

Strukturen und Mechanismen des liberalisierten Strommarktes

Working Paper

Nr. 6



Strukturen und Mechanismen des liberalisierten Strommarktes

Contents

Liberalisierung – neue Herausforderung für die Branche

Aus Alt wird Neu

Liberalisierung – Entstehung eines neuen Marktes

Neue Unternehmensstrategien

Kalifornien: Falsch reguliert? (Exkurs)

Liberalisierung – neue Herausforderung für die Branche

Das primäre Ziel der Liberalisierung des Strommarktes war es, einen Rahmen zu schaffen, in dem die effiziente Verteilung des knappen Gutes Strom ermöglicht wird und in dem die Marktteilnehmer für ihre Entscheidungen richtige Preissignale erhalten. Als Sekundäreffekt der Liberalisierung waren wettbewerbsbedingte Preissenkungen eingetreten, die auf die beteiligten Unternehmen einen beträchtlichen Kosten- und Anpassungsdruck ausübten. Doch welche sind diese neuen Rahmenbedingungen, auf die sich die alten und neuen Marktteilnehmer aus der Elektrizitätswirtschaft einstellen müssen und welche Strategien verfolgen die Unternehmen dabei?

Aus Alt wird Neu

Good old world

In der Vergangenheit wurde angenommen, dass die ganze Branche ein natürliches Monopol darstellt. Natürliche Monopole (sind nicht mit einem Monopol an sich zu verwechseln) stellen eine spezielle Kostensituation dar, in der ein einziger Anbieter ein bestimmtes Gut oder eine bestimmte Leistung effizienter und kostengünstiger anbieten kann als mehrere.* Die Installierung eines Wettbewerbsmarktes und die Parallelinvestitionen von mehreren Wettbewerbern würden den Verbrauchern in Summe mehr Kosten verursachen, als wenn die Leistung von einem einzigen Anbieter erbracht werden würde.

Diese Erkenntnis führte historisch dazu, dass ganze Branchen mit dem erwähnten Kostencharakter als legitimierte Monopole organisiert wurden. Das ist auch der Grund dafür, dass in vielen europäischen Ländern die Verbraucher von einem einzigen integrierten Unternehmen versorgt wurden.

Monopole – als alleinige Anbieter am Markt und weil die Grenzkostenpreisbildung nicht zur Geltung kommt – tendieren allerdings dazu „überhöhte Preise“ von ihren Kunden zu verlangen. Diese Überlegung brachte wirtschaftspolitische Entscheidungsträger dazu, diese Monopole in öffentlichen Besitz zu nehmen. Die teilweise falsche Annahme dabei war, dass die staatlichen Monopole sich nicht als Profitmaximierer verhalten würden und so die Konsumenten keine Wohlfahrtsverluste hinnehmen müssten. Ein andere gängige Lösung war, dass man die Strommonopole in privater Hand ließ, diese aber einer zentralen Regulierung unterwarf.

* Ökonomisch gesehen lässt sich diese Kostensituation dadurch beschreiben, dass die Grenzkostenkurve im gesamten relevanten Bereich unter der Durchschnittskostenkurve liegt. Ein Unternehmen, das unter dieser Bedingung agiert, zeichnet sich typischerweise durch einen sehr großen Fixkostenanteil aus, wobei die Kosten des Angebotes einer zusätzlichen Leistungseinheit sehr gering sind.

Wege in die neue Welt

Es wurde argumentiert, dass die gesamte Stromwirtschaft – da sie ein natürliches Monopol darstellt – am effizientesten und kostengünstigsten funktioniert, wenn sie in Form eines regulierten oder staatlichen Monopols organisiert ist. Nimmt man allerdings die Wertschöpfungskette der Branche unter die Lupe, so stellt sich heraus, dass einzelne Glieder sehr wohl wettbewerbswirtschaftlich effizienter betrieben werden können. Doch aus welchen Stufen besteht diese Wertschöpfungskette eigentlich?

- Erzeugung (Umwandlung einer Form von Energie in elektrische Energie)
- Handel (Kauf und Verkauf von elektrischer Energie auf Höchstspannungsebene)
- Übertragung (Transport der elektrischen Energie auf Höchstspannungsebene)
- Verteilung (Transport der elektrischen Energie auf Mittel- und Niederspannung)
- Lieferung (Verkauf und Verrechnung der elektrischen Energie an Endverbrauchern)

Von den fünf erwähnten Funktionen (siehe *Abbildung 1*) gelten allerdings nur zwei als natürliche Monopole. Dies sind die zwei „Leitungsfunktionen“ Übertragung und Verteilung. In diesen Bereichen ist der Wettbewerb nicht sinnvoll, da der parallele Betrieb von mehreren Leitungsnetzen nicht kosteneffizient ist. Diese Funktionen sollen daher als regionale Netzmonopole von den integrierten Stromunternehmen getrennt (Unbundling) und neu reguliert werden. Diese Trennung erfolgt auf der Verteilungsebene nur buchhalterisch. Eine weitgehendere, eigentumsrechtliche Trennung wird zur Zeit in Zentraleuropa nicht verlangt.

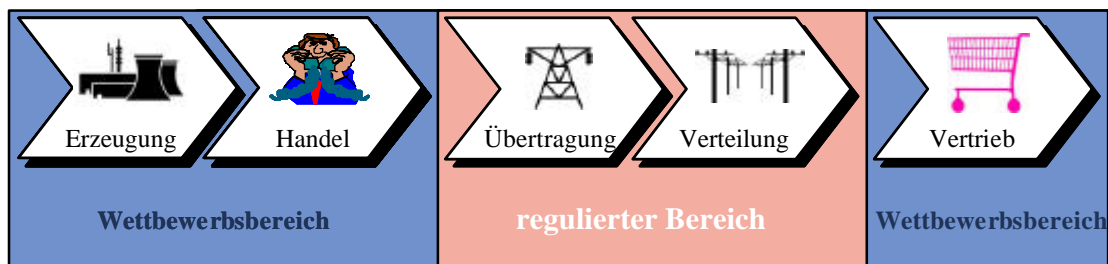


Abbildung 1: Regulierte und nichtregulierte Bereiche

Regulierung versus freier Wettbewerb

Seit 1. Oktober 2001 ist der österreichische Strommarkt vollkommen liberalisiert. Die bisher über amtliche Preise regulierten und durch Marktzutrittsbeschränkungen geschützten Bereiche der Stromwirtschaft wurden für die Marktteilnehmer geöffnet. Diese Öffnung geht mit einer entsprechenden Deregulierung einher, die allerdings den Anfang einer „Neuregulierung“ bedeutet. Diese Neuregulierung unterscheidet sich grundlegend von den vorangegangenen regulativen Strukturen. Es wird nunmehr nicht die ganze Stromwirtschaft reguliert, sondern einzelne Wertschöpfungsstufen.

Die Bereiche Erzeugung und Lieferung, die wettbewerbswirtschaftlich am effizientesten betrieben werden können, sollen in die freie Wirtschaft entlassen werden. Die Netzbereiche (Übertragung und Verteilung) stellen – wie bereits erwähnt – natürliche Monopole dar. Der Wettbewerb ist in diesem Segment nicht möglich, die geforderte Effizienz kann nur durch eine „Reregulierung“ herbeigeführt werden. Diese neue Regulierung soll den freien Netzzugang zu gleichen Konditionen und ein faires Netznutzungsentgelt sichern.

Bei den Funktionen Erzeugung und Lieferung soll der Wettbewerb sichern, dass sich die Preise auf dem Erzeugermarkt frei bilden und sich durch den Marktmechanismus an den Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke orientieren. Dieser Mechanismus stellt sicher, dass die Marktteilnehmer die richtigen Preissignale empfangen und ihre Entscheidungen

(Investition, Konsum) danach richten. Erst dadurch wird die effiziente Allokation, d.h. die Verwendung des knappen Gutes Strom durch jene, die es am „dringendsten“ benötigen, möglich.

Transparenz auf allen Stufen der Wertschöpfungskette

Durch die Deregulierung wurde die traditionell integrierte Wertschöpfungskette der Branche aufgebrochen. Es entstanden neue Teilmärkte, deren Effizienz nicht zuletzt durch ihre transparente Gestaltung erreicht werden kann. Auf Großhandelsebene entwickelten sich neue Märkte, deren Preise von Strombörsen bzw. Marktbeobachtern publiziert werden. Die Preisangebote für Haushaltskunden sind auf Plakatwänden oder Webseiten der Stromanbieter zu lesen. Für Transparenz der Preise im Netzbereich sorgt gewöhnlich der Regulator. Die Netzentgelte werden beispielsweise in Österreich in Form einer Verordnung erlassen.

Liberalisierung – Entstehung eines neuen Marktes

Liberalisierung – speziell auf den Strommarkt bezogen – bedeutet nichts anderes als die Wahlmöglichkeit des Stromabnehmers im Hinblick auf seinen Lieferanten. Die Wahlfreiheit wird durch sein Recht auf den Zugang zum Stromnetz verwirklicht. Die Aufgabe der Ausgestaltung dieses Rechtes wird überall in der EU – mit Ausnahme von Deutschland - durch eine Regulierungsbehörde wahrgenommen (Deutschland hat vorerst den Weg des „verhandelten Netzzugangs“ gewählt, die Zugangsregeln wurden in der sogenannten „Verbändevereinbarung“ geregelt). Der Kreis der Netzzugangsberechtigten ist in der EU weniger einheitlich geregelt. Manche Länder wie z.B. England, die skandinavischen Länder oder Österreich öffneten ihre Strommärkte für alle Endabnehmergruppen, während andere Mitgliedstaaten lediglich den Stromversorgern, Lieferanten und großen Industriekunden einen Netzzugang gewähren.

Strom als Commodity

Die Wahlfreiheit der Netzzugangsberechtigten hat einen bisher nicht da gewesenen Markt hervorgebracht, den Großhandelsmarkt für Strom. Die Teilnehmer dieses Marktes sind die Stromerzeuger einerseits und die Lieferanten, Händler, Broker und großen industriellen Abnehmer andererseits. Hier wird Strom wie alle anderen klassischen Waren, beispielsweise Öl, Gas oder Weizen, gehandelt. Die Lieferung erfolgt auf der Höchstspannungsebene des Stromnetzes (gewöhnlich 220 kV – 380 kV), die gelieferten Mengen pro Periode werden in Megawattstunden (MWh) angegeben.

Es gibt allerdings drei wesentliche Eigenschaften von Strom, die ihn von anderen gehandelten Waren unterscheiden. Der wesentlichste Unterschied besteht darin, dass Strom nicht gespeichert werden kann. Er muss in der selben Sekunde erzeugt werden, in der er verbraucht wird. Diese Eigenschaft der elektrischen Energie hat vor allem wesentliche Auswirkungen auf ihre Preisgestaltung an den Großhandelsmärkten. Des Weiteren ist ihr Transport an ein Leitungsnetz gebunden. Dabei geht ein Teil der Energie als Netzverlust „verloren“. Das impliziert, dass Strom wirtschaftlich nur in begrenztem Ausmaß transportierbar ist. Im Zuge dieses Transports können gelegentlich auch Kapazitätsengpässe auftreten. Dazu kommt noch, dass sich die elektrische Energie im Netz automatisch ausdehnt, so dass kein gerichteter Stromtransport stattfinden kann. Das Problem der Unsteuerbarkeit der Stromflüsse wird gelöst, indem der an den Entnahmepunkten entnommene Strom gleichzeitig an den Einspeisepunkten zugeführt wird. Diese Besonderheiten der elektrischen Energie setzen eine zentrale Instanz, den Übertragungsnetzbetreiber, voraus, der das komplexe technische System der elektrischen Transportnetze überwacht und koordiniert.

Preisbildung am freien Markt

Trotz seines komplexen Wesens ist Strom handelbar. Wann, wo und in welchem Ausmaß diese Ware gekauft oder verkauft wird, hängt von ihrem Preis ab. Doch wie entsteht dieser Preis und von welchen Faktoren wird er beeinflusst?

Der Preis der elektrischen Energie - wie der aller anderen frei handelbaren Güter - ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage und kommt formal dort zustande, wo die zwei Funktionen einander schneiden. Dabei repräsentiert die kurzfristige Angebotskurve die variablen Kosten der jeweiligen Erzeugungseinheit und die Nachfragekurve die von den Abnehmern gerade nachgefragte Energie, also die Last. (siehe *Abbildung 2*)

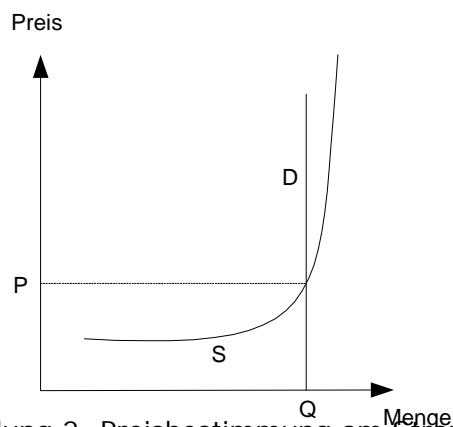


Abbildung 2: Preisbestimmung am Strommarkt

Die Angebotskurve hat die Besonderheit, dass sie im gewöhnlichen Lastbereich relativ flach verläuft, im Kapazitätsgrenzbereich aber sehr steil ansteigt. Dadurch spiegelt sie die ungleich hohen Kosten wider, die mit der Bereitstellung einer zusätzlichen Energieeinheit am physischen Limit des Erzeugungssystems verbunden sind. Die Nachfragekurve wird als eine vertikale Linie dargestellt, stellvertretend für die vereinfachte Annahme, dass die Elastizität der Stromnachfrage gleich Null ist, also das Abnahmeverhalten der Stromkunden – zumindest kurzfristig - vom Preis unabhängig ist.

Doch welche sind die Faktoren, die das jeweilige Angebot von bzw. die Nachfrage nach Strom beeinflussen? Das Abnahmeverhalten der Verbraucher ändert sich innerhalb eines Tages sehr stark und folgt - je nach Kundengruppe - einem typischen Muster. Im allgemeinen verbraucht man in der Nacht weniger Energie als tagsüber. Der Lastgang (die Nachfrage) steigt in der Früh stark an, bleibt untertags hoch und sinkt erst am späteren Abend. Das impliziert auch, dass der Preis für die Nachtstunden billiger ist als zu den Tagesspitzen. Ein ähnliches Muster ist auch innerhalb einer Woche zu beobachten. Während der Wochentage ist die Last wesentlich höher als am Wochenende, wenn die Industriebetriebe und Büros geschlossen bleiben. Ergo: der Preis für das Wochenende ist niedriger. Schließlich können wir auch ein typisches Verbrauchsverhalten innerhalb eines Jahres identifizieren. Im Winter, wenn es dunkler und kälter ist – zumindest in Zentraleuropa - wird mehr Strom verbraucht als im Sommer. Das Umgekehrte gilt z.B. für die USA, wo Strom für Heizzwecke kaum eingesetzt wird, dafür aber die im schwülen Sommer eingesetzten Klimaanlage viel Energie verbrauchen. (Zu den Entwicklungen am Strommarkt in Kalifornien siehe Exkurs am Ende dieses Papiers)

Im Allgemeinen kann man sagen, dass – abgesehen von den erwähnten Mustern – die Temperaturschwankungen der wesentlichste nachfrageseitige, kurzfristige Preisbeeinflussungsfaktor sind. Auf der Angebotseite sind im wasserreichen Norden, in der Schweiz oder in Österreich die Wasserstände bzw. –zuflüsse in den Reservoirs maßgeblich. Hat es viel geregnet oder schmilzt der Schnee in den Bergen, steht auch den

Wasserkraftwerken viel Wasser zur Stromproduktion zur Verfügung. In Norwegen, wo elektrische Energie praktisch ausschließlich aus Wasserkraft hergestellt wird, waren die Preise im extrem trockenen Jahr 1996 am Großhandelsmarkt mehr als zweimal so hoch als im Jahr danach. In den südeuropäischen Ländern hängen die Strompreise hingegen stark von den Primärenergiepreisen (Öl, Gas) ab. Steigen die Preise am von der OPEC beeinflussten Ölmarkt längerfristig an, müssen auch die italienischen Strompreise zwangsläufig mitziehen.

Die bereits erwähnten Charakteristika der Ware Strom (insbesondere die Nichtspeicherbarkeit) bzw. die vielfältigen und interdependenten Faktoren, die ihre Nachfrage und ihr Angebot beeinflussen, implizieren einen sehr volatilen Preisverlauf. Die historische Preisentwicklung am österreichischen Großhandelsmarkt wird in der *Abbildung 3* dargestellt.

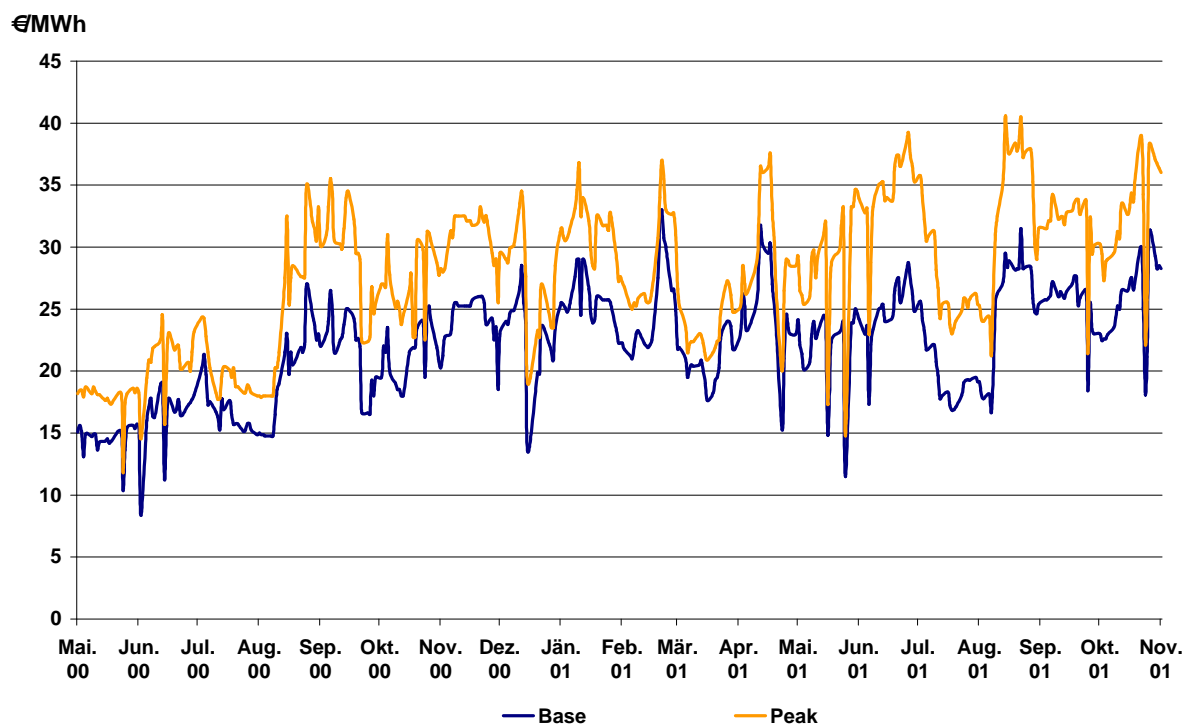


Abbildung. 3: Strompreisentwicklung am österreichischen Großhandelsmarkt

Preis ist nicht gleich Preis

Die ökonomische Theorie besagt, dass identische Güter auf unterschiedlichen Märkten – unter Idealbedingungen - den gleichen Preis haben sollten. Wäre dem nicht so, würde sofort ein Händler auftauchen und am „billigen“ Markt einkaufen und am „teuren“ verkaufen. Er würde das solange machen, bis die Preise ausgeglichen wären und das Gleichgewicht wieder hergestellt wäre. Diese Tätigkeit nennt man Arbitrage. Sie sichert die Interdependenz der Märkte. Fasst man allerdings den „europäischen Markt“ ins Auge, so stellt man fest, dass an unterschiedlichen Orten unterschiedliche Preise vorherrschen. (siehe *Abbildung 4*) Es wurde bereits erwähnt, dass sich Strom über eine gewisse Distanz hinaus nicht mehr ökonomisch transportieren lässt und dass die internationalen Transportnetze oft in ihrer Übertragungskapazität beschränkt sind. Das ist auch der Hauptgrund für die Preisunterschiede. Die Märkte werden voneinander durch chronisch überlastete Übergabestellen abgegrenzt. Solche „Flaschenhälse“ sind unter anderen an der nördlichen Grenze Italiens, an den Grenzen der Niederlande, zwischen England und Frankreich, zwischen Spanien und Frankreich und zwischen den skandinavischen Ländern und Kontinentaleuropa zu finden. Zwischen den soeben definierten Teilmärkten können sich beträchtliche Preisunterschiede ergeben, die für Marktteilnehmer attraktive Arbitragemöglichkeiten eröffnen.

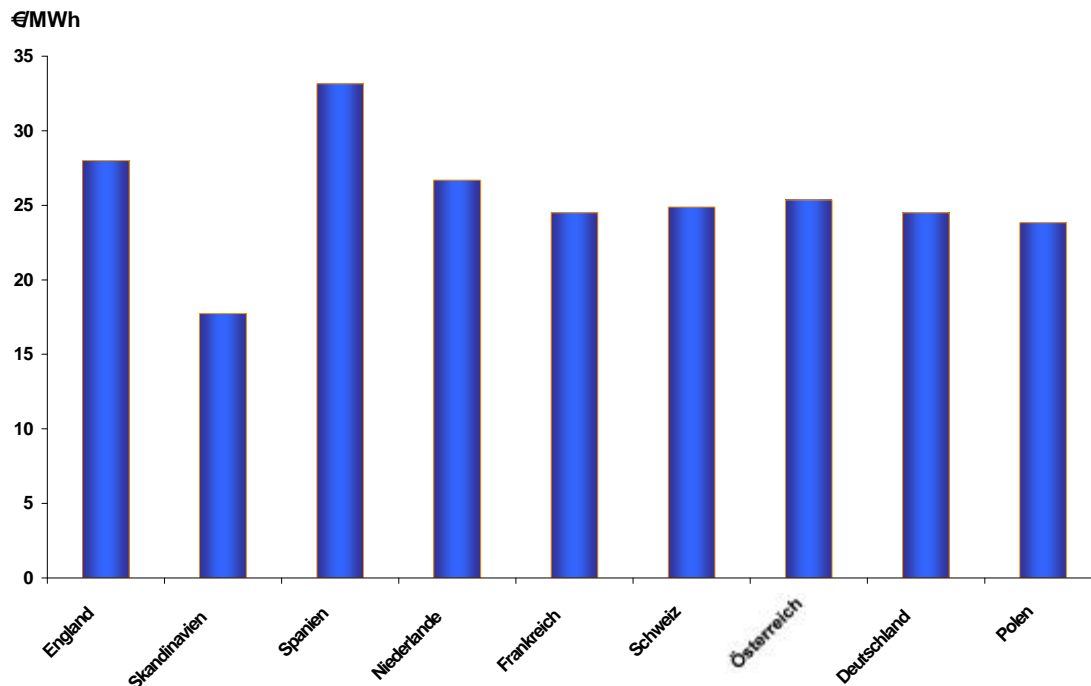


Abbildung. 4: Stromgroßhandelspreise (Base) in Europa am 31. Oktober 2001

Aus diesem Grund ist die Sicherung von Übertragungskapazitäten an diesen Übergabestellen von enormer Wichtigkeit. Um die effiziente Allokation des knappen Gutes Übertragungskapazität zu gewährleisten, haben die Übertragungsnetzbetreiber damit begonnen, diese Ressourcen zu auktionieren. Den Zuschlag erhält derjenige, der am meisten für die benötigte Kapazität zu zahlen bereit ist. Je höher sich die Preisunterschiede zwischen einzelnen Teilmärkten gestalten, desto höher liegen folglich die Auktionsgebote.

Trading big time

Wie bereits erwähnt, ließ erst die Deregulierung die Stromhandelsmärkte entstehen. Früher gab es keinen Markt für Strom. Die großen, integrierten Elektrizitätsunternehmen lieferten einander zwar immer Strom, diese Lieferungen hatten aber oft den Charakter eines physischen Tausches und dienten eher als gegenseitige Hilfeleistung. Doch wie lassen sich moderne Strommärkte charakterisieren? Grundsätzlich gibt es Spot- und Forwardmärkte. Spotmärkte nennt man auch Day-ahead-Märkte, da dort Geschäfte abgeschlossen werden, die erst am nächsten Werktag erfüllt werden. Die Lieferung erfolgt deswegen später, weil sie beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber rechtzeitig für den Transport angemeldet werden muss. Auf Forwardmärkten wird Strom für zukünftige Lieferungen gehandelt. Die Händler vereinbaren den Preis am jeweiligen Handelstag, geliefert wird erst in einem vorab vereinbarten Zeitfenster. Die erwähnten Märkte können zentral organisiert und reguliert (Börsen) oder „ungeregelt“ (Over the counter = OTC) sein.

Strombörsen

Strombörsen sind oft durch staatliche Organe regulierte Märkte. Die Handelsteilnehmer müssen bestimmte formale Kriterien erfüllen, um zum Handel zugelassen zu werden. Die Handelsabläufe und die Festlegungsmethode der Preise sind allen Teilnehmern bekannt. Die Preise sind vollkommen transparent und der Handel ist anonym. An den Strombörsen werden am Spotmarkt einzelne Stunden bzw. Gruppen von Stunden gehandelt. Die Preise werden für jede einzelne Stunde durch ein Auktionsverfahren ermittelt. Dabei werden die Gebote der Käufer und Verkäufer aggregiert und daraus der

Gleichgewichtspreis ermittelt. An vielen Börsen besteht die Möglichkeit, nicht nur Spots zu handeln, sondern auch Futures. Futures sind nichts anderes als standardisierte, börsengehandelte Forwardkontrakte. Der wesentliche Unterschied zu Forwards besteht darin, dass die Futures nicht physisch, sondern nur finanziell geliefert werden. Sie werden hauptsächlich zur finanziellen Absicherung von künftigen physischen Transaktionen verwendet. Bei den abgeschlossenen Transaktionen tritt die Börse bzw. die von ihr ernannte Verrechnungsstelle (Clearing house) als zentraler Kontrahent auf. Der Verkäufer erfährt nie, wer „seinen Strom“ gekauft hat und umgekehrt. Dies ist aus zwei Gründen vorteilhaft. Einerseits müssen die Händler ihre Handelsstrategien nicht preisgeben, andererseits wird das Erfüllungsrisiko ausgeschaltet. Kann z.B. der Käufer für die gekaufte Energie nicht zahlen, springt das Clearing house für ihn ein. Diese Vorteile werden selbstverständlich nicht gratis angeboten. Die Börse verrechnet pro gehandelte Menge eine gewisse Handelsgebühr.

Die bekannteste und älteste europäische Strombörse ist die 1993 gegründete Nord Pool. Sie deckt den gemeinsamen skandinavischen Strommarkt ab. In Zentraleuropa gab es bis vor kurzem zwei Strombörsen, die European Energy Exchange (EEX) in Frankfurt und die Leipzig Power Exchange (LPX). Diese zwei Börsen meldeten vor kurzem ihre Verschmelzung an. Sie bieten künftig gemeinsam einen Spot- und einen Terminmarkt an. Österreichischen Stromhändlern steht zusätzlich seit 21. März 2002 vorerst mit einem Spotmarkt die Energy Exchange Austria (EXAA) in Graz zur Verfügung.

OTC-Markt

OTC-Märkte unterliegen im Gegensatz zu Börsen keiner staatlichen Regulierung. Ihre Spielregeln ergeben sich aus der Handelspraxis selbst oder werden von den Marktteilnehmern festgelegt. Hier kann man nicht nur standardisierte Kontrakte, sondern auch maßgeschneiderte Produkte handeln. Der OTC-Markt ist ein bilateraler Handelsplatz. Die Vertragsparteien schließen unmittelbar miteinander ihre Geschäfte ab, sie kennen einander oft auch persönlich. Hier gibt es auch keinen zentralen Kontrahenten oder eine Verrechnungsstelle. Das Erfüllungsrisiko tragen die Parteien selbst. Kann der Stromkäufer seine Rechnung nicht begleichen, besteht für den Verkäufer keine Möglichkeit, von einer dritten Partei Erfüllung zu verlangen. Um dieses Risiko zu mildern, verlangen die Händler Sicherheiten voneinander. Die Kreditwürdigkeit wird laufend geprüft, die Trader arbeiten mit Limits.

Die großen europäischen Stromerzeuger, Händler und EVUs bauten in den letzten zwei Jahren Trading floors auf, die kleinen Börsensälen ähneln. Die Trader beobachten auf ihren Schirmen ständig die neuesten marktrelevanten Nachrichten, die Preisgebote der anderen Marktteilnehmer und ihre eigenen Positionen. Die Geschäfte werden traditionell am Telefon abgeschlossen, es gilt das gegebene Wort. Die Geschäfte werden im nachhinein nur schriftlich bestätigt. Da die Preise sich sehr schnell ändern können, müssen die Trader sehr schnell Entscheidungen treffen, um möglichst gewinnträchtig aus einem Geschäft auszusteigen. Das erfordert wiederum schnelle Systeme und gut verarbeitete Informationen. Die Preise am OTC-Markt sind nicht transparent. Als Marktpreis gilt immer der Preis, zu dem gerade ein Geschäft abgeschlossen wurde. Für Dritte ist dieser Preis und die gehandelte Menge gewöhnlich unbekannt. Da aber diese Informationen von essenzieller Bedeutung sind, ließ der Markt sogenannte Marktbeobachter (Preisreporter) entstehen. Die Preisreporter sind unabhängig und nicht am Erfolg der Handelsgeschäfte interessiert. Sie kennen die Marktteilnehmer gut und fragen laufend Preise und Mengen ab. Aus diesen (meist anonymen) Informationen produzieren sie aktuelle Marktberichte (Assessments) und stellen sie den Marktteilnehmern zur Verfügung. Der bekannteste Preisreporter ist Platts (www.platts.com). Er bewertet unter anderem auch den österreichischen Stromgroßhandelsmarkt, wo erst seit kurzem eine Börse existiert. Platts quotiert außerdem den bekannten Brent Spotpreis, den die Ölmärkte in der ganzen Welt als Maßstab nutzen. Zur Markttransparenz tragen auch unterschiedliche Strompreisindizes bei. Der älteste zentraleuropäische Index ist der Swiss Electricity Price Index (SWEP). Er

dient als Spotbenchmark für den schweizerischen Strommarkt und wird durch Dow Jones veröffentlicht. Ähnlichen Bezugswert liefert der German Power Index (GPI) für Deutschland.

Die meistgehandelten Spotkontrakte sind die sogenannten Base- und Peakkontrakte. Base (Tagesband) bezieht sich auf eine Stromlieferung von 0-24 Uhr. In diesem Fall wird eine gleichbleibende Last für den ganzen Tag zur Verfügung gestellt. Mit dem Terminus Peak wird in Zentraleuropa eine gleichbleibende Stromlieferung von 8-20 Uhr bezeichnet. Kauft der Trader eines EVU heute 5 MW Peak, so bekommt er am nächsten Werktag in der genannten Zeitperiode 5 MW Leistung, insgesamt also 60 MWh Strom geliefert. Am Forwardmarkt werden – je nach Ausgestaltung - Lieferungen für einige Monate, Quartale oder sogar mehrere Jahre im voraus gehandelt. Dabei werden die Preise für jeden Kontrakt sowohl in Peak als auch in Base quotiert. Es ist also vorstellbar, dass ein Erzeuger in Österreich seine Jahresproduktion für 2004 zu einem heute bestimmten Preis am Forwardmarkt verkauft.

Marktteilnehmer und Motivation zum Handel

Auf dem Markt agiert eine Vielzahl von Händlern. Sie alle machen das gleiche, Kaufen und Verkaufen. Doch ihre Motivation ist unterschiedlich. Hier treten Stromerzeuger auf, die ihre Angebote in Bezug auf ihre Produktionskapazitäten bzw. Kostenstruktur erstellen. Sind die Preise am Markt höher als ihre kurzfristigen variablen Kosten, bieten sie Strom an. Sind die Marktpreise hingegen niedriger, hören sie auf zu produzieren und erfüllen ihre Lieferverpflichtungen nicht aus eigenen Anlagen, sondern kaufen am Markt zu. Damit treten sie sowohl als Verkäufer als auch Käufer auf. Weitere Teilnehmer am Markt sind die ehemaligen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) oder sehr große Industrieabnehmer, die ihre langfristigen Bezugsverträge durch kurzfristige Zu- oder Verkäufe optimieren.

Es gibt eine andere Gruppe von Händlern, die weder nennenswerte Erzeugungsanlagen noch einen eigenen Endkundenstock haben. Sie agieren als Mittelsmänner zwischen Verkäufer und Käufer. Sie kaufen also um des Verkaufens willen und machen ihr Geschäft durch ihre Handelsmargen. Sie sind auch diejenigen, die ständig unterschiedliche Märkte beobachten und eventuell auftretende Preisunterschiede zu identifizieren versuchen. Erkennen sie einen Preisunterschied, der ihre Transaktionskosten übersteigt, so kaufen sie das entsprechende Stromprodukt auf dem einen Markt und verkaufen es am anderen zur gleichen Zeit. Dabei lukrieren sie den die Stromübertragungskosten (Transaktionskosten) übersteigenden Teil der Marktpreisunterschiede als risikolosen Profit. Diese Tätigkeit ist die bereits oben beschriebene Arbitrage. Doch die Motivation zum Handel kann auch eine andere sein. An Futuresmärkten agieren auch Trader, die lediglich versuchen, Preisschwankungen richtig auszunutzen und dadurch Gewinne zu erzielen. Diese nennt man Spekulanten. Ihre Existenz ist auf den Commoditymärkten von großer Wichtigkeit. Sie sorgen für Liquidität. Liquidität an sich wirkt wiederum anziehend auf andere bzw. neue Marktteilnehmer und generiert dabei selbst Liquidität. Spekulanten versuchen bei fallenden Preisen zu kaufen und bei steigenden Preisen zu verkaufen. Dabei tragen sie das volle Preisrisiko und können gegebenenfalls viel Geld verlieren. Sie sind nicht am Preisniveau an sich interessiert, sondern lediglich an den Preisänderungen. Während der gleichbleibende, flache Markt die Stromerzeuger und Großabnehmer oder EVUs freut, schmerzt es den Spekulanten und führt zu seiner Abwanderung vom Markt. Solche handelsorientierten Händler sind beispielsweise - der mittlerweile in Konkurs befindliche - Enron oder auch TXU. In Wirklichkeit nehmen große integrierte Elektrizitätsunternehmen gleichzeitig mehrere Stromhandelsfunktionen wahr. Sie verkaufen nicht nur ihre eigene Stromproduktion, sie kaufen auch für ihre Kunden ein, verwalten Portfolios für kleinere Stadtwerke und spekulieren unter einem Dach.

Eine sehr wichtige Rolle am Strommarkt spielen Broker. Sie vermitteln Geschäfte zwischen den Marktteilnehmern. Im Gegensatz zu Händlern nehmen sie selbst keine

Positionen. Sie bringen lediglich Käufer und Verkäufer zusammen. Da der OTC-Markt nicht unbedingt transparent ist, tragen Broker auch zu einem höheren Informationsstand aller Marktteilnehmer bei. Händler, die nicht alle Märkte gleichzeitig abdecken können, rufen ihre Broker an und versuchen dadurch die besten Preisgebote einzuholen. Die Dienste der Broker nutzen auch Marktteilnehmer die miteinander direkt nicht kommunizieren möchten. Kommt ein Geschäft durch die Interaktion eines Brokers zustande, so gebührt ihm dafür eine entsprechende Provision.

Neuer Markt, neue Risiken

Durch die Herausbildung von Stromhandelsmärkten müssen sich alle Elektrizitätsunternehmen – ob handelsorientiert oder nicht - zunehmend dem Markt zuwenden. Ihre zukünftigen Erträge hängen nämlich von den Marktpreisentwicklungen ab. Es ist egal, ob z.B. ein integriertes Unternehmen den Strom, den es an seine Kunden abgibt selbst erzeugt oder nicht, den Entwicklungen am Markt ist es auf jeden Fall ausgesetzt. Allerdings sind die Marktpreise alles andere als konstant. Die sich ständig ändernden Preise bzw. die Ungewissheit über zukünftige Preisentwicklungen machen die Unternehmenserträge bzw. die Cashflows schwer planbar. Es besteht daher ein essenzielles Bedürfnis, diese Unsicherheit, dieses Risiko zu behandeln. Die Risiken, denen ein Unternehmen gegenübersteht, sind natürlich vielfältig und betreffen nicht nur das Preisrisiko. Sie können die geplanten Absatzmengen, Kundenwechsel, Betriebsabläufe und vieles andere berühren, worauf hier nicht näher eingegangen wird.

Fortschrittliche Elektrizitätsunternehmen führten dementsprechend in den letzten zwei Jahren in Zentraleuropa Risikomanagementsysteme ein. Dabei geht es um die Bündelung von Maßnahmen bzw. die Definition von Abläufen, die auf die Minimierung von unternehmensrelevanten Risiken, insbesondere auf Marktpreisrisiken, gerichtet sind. Dieser Prozess ist recht komplex und umfasst mehrere Phasen. Die Risiken müssen zuerst identifiziert, dann quantifiziert und schließlich mit entsprechenden Marktinstrumenten behandelt werden. Es muss ein Gesamtportfolio des Unternehmens definiert werden, in dem alle Erzeugungskapazitäten, Kundenverträge und Handelspositionen abgebildet werden. Dieses Portfolio kann danach mit unterschiedlichen Methoden bewertet werden. Hierzu können zukünftige Marktpreisszenarien oder unterschiedliche Preis- und Bewertungsmodelle entwickelt werden. Das so abgeleitete Risikoprofil kann mit unterschiedlichen Marktinstrumenten abgesichert oder gesteuert werden. Die bekanntesten Grundinstrumente sind Futures und Optionen. Für Zentraleuropa relevante Futures können auf der EEX gehandelt werden, börsengehandelte Optionen werden zur Zeit auf dieser Börse nicht angeboten. Durch Verwendung von Strom-Futures kann sich z.B. ein Stromerzeuger gegen Preisänderungsrisiken am Spotmarkt absichern. Dadurch weiß er bereits heute, wie sich seine Cashflows in den jeweiligen abgesicherten Zeitperioden gestalten werden. Diese Preisabsicherung nennt man Hedging. Durch das Hedging können primär keine Preisvorteile erreicht werden. Das Unternehmen sichert sich dadurch lediglich einen zukünftigen Preis. Sein Vorteil liegt einzig und allein darin, dass dieser Preis bereits heute bekannt ist und das Risiko einer zukünftigen Spotpreisänderung ausgeschaltet wird. Erst eine Ex-post-Analyse kann darüber Aufschluss geben, ob der Erzeuger mit oder ohne Hedging besser „gefahren“ wäre.

Die Planbarkeit der Erträge ist in einer sich ständig ändernden Umwelt für die Unternehmen und ihre Aktionäre von enormer Wichtigkeit. Die langfristigen Anleger verhalten sich oft risikoavers und sind an einem stabilen und sicheren Ertrag interessiert. Auch Fremdfinanzierungskosten können durch konsequentes Risikomanagement reduziert werden. Kreditgeber bewerten ausgeglichene Einnahmenentwicklungen besser als stark schwankende Erträge.

Neue Unternehmensstrategien

Die Liberalisierung und die Neuregulierung stellten die betroffenen integrierten Unternehmen vor eine große Herausforderung. Die durch das alte, monopolistische Regulierungsregime zugestandenen Vollkosten der Elektrizitätsunternehmen konnten nicht mehr automatisch an die Abnehmer weitergegeben werden. Die Unternehmen versuchten so, mit allen Mitteln ihre alten Abnehmer zu halten bzw. neue Kunden zu akquirieren. Dieser Wettbewerb übte einen großen Druck auf die Vertriebsmargen aus und zwang zu Rationalisierungsmaßnahmen.

Großer Markt, kleine Margen

Im Erzeugungsbereich gestaltete sich die Situation ähnlich. Zu Zeiten der Monopolwirtschaft wurden durch falsche Investitionsanreize große Überkapazitäten geschaffen, die sich auf 20-30% der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten beliefen. Durch dieses Überangebot am Markt sanken die Großhandelpreise und machten den Betrieb von älteren, insbesondere mit Kohle oder Öl befeuerten Anlagen unrentabel. Diese Investitionen mussten von den Erzeugungsunternehmen vorzeitig abgeschrieben werden, wobei einzelne Anlagen von der EU als „Stranded Investment“ anerkannt wurden und dadurch die Leistung einer Betriebshilfe durch die Mitgliedstaaten ermöglichten.

Eine andere große Einnahmequelle der ehemaligen EVUs stellen die Systemnutzungsentgelte dar. Das sind jene Gebühren, die die Unternehmen als Netzbetreiber für den Ausbau und die Zurverfügungstellung der Netze verrechnen. Da diese Netze – wie bereits erwähnt - nicht miteinander in Wettbewerb stehen, werden die für ihre Nutzung in Rechnung gestellten Beträge vom Regulator, in Österreich von der E-Control Kommission, tarifmäßig festgelegt. Die Erträge der betroffenen Netzbetreiber hängen also vom jeweiligen Regulierungsregime ab. Diese Tarife wurden in der Vergangenheit eher großzügig bemessen, daher ist es zu erwarten, dass auch in diesem Bereich die Erträge fallen werden.

Neue Strategien, globale Präsenz

Da die Margen auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette zu schrumpfen begannen, mussten die Unternehmen ihre Marktstrategien zusehends neu definieren. Die Öffnung des Marktes kann zum Verlust des Marktanteils führen, bietet aber gleichzeitig die Chance, neue Marktsegmente zu erobern und zu expandieren. Große, integrierte Unternehmen hatten während der Monopolzeiten enorme Reserven angehäuft, die in der neuen Ära zur Finanzierung von Expansionsplänen verwendet wurden. So hatten bereits 1999 die größten deutschen Versorger RWE und VEW bzw. Veba und Viag (nunmehr E.ON) ihre Ehen angemeldet. Die Konsolidierung fing in bereits liberalisierten Ländern, wie z.B. in England früher an, als dort amerikanische aber auch europäische Stromunternehmen einkauften.

Zielunternehmen	Land	Käufer	Land	Volumen (Mrd. €)
VEW	Deutschland	RWE	Deutschland	Fusion
VIAG	Deutschland	VEBA	Deutschland	Fusion
HEW	Deutschland	Vattenfall	Schweden	0,9
EnBW	Deutschland	EdF	Frankreich	2,35
UNA	Niederlande	Reliant	USA	2,4
EZH	Niederlande	E.ON	Deutschland	0,95
London Electr.	England	EdF	Frankreich	2,1
Sydskraft	Schweden	E.ON	Deutschland	2,7
Thames Water	England	RWE	Deutschland	7,1
Remu	Niederlande	Endesa	Spanien	1,2

Powergen	England	E.ON	Deutschland	8,2
Hidrocantabrico	Spanien	EnBW/EdP	Deutschland/Portugal	3,0
Kelag	Österreich	RWE	Deutschland	0,3
Estag	Österreich	EdF	Frankreich	0,4
Elettrogen	Italien	Endesa	Spanien	2,6
Nueva Viesgo	Spanien	Enel	Italien	2,2

Abbildung 5: Grenzüberschreitende Transaktionen der letzten Jahre

Grenzüberschreitende Transaktionen (siehe *Abbildung 5*) gab es auch in Österreich, wo sich der französische Riese EdF beim steirischen Landesversorger beteiligte, oder RWE, die bei Kelag in Kärnten einkaufte. Die Unternehmenszusammenschlüsse werden nicht nur horizontal, sondern entlang der Wertschöpfungskette auch vertikal durchgeführt. Dadurch vergrößern die Unternehmen nicht nur ihre Masse, sondern versuchen sich die Profite auf allen Stufen dieser Kette zu sichern. Durch Verschmelzungen oder Aufkäufe akquirierten so manche Unternehmen riesige Kundenstöcke. Da der Fixkostenanteil der Verwaltung dieser Kunden relativ groß ist, kann der Vertriebsbereich mit verhältnismäßig kleinem Zusatzaufwand andere, verwandte Produkte anbieten. Die Idee der Multy-Utility war geboren. Wie einst die großen Banken – geleitet von der Allfinanzidee - alle Finanzleistungen aus einer Hand anzubieten versuchten, ködern jetzt die Elektrizitätsunternehmen ihre Kunden mit günstigen Gas-, Telekom-, oder sogar Reiseangeboten.

Die Struktur der gesamten Branche ändert sich drastisch von der Erzeugungsorientierung hin zur Kundenorientierung. Im Vordergrund steht nicht mehr die Ware, den Kunden soll ein Gefühl „geliefert“ werden. Es geht um Wärme, Licht, Wohlbefinden, nicht mehr um Strom, Gas oder Kohle. Marketingleute müssen her, die diese Werte zu vermitteln imstande sind. Die formlosen und langweiligen Produkte der Unternehmen sollen eine Gestalt bekommen, von der sich die Konsumenten angesprochen fühlen. Die Idee der Rundumversorgung wird auch Gewerbe- und Industriekunden angeboten. Im Rahmen des sogenannten Contractings übernehmen die Stromunternehmen die gesamte Energieversorgung der Betriebe von der Stromlieferung bis zur Bereitstellung von Dampf und Druckluft.

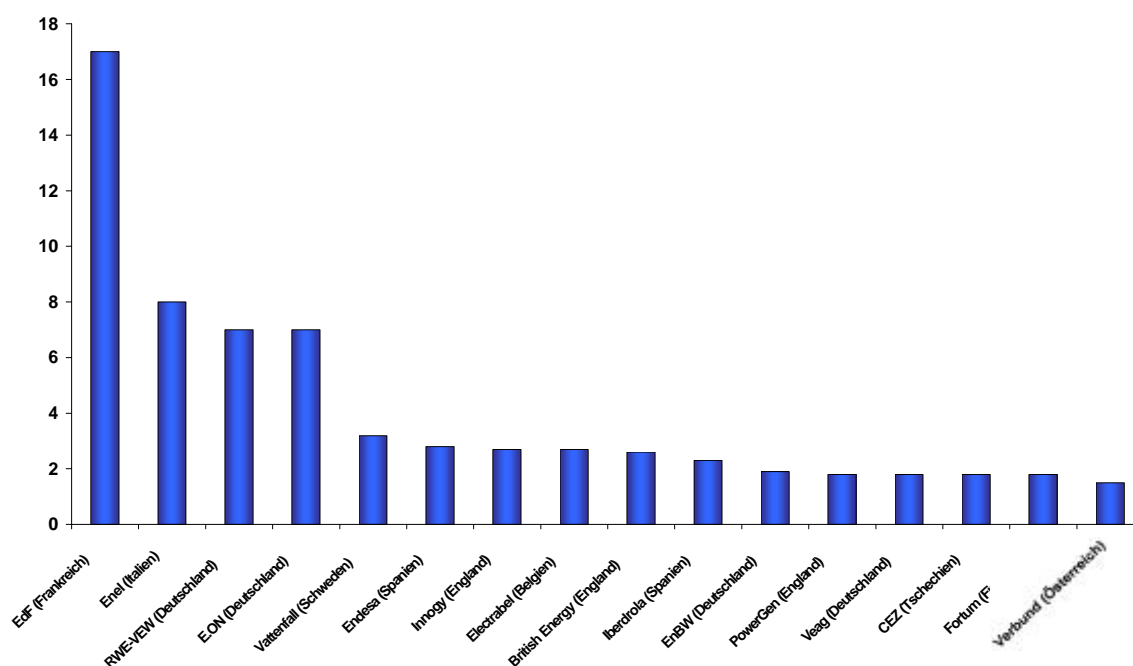


Abb. 6: Prozentuelle Anteile von Stromerzeugern bzw. -händlern am europäischen Markt

Die europäische Strommarktkonsolidierung schreitet rasant voran. (siehe dazu die *Abbildung 6*) Es wird prophezeit, dass der Markt in einigen Jahren von nicht mehr als fünf großen Unternehmen dominiert wird. Diese sind je nach Einschätzung: Edf (Frankreich), E.ON (Deutschland), RWE (Deutschland), Endesa (Spanien) und Vattenfall (Schweden). Überlebenschancen haben einerseits große, andererseits auch kleinere aber innovative, fortschrittlich agierende Unternehmen. Das sind auch die Kriterien, an denen österreichische Elektrizitätsunternehmen am zukünftigen, europäischen Strommarkt gemessen werden.

Kalifornien: Falsch reguliert? (Exkurs)

Kurze Vorgeschichte

Der Strommarkt in Kalifornien wurde in April 1998 für die Konsumenten geöffnet. Die „alten“ EVUs wurden vollkommen „unbündelt“, ihre Erzeugungsanlagen mussten sie an unabhängige Kraftwerksbetreiber abgeben. Parallel dazu traten neue Lieferanten in den Markt ein. Die alten Lieferanten (EVUs) wurden verpflichtet, ihren Strom in ein neu errichtetes Strompool (PX) einzuliefern und für ihre Kunden den Strom dort wieder einzukaufen. Auch ein Marketingverbot wurde ausgesprochen. Man versuchte damit zu erreichen, dass die alten EVUs mit der Zeit ihre Kunden an die neuen Lieferanten „verlieren“ und lediglich als Netzbetreiber weiterexistieren.

Die Erzeuger bzw. die Erzeugungsanlagen die als unabhängigen Stromerzeuger (IPP) neuorganisiert wurden, bekamen die Freiheit sowohl in die PX einzuliefern, als auch Geschäfte auf dem bilateralen Markt abzuschließen. Weiters wurde ein Independent System Operator (ISO) ernannt, der für die Systemsicherheit und Ausgleichsenergie sorgte. Es wurde ein Schema für Stranded Costs ausgearbeitet, das in Form einer „Quasi-Steuer“ die Rückerstattung dieser Kosten innerhalb von maximal vier Jahren vorsah. Die Retailpreise wurden für diesen Zeitraum gedeckelt, um sicherzugehen, dass die alten Monopolverpreise nicht überschritten werden.

Als Startbonus bekamen alle Haushaltskunden und Kleingewerbler eine Strompreisreduktion von 10%. Die Wechselbereitschaft der Kleinkunden blieb daher relativ gering, wobei sich die Industriekunden natürlich wechselfreudiger zeigten.

Was ist passiert?

Die Voraussetzungen eines funktionierenden Marktes schienen gegeben zu sein. Während der Jahre 1998 und 1999 waren die Poolpreise nahe der Grenzkosten der Erzeugungsanlagen. Für 1998 lagen diese bei ungefähr USD 26/MWh, für 1999 bei USD 31/MWh. Doch die Preise im Sommer 2000 explodierten. Allein im Monat August zahlte Kalifornien um die USD 4 Mrd. für Strom (Jahresrechnung 1999: USD 7 Mrd.). Zeitweise kam es sogar zu Stromabschaltungen. Der Preis am Großhandelsmarkt lag bei ca. USD 200/MWh im Monatsdurchschnitt.

Als Folge dieser Preiserhöhung gerieten die Verteilerunternehmen in eine Zwickmühle. Ohne Erzeugungskapazitäten waren sie gezwungen, Strom auf dem Großhandelsmarkt zu (hohen) Marktpreisen zu beschaffen und ihn - im Rahmen ihrer Lieferverpflichtung - zu (niedrigen) gedeckelten Preisen an Endverbrauchern abzugeben. Allein Pacific Gas & Electric stellte im Sommer 2000 um USD 2,2 Mrd. weniger für seine Kunden in Rechnung als sie den Strom selbst eingekauft hatte.

Doch warum sind die Preise so stark gestiegen?

Die Nachfrage nach Strom war im August 2000 um 7% höher als im selben Monat im Jahr zuvor. Auf den ersten Blick scheint diese Zahl nicht unbedingt so hoch zu sein, um so außerordentliche Preissprünge zu verursachen. Läuft allerdings das System an seiner

Kapazitätsgrenze, dann reagieren die Preise auf eventuelle Nachfrageänderungen überproportional. Untenstehende Grafik veranschaulicht diese Konstellationen.

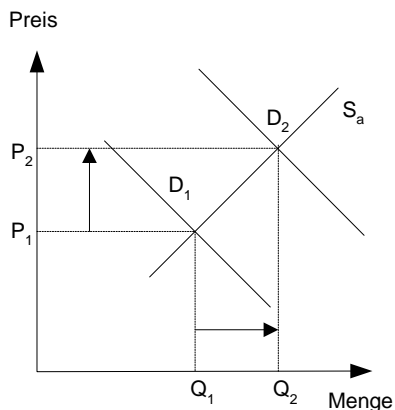


Abbildung 1

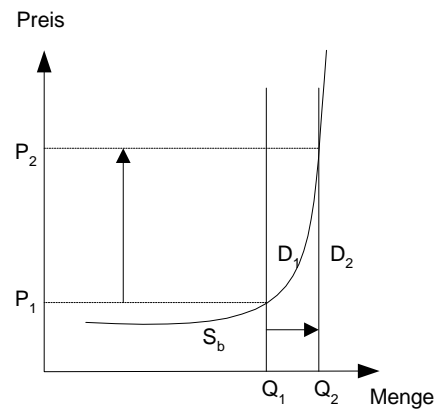


Abbildung 2

Abbildung 1 zeigt einen „gewöhnlichen“ Fall, wo eine Nachfrageerhöhung eine proportionale Preissteigerung auslöst. Abbildung 2 spiegelt eine Situation wider, die für Strommärkte im Allgemeinen bezeichnend ist. Die Angebotskurve [(S_b) (Grenzkostenkurve der Erzeuger)] verläuft im Bereich der Kapazitätsgrenze relativ steil. Das heißt, dass eine relativ kleine Nachfrageerhöhung einen relativ großen Preisanstieg verursacht. Das ist auch die grundsätzliche ökonomische Erklärung dafür, warum die Preise in Kalifornien so stark gestiegen sind. Dazu kommt noch, dass die Preiselastizität der Stromnachfrage gering ist (zur einfachen Darstellung ist die Nachfragefunktion als eine vertikale Gerade dargestellt und impliziert so eine Preiselastizität von Null). Das bedeutet, dass das Nachfrageverhalten der Stromkunden von der Strompreisentwicklung relativ unabhängig ist. Steigt der Strompreis, dann sinkt die Bereitschaft der Stromkunden, weniger Strom abzunehmen, nur marginal. Diese Beziehung gilt auch umgekehrt. Sinkt der Strompreis, sind die Verbraucher trotzdem nicht bereit, mehr Strom abzunehmen.

Dieses „autonome“ Nachfrageverhalten der Stromabnehmer wurde in Kalifornien noch dadurch unterstützt, dass die entsprechenden Preissignale wegen der oben erwähnten Preisdeckelung im Einzelhandelsbereich gar nicht erst empfangen werden konnten. Den Konsumenten war es nicht bewusst, wie „teuer“ eigentlich der Strom ist, den sie verbrauchten.

Die Wurzel aller Probleme

Diese ökonomische Erklärung der kalifornischen Zustände zeigt, dass die eigentliche Ursache für die Vorkommnisse eine substanzielle ist, nämlich fehlende Erzeugungskapazität und die geringe Beeinflussbarkeit der Nachfrage.

Ein weiteres Problem stellt die Ausgestaltung des Stromgroßhandelsmarktes dar. Wie bereits erwähnt, können IPPs ihren Strom in den Pool einliefern oder auf dem bilateralen Markt verkaufen. Der Pool ist allerdings nichts anderes als ein Spotmarkt – ähnlich wie die geplante Grazer Strombörse -, nur mit Pflichtcharakter. Die Preise, die sich dort bilden, gelten für alle Lieferanten. Das heißt des weiteren auch, dass die Produktionskapazitäten nicht im Voraus verkauft werden können. Das tägliche Risiko der Preisänderungen wird von den Lieferanten getragen, die diese geänderten (gestiegenen) Preise aus den genannten Gründen ihren Kunden nicht weitergeben dürfen.

Zum kalifornischen Phänomen trugen neben den erwähnten Fundamentalursachen auch andere Ereignisse bei. Der Preis für Erdgas, das zur Befeuerung von vielen Kraftwerken verwendet wird, stieg in Kalifornien im Jahr 2000 im Vergleich zu 1999 auf das Doppelte und führte zu hohen Angebotspreisen der Stromproduzenten. Genau in dieser Zeit

wurden aufgrund von Wartungsarbeiten auch beträchtliche Erzeugungskapazitäten vom Netz genommen.

Aus der Analyse der Umstände konnten folgende Empfehlungen für den Kalifornischen Strommarkt abgegeben werden:

- **Erhöhung des Stromangebotes durch Bau von neuen Kraftwerken.** Die Empfehlung mag banal klingen, doch die Errichtung eines Kraftwerks ist mit einer langen Planperiode und bürokratischem Zeitaufwand verbunden. Von der Planung bis zur Inbetriebnahme können mehrere Jahre vergehen. Dazu kommt noch, dass in Kalifornien die Umweltauflagen für die Neuerrichtung sehr streng sind und in den letzten Jahren kaum neue Bauprojekte genehmigt wurden. Derzeit werden Erzeugungskapazitäten von 2.900 MW gebaut, Erzeugungskapazitäten von 10.600 MW sind in Planung.

Kurzfristig werden allerdings all diese Projekte wenig helfen. Es wird geschätzt, dass an einem heißen Tag ein Temperaturanstieg von 2 Grad Celsius eine zusätzliche Nachfrage von über 4.000 MW auslöst (in Kalifornien werden in Spitzenzeiten 28% des Verbrauchs von Klimaanlage verursacht). Nur zum Vergleich: Die gesamten Wasserkraftwerke der Austrian Hydro Power (samt Wasserkraftwerke der E.ON) haben eine Kapazität von ca. 5.500 MW.

- **Rücknahme der Nachfrage in Spitzenzeiten.** Es wurde bereits erwähnt, dass die Preiselastizität der Stromnachfrage relativ gering ist. Die Stromkunden richten ihren Stromverbrauch nicht so sehr nach der jeweiligen Änderung des Strompreises, sondern nehmen Strom nach ihren Bedürfnissen ab. Die Ursache dieses Verhaltens liegt teilweise darin, dass die Preise für die Verbraucher zum Zeitpunkt der Kaufentscheidung teilweise nicht wahrnehmbar sind. Es gibt allerdings beispielsweise für Klimaanlage, deren Stromversorgung in Spitzenzeiten unterbrochen werden kann, eigene Lieferverträge. Weitere Anreize für eine zeitweise Leistungsrücknahme werden gerade ausgearbeitet. Ein weiteres Problem ist, dass die Preissignale an den Kunden –aus den oben genannten Gründen – gar nicht weitergegeben werden können.
- **Unterstützung von Preisabsicherungsmaßnahmen.** Das Kalifornische Phänomen brachte nicht nur hohe Preise mit sich, sondern auch die zum Teil extreme Volatilität dieser Preise. Den kalifornischen Versorgern war bisher nicht erlaubt, sich gegen diese Preisänderungen zu „hedgen“ und ihren Kunden langfristige, fixe Preise anzubieten. Der physische Forwardmarkt und ein Markt für Finanzderivate sollen ausgebaut werden und Anreize für die Teilnahme an diesen Märkten geschaffen werden.
- **Aufhebung der Preisdeckelung für Endkunden.** Die Einführung von Höchstpreisen ist von Konsumentenschutzvorstellungen geleitet und sollte Abnehmer vor allzu hohen Preisen schützen. Dadurch erhalten Konsumenten allerdings nicht die richtigen Preissignale und werden im gegebenen Fall ihren Stromkonsum nicht zurücknehmen. Weiters ist als problematisch zu erachten, dass für die aus der Deckelung entstandenen Verluste lediglich die Lieferanten aufzukommen haben. Sind die Lieferanten bzw. EVUs einmal insolvent, springt der Staat als Retter ein, der sich bekanntlich größtenteils aus den Steuergeldern der Konsumenten finanziert. Auf diesem Wege lassen sich die Abnehmer ihre Stromrechnung von der „Allgemeinheit“ finanzieren.

Zusammenfassend kann man feststellen, dass die kalifornischen Ereignisse durch eine nur teilimplementierte bzw. unvollständig ausgestaltete Neuregulierung des Strommarktes hervorgerufen wurden. In den ersten zwei Jahren der Liberalisierung, als die Erzeugungskapazitäten die Nachfrage noch befriedigen konnten, funktionierte das System. Der Markt bestimmte die Preise, die sich im großen und ganzen um die

geschätzten Grenzkosten der Erzeugungsanlagen entwickelten. Als die Kapazitäten im Sommer 2000 knapp wurden, stiegen die Preise naturgemäß. Das „Gute“ an den Preisen an sich ist, dass sie als eine Art Knappheitsanzeiger funktionieren und den Marktteilnehmern angeben, wie knapp das jeweilige Produkt bzw. die jeweilige Leistung ist, das bzw. die sie zu kaufen oder verkaufen beabsichtigen. In Kalifornien war es aus den genannten regulativen Gründen den Marktteilnehmern nicht möglich, die Stromknappheit über die Preise wahrzunehmen und ihre Dispositionen danach zu richten. Der Markt an sich funktionierte gut, wurde aber zu wenig beachtet.

Kann Europa „Kalifornien“ werden?

Angesichts der spektakulären Folgen der Stromkrise in Kalifornien ergibt sich die berechnete Frage, inwieweit ähnliche Ereignisse in Europa bzw. in Österreich eintreten könnten. Es wurde argumentiert, dass in Kalifornien die mangelnden Erzeugungskapazitäten das fundamentale Problem darstellten. In Zentraleuropa wurden in den letzten Jahrzehnten Kraftwerkskapazitäten in großem Ausmaß aufgebaut. Obwohl ein Teil dieser Kapazitäten bei den jetzigen Marktpreisen nicht rentabel betrieben werden kann und stillgelegt ist, kann man von Überkapazitäten von bis zu 20% ausgehen. (In Österreich liegt die Spitzenlast bei ca. 11.000 MW während sich die Engpassleistung der öffentlichen Stromerzeugungsanlagen auf 16.500 MW beläuft). Versorgungsprobleme aufgrund mangelnder Kapazität sind daher in Zentraleuropa mittelfristig nicht zu erwarten.

In der liberalisierten europäischen Marktaufstellung sind – im Gegensatz zu Kalifornien - keine Preisobergrenzen für Endverbraucher vorgesehen. Käme es zu einer Preissteigerung auf dem Großhandelsmarkt, würde diese den Verbrauchern von ihren Stromlieferanten weitergegeben werden, was die Kunden – zumindest mittelfristig – zur Einschränkung ihrer Abnahme veranlassen würde.

In Zentraleuropa wird Strom sowohl auf OTC-Märkten als auch auf Börsen für sofortige und zukünftige Lieferung gehandelt. Im Unterschied zu Kalifornien existiert kein obligatorischer Pool. Die Marktteilnehmer können frei verfügen, ob sie über ihr Portfolio kurzfristig entscheiden, oder ihre Kapazitäten bzw. Bedürfnisse längerfristig (Quartale, Jahre) planen und dadurch die Preisänderungsrisiken am Markt absichern. Fühlen sich die Marktteilnehmer hinsichtlich der zukünftigen Strompreisentwicklung unsicher, können sie sich entsprechender Finanzderivativen bedienen.