der Schutz nicht zum Zwang wird. Am wirksamsten wird dies verhindert, indem die Kleinverbraucher selber entscheiden können, ob sie den Schutz in Anspruch nehmen wollen oder nicht.

Diese Forderungen liessen sich in einem Modell erfüllen, bei dem alle Verbraucher ihren Stromanbieter grundsätzlich frei wählen könnten. Zudem müssten die bisherigen Versorger allen Verbrauchern ein Grundversorgungsangebot unterbreiten, das gesetzlich definierte Vorgaben erfüllt. Schliesslich wäre durch einen Ausschreibungsmechanismus sicherzustellen, dass langfristig ausreichende Kraftwerksreserven vorhanden sind.

Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung

Die Berücksichtigung der Versorgungssicherheit bei der Definition des Marktöffnungsmodells ist von zentraler Bedeutung. Dies gilt nicht nur für die oben skizzierte langfristigen Reservekapazitäten bei der Erzeugung, sondern auch für die Stromnetze. Im Rahmen einer neuen Marktordnung ist sicherzustellen, dass die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber genügend Anreize haben, in ihre Netze zu investieren und diese so zu unterhalten, dass dauerhaft ein ausreichendes Qualitätsniveau erreicht werden kann.

1 Ausgangslage und Aufbau der Studie

In der Schweiz will der Bundesrat nach der Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) die Elektrizitätsversorgung spätestens 2007 auf neue gesetzliche Grundlagen stellen. In diesem Rahmen wird ein neuer Anlauf zur Öffnung des Strommarktes unternommen. Dabei sollen in einem Prozess, der vom Bundesamt für Energie (BFE) moderiert wird, von einer Expertenkommission und vier Begleitgruppen die wesentlichen Elemente einer Marktöffnung festgelegt werden. In der laufenden Diskussion hat sich gezeigt, dass der Marktöffnungsgrad als zentrales Element der Marktöffnung umstritten ist. Unter dem Stichwort Teilmarktöffnung werden gegenwärtig verschiedene Modelle diskutiert, die nur für einen Teil der Stromkunden eine Marktöffnung bringen würden. Bisher fehlt jedoch eine fundierte ökonomische Analyse einer Teilmarktöffnung, in der die konkrete Ausgestaltung, die gesamtwirtschaftliche Effizienz, die Auswirkungen auf die Anreize und das Verhalten der verschiedenen Akteure und der resultierende Bedarf an zusätzlichen Regulierungselementen untersucht wurden.

Swisselectric hat Plaut Economics beauftragt, die Frage einer vollständigen oder teilweisen Strommarktöffnung aus ökonomischer Warte zu beantworten. In der vorliegenden Studie wird erstmals eine systematische und theoretisch fundierte ökonomische Analyse der Vor- und Nachteile einer vollständigen versus einer teilweisen Marktöffnung vorgenommen. Die aus der Studie resultierenden Schlussfolgerungen können als Grundlage in die laufende Diskussion über die Neugestaltung der Elektrizitätswirtschaftsordnung (ELWO) einfließen.

Im folgenden Abschnitt werden zuerst verschiedene Arten der Marktöffnung beschrieben. Ausgehend von der Stellung der Versorgungsunternehmen (Monopol oder Wettbewerb) und den Wahlmöglichkeiten der Konsumenten (vollständig oder begrenzt) können die Modelle „Vollständige Marktöffnung“ (Abschnitt 2.2), „Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich“ (Abschnitt 2.3), „Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich“ (Abschnitt 2.4) sowie „Teilmarktöffnung“ (Abschnitt 2.5) unterschieden werden. In Abschnitt 3 wird untersucht, wie in diesen vier Modellen ein hohes Mass an Versorgungssicherheit garantiert werden kann.

Die vier Modelle werden in Abschnitt 4 hinsichtlich ihrer Stabilität, der Gefahr von Umgehungen der Marktzutrittsbegrenzungen, der Möglichkeit von Quersubventionierungen, der Versorgungssicherheit sowie der volkswirtschaftlichen Effizienz beurteilt. Zudem wird der mit den Modellen verbundene (zusätzliche) Regulierungsbedarf untersucht. Auf die Betrachtung des Status Quo als Referenzmodell wurde verzichtet, da dieses Modell aufgrund der Reziprozitätsforderung der EU als nicht realistisch angesehen wird. Abschnitt 5 schliesst den Bericht mit Überlegungen zur allfälligen Umsetzung einzelner Marktmodelle in der Schweiz ab. Internationale Erfahrungen mit verschiedenen der behandelten Themen fließen als kurze Exkurse in den Text ein.

2 Formen der Marktöffnung

Bevor die einzelnen Modelle präsentiert werden, folgt in Abschnitt 2.1 zuerst die Definition der Kriterien, anhand derer die verschiedenen Modelle systematisiert werden.

2.1 Analyserahmen

Für die Beurteilung der einzelnen Marktformen wird im Rahmen der Untersuchung die Stromwirtschaft in Wertschöpfungsstufen unterteilt. Um die Anreizwirkungen und den aus verschiedenen Arten der Marktöffnung zusätzlich resultierenden Regulierungsbedarf ableiten zu können, wird auf eine vereinfachte Wertschöpfungskette (vgl. Abbildung 1) abgestellt. Im Zentrum stehen die Erzeuger, die Versorger und die Kunden. Zwischen dem Erzeuger und den Versorgern ist der Grosshandel und zwischen Versorgern und Kunden der Stromverkauf (Detailhandel) anzusiedeln. Auf eine vertiefte Behandlung der Übertragungs- und Verteilnetze wird verzichtet, da die Unterschiede bezüglich der untersuchten Fragestellungen in den einzelnen Modellen vernachlässigbar sind. Aufgrund der Eigenschaften eines natürlichen Monopols in Verbindung mit erheblichen Kostenirreversibilitäten sind sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilnetze in allen untersuchten Modellen zu regulieren.

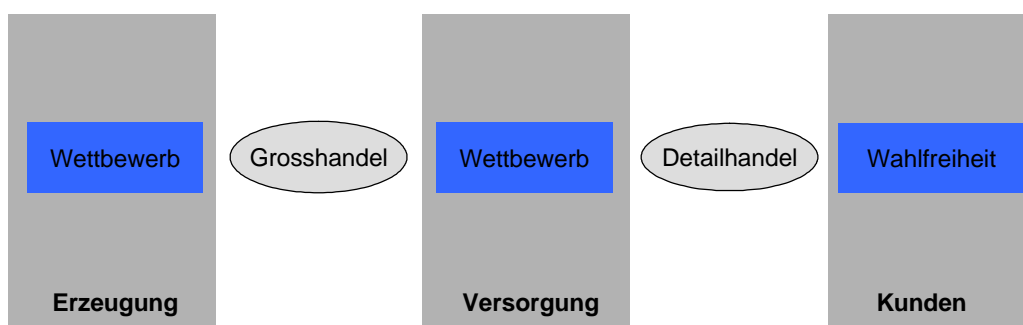


Abbildung 1: Übersicht über die Wertschöpfungsstufen

Die Erzeuger sind für die kurzfristige (Kraftwerkseinsatz) und langfristige (Kraftwerksplanung) Organisation der Stromproduktion zuständig. Die Versorger beschaffen Strom bei den Erzeugern

(Grosshandel) und liefern ihn an die Endkunden (Detailhandel).¹ Die Kunden schliesslich können den Strom entweder über den Detailhandel oder direkt beim Grosshandel beziehen.

Eine Strommarktöffnung betrifft alle Wertschöpfungsstufen. Dabei sind verschiedene Modelle denkbar. Grundsätzlich kann die Vorgehensweise bei einer Strommarktöffnung anhand dreier Fragen unterschieden werden:

1. Welche Endkonsumenten können ihren Versorger frei wählen?
2. Wie wird die (Grund-)Versorgung organisiert?
3. Wie kann die Versorgungssicherheit in den jeweiligen Modellen garantiert werden?

Die im folgenden zu diskutierenden Modelle unterscheiden sich hinsichtlich der Beantwortung dieser drei Fragen. Dabei wird bei der Wahlfreiheit der Endkonsumenten zwischen zwei Möglichkeiten unterschieden. Entweder können alle Konsumenten ihren Versorger frei wählen, oder diese Wahl steht nur einem bestimmten Teil der Endkonsumenten offen. Zudem wird das Verhältnis zwischen den verschiedenen Versorgungsunternehmen unterschiedlich ausgestaltet. Betrachtet werden Modelle, in welchen Versorgungsunternehmen zu einander in Wettbewerb stehen und Modelle, in denen ein Versorger über ein regionales Monopol verfügt. Die Tabelle 1 gibt einen Überblick über die in dieser Studie untersuchten vier Modelle. Im Folgenden werden diese vier Modelle in ihrer Grundstruktur beschrieben. In Abschnitt 3 wird die dritte Frage – wie Versorgungssicherheit in den einzelnen Modellen garantiert werden kann – vertieft.

Tabelle 1: Die verschiedenen Modelle

		Wahlfreiheit der Endkonsumenten	
		Alle	Teil
Versorger	Wettbewerb	Vollständige Marktöffnung	Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich
	Monopol	Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich	Teilmarktöffnung

¹ Sie können auch eigene Kraftwerke besitzen.

2.2 Vollständige Marktöffnung

Bei einer vollständigen Marktöffnung können alle Verbraucher ihren Stromanbieter frei wählen (vgl. Abbildung 2). Typischerweise schliessen die Kleinverbraucher keine direkten Verträge mit Erzeugern ab, sondern beziehen ihren Strom von Stromversorgern (Detailhändlern). Dabei können sie zwischen verschiedenen Arten von Lieferverträgen wählen:

- Bei Verträgen mit kurzfristigen Preisanpassungsmöglichkeiten durch den Versorger orientiert sich der Preis tendenziell am Grosshandelspreis (Spotpreis).
- Daneben gibt es auch die Möglichkeit, langfristige Verträge mit festen Preisen abzuschliessen, die im langfristigen Durchschnitt etwas teurer sind, weil der Versorger das Risiko von Preisschwankungen übernimmt.

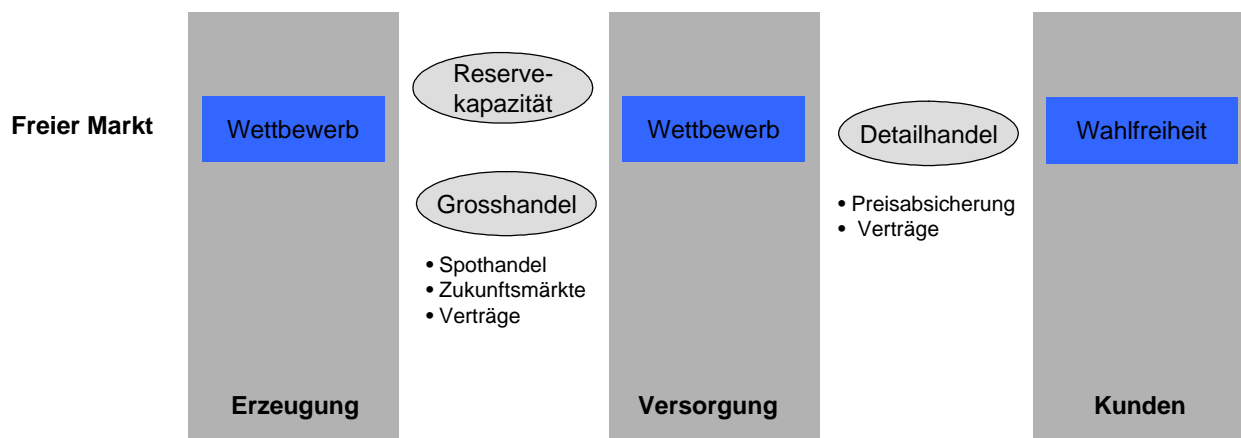


Abbildung 2: Vollständige Marktöffnung

Grossverbraucher können ihren Strom ebenfalls bei ihrem Versorger beziehen. Sie können den Strom aber auch direkt an einem zentralen Stromhandelsplatz (Strombörse) oder von den Erzeugern einkaufen. Auf dem Grosshandelsmarkt existieren verschiedene Arten von Verträgen. So sind grundsätzlich bilaterale, Spot- und Terminverträge zu unterscheiden. Letztere dienen vor allem zur Absicherung von Zukunftsrisiken.

Die Erzeuger entscheiden schliesslich grundsätzlich frei darüber, wie und an wen sie ihren Strom verkaufen. Zudem können sie über den Markteintritt (Bau neuer Kraftwerke) oder Marktaustritt (Stilllegung von Kraftwerken) entscheiden. Überdies ist es sinnvoll, einen Markt für Reservekapazitäten zu installieren, der sicher stellen soll, dass die für die Versorgungssicherheit notwendigen Erzeugerkapazitäten bereit gestellt werden (vgl. Abschnitt 4.3). Auf allen untersuchten Wert-

schöpfungsstufen herrscht somit Wettbewerb. Funktionierender Wettbewerb verhindert, dass einzelne Marktteilnehmer Marktmacht ausüben können.

Exkurs: Absicherung gegen Risiken am skandinavischen Strommarkt

An der skandinavischen Strombörse Nord Pool werden sowohl physische Kontrakte (Spotmarkt) als auch finanzielle Terminkontrakte (Forwards, Futures und Optionen) gehandelt. Das Handelsvolumen am physischen Spotmarkt belief sich im Jahr 2002 auf knapp 125 TWh, was rund einem Drittel des gesamten Stromverbrauchs in den skandinavischen Ländern entspricht. Der restliche Handel findet in Form von bilateralen Verträgen statt.

Mithilfe der Terminkontrakte können sich die Marktteilnehmer bis zu drei Jahren im Voraus gegen Preisschwankungen absichern. Von diesen Absicherungsmöglichkeiten wird auch rege Gebrauch gemacht: Im Jahr 2002 war das Handelsvolumen mit finanziellen Stromkontrakten mit über 1'000 TWh mehr als acht mal so gross wie das Handelsvolumen am physischen Spotmarkt. Terminkontrakte können für Tage, Wochen, Monate, Jahreszeiten (Sommer, früher Winter und später Winter) und Jahre abgeschlossen werden. Die Marktanteile der verschiedenen Produkte am finanziellen Markt von Nord Pool im Jahr 2002 waren: 54.1 % Futures, 40.1 % Forwards und 0.7% Optionen.

2.3 Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich

Im Hinblick auf die (Grund-)Versorgung kann bewusst eine Zweiteilung bei der Marktöffnung vorgesehen werden. In diesem Fall wird zwischen einem freien Markt und einem geschützten Bereich unterschieden (vgl. Abbildung 3). Der freie Markt entspricht dabei dem Modell der vollständigen Marktöffnung. Daneben gibt es jedoch zusätzlich den geschützten Bereich, mit besonderen gesetzlichen Anforderungen an die Versorgungsunternehmen, die in diesem Segment tätig sein wollen. Alle Kunden haben grundsätzlich die Wahl zwischen dem freien Markt und dem geschützten Bereich.

Endkunden, die sich für den freien Markt entscheiden, können zwischen verschiedenen Arten von Lieferverträgen wählen. Auch den Grossverbrauchern stehen die gleichen Instrumente wie im Modell der vollständigen Marktöffnung zur Verfügung. Es ist ihnen somit möglich, den Strom über die verschiedenen Bezugsarten am Grosshandel einzukaufen oder direkt von den Erzeugern zu beziehen. Entscheiden sich die Endkunden für den geschützten Bereich, steht ihnen ein monopo-

listischer Versorger gegenüber. Dieser hat im geschützten Bereich einen Versorgungsauftrag im Rahmen eines staatlich regulierten Angebots (default service) gegenüber seinen Kunden zu erfüllen. Bestandteil eines solchen Angebots sind zusätzlich zu den üblichen Vertragsbedingungen noch weitere Elemente bezüglich Versorgungssicherheit (ausreichende Stromversorgung) sowie Preishöhe und -stabilität. Versorger sind verpflichtet, einen Nachweis darüber zu erbringen, dass sie über ausreichende langfristige Beschaffungsverträge mit Erzeugern oder eigene Erzeugung verfügen, um die Versorgung der Kunden (inkl. der geforderten Reserven) garantieren zu können.

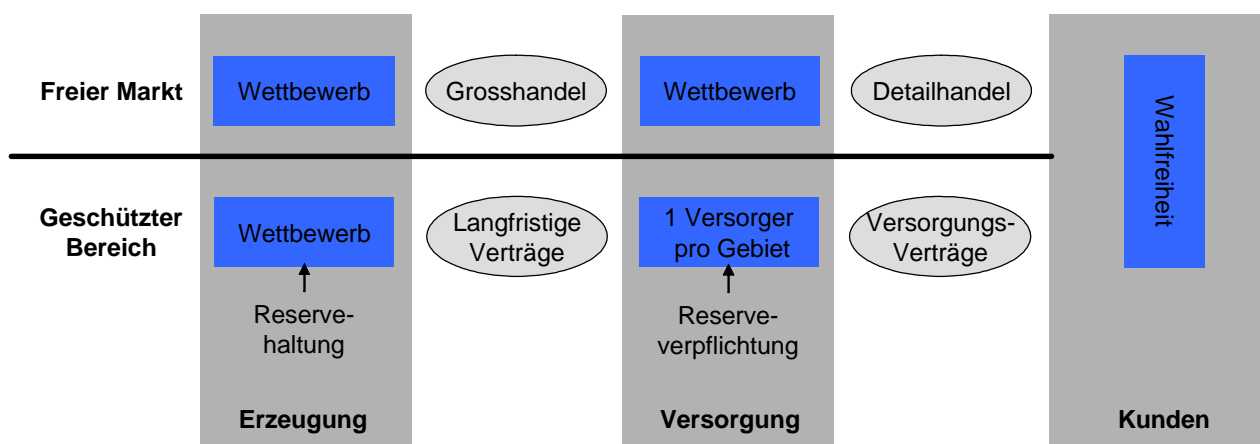


Abbildung 3: Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich

Im Gegensatz zum Modell der vollständigen Marktöffnung wird somit die Sicherung der Stromversorgung nicht über einen Markt für Reservekapazitäten organisiert. Vielmehr werden den Versorgern im geschützten Bereich Vorgaben bezüglich Reserven, die sie halten sollen (bzw. einkaufen müssen), gemacht.

Neben der Möglichkeit, dass grundsätzlich alle Endkonsumenten ihren Versorger frei wählen können, kann die Wahlfreiheit der Endkonsumenten auch an bestimmte Kriterien geknüpft werden. So wäre es denkbar, dass

- alle Verbraucher, die bereit sind, auf eigene Kosten einen Zähler mit stündlicher Verbrauchsmessung zu installieren, den Anbieter frei wählen dürfen,
- alle Verbraucher, die eine Wechselgebühr (exit fee) bezahlen, den Anbieter wechseln dürfen,
- alle Verbraucher unter Einhaltung einer längeren Kündigungsfrist ihren Anbieter wechseln können,

- alle Verbraucher, die den geschützten Bereich verlassen haben, nicht mehr (oder erst nach einer Wartefrist) zurückkehren dürfen,
- alle Verbraucher ohne Beschränkung ihren Anbieter wechseln können.

2.4 Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich

Beim Modell der Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich (vgl. Abbildung 4) wird ebenfalls neben dem freien Markt ein geschützter Bereich eingeführt. Im Gegensatz zum vorgängig diskutierten Modell wird jedoch den Endkunden die Wahl zwischen einem Versorger aus dem freien Markt und dem geschützten Bereich nicht überlassen. Vielmehr werden bestimmte Abgrenzungskriterien bestimmt, welche zwischen freien und gefangenen Kunden unterscheiden.

Mögliche Abgrenzungskriterien sind beispielsweise:

- Alle Grossverbraucher, die einen minimalen Jahresverbrauch erreichen, können aus dem freien Markt die Versorger auswählen.
- Alle Grossverbraucher, die auf einer höheren Netzebene (z.B. Hochspannung) angeschlossen sind, können aus dem freien Markt die Versorger auswählen.
- Alle kommerziellen Verbraucher können aus dem freien Markt die Versorger auswählen, während Haushaltskunden im geschützten Bereich verbleiben müssen.

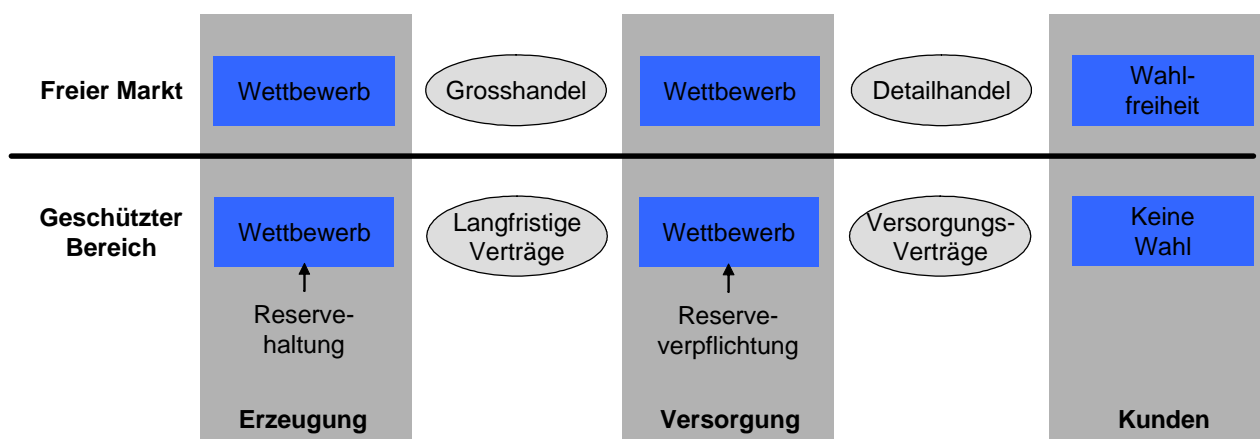


Abbildung 4: Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich

Im freien Markt stehen den Endkunden analog der vollständigen Marktöffnung sowohl auf dem Detailhandel als auch auf dem Grosshandel alle möglichen Vertragsmöglichkeiten offen. Im geschützten Bereich dagegen wird vollständig auf Wettbewerb verzichtet. Kunden werden ausgehend von bestimmten Kriterien entweder dem freien Markt oder dem geschützten Bereich zugeteilt. Den gefangenen Kunden wird dabei ein Versorgungsunternehmen zugeteilt. Zwischen den Versorgungsunternehmen wird kein Wettbewerb eingeführt. Das pro Gebiet bestimmte monopolistische Versorgungsunternehmen muss seinen Kunden im Rahmen der Versorgungssicherheit ein staatlich reguliertes Stromangebot unterbreiten (default service). Auch in diesem Modell sind die monopolistischen Versorger verpflichtet, einen Nachweis darüber zu erbringen, dass sie über ausreichende langfristige Beschaffungsverträge mit Erzeugern oder eigene Erzeugung verfügen, um die Versorgung der Kunden (inkl. der geforderten Reserven) garantieren zu können.

In der folgenden Box werden die wichtigsten Elemente und Erfahrungen mit der Teilmarktöffnung in Oregon zusammengefasst.²

Exkurs: Teilmarktöffnung in Oregon

Da die Strompreise in Oregon aufgrund der Verfügbarkeit günstiger Wasserkraft niedrig waren³ und man nur von sehr geringen Einsparungen ausging, wurde der Strommarkt in Oregon per 1. März 2002 nur für gewerbliche Kunden geöffnet, während die Haushaltskunden Strom weiterhin bei ihrem angestammten Stromversorger beziehen müssen. Dabei handelt es sich um Portland General Electric (PGE) und Pacific Power & Light (PP&L), welche gemeinsam die rund 1.2 Mio. Kunden in Oregon mit Strom versorgen. Die beiden Versorger dürfen ihre Kraftwerke nicht verkaufen. Sie dürfen langfristige Verträge abschliessen, um die Kunden vor Schwankungen des Spotmarktes zu schützen.

Die beiden Versorger wurden verpflichtet, ihren **Haushaltskunden** verschiedene Angebote zu unterbreiten, zwischen denen sie sich entscheiden können. Diese Angebote können nur mit Zustimmung der Oregon Public Utility Commission (PUC) geändert werden. Gegenwärtig sind die folgenden Angebote verfügbar:

² Das Oregon-Modell wird gegenwärtig in der Schweiz diskutiert. Allerdings stellt sich die Frage der Vergleichbarkeit, da in Oregon zwei Unternehmen als Versorger tätig sind (in der Schweiz rund 900) und da das Preisniveau in Oregon vor der Liberalisierung im Vergleich zu den Nachbarstaaten unterdurchschnittlich war, während die Strompreise in der Schweiz im europäischen Vergleich überdurchschnittlich sind.

³ Im Jahr 1999 betragen die Durchschnittspreise pro kWh (Energie und Netz) 7.65 Rp. für Haushaltskunden, 6.57 Rp. für Gewerbekunden und 4.72 Rp. für Industriekunden (Quelle: Energy Information Administration (EIA), http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/st_profiles/oregon/or.html [16.10.2003]); Umgerechnet zum Wechselkurs von 1 USD = 1.33 CHF.

- Drei Angebote mit erneuerbaren Energien: Fixer Preiszuschlag von 3.5 USD zum Kauf von 100 kWh-Tranchen (bis September 2003 von ca. 10'500 Kunden gewählt), variabler Preiszuschlag von 0.8 US-Cents pro kWh (ca. 23'500 Kunden) und ein variabler Preiszuschlag von 0.99 US-Cents, der für Massnahmen zur Verbesserung der Fisch-Lebensräume eingesetzt wird (ca. 8'000 Kunden).
- Tageszeitlich differenzierter Preis (time-of-use) mit drei Preiszeiten (ca. 3'500 Kunden).
- Monatlich differenzierter Preis, wobei die Preise für die folgenden zwölf Monate vor Vertragsabschluss bekannt sind (ca. 1'100 Kunden).

Über 96% der Kunden haben bisher keines dieser neuen Angebote gewählt und sich somit für das bisherige Standardangebot (basic service) entschieden.

Als Verbesserungsvorschläge zum Oregon-Programm werden von National Council on Electricity Policy (2003: 37) die folgenden Punkte genannt: (a) Reduktion der Anzahl angebotener Produkte, (b) Gründung eines Komitees, welches das Programm beobachtet und das Empfehlungen abgeben kann, (c) Einführung von Wettbewerb beim Angebot der „Grundversorgungspakete“, (d) permanente Überwachung und Evaluation des Programms und (e) Einführung eines Angebots mit erneuerbaren Energien, das jedoch geringere Preisschwankungen bei einem etwas höheren Preis aufweist.

Der Gesetzgeber wird zu einem späteren Zeitpunkt darüber entscheiden, ob die Haushaltskunden Marktzugang erhalten sollen. Ein erster Bericht der PUC vom Dezember 2002 hält fest, dass Haushaltskunden zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht davon profitieren würden, ihren Anbieter frei wählen zu können.

Alle **Nicht-Haushalts-Kunden** haben seit dem 1. März 2002 die Möglichkeit, einen anderen Stromlieferanten zu wählen (direct access); kein Verbraucher wird jedoch gezwungen, sich am Markt zu versorgen. Grossverbraucher (über 30 kW) haben die Wahl zwischen einem kostenbasiert regulierten Angebot (cost-of-service rate option) ihres bisherigen Versorgers (mindestens bis 1. Juli 2003) oder können sich von einem unabhängigen Anbieter beliefern lassen. Diese werden von der PUC zertifiziert,⁴ können die Belieferung von Kunden jedoch ablehnen. Kleinere Nicht-Haushalts-Kunden (unter 30 kW) können sich ebenfalls für den freien Markt entscheiden oder aber ein Angebot aus dem Portfolio, das den Haushaltskunden angeboten wird, auswählen (inkl. reguliertes Grundangebot).

⁴ Gegenwärtig sind sieben unabhängige Anbieter zertifiziert, zwei Anbieter zogen sich vom Markt zurück, ein Gesuch um Anerkennung ist hängig, zwei Gesuche wurden zurückgezogen und ein Gesuch wurde abgelehnt.

Kunden, die sich für einen anderen Anbieter entschieden haben, können wieder zum angestammten Versorger zurückkehren. Dieser hat eine Versorgungspflicht und muss zudem ein Notversorgungs-Angebot (default emergency rate option) anbieten, das zum Einsatz kommt, wenn ein Anbieter im freien Markt seinen Lieferverpflichtungen nicht nachkommt.

Von den Nicht-Haushalts-Kunden von PGE haben sich – bezogen auf die Last - bisher 96% für das regulierte Angebot (cost-of-service), 4% für Markt-Optionen und 0% für den freien Marktzugang (direct access) entschieden. Bei PP&L haben sich nur 0.3% der Kunden für die Markt-Option entschieden, alle übrigen Nicht-Haushaltskunden wählen das regulierte Angebot (Stand September 2003).

Eine Besonderheit des Systems in Oregon besteht darin, dass Verbraucher, die sich im freien Markt versorgen, ihren Anspruch auf die günstigen Erzeugungskapazitäten der beiden traditionellen Versorger nicht verlieren. Jeder Verbraucher hat – unabhängig davon, ob er den Anbieter gewechselt hat oder nicht – einen Anspruch auf eine Preisvergünstigung (rate credit). Deren Wert wird von der PUC jährlich ermittelt als Differenz zwischen den Gestehungskosten der beiden Versorger und den Kosten der Nachfrage bewertet zu Marktpreisen.

2.6 Zusammenfassung

Bei der Einrichtung eines Strommarktes sind drei Fragen zu beantworten, die je nach Wahl der Antwort zu unterschiedlichen Modellen der Marktöffnung führen. In der vorliegenden Untersuchung werden dabei vier Modelle betrachtet. Konkret handelt es sich um

- das Modell der vollständigen Marktöffnung
- das Modell der Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich
- das Modell der Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich
- die Teilmarktöffnung

Die Unterschiede der einzelnen Modelle ergeben sich aufgrund der Antworten auf die drei Fragen

1. Welche Endkonsumenten können ihren Versorger frei wählen?
2. Wie wird die (Grund-)Versorgung organisiert?
3. Wie kann die Versorgungssicherheit in den jeweiligen Modellen garantiert werden?

Welche Endkonsumenten können ihren Versorger frei wählen?

Sowohl beim Modell der vollständigen Marktöffnung als auch beim Modell der Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich können alle Endkonsumenten ihren Versorger

frei wählen. Bei den Modellen Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich und Teilmarktöffnung dagegen werden die Endkonsumenten nach bestimmten Kriterien in freie und gefangene Kunden unterteilt.

Wie wird die (Grund-)Versorgung organisiert?

Im Modell der vollständigen Marktöffnung wird nicht zwischen verschiedenen Versorgungsunternehmen unterschieden. Vielmehr stehen alle Versorgungsunternehmen zu einander in Wettbewerb. Wettbewerb zwischen den Versorgungsunternehmen herrscht auch im Modell der Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich. Dabei sind aber zwei „Arten“ von Versorgungsunternehmen zu unterscheiden. Versorgungsunternehmen, die Kunden im freien Markt bedienen und Versorgungsunternehmen, die Kunden im geschützten Bereich bedienen. Letztere haben bezüglich der Versorgungspflicht klar definierte staatliche Vorgaben. In den Modellen einer Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich und einer Teilmarktöffnung dagegen sind im geschützten Bereich jeweils ein definierter Versorger pro Versorgungsgebiet vorgesehen. Wettbewerb zwischen diesen Versorgungsunternehmen ist nicht möglich.

Wie kann die Versorgungssicherheit in den jeweiligen Modellen garantiert werden?

Die Versorgungssicherheit wird im Modell der vollständigen Marktöffnung durch die Einführung eines Marktes für Reservekapazitäten garantiert, wogegen in den übrigen Modellen die Versorgungssicherheit über langfristige Verträge gesichert wird. In diesen Fällen ist jedoch die Einhaltung dieser Verträge zu überprüfen.

In der Tabelle 2 sind die wesentlichen Unterschiede der in dieser Untersuchung betrachteten Modelle abgetragen.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Modellbeschreibung

	Vollständige Marktöffnung	Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich	Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich	Teilmarktöffnung
Wahlmöglichkeiten der Endkonsumenten	Alle	Alle	Alle (jedoch eingeschränkte Wahl für Kunden im geschützten Bereich)	Nur Konsumenten im freien Markt
Wettbewerb zwischen Versorgungsunternehmen	Ja	1 Versorger pro Gebiet im geschützten Bereich	Ja	1 Versorger pro Gebiet im geschützten Bereich
Versorgungssicherung	Durch Ausschreibung von langfristigen Reservekapazitäten	Langfristiger Versorgungsvertrag mit Kontrolle	Langfristiger Versorgungsvertrag mit Kontrolle	Langfristiger Versorgungsvertrag mit Kontrolle

3 Versorgungssicherheit

3.1 Dimensionen der Versorgungssicherheit

Im Hinblick auf die politische Akzeptanz der verschiedenen Modelle stellt sich die Frage, ob und wie in den einzelnen Modellen ein hohes Mass an Versorgungssicherheit garantiert werden kann. In diesem Abschnitt wird deshalb das Thema Versorgungssicherheit vertieft. Die Diskussionen im Rahmen der Vorbereitungsarbeiten zur neuen Elektrizitätswirtschaftsordnung in der Schweiz konzentrieren sich auf drei Aspekte der Versorgungssicherheit:

- **Ausreichende Stromversorgung:** Damit eine ausreichende Stromversorgung gewährleistet ist, müssen gewisse Erzeugungskapazitäten als langfristige Reserven bereitstehen, die zum Einsatz kommen, wenn eine Knappheitssituation eintritt.⁵
- **Angemessene Preise:** Die Preise, welche die Verbraucher für Elektrizität zu bezahlen haben, sollten weder durch die Abschöpfung von Monopolrenten noch aufgrund von Ineffizienzen bei der Leistungserbringung erhöht sein.
- **Stabile Preise:** Die (Klein-) Verbraucher sollten vor dem Risiko von starken Preisschwankungen geschützt sein.

In den Abschnitten 3.2 und 3.3 wird die Sicherstellung der ausreichenden Stromversorgung weiter untersucht. Die angemessenen und stabilen Preise sind weniger problematisch und werden im Rahmen der Beurteilung der Modelle in Abschnitt 4 behandelt.

3.2 Bedenken bezüglich ausreichender Stromversorgung

Bei der Versorgungssicherheit wird insbesondere die Frage diskutiert, ob ein freier Markt in der Lage ist, eine **ausreichende Stromversorgung** (insbesondere genügende Kraftwerkskapazitäten) zur Verfügung zu stellen. In einem deregulierten Elektrizitätsmarkt werden Investitionen in Kraftwerkskapazitäten getätigt, wenn der Investor davon ausgeht, dass er über die Nutzungsdauer der Anlage eine genügende Rendite (inklusive Risikoprämie) erwirtschaften kann. Insbesondere Kraftwerke, die als langfristige Reservekapazität geplant sind, werden jedoch nur sehr selten – nämlich bei Knappheitssituationen – zum Einsatz kommen. Deshalb müssen die (erwarteten) Preise in diesen kurzen Knappheitsperioden sehr hoch sein, damit sich eine derartige In-

vestition über die gesamte Nutzungsdauer lohnt. Theoretisch könnte ein derartiger Markt funktionieren. In Realität existieren jedoch gewisse Probleme, die dafür verantwortlich sein können, dass in ungenügendem Ausmass in Reservekapazitäten investiert wird.

- Erstens weist das „Gut“ Versorgungssicherheit die Charakteristiken eines „öffentlichen Gutes“ auf. Ein öffentliches Gut ist gegeben, wenn ein Konsument nicht vom Konsum eines Gutes ausgeschlossen werden kann. Insbesondere für Kleinverbraucher gilt, dass diese automatisch von einer besseren Versorgungssicherheit profitieren, wenn diese insgesamt vorhanden ist. Der Anreiz der Kleinverbraucher, freiwillig für eine bessere Versorgungssicherheit zu bezahlen, ist deshalb reduziert. Aufgrund dieses Trittbrettfahrer-Problems kann nicht erwartet werden, dass die Stromverbraucher freiwillig bereit sind, in genügendem Ausmass für eine angemessene Versorgungssicherheit zu bezahlen.
- Zweitens besteht die Gefahr, dass die extrem hohen Preise, die am Markt während der kurzen Knappheitssituationen notwendig sind, damit Investitionen in Reservekapazitäten sich lohnen, durch Eingriffe von Regulierungsbehörden verhindert werden. Dies ist z.B. der Fall, wenn Preisobergrenzen (price-caps) für den Spotmarkt eingeführt werden. In diesem Fall sind die (erwarteten) Erlöse aus den begrenzten Preisen zu gering, als dass es sich für die Investoren lohnen würde, Reservekapazitäten zu bauen.
- Drittens stellt sich die Frage, ob die Kapitalmärkte in Realität so „perfekt“ sind, dass Kapitalgeber bereit sind, in Reservekapazitäten zu investieren, wenn das Risiko besteht, dass diese während ihrer gesamten erwarteten Nutzungsdauer keinen Ertrag einbringen. Falls die Temperatur- und Witterungssituation während mehrerer Jahren günstig ist und keine Knappheitssituationen auftreten, kommen langfristige Reservekapazitäten während dieser Zeit überhaupt nie zum Einsatz. Der Investor trägt dann zwar die gesamten Investitionskosten und die Kosten der Betriebsbereitschaft, ohne dass er einen Ertrag erwirtschaftet. Es ist denkbar, dass kein Investor bereit ist, ein derartiges Risiko einzugehen.
- Schliesslich können sich Probleme aus der relativ langen Dauer, die für die Planung, die Bewilligung und den Bau neuer Kraftwerke benötigt wird, ergeben. Selbst wenn die Marktpreise anzeigen, dass sich Investitionen in Kraftwerkskapazitäten lohnen, dauert es vom Investitionsentscheid in der Regel mehrere Jahre, bis Kraftwerke ans Netz gehen können. Diese Verzögerungen stellen eine weitere mögliche Ursache für ungenügende Reservekapazitäten dar. Besonders problematisch sind in diesem Bereich die Bewilligungsverfahren.

⁵ Auf die Notwendigkeit genügender Investitionen in die Übertragungs- und Verteilnetze zur Gewährleistung einer ausreichenden Elektrizitätsversorgung wird hier nicht weiter eingegangen.

ren. Damit Investition in Kraftwerkskapazitäten zeitgerecht realisiert werden können, müssen die Bewilligungsverfahren so kurz wie möglich sein.⁶

Diesen Bedenken ist bei der Ausgestaltung eines Marktöffnungsmodells Rechnung zu tragen. Im folgenden Abschnitt werden Überlegungen dazu angestellt, welche Massnahmen zu ergreifen sind, um in den verschiedenen Modellen eine ausreichende Stromversorgung zu gewährleisten.

3.3 Gewährleistung einer ausreichende Stromversorgung

Vollständige Marktöffnung

Um den oben genannten Problemen zu begegnen, müssen bei einer vollständigen Marktöffnung entsprechende Massnahmen ergriffen werden. Konkret müssen Kraftwerksbetreiber, die Kraftwerke in Reserve halten, dafür entschädigt werden. Die Vorhaltung langfristiger Reservekapazitäten kann durch Ausschreibung der entsprechenden Reserveanforderungen für das gesamte Land, oder durch einen Markt für langfristige Reservekapazitäten sichergestellt werden. Um das Öffentliche-Gut-Problem zu umgehen, ist es notwendig, dass Vorgaben bezüglich der notwendigen Reservehaltung gemacht werden. Konkret ist die Vorgabe zur Reservehaltung bezogen auf die für die zukünftig erwartete Entwicklung der Lastspitze zu definieren (vgl. Abbildung 6).

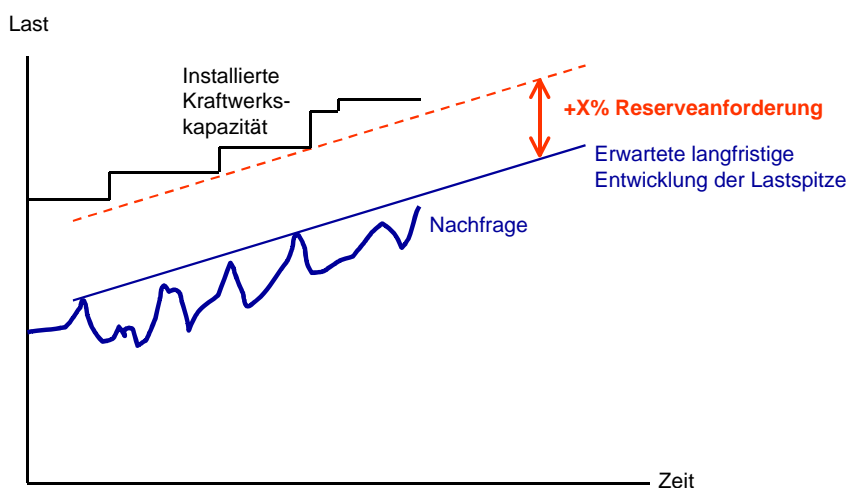


Abbildung 6 Mechanismus zur Definition der Reserveanforderung

⁶ Dieselbe Problematik besteht bei Investitionen in Übertragungsleitungen, die ebenfalls einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Bei einer Ausschreibung können sich Investoren beispielsweise um die geforderten Reservekapazitäten bewerben. Die günstigsten Angebote werden berücksichtigt und erhalten einen Vertrag als Anbieter von langfristiger Reservekapazität. Finanziert werden diese Reservekapazitäten durch eine Abgabe, die von allen Verbrauchern bezahlt werden muss (z.B. als Zuschlag zu den Netzpreisen). Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass alle Stromverbraucher die Reservekapazitäten finanzieren, da auch alle in gleichem Ausmass von der gesteigerten Versorgungssicherheit profitieren.

Exkurs: Anreize für Kraftwerkskapazitäten in Neuseeland

Der neuseeländische Elektrizitätsmarkt wird von Experten als hochentwickelt und effizient angesehen. Obwohl die Preissignale aus dem Spotmarkt in der Vergangenheit genügend Kraftwerksinvestitionen hervorgebracht haben, plant die neuseeländische Regierung gegenwärtig die Einführung eines Systems mit Ausschreibungen für Reservekapazitäten. Da der Kraftwerkspark in Neuseeland hauptsächlich aus Wasserkraftwerken besteht, hängen die Erzeugungsmöglichkeiten von den Niederschlägen ab. Die Regierung geht davon aus, dass die bestehenden Kraftwerkskapazitäten in extrem trockenen Jahren, die in unregelmässigen Abständen auftreten, nicht ausreichen, um die Nachfrage zu befriedigen, bzw. dass mit einer extrem hohen Preisvolatilität am Strommarkt zu rechnen wäre. Deshalb wird die Einführung eines Reserve-Mechanismus für trockene Jahre (dry year reserve scheme) geplant. Ziel dieses Mechanismus ist es, so viel Reservekapazität zu schaffen, dass die Niederschlagssituation höchstens einmal alle 60 Jahre zu Knappheiten führen würde.

Konkret plant die Regierung die Schaffung einer siebenköpfigen Elektrizitäts-Kommission, deren Aufgabe es ist, Ausschreibungen für neue (oder existierende) Erzeugungskapazitäten durchzuführen, die in trockenen Jahren zum Einsatz kommen sollen. In der übrigen Zeit sind diese Kapazitäten stillgelegt. Die Kommission übernimmt alle Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten der Kapazitäten, mit denen sie einen Vertrag abschliesst. Gleichzeitig erhält sie – sobald die Kapazitäten zum Einsatz kommen – die Erträge aus dem Verkauf der Elektrizität am Spotmarkt. Die Finanzierung der Reservekapazitäten soll durch eine Abgabe auf den Strompreis sichergestellt werden, die von allen Verbrauchern bezahlt werden muss.

Teilmarktöffnung

Die Versorgungssicherheit (im geschützten Bereich) wird bei einer Teilmarktöffnung dadurch angestrebt, dass die Versorger, die in einer bestimmten Region als Monopolist tätig sind, einen Ver-

sorgungsvertrag anbieten müssen, der einer staatlichen Regulierung unterliegt. Insbesondere ist in diesem Vertrag festgehalten,

- welche Reserven (mengenmässig und bezüglich Fristigkeit) zusätzlich zum erwarteten Absatzvolumen im geschützten Bereich zu halten sind,
- wie die „angemessenen“ Preise zu ermitteln sind und
- gemäss welchen Regeln die Preise angepasst werden dürfen.

Die langfristigen Reservekapazitäten können durch den Bau und die Reservehaltung eigener Kraftwerke oder durch den Abschluss entsprechender langfristiger Verträge gehalten werden. Finanziert werden die Kapazitätsreserven durch einen Aufschlag auf den Strompreis der gefangenen Kunden.

Diese Art der Reservehaltung deckt jedoch lediglich die Kunden ab, die keinen Marktzugang haben. Die Frage, wie es um die Versorgungssicherheit der Kunden im freien Markt bestellt ist, bleibt offen. Diese Konzentration auf einen „geschützten Bereich“ scheint in Anbetracht der Tatsache, dass die Elektrizitätsversorgung ein einziges integriertes System ist – unabhängig davon ob Verbraucher als „geschützt“ oder „frei“ bezeichnet werden – problematisch. Eine Knappheitssituation im freien Markt wird deshalb auch die Kunden im vermeintlich geschützten Bereich tangieren.⁷ Falls die Vorgaben bezüglich Reservehaltung sich auf den geschützten Bereich beschränken besteht die damit erzielte Versorgungssicherheit nur teilweise. Dieses Problem könnte gelöst werden, indem der geschützte Bereich genügende Reserven zur Verfügung stellt, damit auch Knappheitssituationen im freien Markt aufgefangen werden können. Dies bedeutet allerdings, dass die gefangenen Kunden gezwungen werden, die Versorgungssicherheit auch für die freien Kunden zu bezahlen. Dies dürfte dazu führen, dass viele gefangene Kunden versuchen werden, durch Umgehungen in den freien Markt auszuweichen. Die Belastung der verbleibenden gefangenen Kunden steigt dadurch weiter an, wodurch die Instabilität des Systems weiter verstärkt wird. Zusammenfassend muss deshalb der Schluss gezogen werden, dass eine Trennung der Elektrizitätsversorgung in einen geschützten Bereich und einen freien Markt – aufgrund der Interdependenzen zwischen den beiden Systemen und des inhärenten Drucks, den hohen Prei-

⁷ Falls den Kraftwerken, die als Reservekapazitäten im geschützten Bereich unter Vertrag stehen, beispielsweise erlaubt wird, ihren Strom in den freien Markt zu verkaufen solange im geschützten Bereich keine Knappheit besteht, kann dies negative Auswirkungen auf die Kapazitäten im freien Markt haben. Die Investitionsanreize im freien Markt werden infolge des ständigen (Über-) Angebots aus dem geschützten Bereich, der die Spotpreise tendenziell reduziert, vermindert. Somit könnten die Reservevorgaben im geschützten Bereich sogar ursächlich verantwortlich sein für geringere Reserven im freien Markt.

sen im geschützten Bereich zu entfliehen – nicht geeignet ist, die Versorgungssicherheit der geschützten Kunden nachhaltig sicherzustellen.

„Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich“ und „Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich“

Bei den beiden Modellen „Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich“ und „Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich“, die bezüglich Versorgungssicherheit, ebenfalls auf einer Trennung eines geschützten Bereichs vom freien Markt beruhen, ergeben sich grundsätzlich dieselben Probleme wie bei einer Teilmarktöffnung. Auch hier bestehen dieselben Interdependenzen zwischen den beiden Bereichen. Das Problem der Instabilität des Systems wird dadurch verstärkt, dass die Versorger im Geschützten Bereich über keine feste Kundenbasis verfügen. Im einen Modell können die Kunden zu anderen Versorgern im geschützten Bereich wechseln, im anderen Modell können sie gar in den freien Markt anwandern. Somit dürfte es in diesen beiden Modellen umso schwieriger sein, die Kunden im geschützten Bereich dazu zu bewegen, einen Beitrag an die Versorgungssicherheit zu leisten, da diese – wie bereits erläutert – den Charakter eines öffentlichen Gutes aufweist.

Wie im Modell der Teilmarktöffnung werden die Anbieter im geschützten Bereich verpflichtet, gewisse Reservekapazitäten zu halten. Zur Bindung dieser Kapazitäten müssen die Versorger im geschützten Bereich langfristige Verträge mit den Erzeugern abschließen. Da die Kunden im geschützten Bereich in den beiden hier diskutierten Modellen ihren Anbieter wechseln können, besteht die Gefahr, dass sich die Verträge oder Kraftwerke der Versorger sich als „gestrandete Investitionen“ erweisen, sobald sich den Kunden attraktivere Versorgungsalternativen anbieten. Um dieses Risiko zu reduzieren, sind im geschützten Bereich lange Kündigungsfristen für geschützte Kunden notwendig. Dadurch reduziert sich das Risiko von gestrandeten Investitionen.

Auch bei den beiden Modellen mit einem geschützten Bereich zeigt sich, dass die Trennung des Sektors in einen geschützten Bereich und einen freien Markt – aufgrund der Interdependenzen zwischen den beiden Systemen und des inhärenten Drucks, den hohen Preisen im geschützten Bereich zu entfliehen – nicht geeignet ist, die Versorgungssicherheit der geschützten Kunden nachhaltig sicherzustellen.

4 Beurteilung der Modelle

Im Folgenden sollen die im Kapitel 2 beschriebenen Modelle hinsichtlich verschiedener Kriterien beurteilt werden. Diese Kriterien werden in Abschnitt 4.1 erläutert, bevor anschliessend die einzelnen Modelle diskutiert werden.

4.1 Beurteilungskriterien

Zur Beurteilung der untersuchten Marktöffnungsmodelle dienen die folgenden Kriterien:

- **Stabilität:** Ein Marktmodell sollte in dem Sinne stabil sein, dass es nicht modellinhärente Kräfte gibt, durch welche wesentliche Modellelemente in Frage gestellt werden.
- **Quersubventionierungen:** Ein Marktmodell sollte es den Unternehmen nicht ermöglichen, gewisse Kundengruppen direkt oder via Wettbewerbsverzerrungen in angrenzenden Märkten systematisch zu benachteiligen.
- **Versorgungssicherheit:** Ein Marktmodell sollte derart konzipiert sein, dass eine ausreichende Versorgungssicherheit erreicht wird. Als Elemente der Versorgungssicherheit werden hier die ausreichende Versorgung mit Strom, die Angemessenheit der Preise sowie die Stabilität der Preise behandelt.
- **Volkswirtschaftliche Effizienz:** Ein Marktmodell sollte die Effizienz des Sektors in verschiedenen Dimensionen sowie in statischer und dynamischer (Innovationen) Hinsicht gewährleisten. Hier werden die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes, die Effizienz des Energieverbrauchs und die Effizienz der Marktstruktur untersucht.
- **Regulierungsbedarf:** Schliesslich sind – bei sonst gleichen Ergebnissen – Marktmodelle zu bevorzugen, die ihre Ziele mit weniger Regulierungsaufwand erreichen.

4.2 Vollständige Marktöffnung

Stabilität und Quersubventionierung

Sowohl bezüglich Stabilität als auch bezüglich Quersubventionen ergeben sich bei einer vollständigen Marktöffnung keine Probleme. Die Stabilität wird dadurch gewährleistet, dass alle Verbraucher die gleichen Wahlmöglichkeiten haben. Es gibt somit keine Verbraucher, welche Zugang zum Markt nur dadurch erhalten, dass sie Vorgaben des Marktmodells umgehen. Quersubventionierungen zwischen verschiedenen Kundengruppen sind ebenfalls nicht möglich, da Kunden,

welche von einem Versorger zu Unrecht mit Kosten belastet werden, jederzeit zu einem anderen Anbieter wechseln können. Die disziplinierende Kraft des Wettbewerbs kann hier ihre Wirkung entfalten.

Versorgungssicherheit

Wie bereits im Abschnitt 3.3 erläutert wurde, lässt sich in einem Modell mit vollständiger Marktöffnung ein höheres Mass an Versorgungssicherheit (insbesondere bezüglich der langfristigen Kraftwerksreservekapazitäten) erreichen, indem Kraftwerke, welche langfristige Reserven halten, dafür entschädigt werden. Dies kann durch einen Markt für langfristige Reservekapazitäten oder durch die Ausschreibung von Verträgen für neue (oder existierende) Reservekapazitäten erfolgen. Somit kann das Ziel einer **ausreichende Stromversorgung** in einer vollständigen Marktöffnung erreicht werden, indem entsprechende Instrumente (Märkte oder Ausschreibungen für langfristige Reservekapazitäten) durchgeführt werden.

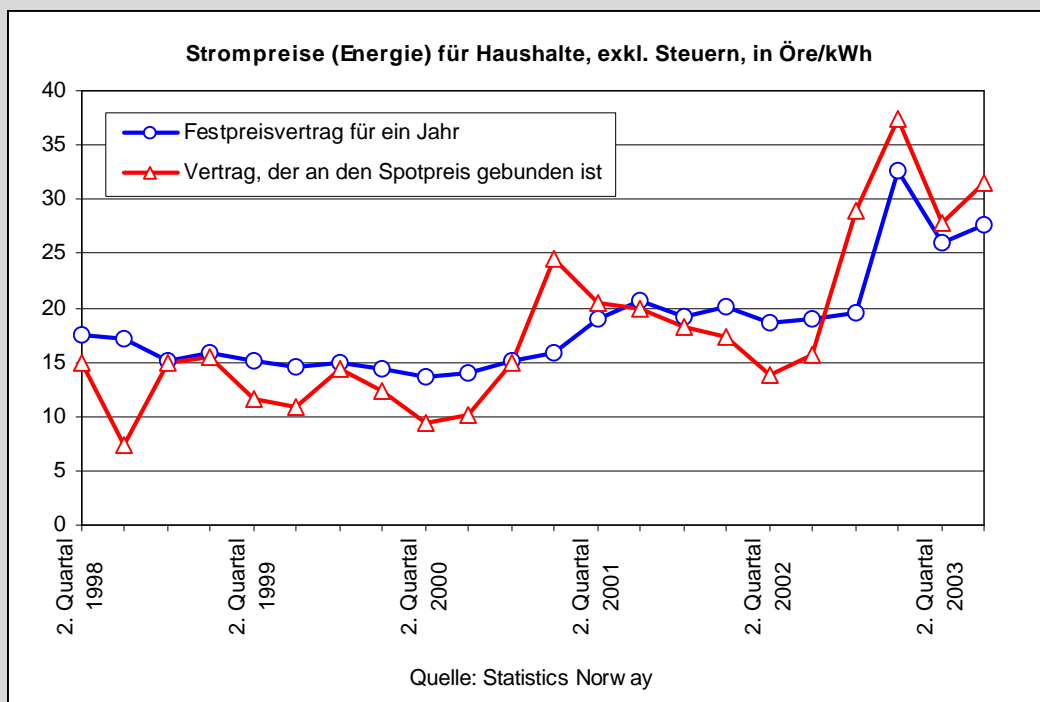
Ausserdem werden bei einer vollständigen Marktöffnung alle Verbraucher von **angemessenen Preisen** profitieren können. Bei genügender Wettbewerbsintensität bei Stromerzeugung und -verkauf, können es sich die Anbieter nicht leisten, überhöhte Preise zu setzen, ohne dadurch einen Teil ihrer Kundschaft zu verlieren. Eine Überprüfung der Wettbewerbssituation kann ex-post im Rahmen der allgemeinen Wettbewerbsgesetzgebung erfolgen.

Durch die Vielfalt der Stromlieferverträge, die in einem vollständig geöffneten Markt angeboten wird, kann sich jeder Verbraucher für einen Vertrag entscheiden, der seinen Risikopräferenzen entspricht. Verbraucher, welche bereit sind, das Risiko von Preisschwankungen zu tragen, können beispielsweise Verträge abschliessen, die an den Spotmarkt gebunden sind. Andererseits können Verbraucher sich gegen Preisschwankungen absichern, indem sie Verträge abschliessen, deren Preis während einer längeren Vertragsdauer konstant bleibt. Der Preis in einem Vertrag mit **stabilen Preisen** wird im Durchschnitt langfristig leicht über dem Preis eines Vertrags mit variablem Preis liegen, da der Stromlieferant das Risiko von Preisänderungen trägt.

Somit lassen sich alle Dimensionen der Versorgungssicherheit (ausreichende Stromversorgung sowie angemessene und stabile Preise) in einem vollständig geöffneten Markt erreichen.

Exkurs: Festpreise in einem vollständig geöffneten Markt

Der Strommarkt in Norwegen ist seit 1992 vollständig geöffnet, d.h. auch Haushaltskunden können ihren Stromlieferanten frei wählen. Die Kunden können heute zwischen verschiedenen Verträgen wählen. Gewisse Verträge orientieren sich direkt am Spotmarkt-Preis, daneben gibt es aber auch Festpreis-Verträge mit längeren Laufzeiten. In der folgenden Abbildung ist die Preisentwicklung für zwei Stromlieferverträge für Haushaltskunden – ein Festpreisvertrag für ein Jahr und ein Vertrag, der an den Spotpreis gebunden ist – dargestellt.



Die Abbildung zeigt, dass die Preise für den Spotpreisvertrag stärker schwanken als die Preise für den Festpreisvertrag. Allerdings wird auch der Festpreisvertrag durch stärkere Preisausschläge am Spotmarkt (z.B. im 1. Quartal 2003) beeinflusst. Im Durchschnitt über die betrachtete Periode (2. Quartal 1998 bis 3. Quartal 2003) ist der Festpreisvertrag 3.5% teurer als der Spotpreisvertrag.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Eine vollständige Marktöffnung schneidet auch bezüglich der Effizienzbeurteilung positiv ab. Da der Kraftwerkseinsatz über den gesamten Markt (und nicht über separierte Teilbereiche) optimiert wird, kann bei einer vollständigen Marktöffnung eine hohe **Effizienz des Kraftwerkseinsatzes**

erreicht werden. Unter Wettbewerbsbedingungen erfolgt der Kraftwerkseinsatz zu minimalen Gesamtkosten (merit order).

Bei vollständiger Marktöffnung sind zudem alle Verbraucher grundsätzlich mit denselben Preisen konfrontiert, was eine Voraussetzung für **Effizienz beim Stromverbrauch** ist. Je knapper Strom ist, desto höher ist der Strompreis und desto mehr lohnt es sich für alle Verbraucher, Strom zu sparen. Jeder Verbraucher kann – ausgehend von individuellen Kosten-Nutzen-Überlegungen – seinen Verbrauch anpassen. Bei einer vollständigen Marktöffnung lassen sich auf diese Weise beträchtliche Reduktionen der Stromnachfrage erreichen, ohne dass es zu Stromausfällen kommt.

Exkurs: Nachfragereaktionen bei der Stromknappheit in Skandinavien

Die Situation in Skandinavien im Winter 2002/2003 kann als Beispiel dafür dienen, wie ein vollständig geöffneter Markt eine Knappheitssituation meistern kann. Nachdem Skandinavien im Jahr 2002 den trockensten Sommer und Herbst seit 50 Jahren erlebt hat, stieg zum Jahresende die Nachfrage für Strom zum Heizen infolge der kalten Temperaturen. Dies hatte einen starken Anstieg der Preise am Nord Pool, der skandinavischen Strombörse von zwischen 20 und 30 EUR pro MWh auf bis zu 100 EUR pro MWh (Wochendurchschnitt) zur Folge. Da sich viele Verbraucher für Lieferverträge entschieden hatten, die sich am Spotpreis orientieren, schlug der Anstieg auch auf die Endverbraucherpreise durch. Auf diesen Preisanstieg reagierten die Nachfrager zwischen Dezember und Februar mit einem (temperaturbereinigten) Nachfragerückgang von ca. 3% bzw. 1600 MW im Vergleich zum Vorjahr.⁸

Zum Nachfragerückgang leisteten neben der energieintensiven Industrie und den Nutzern von Elektroboilern auch die generelle Stromnachfrage einen Beitrag. Temperaturbereinigt ging die Nachfrage zwischen Dezember 2002 und März 2003 im Vergleich zum Vorjahr um 4.5 TWh zurück. Den grössten Beitrag leistete Norwegen (-3.8 TWh), gefolgt von Schweden (-2.4 TWh). Im gleichen Zeitraum nahm die Nachfrage in Finnland (+1.4 TWh) und Dänemark (+0.3 TWh) leicht zu. Auch bezogen auf die Bevölkerung bzw. den Energieverbrauch war der Rückgang in Norwegen am stärksten, was sich u.a. damit erklären lässt, dass Verträge, die an den Spotmarkt gekoppelt sind, in Norwegen besonders verbreitet sind.

⁸ Kuula, T. (2003), Power Market Situation in the Nordic Countries during Winter 2002/03, Moscow, 2.5.2003; <http://www.baltrel.com/Seminars/Moskova100403/PresentKuula0403.pdf> [15.10.2003].

In einem vollständig geöffneten Markt ergibt sich die **Marktstruktur** aufgrund der Produktivitätsvorteile der einzelnen Unternehmen. Effizientere Unternehmen werden erfolgreicher sein und weniger effiziente Unternehmen verdrängen, wodurch sich insgesamt eine effiziente Marktstruktur ergibt.

Regulierungsbedarf

Abgesehen von der Regulierung der Netze, die in allen Marktmodellen in ähnlicher Form zu erfolgen hat – und auf deren Diskussion hier aufgrund der fehlenden Unterschiede verzichtet wird – ergibt sich der (sektorspezifische) Regulierungsbedarf bei einer vollständigen Marktöffnung darin, einen Prozess oder Markt zu institutionalisieren, mit dem ausreichende langfristige Reservekapazitäten sichergestellt werden. Daneben hat die allgemeine Wettbewerbsaufsicht zu überprüfen, dass der Wettbewerb spielt.

Abbildung 7 fasst die mit dem Modell der vollständigen Marktöffnung verbundenen Probleme bzw. der sich daraus ergebende zusätzliche Regulierungsbedarf noch einmal im Kontext der Modellbeschreibung zusammen.

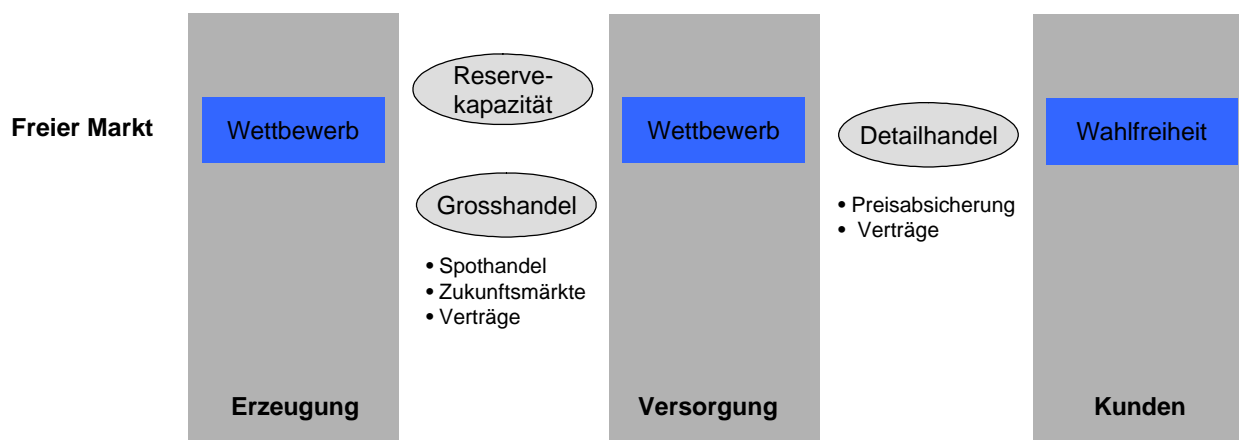


Abbildung 7: Beurteilung des Modells der vollständigen Marktöffnung

4.3 Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich

Stabilität und Quersubventionierung

Bei einem Marktöffnungsmodell, bei dem die Verbraucher die Wahl haben, ob sie ihren Strom am freien Markt (durch kurz- oder langfristige Verträge) oder von einem Versorger, der einen beson-

deren Grundversorgungsvertrag anbietet, einkaufen wollen, hängt die Stabilität des Systems und die Gefahr von Quersubventionierungen davon ab, welche Bedingungen für den Wechsel zwischen dem freien Markt und dem geschützten Bereich erfüllt sein müssen (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3 Stabilität und Quersubventionierung im Modell Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich

Kriterium für Marktzugang	Stabilität	Quersubventionierung
Zähler mit stündlicher Verbrauchsmessung	Stabilität ist gegeben.	Gefahr besteht, da Kosten für gewisse Kunden so hoch sind, dass ein Wechsel nicht in Frage kommt
Wechselgebühr (exit fee)	Stabilität ist gegeben.	Gefahr besteht, da Kosten für gewisse Kunden so hoch sind, dass ein Wechsel nicht in Frage kommt
Kündigungsfrist	Stabilität ist gegeben, wenn die Verträge der Versorger im geschützten Bereich mit den Kraftwerksbetreibern einerseits und den Kunden andererseits dieselbe Laufzeit aufweisen.	Keine Gefahr von Quersubventionierungen.
Rückkehr in geschützten Bereich nicht (oder nach Wartefrist) möglich	Stabilität kann in Situationen mit vergleichsweise sehr niedrigen Preisen im freien Markt in Frage gestellt sein (vgl. unten).	Keine Gefahr von Quersubventionierungen.
Keine Beschränkung	Stabilität ist in Frage gestellt, da die Kunden den geschützten Bereich verlassen können, wenn die Preise im freien Markt stark unter die Preise im geschützten Bereich fallen. In diesem Fall stellen die Reservekapazitäten für die Versorger im geschützten Bereich „gestrandete Investitionen“ dar, die nicht mehr auf die Endverbraucher überwältigt werden können.	Keine Gefahr von Quersubventionierungen.

Wenn die Wechselkosten hoch sind, ist das System zwar relativ stabil, jedoch ist eher mit Quersubventionen zulasten der geschützten Kunden zu rechnen. Ist der Wechsel relativ einfach möglich, sind Quersubventionen nicht mehr möglich. Allerdings ist die Stabilität des Systems in Frage gestellt, sobald die Preise im freien Markt – z.B. infolge von Überkapazitäten – deutlich niedriger sind als im geschützten Bereich. In diesem Fall ist damit zu rechnen, dass ein Teil der Verbraucher den geschützten Bereich verlässt. Dies hat jedoch zur Folge, dass die langfristigen Beschaffungsverträge, welche von den Versorgern abgeschlossen wurden, zu „gestrandeten Investitionen“ werden. Es ist deshalb fraglich, ob sich in einem derartigen System überhaupt Unternehmen finden lassen, die als Anbieter im geschützten Bereich tätig werden wollen.

Eine Lösung, bei der weder die Stabilität noch Quersubventionen ein Problem darstellen, zeichnet sich durch eine Symmetrie der Kündigungsfristen der Verträge aus, welche die Versorger im

geschützten Bereich mit den Erzeugern einerseits und den Verbrauchern andererseits abschliesst. Die Gefahr von „gestrandeten Verträgen“ besteht in diesem Fall nicht; gleichzeitig ist – aufgrund der effektiv bestehenden Wechselmöglichkeiten – lediglich ein geringes Potenzial für Quersubventionen vorhanden.

Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit im geschützten Bereich wird durch die Reservehaltungsvorschriften für Versorger im geschützten Bereich angestrebt. Wie sich diese Vorgaben auf die Versorgungssicherheit im freien Markt bzw. auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems auswirken, hängt von der konkreten Ausgestaltung der Verträge für Reservekapazitäten ab. Wenn die Reservekapazitäten im geschützten Bereich, solange sie dort nicht benötigt werden, in den freien Markt verkauft werden, ergeben sich tendenziell niedrige Preise im freien Markt, wodurch die Anreize für den Bau neuer Kraftwerke im freien Bereich reduziert werden. Bei einer generellen Versorgungsverknappung dürften die Preisreaktionen besonders heftig ausfallen, da einerseits die Überkapazitäten der Reservekraftwerke des geschützten Marktes nicht mehr angeboten werden und da andererseits zu wenig in neue Kraftwerke investiert wurde. Generell sind die Wirkungen der Regelungen im geschützten Bereich auf die Versorgungssicherheit im Gesamtsystem unklar.

Weitere Instabilitäten ergeben sich dadurch, dass die Kunden im geschützten Bereich in den freien Markt wechseln können. Für die Versorger ergibt sich daraus das Risiko von „gestrandeten Investitionen“. Um das Problem allfälliger „gestrandeter Investitionen“ im geschützten Bereich zu beseitigen, sollten die Kündigungsfristen der Versorgungsverträge gegenüber den Endverbrauchern die gleiche Fristigkeit aufweisen, wie die Bezugsverträge mit den Erzeugern.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Die Diskussion zum Thema Versorgungssicherheit macht bereits deutlich, dass der Kraftwerkseinsatz in einem System mit einem freien Markt und einem geschützten Bereich nicht gleich effizient sein kann, wie bei einem einzigen vollständigen Markt. Da parallel zwei Märkte optimiert werden, wird es regelmässig zu Situationen kommen, in denen im einen Teilbereich teurere Kraftwerke eingesetzt werden, während im anderen Segment günstigere Kraftwerke stillstehen. Die getrennte Optimierung in den beiden Systemen führt somit dazu, dass das Kostenminimum (least-cost dispatch) nicht erreicht wird.

Auch bei den Verbrauchern können sich – bei unterschiedlichen Preisen in den beiden Segmenten – gewisse Ineffizienzen ergeben, da Knappheitsprobleme auf eine weniger effiziente Art gelöst werden, wenn nur einzelne Kundengruppen mit den Knappheitspreisen konfrontiert sind.

Schliesslich besteht die Gefahr, dass durch eine Vergabe von Monopolkonzessionen für die Versorgung im geschützten Bereich, ineffiziente Strukturen geschaffen oder erhalten werden. Insbesondere wenn bei der Verteilung der Konzessionen industrie- oder strukturpolitische Überlegungen und nicht Effizienzkriterien im Zentrum stehen.

Regulierungsbedarf

Der Regulierungsbedarf besteht darin,

- die Verträge für die Versorgung im geschützten Bereich zu definieren,
- die entsprechenden Konzessionen zu vergeben,
- zu überprüfen, ob alle Konzessionsinhaber über die im Vertrag geforderten Reservekapazitäten bzw. die entsprechenden Verträge verfügen,
- zu überprüfen, ob die Preise im geschützten Bereich angemessen sind (falls der Wechsel in den freien Bereich mit hohen Kosten verbunden ist) und
- zu verhindern, dass Quersubventionen stattfinden (falls der Wechsel in den freien Bereich mit hohen Kosten verbunden ist).

Abbildung 8 fasst die mit dem Modell der Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich verbundenen Probleme bzw. der sich daraus ergebende zusätzliche Regulierungsbedarf noch einmal im Kontext der Modellbeschreibung zusammen.

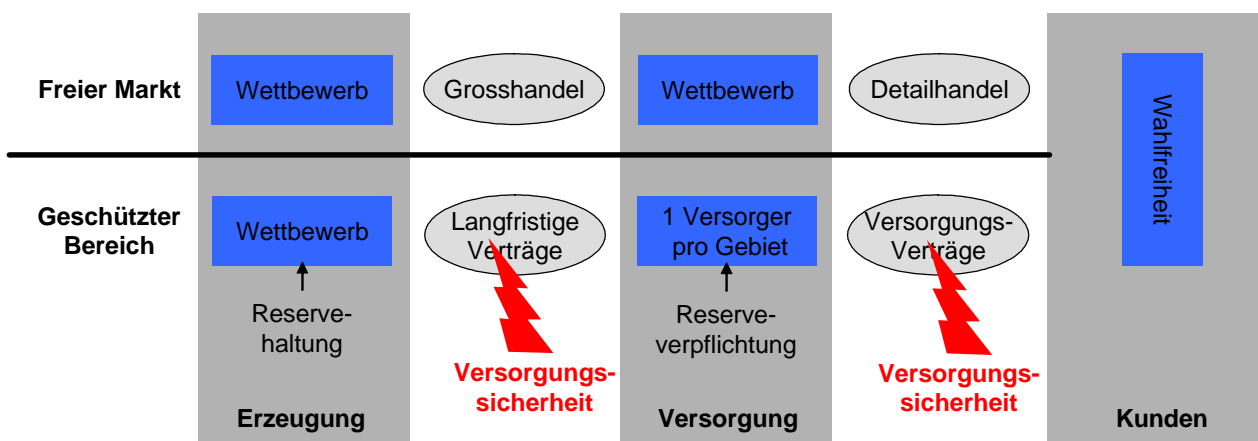


Abbildung 8: Beurteilung des Modells Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich

4.4 Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich

Stabilität und Quersubventionierung

In einem Marktmodell, bei dem Wettbewerb zwischen den Versorgern im geschützten Bereich besteht, ist nicht mit **Quersubventionierungen** zulasten der Kunden im geschützten Bereich zu rechnen. Die Wahlfreiheit der Endverbraucher zwischen mehreren Anbietern im geschützten Bereich verhindert, dass die Anbieter überhöhte Preise verlangen können.

Bezüglich der **Stabilität** des Modells ergeben sich zwei Probleme. Erstens möchten gewisse Verbraucher im geschützten Bereich zum freien Markt zugelassen werden. Sie werden deshalb versuchen, die Begrenzung des Marktzugangs zu umgehen. Diese Umgehungen werden umso bedeutender sein, je weniger Verbraucher Zugang zum freien Markt erhalten. Zweitens besteht im geschützten Bereich für die einzelnen Versorger das Risiko, dass sie mit „gestrandeten Investitionen“ oder „gestrandeten Verträgen“ zurückbleiben, die sie getätigt haben, um die Vorgaben bezüglich ausreichender Versorgung zu erfüllen. Dies kann dann der Fall sein, wenn sie in einer Hochpreisphase ihre Verträge abschliessen oder verlängern mussten. Sobald die Marktpreise niedriger sind, wird neuen Anbietern der Eintritt in den geschützten Bereich gelingen, weil sie beim Abschluss ihrer Verträge von niedrigen Marktpreisen profitieren können. Um das Problem zu lösen, muss eine Symmetrie zwischen den Kündigungsfristen der Verträge bestehen, welche die Versorger einerseits mit den Erzeugern und andererseits mit den geschützten Kunden abgeschlossen haben.

Versorgungssicherheit

Bezüglich der Auswirkungen des Modells auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems gelten dieselben Überlegungen, die bereits für das Modell mit Wahl zwischen dem freien Markt und dem geschützten Markt angestellt wurden (vgl. Abschnitt 4.3). Insbesondere sind die Wirkungen einer Regelung der Reservekapazitäten im geschützten Bereich auf die Stabilität und die Nachhaltigkeit der Versorgungssicherheit des Gesamtsystems unklar.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Auch bezüglich der Effizienz des Modells auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems gelten dieselben Überlegungen, die bereits für das Modell mit Wahl zwischen dem freien Markt und dem geschützten Markt angestellt wurden (vgl. Abschnitt 4.3). Lediglich bezüglich der Beurteilung der Effizienz der Marktstruktur, liefert das Modell mit Wettbewerb zwischen Versorgern im geschützten Bereich ein besseres Ergebnis, weil die Marktstruktur nicht vorgegeben wird, sondern sich im Wettbewerb herausbildet.

Regulierungsbedarf

Der Regulierungsbedarf besteht darin,

- die Verträge für die Versorgung im geschützten Bereich zu definieren,
- die entsprechenden Konzessionen zu vergeben,
- zu überprüfen, ob alle Konzessionsinhaber über die im Vertrag geforderten Reservekapazitäten bzw. die entsprechenden Verträge verfügen,
- zu verhindern, dass nicht zum freien Markt zugelassene Verbraucher versuchen, sich durch Umgehungen Marktzugang zu verschaffen.

Abbildung 9 fasst die mit dem Modell der Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich verbundenen Probleme bzw. der sich daraus ergebende zusätzliche Regulierungsbedarf noch einmal im Kontext der Modellbeschreibung zusammen.

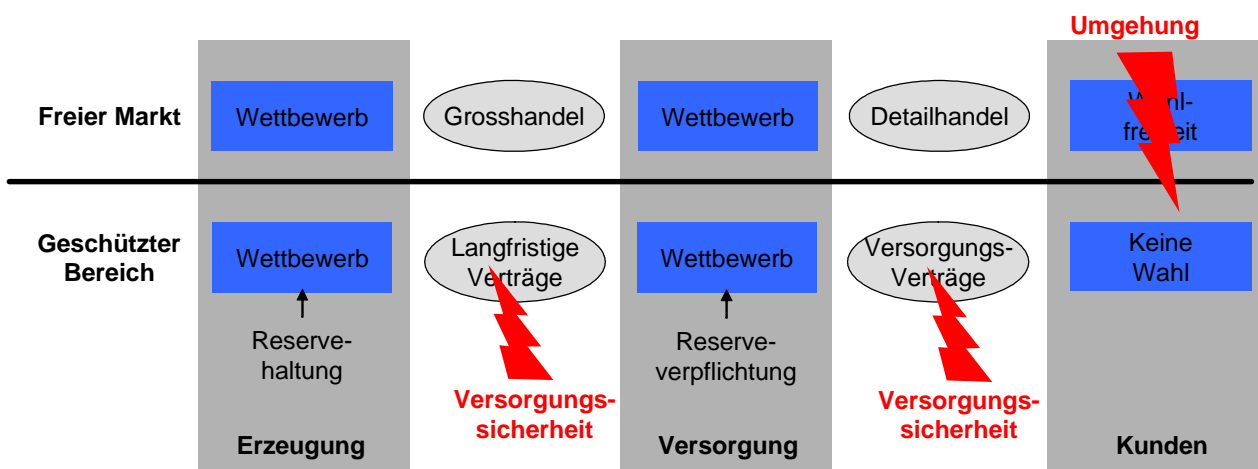


Abbildung 9: Beurteilung des Modells der Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich

4.5 Teilmarktöffnung

Stabilität

Die Abgrenzung zwischen zugelassenen und gefangenen Kunden führt – wenn die Preise im freien Markt niedriger sind als im geschützten Bereich – dazu, dass es für einen Teil der gefangenen Kunden attraktiv ist, die Abgrenzung zu umgehen. Das Ausmass des Anreizes hängt von der Art der Begrenzung des Marktzugangs und der Preisdifferenz ab.

Beim Grosshandelswettbewerb (nur Versorgungsunternehmen sind Zugelassen) ist damit zu rechnen, dass Grossverbraucher versuchen, als Detailhändler anerkannt zu werden, um auf diese Weise den Marktausschluss zu umgehen.

Wenn die Grossverbraucher ebenfalls Marktzutritt erhalten, kann der Jahresstromverbrauch als Kriterium verwendet werden. Das Kriterium eines Mindestverbrauchs ist aber ebenfalls mit gewissen Problemen verbunden, da definiert werden muss, ob die Verbrauchsgrenze je Betriebsstätte oder je Unternehmung (mit mehreren Standorten) definiert wird. Im ersten Fall werden Unternehmen mit mehreren Betriebsstätten benachteiligt, im zweiten Fall wird es zu Umgehungen durch die Bildung von Einkaufsgemeinschaften (Strombeschaffungs-Pools) kommen.

Exkurs: Umgehungsversuche bei Teilmarktöffnungen

Nach der Privatisierung der Elektrizitätsversorgung in Grossbritannien im Jahr 1990 kam während einer Übergangsphase ein Modell zur Anwendung, dass lediglich den 12 regionalen Verteilunternehmen (Regional Electricity Companies, REC) und Grossverbrauchern (über 1 MW) Zugang zum wettbewerblich organisierten Grosshandelsmarkt erlaubte. Damit stellte sich sofort die Frage, wie diese Grenze des Zugangs zu interpretieren ist. Während rund eines Jahres bestand der grösste Teil der Arbeit des Regulators darin, Umgehungen zu verhindern. Auch in den Vereinigten Staaten wurden in gewissen Staaten Teilmarktöffnungen eingeführt, welche gewisse Verbraucher vom Marktzugang ausschlossen. In Staaten, in denen lediglich die Verteilunternehmen Marktzugang erhalten sollten, drohten gewisse Grossverbraucher damit, sich von ihnen freundlich gesonnenen Gemeinden als Verteiler anerkennen zu lassen, um dadurch Zugang zum Markt zu erhalten. Hunt und Shuttleworth ziehen denn auch ein eindeutiges Fazit: *„We believe that once markets are opened, it becomes very difficult to limit who may purchase from them, and that trying too hard to limit choice only invites uneconomic by-pass, and uneconomic self-generation.“*⁹

⁹ Hunt und Shuttleworth, 1996, S. 63.

Wird der Bezug ab einer bestimmten Netzebene als Kriterium verwendet, besteht die Gefahr der „Netzebenenflucht“. Versorger auf Netzebenen, die keinen Marktzugang erhalten, werden gewisse Netzteile (Trafostationen oder Leitungen) duplizieren und die niedrige Netzebene umgehen (bypass), um sich auf der höheren Netzebene anschliessen zu können, die ihnen Marktzugang ermöglicht. Dadurch ergibt sich einerseits eine ineffiziente Duplizierung von Netzteilen und andererseits eine „Entsolidarisierung“ mit den verbleibenden Netznutzern, die nun höhere Netzkosten zu tragen haben.

Bei einer Unterteilung in gewerbliche Verbraucher und Haushaltskunden gibt es verschiedene Möglichkeiten zur Definition der zugelassenen Kunden. So kann man sich auf den Handelsregistertrag, die Steuererklärung oder auf eine Selbstdeklaration abstützen. Unklarheiten bei dieser Abgrenzung bieten je nach gewählter Definition die Einteilung der Selbständigerwerbenden und der Einzelfirmen. Aufgrund der Abgrenzungsprobleme ist die Möglichkeit für Umgehungen gegeben. Insbesondere für Haushalte mit hohem Stromverbrauch (z.B. bei Elektroheizungen) dürfte es attraktiv sein, sich als gewerbliche Verbraucher auszugeben, um den Lieferanten wechseln zu können.

Die verschiedenen Umgebungsmöglichkeiten, die sich bei Teilmarktöffnungen ergeben können, sind in Tabelle 4 zusammengestellt.

Tabelle 4: Umgebungsmöglichkeiten bei verschiedenen Marktzugangskriterien

Marktzugang für ...	Umgebungsmöglichkeiten	Ineffizienz
Versorgungsunternehmen	Grosse Stromverbraucher versuchen als Stromversorger anerkannt zu werden	Kosten von Gerichtsprozessen
Grossverbraucher (Kriterium Jahresverbrauch)	Bildung von Einkaufsgemeinschaften für Strom (Strombeschaffungs-Pools)	Kosten der Organisation der Pools und evtl. Gerichtsprozesse
Grossverbraucher (Kriterium Netzebene)	„Netzebenenflucht“ durch Duplizierung von Netzteilen (bypass)	Ineffiziente Duplizierung von Netzinfrastrukturen
Gewerbliche Kunden (Unternehmen)	Abgrenzungsprobleme bei Einzelfirmen und Selbständigerwerbenden	Anstrengungen von Haushalten, um als gewerblicher Kunde anerkannt zu werden (evtl. Kosten von Gerichtsprozessen)

Quersubventionierung

Wenn Versorger neben der Versorgung im geschützten Bereich noch in anderen Bereichen (z.B. in der Versorgung freier Kunden) tätig sind, besteht die Gefahr einer Quersubventionierung zulasten der gefangenen Kunden. Um einen transparenten diskriminierungsfreien Markt zu garantieren, darf sich deshalb der Versorger nicht gleichzeitig in der Versorgung der freien Kunden und der gefangenen Kunden betätigen oder muss zumindest eine buchhalterische Trennung zwischen den beiden Segmenten durchführen. Diese Trennung ist jedoch schwierig und aufgrund der asymmetrischen Informationslage zwischen Versorger und Regulator auch durch letzteren praktisch nicht zu überprüfen.

Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit (im geschützten Bereich) wird bei einer Teilmarktöffnung dadurch sichergestellt, dass die Versorger, die im geschützten Bereich tätig sind, einen Versorgungsvertrag anbieten müssen, der einer staatlichen Regulierung unterliegt. Insbesondere ist in diesem Vertrag festgehalten,

- welche Reserven (mengenmässig und bezüglich Fristigkeit) zusätzlich zum erwarteten Absatzvolumen im geschützten Bereich zu halten sind,
- wie die „angemessenen“ Preise zu ermitteln sind und
- gemäss welchen Regeln die Preise angepasst werden dürfen.

Der Regulierungsbedarf bezüglich der Höhe der Preise ist in diesem Bereich besonders stark. Da der Versorger im geschützten Bereich über ein Monopol verfügt, und da die Verbraucher keine anderen Alternativen haben, besitzt er Marktmacht, die er missbrauchen kann. Falls in diesem Bereich keine Regulierung vorgenommen wird, kann der Versorger Monopolrenten abschöpfen.

Das Problem allfälliger „gestrandeter Investitionen“ ist von untergeordneter Bedeutung, da die Verbraucher im geschützten Bereich keine Wahlmöglichkeiten haben. Lediglich wenn die Abwanderung von Kunden, die sich durch Umgehung Zugang zum freien Markt verschaffen, bedeutend ist, steigen die Kosten für die im geschützten Bereich verbleibenden Verbraucher unter Umständen deutlich an, da diese die „gestrandeten Investitionen“ zu tragen haben.

Bezüglich der Auswirkungen des Modells auf die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems gelten dieselben Überlegungen, die bereits für das Modell mit Wahl zwischen dem freien Markt und dem geschützten Markt angestellt wurden (vgl. Abschnitt 4.3). Faktisch kann eine ähnliche Qualität der Versorgungssicherheit wie in einem Modell der vollständigen Öffnung, das mit einem Mechanismus für Reservekapazitäten ausgestattet ist, nur erreicht werden, wenn die gefangenen

Kunden die Reserven des Gesamtsystems (inkl. Reserven des freien Marktes) vollständig bezahlen. Eine derartige Lösung widerspricht jedoch dem Postulat der angemessenen Preise.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Die Effizienzbeurteilung bezüglich Kraftwerkseinsatz und bezüglich der Preissignale für Verbraucher zeigt wieder dasselbe Bild, wie in den beiden vorher betrachteten Modellen: Da getrennte Welten (mit getrennten Preisen) existieren, sind sowohl der Kraftwerkseinsatz als auch die Preissignale für die Verbraucher nicht effizient. Weil bei der Teilmarktöffnung zudem im Vergleich der Modelle einer Marktöffnung mit Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich resp. mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich keine Verbindung zwischen dem freien Markt und dem geschützten Bereich vorgesehen sind, verschärft sich das Problem bezüglich der Preissignale für die Verbraucher noch.

Ausserdem besteht die Gefahr, dass durch eine Vergabe von Monopolkonzessionen für die Versorgung im geschützten Bereich, ineffiziente Strukturen geschaffen oder erhalten werden. Insbesondere wenn bei der Verteilung der Konzessionen industrie- oder strukturpolitische Überlegungen und nicht Effizienzkriterien im Zentrum stehen.

Regulierungsbedarf

Der Regulierungsbedarf besteht darin,

- die Verträge für die Versorgung im geschützten Bereich zu definieren,
- die entsprechenden Konzessionen zu vergeben,
- zu überprüfen, ob alle Konzessionsinhaber über die im Vertrag geforderten Reservekapazitäten bzw. die entsprechenden Verträge verfügen,
- zu überprüfen, ob die Preise im geschützten Bereich angemessen sind, bzw. zu verhindern, dass der Versorgungsmonopolist seine Marktmacht missbraucht und
- zu verhindern, dass Quersubventionen stattfinden, falls der Versorgungsmonopolist neben dem geschützten Bereich auch noch im Marktbereich tätig ist,
- zu verhindern, dass nicht zum freien Markt zugelassene Verbraucher versuchen, sich durch Umgehungen Marktzugang zu verschaffen.

Exkurs: Probleme der Regulierung der Stromverkaufspreise

Bei der Strommarktöffnung in Kalifornien im Jahr 1996 wurden die Endverkaufspreise der drei grossen Versorger San Diego Gas & Electric (SDGE), Southern California Edison (SCE) und Pacific Gas and Electric (PGE) auf einem Niveau eingefroren, das 10% unter den bisherigen Preisen lag. Allgemein wurde erwartet, dass die Preise bei einer vollständigen Marktöffnung stärker fallen würden. Durch die regulierten Preise sollte den drei Versorgern ermöglicht werden, ihre gestrandeten Investitionen abzuschreiben. Sobald diese Investitionen abgeschrieben waren, sollte die Preisregulierung aufgehoben werden.

Während der ersten Jahre waren die Einkaufspreise auf dem Grosshandelsmarkt niedrig, so dass die Versorger ihre Investitionen abschreiben konnten. Im Juli 1999 wurde die Preisregulierung für SDGE aufgehoben, da alle gestrandeten Investitionen abgeschrieben waren. Die Preise für SCE und PGE blieben reguliert. Als die Grosshandelspreise im Jahr 2000 infolge der zunehmenden Stromknappheit in Kalifornien anstiegen, konnte SDGE diese auf die Kunden überwälzen, was im Mai zu einer Verdopplung und bis im Sommer gar zu einer Verdreifachung der Preise führte. Die Grosshandelspreise im Dezember 2000 stiegen auf einen Wert von 565 USD pro MWh. Die Vergleichspreise im Dezember 1998 lagen bei 29 USD pro MWh. Obwohl SCE und PGE sich am teuren Spotmarkt eindecken mussten, konnten sie die Preise für ihre Endverbraucher infolge der Preisregulierung nicht erhöhen. Da die Verbraucher von SCE und PGE keine Preiserhöhungen erfuhren, kam es zu keiner Nachfragereduktion, so dass die beiden Versorger Stromabschaltungen vornehmen mussten (rolling blackout). Am 16. Januar 2001 erklärt sich SCE für zahlungsunfähig; gleichzeitig wird das Kredit-Rating von SCE und PGE durch Standard & Poor's auf den Status „Junk-Bond“ zurückgestuft.

Im Versorgungsgebiet von SDGE, dessen Preise nicht mehr einer Regulierung unterlagen, kam es zu keinen Stromausfällen. Ausserdem blieb SDGE – im Gegensatz zu den beiden regulierten Versorgern – während der gesamten Krise zahlungsfähig.

Die Regulierungsaufgabe ist mit weiteren Problemen verbunden, bzw. in der Praxis nicht vollständig durchführbar, da der Monopolist z.B. Quersubventionen zwischen eigenen Kraftwerken, die im freien Markt eingesetzt werden, und Kraftwerken, die im geschützten Bereich gebunden sind, vornehmen kann.

Exkurs: Regulierungsaufwand bei Teilmarktöffnungen

Die ersten Erfahrungen mit der Teilmarktöffnung in **Oregon** zeigen, dass der Regulierungsaufwand bei einer Teilmarktöffnung grösser ist als bei einer Vollmarktöffnung. So stellt der National Council on Energy Policy (2003: 35) in einer umfangreichen Übersichtsstudie fest: „*In practice, the implementation of Oregon’s law has been more nuanced and perhaps more complex than the legislature originally envisioned.*”

Abbildung 10 fasst die mit dem Modell der Teilmarktöffnung verbundenen Probleme bzw. der sich daraus ergebende Regulierungsbedarf noch einmal im Kontext der Modellbeschreibung zusammen.

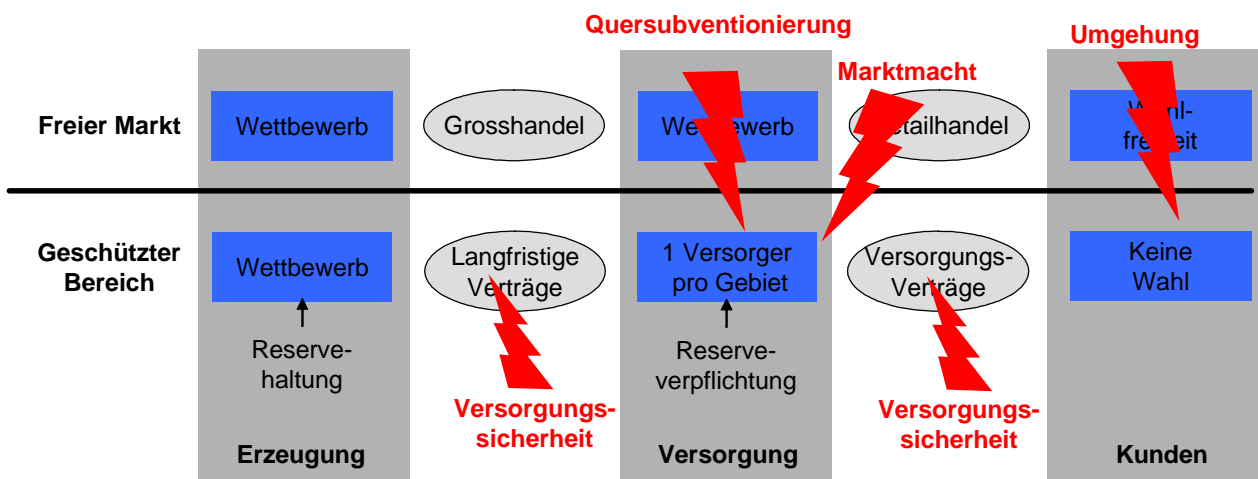


Abbildung 10: Beurteilung des Modells der Teilmarktöffnung

4.6 Zusammenfassung der Beurteilung der Modelle

Bezüglich aller untersuchten Kriterien schneidet das Modell mit **vollständiger Marktöffnung** am besten ab. Durch eine Ausschreibungen von Kapazitätsreserven oder durch einen Kapazitätsmarkt kann sichergestellt werden, dass genügend Reservekapazitäten für das gesamte System zur Verfügung stehen. Ausserdem haben Kunden, die dies wünschen, Verträge mit stabilen Preisen abzuschliessen.

Die beiden mittleren Modelle („**Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich**“ und „**Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich**“) schneiden ähnlich ab. Bezüglich Effizienz des Kraftwerkseinsatzes und der Stromverwendung ergeben sich schlechtere Resultate als bei der vollständigen Marktöffnung, da der Markt in zwei Bereiche geteilt wird, deren getrennte Optimierung weniger effizient ist als eine gemeinsame Optimierung. Falls für jede Region ein einziger Versorger ernannt wird, besteht die Gefahr, dass sich ineffiziente Strukturen ergeben. Die Versorgungssicherheit kann im geschützten Bereich durch Reservevorschriften, die von den Versorgern einzuhalten sind, erreicht werden. Allerdings ist unklar, wie sich dies auf die Sicherheit des Gesamtsystems (Markt und geschützter Bereich) auswirkt. Zudem ist – gerade bei einer grossen Anzahl von Versorgern – die Überprüfung, ob die geforderten Reservekapazitäten vorhanden sind, sehr aufwändig.

Die **Teilmarktöffnung** hat mit denselben Problemen zu kämpfen wie die beiden Zwischenmodelle. Weitere Schwächen des Modell ergeben sich aus der Monopolstellung des Versorgers gegenüber den gefangenen Kunden. Sie kann dazu missbraucht werden, überhöhte Preise zu verlangen oder Bereiche, die im Wettbewerb stehen, quersubventionieren. Ausserdem muss damit gerechnet werden, dass es bei einer festen Abgrenzung zwischen freien und gefangenen Kunden zu Umgehungen kommt, die mit Ineffizienzen verbunden sind und letztlich die Stabilität des Systems in Frage stellen. Schliesslich ist eine Teilmarktöffnung mit einem beträchtlichen zusätzlichen Regulierungsbedarf verbunden, um Marktmachtmissbrauch und Umgehungen zu verhindern.

In Tabelle 5 sind die wesentlichen Punkte der Beurteilung der vier Marktöffnungsmodelle nochmals als Übersicht zusammengestellt.

Tabelle 5 Zusammenfassung der Modellbeurteilung

	Vollständige Marktöffnung	Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich	Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich	Teilmarktöffnung
Stabilität / Umgehung	Kein Problem	Eher unproblematisch	Eher unproblematisch	Problem (Gefahr von Umgehungen)
Quersubventionierung	Kein Problem	Eher unproblematisch	Eher unproblematisch	Problem (Kunden im geschützten Bereich sind „gefangen“)
Versorgungssicherheit				
<ul style="list-style-type: none"> Ausreichende Stromversorgung 	Durch Kapazitätsmarkt oder Ausschreibungen lösbar	Im geschützten Bereich durch „Versorgungsvertrag“ mit Reservevorgaben Wirkungen auf das Gesamtsystem (Markt und geschützter Bereich) unklar Problem der „gestrandeten Investitionen“	Im geschützten Bereich durch „Versorgungsvertrag“ mit Reservevorgaben Wirkungen auf das Gesamtsystem (Markt und geschützter Bereich) unklar Problem der „gestrandeten Investitionen“	Im geschützten Bereich durch „Versorgungsvertrag“ mit Reservevorgaben Wirkungen auf das Gesamtsystem (Markt und geschützter Bereich) unklar
<ul style="list-style-type: none"> Angemessene Preise 	Durch Wettbewerb sichergestellt	Durch Abwanderungsmöglichkeit der Endverbraucher in freien Markt sichergestellt	Durch Wettbewerb zwischen mehreren Anbietern im geschützten Bereich sichergestellt	Drohender Missbrauch der Marktmacht des Versorgungsmonopolisten im geschützten Bereich
<ul style="list-style-type: none"> Stabile Preise 	Verträge mit festen Preisen werden am Markt angeboten	Stabile Preise im regulierten Versorgungsvertrag	Stabile Preise im regulierten Versorgungsvertrag	Stabile Preise im regulierten Versorgungsvertrag
Effizienz				
<ul style="list-style-type: none"> Effizienter Kraftwerkseinsatz 	Effizienter Kraftwerkseinsatz	Ineffizienter Kraftwerkseinsatz (Trennung in „zwei Welten“)	Ineffizienter Kraftwerkseinsatz (Trennung in „zwei Welten“)	Ineffizienter Kraftwerkseinsatz (Trennung in „zwei Welten“)
<ul style="list-style-type: none"> Effiziente Preissignale für Verbraucher 	Effiziente Preissignale	Ineffiziente Preissignale, da Trennung in „zwei Welten“ Ausmass begrenzt, da Wahlfreiheit der Endverbraucher	Ineffiziente Preissignale, da Trennung in „zwei Welten“ Ausmass begrenzt, da Wettbewerb im geschützten Bereich	Ineffiziente Preissignale, da Trennung in „zwei Welten“
<ul style="list-style-type: none"> Effiziente Marktstruktur 	Struktur wird im Wettbewerb bestimmt	Gefahr, dass historische Struktur festgeschrieben wird	Struktur wird im Wettbewerb bestimmt	Gefahr, dass historische Struktur festgeschrieben wird
Regulierungsbedarf	Gering (Markt für Kapazitätsreserven)	Mittel (Versorgungsvertrag plus Überprüfung der Reservekapazitäten plus Verhinderung von Umgehung abhängig von den Wechselkosten)	Mittel (Versorgungsvertrag plus Überprüfung der Reservekapazitäten plus Verhinderung von Umgehungen)	Hoch (Versorgungsvertrag plus Überprüfung der Reservekapazitäten plus Verhinderung von Quersubventionen, von Missbrauch der Marktmacht und von Umgehungen)

5 Schlussfolgerungen für die Schweiz

In der laufenden Diskussion zur neuen Elektrizitätswirtschaftsordnung (ELWO) werden gegenwärtig drei Marktmodelle diskutiert:

- Modell C1: „Volle Marktöffnung“
- Modell G: „Abgesicherte Grundversorgung“
- Modelle B1 – B3: „Teil-Marktöffnung“

Diese Modelle lassen sich den vier Modellkategorien, welche in diesem Bericht diskutiert wurden, zuordnen, wobei Modell G als Kombination der Modelle „Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich“ und „Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich“ verstanden werden kann. Die grundsätzliche Beurteilung der Modellkategorien, die in Abschnitt 3 vorgenommen wurde, lässt sich somit auf die drei in der Schweiz diskutierten Marktmodelle übertragen.

Versorgungssicherheit

Die Diskussion von Modellen mit Teilmarktöffnungen und Modellen einer „abgesicherten Grundversorgung“ in der Schweiz hat wesentlich mit der Angst davor zu tun, dass bei einer vollständigen Marktöffnung keine ausreichende Versorgung mit Strom sichergestellt hat. Die Analyse in diesem Bericht zeigt jedoch auf, dass es aus Sicht der gesamten Elektrizitätsversorgung – und bei einem derart vernetzten Sektor ist nur diese Sicht sinnvoll – problematisch bis unmöglich ist, in Modellen mit einer Teilmarktöffnung oder mit einer abgesicherten Grundversorgung die Versorgungssicherheit nachhaltig sicher zu stellen. Eine teilweise Lösung des Problems der Versorgungssicherheit in einem „geschützten Bereich“ verfehlt das angestrebte Ziel aus zwei Gründen: Erstens sind der geschützte Bereich und der freie Markt so eng miteinander verbunden, dass Versorgungssicherheit technisch im einen Teilbereich nur realisiert werden kann, wenn Sicherheit im Gesamtsystem gewährleistet ist. Zweitens werden – da niemand von einer bestehenden sicheren Versorgung ausgeschlossen werden kann (Problematik des öffentlichen Guts) – Kunden versuchen, aus dem geschützten Bereich auszubrechen, um den höheren Preis für die Versorgungssicherheit nicht bezahlen zu müssen, wodurch die Stabilität des Systems in Frage gestellt wird.

Bei einer vollständigen Marktöffnung bestehen diese Probleme nicht. Ein hoher Grad der Versorgungssicherheit lässt sich implementieren, indem ausgehend von der erwarteten Nachfrageentwicklung des Gesamtmarktes Ausschreibungen für langfristige Reservekapazitäten durchgeführt werden. Die Finanzierung dieser Reserven wird von allen Stromverbrauchern durch eine Abgabe auf den Strompreis sichergestellt. Diese Art der Finanzierung trägt der Tatsache Rechnung, dass alle Verbraucher von einem höheren Mass der Versorgungssicherheit profitieren.

Auch weitere Ziele, die in der Diskussion in der Schweiz unter dem Stichwort Versorgungssicherheit zusammengefasst werden, lassen sich bei einer vollständigen Marktöffnung erreichen: insbesondere der Wunsch nach stabilen Preisen steht nicht im Widerspruch zu einer vollständigen Marktöffnung. Auch in einem geöffneten Markt werden Verträge mit stabilen Preisen angeboten werden, wie dies heute z.B. am Hypothekarmarkt der Fall ist, wo zwischen Festhypotheken und Hypotheken mit variablem Zins gewählt werden kann.

Gerade im Interesse einer nachhaltigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit sollte deshalb das Modell einer vollständigen Öffnung mit einem Mechanismus zur Finanzierung langfristiger Reservekapazitäten vertieft geprüft werden. Die Modelle ohne vollständige Öffnung haben in diesem Bereich mit grundsätzlichen Problemen zu kämpfen und sind dahingehend zu überprüfen.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Die vollständige Marktöffnung schneidet auch bezüglich volkswirtschaftlicher Effizienz sowohl bei der Effizienz des Kraftwerkseinsatzes und der Effizienz der Preissignale für Verbraucher als auch bezüglich der Effizienz der Marktstruktur am besten ab.

Bei Modellen mit geschütztem Bereich (Teilmarktöffnung und teilweise auch die abgesicherte Grundversorgung) ergeben sich im Hinblick auf die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes und der Stromverwendung schlechtere Resultate als bei der vollständigen Marktöffnung, da der Markt in zwei Bereiche geteilt wird, deren getrennte Optimierung weniger effizient ist als eine gemeinsame Optimierung über das Gesamtsystem. Falls zudem für jede Region ein einziger Versorger ernannt wird, besteht die Gefahr, dass sich ineffiziente Strukturen ergeben, da diese nicht im Wettbewerb bestimmt werden.

Umgehung und Stabilität

Da bei einer vollständigen Marktöffnung alle Verbraucher die gleichen Bedingungen bezüglich Marktzugang haben, besteht keine Anreiz zur Umgehung der Marktzutrittsbegrenzungen. Auch beim System der abgesicherten Grundversorgung haben die Kunden die Möglichkeit, einen anderen als ihren Grundversorger zu wählen. Somit ergeben sich auch in diesem Modell keine Umgehungprobleme.

Im Gegensatz dazu können bei einer Teilmarktöffnung die Probleme mit Umgehung der Marktzutrittsbegrenzungen derart gravierend sein, dass die Stabilität des gesamten Systems in Frage gestellt wird. Internationale Erfahrungen zeigen deutlich, dass es insbesondere dann, wenn nur grosse Unternehmen Zugang zum Markt erhalten, zu massiven Umgehungsversuchen kommen kann, die beträchtliche Ineffizienzen bis hin zum Bau paralleler Infrastrukturen mit sich bringen.

Quersubventionen und Marktmacht-Missbrauch

Wie bereits das Problem der Umgehungen besteht auch das Problem von Quersubventionierungen und weiterer Massnahmen des Marktmacht-Missbrauchs hauptsächlich bei einer Teilmarktöffnung. Da der (regionale) Versorger in diesem Modell über eine Basis von gefangenen Kunden verfügt, ist seine Monopolmacht systembedingt gewollt. Wenn sich der Versorger neben seinen Aktivitäten im geschützten Bereich auch im freien Markt betätigt, kann der seine Monopolkunden als Quelle für Quersubventionen zugunsten der Kunden im freien Bereich verfügen. Selbst wenn seine Tätigkeiten auf den Monopolbereich begrenzt sind, hat er die Möglichkeit Monopolrenten abzuschöpfen. Bei einer vollständigen Marktöffnung und auch bei einer abgesicherten Grundversorgung ergeben sich in diesem Bereich keine Probleme, da alle Kunden ihren Anbieter wechseln können, wenn dieser versucht überhöhte Preise zu verlangen.

Regulierungsbedarf

Die genannten Probleme bei der Teilmarktöffnung (Marktmacht-Missbrauch, Quersubventionen, Umgehung, Überwachung von Versorgungsauftrag und Reservehaltung) bringen – zusätzlich zur Regulierung der Netze, die bei einer Marktöffnung notwendig ist, – beträchtlichen Regulierungsaufwand mit sich. Dies gilt umso mehr, je grösser die Zahl der Unternehmen, die als Monopolisten tätig sind, ist.

Bei einer vollständigen Marktöffnung besteht der Regulierungsbedarf lediglich darin, die Ausschreibungen oder den Markt für langfristige Reservekapazitäten zu organisieren. Das Modell der abgesicherten Grundversorgung nimmt eine Zwischenposition ein. Die Überwachung des Versorgungsauftrags und der Reservehaltung der Versorger im geschützten Bereich ist – wie bei einer Teilmarktöffnung – notwendig. Falls bei der abgesicherten Grundversorgung Wettbewerb zwischen den Versorgern besteht und alle Kunden sich für einen anderen Anbieter entscheiden können, ergibt sich darüber hinaus kein wesentlicher Regulierungsbedarf. Falls dies nicht der Fall ist, gleicht das Modell stärker einer Teilmarktöffnung, was sich entsprechend auf den Regulierungsbedarf auswirkt.

Fazit

Insgesamt schneidet das Modell der vollständigen Marktöffnung bezüglich aller Kriterien am besten ab. Auch die Versorgungssicherheit lässt sich in einem Modell mit vollständiger Öffnung gewährleisten. Dieses Modell sollte deshalb ernsthaft geprüft werden. Aufgrund der Probleme von Modellen mit „geteilten Welten“ (Teilmarktöffnung und abgesicherte Grundversorgung) im Hinblick auf die Versorgungssicherheit im Gesamtsystem, sollten diese Modelle kritisch geprüft werden.

6 Zusammenfassung

Systematisierung der Marktmodelle

Mit der vorliegenden Studie wird die Vielfalt der möglichen Modelle zur Öffnung des Strommarktes systematisiert und beurteilt. Zur Systematisierung der Modelle dienen drei Fragen: Welche Endverbraucher können ihren Versorger frei wählen? Wie wird die Grundversorgung organisiert? Mit welchen Mitteln wird Versorgungssicherheit garantiert? Daraus ergeben sich vier Kategorien von Marktmodellen:

	Vollständige Marktöffnung	Marktöffnung mit Wahl zwischen freiem Markt und geschütztem Bereich	Marktöffnung mit Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich	Teilmarktöffnung
Wahlfreiheit	Alle	Alle	Ausgewählte	Ausgewählte
Grundversorgung	Wettbewerb	Monopole im geschützten Bereich	Wettbewerb im geschützten Bereich	Monopole im geschützten Bereich
Versorgungssicherheit	Markt für Reservekapazitäten	Langfristige Verträge und deren Kontrolle	Langfristige Verträge und deren Kontrolle	Langfristige Verträge und deren Kontrolle

Beurteilung der Marktmodelle

Aus der Beurteilung der Modelle hinsichtlich ihrer Stabilität, der Umgehungsmöglichkeiten, des Potenzials für Quersubventionierungen, der Versorgungssicherheit, der ökonomischen Effizienz und des notwendigen (zusätzlichen) Regulierungsbedarfs lassen sich die Stärken und Schwächen der einzelnen Modelle herausarbeiten.

Beim Modell der **vollständigen Marktöffnung**, das bezüglich Effizienz am besten abschneidet, ergibt sich ein Regulierungsbedarf lediglich bezüglich der Versorgungssicherheit. Mithilfe eines speziellen Marktes oder durch Ausschreibungen muss sichergestellt werden, dass genügend langfristige Reservekapazitäten zur Verfügung stehen.

Durch die Teilung des Marktes in zwei Bereiche ergeben die beiden **Grundversorgungs-Modelle** („Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich“ und „Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich“) bezüglich Effizienz des Kraftwerkseinsatzes und der Stromverwendung schlechtere Resultate. Die Versorgungssicherheit kann im geschützten Bereich durch Reserve-

vorschriften, die von den Versorgern einzuhalten sind, erreicht werden. Allerdings ist unklar, wie sich dies auf die Sicherheit des Gesamtsystems (Markt und geschützter Bereich) auswirkt. Zudem ist – gerade bei einer grossen Anzahl von Versorgern – die Überprüfung, ob die geforderten Reservekapazitäten vorhanden sind, sehr aufwändig.

Beim Modell der **Teilmarktöffnung** hat man mit denselben Problemen zu kämpfen. Dazu gesellt sich aufgrund der fehlenden Wahlmöglichkeit der gefangenen Kunden die Gefahr des Missbrauchs der Monopolmacht und der Quersubventionierung zulasten der gefangenen Kunden. Ausserdem ergibt sich zusätzlicher Regulierungsbedarf, um Umgehungen der Marktzugangsbeschränkung zu verhindern, die mit Ineffizienzen verbunden sind und letztlich die Stabilität des Systems in Frage stellen.

Folgerungen für die Schweiz

In der laufenden Diskussion zur neuen Elektrizitätswirtschaftsordnung (ELWO) werden gegenwärtig drei Marktmodelle diskutiert:

- Modell C1: „Volle Marktöffnung“
- Modell G: „Abgesicherte Grundversorgung“
- Modelle B1 – B3: „Teil-Marktöffnung“

Diese Modelle lassen sich den vier Modellkategorien, welche in vorliegender Studie diskutiert werden, zuordnen, wobei Modell G als Kombination der Modelle „Wahl zwischen Markt und geschütztem Bereich“ und „Versorgungswettbewerb im geschützten Bereich“ verstanden werden kann. Die grundsätzliche Beurteilung der Modellkategorien lässt sich somit auf die drei in der Schweiz diskutierten Marktmodelle übertragen.

Versorgungssicherheit

Die Diskussion von Modellen mit Teilmarktöffnungen und Modellen einer „abgesicherten Grundversorgung“ in der Schweiz hat wesentlich mit der Angst davor zu tun, dass bei einer vollständigen Marktöffnung keine ausreichende Versorgung mit Strom sichergestellt ist. Die Analyse in diesem Bericht zeigt jedoch auf, dass es aus Sicht der gesamten Elektrizitätsversorgung – und bei einem derart vernetzten Sektor ist nur diese Sicht sinnvoll – problematisch bis unmöglich ist, in Modellen mit einer Teilmarktöffnung oder mit einer abgesicherten Grundversorgung die Versorgungssicherheit nachhaltig sicher zu stellen. Eine teilweise Lösung des Problems der Versorgungssicherheit in einem „geschützten Bereich“ verfehlt das angestrebte Ziel aus zwei Gründen: Erstens sind der geschützte Bereich und der freie Markt so eng miteinander verbunden, dass Versorgungssicherheit technisch im einen Teilbereich nur realisiert werden kann, wenn Sicherheit im Gesamtsystem gewährleistet ist. Zweitens werden – da niemand von einer bestehenden sicheren Versorgung ausgeschlossen werden kann (Problem des Trittbrettfahrer-Verhaltens bei

öffentlichen Gütern) – Kunden versuchen, aus dem geschützten Bereich auszubrechen, um den höheren Preis für die Versorgungssicherheit nicht bezahlen zu müssen, wodurch die Stabilität des Systems in Frage gestellt wird.

Bei einer vollständigen Marktöffnung bestehen diese Probleme nicht. Ein hoher Grad der Versorgungssicherheit lässt sich implementieren, indem ausgehend von der erwarteten Nachfrageentwicklung des Gesamtmarktes Ausschreibungen für langfristige Reservekapazitäten durchgeführt werden. Die Finanzierung dieser Reserven wird von allen Stromverbrauchern durch eine Abgabe auf den Strompreis sichergestellt. Diese Art der Finanzierung trägt der Tatsache Rechnung, dass alle Verbraucher von einem höheren Mass der Versorgungssicherheit profitieren.

Auch weitere Ziele, die in der Diskussion in der Schweiz unter dem Stichwort Versorgungssicherheit zusammengefasst werden, lassen sich bei einer vollständigen Marktöffnung erreichen: insbesondere der Wunsch nach stabilen Preisen steht nicht im Widerspruch zu einer vollständigen Marktöffnung. Auch in einem geöffneten Markt werden Verträge mit stabilen Preisen angeboten werden, wie dies heute z.B. am Hypothekarmarkt der Fall ist, wo zwischen Festhypotheken und Hypotheken mit variablem Zins gewählt werden kann.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Die vollständige Marktöffnung schneidet auch bezüglich volkswirtschaftlicher Effizienz sowohl bei der Effizienz des Kraftwerkseinsatzes und der Effizienz der Preissignale für Verbraucher als auch bezüglich der Effizienz der Marktstruktur am besten ab.

Bei Modellen mit geschütztem Bereich (Teilmarktöffnung und teilweise auch die abgesicherte Grundversorgung) ergeben sich im Hinblick auf die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes und der Stromverwendung schlechtere Resultate als bei der vollständigen Marktöffnung, da der Markt in zwei Bereiche geteilt wird, deren getrennte Optimierung weniger effizient ist als eine gemeinsame Optimierung über das Gesamtsystem. Falls zudem für jede Region ein einziger Versorger ernannt wird, besteht die Gefahr, dass sich ineffiziente Strukturen ergeben, da diese nicht im Wettbewerb bestimmt werden.

Umgehung und Stabilität

Da bei einer vollständigen Marktöffnung alle Verbraucher die gleichen Bedingungen bezüglich Marktzugang haben, besteht keine Anreiz zur Umgehung der Marktzutrittsbegrenzungen. Auch beim System der abgesicherten Grundversorgung haben die Kunden die Möglichkeit, einen anderen als ihren Grundversorger zu wählen. Somit ergeben sich auch in diesem Modell keine Umgehungprobleme.

Im Gegensatz dazu können bei einer Teilmarktöffnung die Probleme mit Umgehung der Marktzutrittsbegrenzungen derart gravierend sein, dass die Stabilität des gesamten Systems in Frage gestellt wird. Internationale Erfahrungen zeigen deutlich, dass es insbesondere dann, wenn nur grosse Unternehmen Zugang zum Markt erhalten, zu massiven Umgehungsversuchen kommen kann, die beträchtliche Ineffizienzen bis hin zum Bau paralleler Infrastrukturen mit sich bringen.

Quersubventionen und Marktmacht-Missbrauch

Auch Quersubventionierungen und Marktmacht-Missbrauchs sind hauptsächlich bei einer Teilmarktöffnung zu erwarten. Da der (regionale) Versorger in diesem Modell über eine Basis von gefangenen Kunden verfügt, ist seine Monopolmacht systembedingt gewollt. Wenn sich der Versorger neben seinen Aktivitäten im geschützten Bereich auch im freien Markt betätigt, kann er seine Monopolkunden als Quelle für Quersubventionen zugunsten der Kunden im freien Bereich verfügen. Selbst wenn seine Tätigkeiten auf den Monopolbereich begrenzt sind, hat er die Möglichkeit, Monopolrenten abzuschöpfen. Bei einer vollständigen Marktöffnung und auch bei einer abgesicherten Grundversorgung ergeben sich in diesem Bereich keine Probleme, da alle Kunden ihren Anbieter wechseln können, wenn dieser versucht überhöhte Preise zu verlangen.

Regulierungsbedarf

Die genannten Probleme bei der Teilmarktöffnung bringen – zusätzlich zur Regulierung der Netze, die bei einer Marktöffnung notwendig ist, – beträchtlichen Regulierungsaufwand mit sich. Dies gilt umso mehr, je grösser die Zahl der Unternehmen, die als Monopolisten tätig sind, ist. Bei einer vollständigen Marktöffnung besteht der Regulierungsbedarf lediglich darin, die Ausschreibungen oder den Markt für langfristige Reservekapazitäten zu organisieren. Das Modell der abgesicherten Grundversorgung nimmt eine Zwischenposition ein.

Fazit

Insgesamt schneidet das Modell der vollständigen Marktöffnung bezüglich aller Kriterien am besten ab. Auch die Versorgungssicherheit lässt sich in einem Modell mit vollständiger Öffnung gewährleisten. Dieses Modell sollte deshalb ernsthaft geprüft werden. Aufgrund der Probleme von Modellen mit „geteilten Welten“ (Teilmarktöffnung und abgesicherte Grundversorgung) im Hinblick auf die Versorgungssicherheit im Gesamtsystem, sollten diese Modelle kritisch geprüft werden.

7 Quellenverzeichnis

- Brennan, T.J. et al. (1996), A shock to the system; Restructuring America's electricity industry, Resources for the Future.
- Filippini, M., Wild, J. und Luchsinger, C. (2001), Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung. Erfahrungen in Norwegen und Schweden. Energiewirtschaftliche Grundlagen, Bundesamt für Energie, Bern.
- Fraser, H. und Meeham, E. (2003), Capacity adequacy in New Zealand's electricity market, Asian Power, September, S. 8-9, <http://www.nera.com/wwt/publications/6292.pdf> [16.10.2003].
- Hunt, S. (2002), Making competition work in electricity, Wiley.
- Hunt, S: und G. Shuttleworth (1996), Competition and choice in electricity, Wiley.
- National Council on Electricity Policy [Brown, M. H. and Sedano, R. P.] (2003), A comprehensive View of the U.S. Electric Restructuring with Policy Options for the Future, Electric Industry Restructuring Series, June 2003.
- Newbery, D. (2000), Privatization, restructuring and regulation of network industries, MIT Press.
- Oregon Public Utility Commission (2002), Evaluation of a Competitive Power Market for Residential Consumers, December 2002 (<http://www.puc.state.or.us/agenda/pmemos/2002/120302/reg4att.pdf> [16.10.2003]).
- Oxera (2001), Electricity liberalisation indicators in Europe, European Commission, DG TREN. (http://europa.eu.int/comm/energy/library/summ_ele.pdf [14.5.2003])
- Shuttleworth, G. (2002), Hot topics in European electricity: What is relevant and what isn't?, Electricity Journal, October, 25-39.
- Stoft, S. (2002), Power system economics, Wiley.
- Vaterlaus, S., H. Worm, J. Wild und H. Telser (2003), Liberalisierung von Netzsektoren, Strukturberichterstattung, Seco, Bern.
- Wild, J. und S. Vaterlaus (2002), Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen der Netzgesellschaften, Das Beispiel der Norwegischen Elektrizitätsmarktöffnung, Bundesamt für Energie, Bern.