

füßende Sachverhalt kann nach derzeitigem Kenntnisstand aufgrund kriminalistischer Erfahrung den Anfangsverdacht des Vorliegens von Straftaten durch besonders marktmächtige EEX-Akteure wie E.ON begründen (§ 152 Abs. 2 StPO). Dies gilt nicht nur für den Straftatbestand des Börsenbetruges (§ 263 StGB) gegenüber der EEX zum Nachteil der Erwerber, bei dem aber insbesondere die Feststellung der Schadenssumme Beweisprobleme aufwirft. Vielmehr ist die spezielle Strafvorschrift des § 20a Abs. 1 des Wertpapierhandelsgesetzes (WpHG) auch auf den Handel mit der Ware Strom auf der EEX anwendbar. Treffen daher die erhobenen Manipulationsvorwürfe zu, können nach den Ergebnissen des vorstehenden Beitrages zureichende tatsächliche Anhaltspunkte für das strafbare

- Machen unrichtiger bzw. irreführender Angaben über die dem Handel zur Verfügung gestellte gesamte Strommenge auf der Homepage der EEX (§ 20a Abs. 1 S. 1 Nr. 1 Var. 1 i.V.m. § 38 Abs. 2 WpHG)
 - Setzen irreführender Signale durch gezielte Manipulation des durch die grenzkostenbasierende Strompreisfestsetzung (Merit Order) definierten EEX-Spotmarktpreises (sog. Marking the close), möglicherweise auch durch Rückkauf bereits verkauften Stroms mittels des Eigenhandelsbuchs (sog. Wash Sales) (§ 20a Abs. 1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. § 38 Abs. 2 WpHG)
 - sonstige Täuschen durch gezielte Zurückhaltung eigentlich verfügbarer Stromkapazitäten (sog. Corning) (§ 20a Abs. 1 S. 1 Nr. 3 i.V.m. § 38 Abs. 2 WpHG)
- bestehen.

Möglichkeiten der Strompreisbeeinflussung im oligopolistischen Markt

von Dr.-Ing. Christian Jungbluth und Dr.-Jörg Borchert*

1 Überblick über den Strommarkt in Deutschland und Kategorien von Beeinflussungsmöglichkeiten

Die Energiewirtschaft in Deutschland ist gekennzeichnet durch eine Vielzahl von Energieversorgungsunternehmen auf der Endverbraucherstufe zum Letztverbraucher, die einen Großteil der Liefermengen ihrerseits – oftmals historisch bedingt – von regionalen oder großen, überregionalen Energieversorgungsunternehmen beziehen. Die großen, überregionalen Unternehmen bilden dabei in ihrer Unternehmensstruktur die gesamte Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft von der Erzeugung oder dem Import bis zum Vertrieb an nachgelagerte, weiterverteilende Unternehmen oder Letztverbraucher ab. Der Großteil der Stromerzeugungskapazitäten und der Gasimporte in Deutschland entfällt dabei auf nur wenige große Unternehmen. Weiterhin sind diese großen Unternehmen über zahlreiche Beteiligungen mit nachgelagerten, weiterverteilenden Unternehmen verbunden, und somit sowohl unmittelbar als auch mittelbar an einem Großteil des Stromabsatzes in Deutschland beteiligt (vertikale Integration, vgl. Abbildung 1). Im Jahr 2007 verfügten die vier großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen nach Einschätzung der Bundesnetzagentur¹ über 85,4 Prozent der gesamten Netto-Engpassleistung in Deutschland, die für das Netz der „Allgemeinen Versorgung“ genutzt werden kann, und erzeugten 87,9 Prozent der Netto-Elektrizitätserzeugungsmengen in Deutschland. Auch ein wesentlicher Teil der Infrastruktur zur Verteilung von Energie in Form der Transportnetze wird von ihnen unmittelbar oder mittelbar betrieben.

Diese marktbeherrschende Stellung weniger großer Unternehmen hat ihren Ausgang in der historischen Organisation der Energieversorgung in Deutschland über Gebietsmonopole sowie den in der Zeit nach Beginn der Deregulierung einsetzenden Fusionen.

Im liberalisierten Energiemarkt des Deutschland von heute besteht die Möglichkeit und Gefahr, dass diese großen Unternehmen ihre marktbeherrschende Stellung nutzen, um Wettbewerb auf dem

Energiemarkt zu beeinflussen oder zu behindern, und z.B. versuchen, den Markt gegen neue Wettbewerber abzuschotten und ihre Marktanteile und Erlöspotenziale weiterhin zu sichern. Die günstige Ausgangsposition dieser Unternehmen kann dabei u. a. in vorhandener, bereits abgeschriebener und damit günstig zu betreibender Infrastruktur der Erzeugung und Verteilung und z.B. in der z. Zt. kostenfreien Zuteilung von CO₂-Zertifikaten mit Milliardenwert gesehen werden (vgl. die Bereiche „Zertifikate/Lager“, „Kraftwerke/Erzeugung“ und „Netz“ in Abbildung 1), welches insgesamt das Erlöspotenzial und das Kapital dieser Unternehmen stärkt. Dieses Kapital wiederum kann dazu eingesetzt werden, bestehende Absatzmärkte gegen das Eindringen von Wettbewerbern zu sichern, oder auch die Preise an Großhandelsmärkten zu beeinflussen.

Der Konzentrationsprozess im Zuge der Deregulierung hat aber den großen Energieunternehmen nicht nur verholten, ihre Wertschöpfungsketten vertikal zu integrieren. Hinzu kommt die horizontale Integration von Wertschöpfungsketten, die sehr eng verwandt und interdependent sind mit der Wertschöpfungskette der Stromversorgung. Die Kopplung der verschiedenen Energiemärkte (Strom, Gas, Regelenergie usw., vgl. Abbildung 1) und die horizontale Integration der marktbeherrschenden Unternehmen über diese Märkte ergeben zusätzliche Möglichkeiten, Markteintrittsbarrieren aufzubauen. Beispielsweise bedingt der Zubau von Kraftwerkskapazitäten, die mit Gas betrieben werden, sowohl die Verfügbarkeit von Gas für den Betrieb des Kraftwerks als auch von Transportkapazitätsrechten für dieses Gas.

Wie Tabelle 1 zeigt, haben die Verbraucherpreise für Strom wie auch die Großhandelspreise (Spotmarkt, Terminmarkt) in den letzten Jahren eine steigende Tendenz. Das Jahresmittel der Großhandelspreise hat sich an der Energiehandelsbörse EEX im Zeitraum 2002 bis 2008 mehr als verdoppelt, ebenso der reine Strompreis für Haushalte und Industrie bei den gezeigten Beispielen². Dieser Preisanstieg wird im Wesentlichen durch gestiegene Brennstoffkosten der Stromerzeugung und die Kosten für CO₂-Zertifikate seit 2005 begründet. Für die Produkte Gas und Steinkohle sind die Preissteigerungen mess- und nachprüfbar. Ein großer Teil der Stromerzeugung in Deutschland resultiert jedoch aus Braunkohle, Kernkraft und Erneuerbaren Energien, die brennstoffseitig weit weniger von Preissteigerungen betroffen sind. Kraftwerke dieses Typs scheinen jedoch für die Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt Strom kaum relevant (vgl. Kap.2.1). Auch die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise ist mess- und nachprüfbar, und findet sich in den Großhandelspreisen für Strom wieder (vgl. Kap. 4). Dabei war der CO₂-Preis, wie die Preishistorie der Jahre 2005 – 2008 zeigt, starken Schwankungen unterworfen: nach kostenloser Ausgabe erreichten die CO₂-Zertifikate der ersten Handelsperiode Preise oberhalb von 15 €/t in den Jahren 2005 und 2006, um dann am Ende der Handelsperiode in 2007 im Wert nahezu komplett zu verfallen, so dass der Eindruck einer Überbewertung der CO₂-Zertifikatspreise und damit der in den Strompreis integrierten CO₂-Zertifikatskosten in den Jahren 2005 und 2006 entsteht.

Im Folgenden werden weitgehend idealisiert die Möglichkeiten marktbeherrschender Unternehmen dargestellt, die Großhandelspreise am Spotmarkt und Terminmarkt für Strom in Deutschland zu beeinflussen. Es werden kurz die Möglichkeiten unmittelbarer Preisbeeinflussung (Preis-, Mengenspiele am Spotmarkt, Terminmarkt, auch am CO₂-Markt) und mittelbarer Beeinflussung (Markteintrittsbarrieren u. ä.) untersucht.

Jahr	Strompreis				CO ₂ -Preis	
	Haushalte ³	Industrie ⁴	Spotmarkt EEX ⁵	Terminmarkt EEX ⁶	Spotmarkt EEX ⁷	CO ₂ -Preis EEX ⁷
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/tCO ₂	€/tCO ₂
2001	19,23	23,04				
2002	32,60	25,62	22,55	22,60		
2003	38,91	27,52	29,53	23,74		
2004	44,81	34,33	28,52	27,99		
2005	48,53	36,50	45,98	33,49	22,09	
2006	58,57	43,47	50,79	41,15	17,15	
2007	66,80	51,65	37,99	55,01	0,66	
2008	75,87	56,50	67,17	55,83	23,58	

Preisspiele/ Mengenspiele: unmittelbare Beeinflussung der Preise

Preisspiele, in der ökonomischen Theorie unter dem Begriff *Bertrand-Oligopol* bekannt, zeichnen sich dadurch aus, dass – zum Beispiel aus marktbeherrschender Stellung heraus und in guter Kenntnis der Angebots- und Nachfragesituation des Marktes – der angebotene Preis über demjenigen Preis liegt, der sich bei ungestörtem Wettbewerb einstellen würde. Beispiel für den Spotmarkt Strom: die Angebotspreise liegen über den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung der Kraftwerke. (s. u.)

Mengenspiele, in der ökonomischen Theorie mit *Cournot-Oligopol* bezeichnet, zeichnen sich dadurch aus, dass – zum Beispiel aus marktbeherrschender Stellung heraus und in guter Kenntnis der Angebots- und Nachfragesituation des Marktes – auf Erzeugerseite ein Teil des Angebots dem Markt vorenthalten wird und somit das Angebot verknappt wird (umgekehrt kann auch ein Überangebot auf den Markt gebracht werden), oder auf Handelsseite die Nachfrage künstlich verändert wird. Beide Effekte wirken sich im Markt preissteigernd (umgekehrt: preissenkend) aus. Beispiel für den Spot- und Terminmarkt Strom: die im Markt platzierte Stromerzeugungskapazität liegt unterhalb der technisch-wirtschaftlich verfügbaren Stromerzeugungskapazität. (s. u.)

2. Eine direkte Vergleichbarkeit der Endkunden- und Großhandelspreise ist nicht gegeben, da die Endkundenpreise u. a. Aufschläge zur Strukturierung enthalten. Desweiteren wurde sie als integrierte Preise (Energie- + Netzkosten) ausgewiesen, zur Darstellung hier wurden mittlere Netzkosten herausgerechnet.

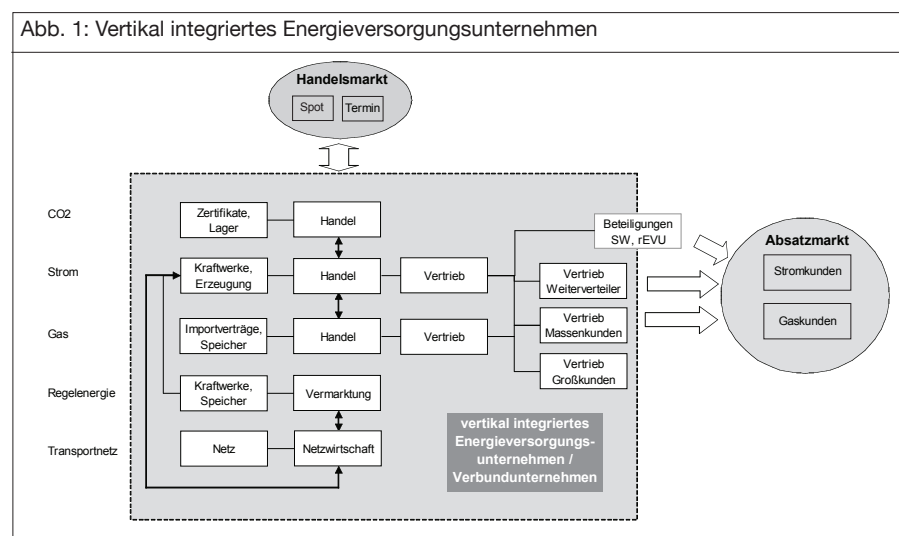
3. Preis ohne Steuern, Abgaben und Netznutzungsentgelt. Datenquellen: a) Erzeugung, Transport, Vertrieb: VdEW Baden-Württemberg (Hrsg.): Strompreise in Deutschland. Stand: April 2008. bw 104-08Internet. Strompreis eines 3-Personen-Haushalts, 3.500 kWh/a; b) Netznutzungsentgelt: ene't (Hrsg.), Datenbank Netznutzungsentgelte Strom Deutschland; berechneter Mittelwert „Haushalt“ (Felder NS_o_LM_HH) Arbeits- und Grundpreis der verschiedenen Jahre (6,6–5,3 Ct./kWh im Zeitverlauf). Dargestellter Strompreis berechnet aus a) - b).

4. Preis ohne Steuern, Abgaben und Netznutzungsentgelt. Datenquellen: a) Erzeugung, Transport, Vertrieb: VIK Strompreismfrage, Industriekunden 50–100 GWh, persönliche Mitteilung C. van Plüger; b) Netznutzungsentgelt: ene't (Hrsg.), Datenbank Netznutzungsentgelte Strom Deutschland; berechneter Mittelwert für Entnahmen aus der Spannungsebene HS/MS (Felder HS_MS_Umsp_2) für 6.000 Vollbenutzungsstunden und einer mittleren Arbeit von 75 GWh/a. Arbeits- und Leistungspreis der verschiedenen Jahre (ca. 1,05 - 0,98 Ct./kWh im Zeitverlauf). Dargestellter Strompreis berechnet aus a)–b).

5. Berechneter Jahresmittelwert. Datenquelle: EEX (www.eex.com). 2008: bis 06.11.2008

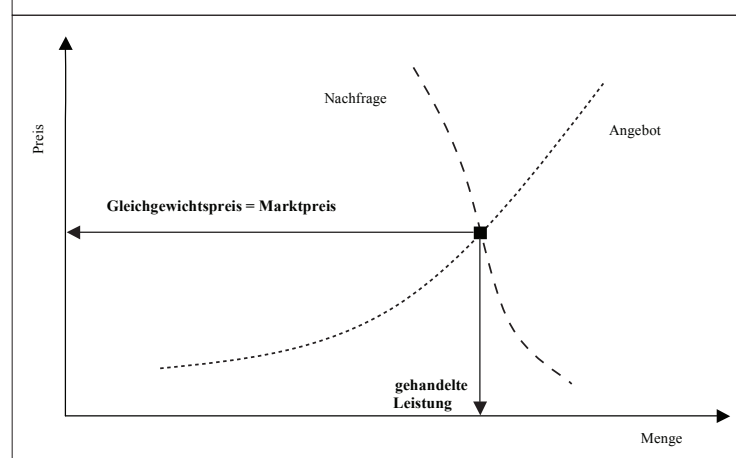
6. Berechneter Jahresmittelwert zum Fälligkeitsjahr, aus dem Jahresfuture für Baseload des Vorjahres. Datenquelle: EEX (www.eex.com).

7. Berechneter Jahresmittelwert. Datenquelle: EEX (www.eex.com). 2005: ab 04.08.2005. 2008: bis 31.10.2008.



* Dr.-Ing. Christian Jungbluth und Dr. Jörg Borchert sind Mitarbeiter der BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen. 1. vgl.: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.), Monitoringbericht 2008, gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i. V. m. § 35 EnWG. Bonn, Juli 2008.

Abb. 2: Angebots- und Nachfragekurve Strom mit Gleichgewichtspunkt

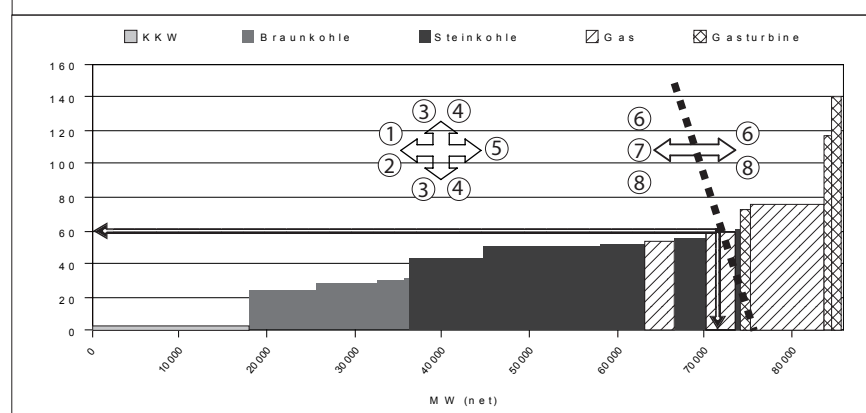


• Die Stundenauktionen des Stroms finden anonym und in einem geschlossenen Orderbuch statt, d.h. die Bietenden haben keinerlei Information über die Kauf- und Verkaufsgebote anderer Marktteilnehmer.

• Der sich einstellende Preis gilt für die gesamte geordnete Menge, d.h. auch Verkaufsgebote mit ursprünglich niedrigerem und Kaufgebote mit ursprünglich höherem Preisgebot werden zum sich einstellenden Preis bedient.

• Es kann der Fall eintreten, dass die Nachfragekurve oberhalb der Angebotskurve liegt, und sich beide nicht schneiden. Konkret bedeutet dies, dass im Rahmen der nachgefragten und angebotenen Menge die Zahlungsbereitschaft der Stromnachfrager, ausgedrückt über die als Obergrenze wirkenden Preislimits ihrer Kaufgebote, grundsätzlich höher ist als die Forderung der Stromanbieter, ausgedrückt über die als Untergrenze wirkenden Preislimits ihrer Verkaufsgebote. In einem solchen Fall bildet sich der Gleichgewichtspreis nicht auf Basis der Preise der Verkaufsgebote, sondern auf Basis der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager.

Abb. 3: Beispielhafte merit order des Kraftwerksparks in Deutschland



Barrieren, Absprachen: mittelbare Beeinflussung der Preise

Neben den unmittelbar auf den Preis wirkenden Preis- und Mengenspielen gibt es zahlreiche weitere Möglichkeiten, manipulativ Macht in kontrollierten Teilbereichen des Marktes auszuüben, damit Wettbewerb zu behindern und mittelbar Einfluss auf die Marktpreise zu nehmen. Markteintritt von Wettbewerbern wirkt der Ausnutzung und dem Missbrauch von Marktmacht und damit der Beeinflussung der Märkte entgegen. Der Marktzugang von Wettbewerbern kann durch den Aufbau von Barrieren erschwert, im schlimmsten Fall verhindert werden. Absprachen oder stillschweigendes Einverständnis von Marktteilnehmern können zu gleichgerichteten Strategien (kollusives Verhalten) und einer gewünschten Marktbeeinflussung führen.

2 Spotmarkt Strom

2.1 Mechanismen der Preisbildung

Der an der Strombörse EEX sich einstellende Strompreis für kurzfristige („day ahead“) und längerfristige (Termin) Stromlieferung ist gleichzeitig der Referenzpreis für den auch außerhalb der EEX, d. h. Vollversorgungsverträge und OTC-Handel, in Deutschland gehandelten Strom. Am Spot- bzw. „day ahead“-Markt der EEX werden Stromlieferungen für die einzelnen Stunden des nächsten Tages gehandelt. Der Preis (und die Menge) des Stroms für die einzelne Stunde des nächsten Tages kommt dadurch zustande, dass aus den vorliegenden Verkauf- und Kauf-Geboten bestehend aus angebotener bzw. nachgefragter Menge (Leistung) und daran gekoppeltem Preislimit für diese Stunde der Gleichgewichtspreis, und damit der einheitliche Marktpreis und die gehandelte Leistung für diese Stunde ermittelt wird (vgl. Abbildung 2).

Dabei gibt es einige weitere wichtige Regeln:

die durch den Betrieb des Kraftwerks anfallenden Kosten, bezogen auf die Stromerzeugung des Kraftwerks. Unterschiedliche Kraftwerkstypen haben dabei aufgrund unterschiedlicher eingesetzter Brennstoffe, Wirkungsgrade, CO₂-Emissionsfaktoren und anderer Faktoren⁹ variable und damit auch unterschiedliche Grenzkosten. Der Gleichgewichtspreis entspricht idealisiert den spezifischen Grenzkosten des Systems (Systemgrenzkosten), hier also den Grenzkosten desjenigen Kraftwerks, welches gerade noch zur Deckung der Nachfrage notwendig ist.

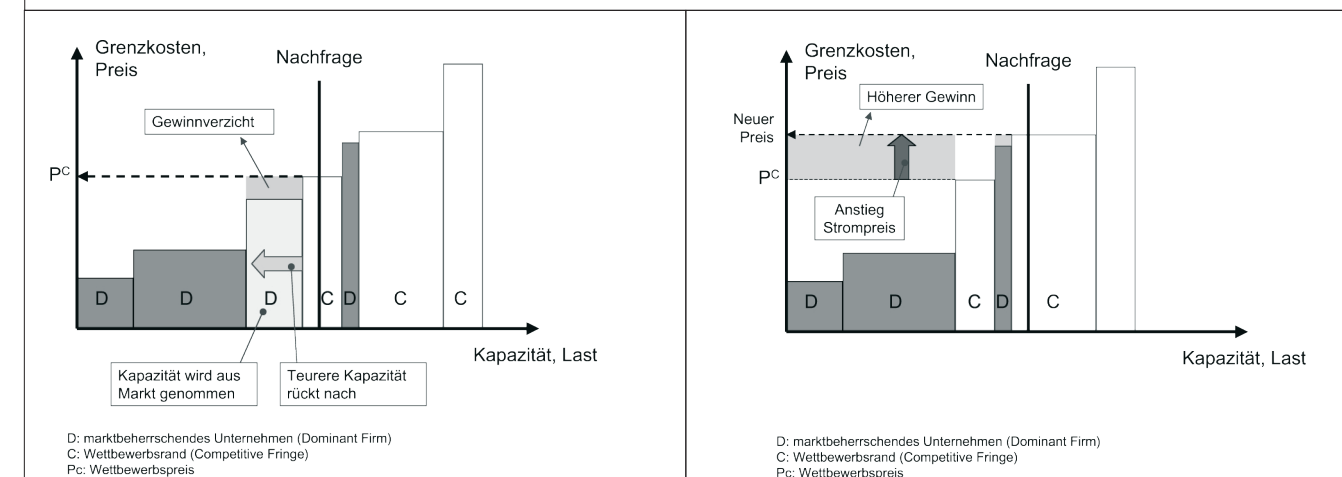
Abbildung 3 veranschaulicht die sogenannte *merit order*, die aufsteigende Anordnung der Kraftwerksleistung nach variablen Kosten. Zusätzlich skizziert ist die Nachfrage (gestrichelte Linie). Der dargestellte, beispielhafte Verlauf der variablen Kosten und damit der möglichen Verkaufs-Gebote am Spotmarkt (Leistung, Preis) kann durch unterschiedliche Stellgrößen wie in Abbildung 3 skizziert langfristig und kurzfristig beeinflusst werden:

1. Kernenergieausstieg. Langfristige Wirkung: Durch den Kernenergieausstieg fällt Kraftwerkskapazität mit vermeintlich niedrigen variablen Kosten weg. Die Angebotskurve verschiebt sich Richtung y-Achse. Dies wird z. T. durch (7) Zubau von erneuerbaren Energien kompensiert.
2. Stilllegung von Kraftwerken, Reduktion von Kraftwerksleistung, Regelleistungsbereitstellung (s. u.)
3. Veränderung der CO₂-Zertifikatpreise. Die CO₂-Zertifikate-

8. Vereinfachend wird im Folgenden der Begriff der spezifischen variablen Kosten bei der Bildung der *merit order* und des Gleichgewichtspreises verwendet.

9. Thermische Kraftwerke können nicht beliebig an- und abgefahren werden. Hier sind bestimmte technische und wirtschaftliche Restriktionen und zu beachten. Die Vermarktung des Kraftwerks am Spotmarkt und damit die Verkaufsgebote dort müssen diese Restriktionen beinhalten.

Abb. 4: Veränderung der merit order und des Marktpreises durch Kapazitätszurückhaltung eines marktbeherrschenden Unternehmens, resultierende Gewinne/ Verluste



D: marktbeherrschendes Unternehmen (Dominant Firm)
C: Wettbewerbsrand (Competitive Fringe)
Pc: Wettbewerbspreis

D: marktbeherrschendes Unternehmen (Dominant Firm)
C: Wettbewerbsrand (Competitive Fringe)
Pc: Wettbewerbspreis

preise wurden und werden von den Stromerzeugern als Bestandteil der variablen Kosten gesehen. Eine Veränderung der CO₂-Preise hat direkte Auswirkung auf die variablen Kosten und damit den sich bildenden Marktpreis. Die von den Stromerzeugern propagierte ökonomische Logik der Einpreisung der CO₂-Kosten in die Strompreise erschließt sich leicht durch folgendes Szenario: gesetzt, ein CO₂-Zertifikat hätte einen Marktwert von 100 Euro, man bräuchte zur Erzeugung einer Megawattstunde Strom genau ein Zertifikat, und die Megawattstunde Strom hätte – ohne Einpreisung der CO₂-Kosten – einen Marktwert von 50 Euro. Unter diesen Umständen würde ein ökonomisch rationaler Stromerzeuger lieber das CO₂-Zertifikat für 100 Euro verkaufen, als es zur Produktion von Strom mit einem Marktwert von 50 Euro zu verwenden. Der Wert der CO₂-Zertifikate stellt dann Opportunitätskosten dar, die folglich von den Stromerzeugern in die Stromerzeugungskosten und damit den Strompreis integriert werden. In der Realität existiert die Wahlmöglichkeit zwischen Verkauf oder „Verstromung“ der CO₂-Zertifikate für die Stromerzeuger nur in gewissen Grenzen, so dass auch der Ansatz der Opportunitätskosten begrenzt werden könnte. Eine weitergehende Auseinandersetzung mit CO₂-Zertifikatpreisen erfolgt in Kap. 4.

4. Veränderung der Brennstoffpreise
5. Zubau von Kraftwerken

Der Verlauf der Stromnachfrage und damit der möglichen Kaufgebote am Spotmarkt (Leistung, Preis) kann durch folgende Stellgrößen langfristig und kurzfristig beeinflusst werden:

6. Veränderung der Stromnachfrage selbst. Der Strombedarf in Deutschland schwankt in wiederkehrenden Zyklen. Der Bedarf im Winter ist in Deutschland zur Zeit noch höher als im Sommer. Der Bedarf während der Nachtstunden ist niedriger als während der restlichen Tageszeit. Der Bedarf an Wochenenden ist niedriger als an Arbeitstagen usw.
7. Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Stromlieferanten beziehen verpflichtend einen Teil ihrer Liefermenge (EEG-Quote) aus derjenigen Strommenge, die in Deutschland nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) produziert worden ist. In der oben dargestellten *merit order* der Kraftwerke tauchen diese EEG-Mengen nicht auf, sondern reduzieren vorweg die Nachfrage nach Strom.
8. Stromaustausch mit dem Ausland. In der oben dargestellten *merit order* tauchen Kraftwerkskapazitäten aus dem Ausland und auch Pumpspeicher-Kraftwerke nicht auf, sondern reduzieren oder erhöhen vorweg die Nachfrage nach Strom.

Nur ein Teil der Strommengen wird kurzfristig über den Spotmarkt gehandelt und beschafft. Der wesentlich größere Teil der Strommengen wird auf längere Zeitfrist (Termingeschäfte) gekauft und verkauft. Selbst wenn jedoch die Erzeugungsmengen aus einem

Kraftwerk für einen Zeitpunkt in der Zukunft zu einem festen Preis verkauft wurden, würden die Erzeugungsmengen vom Markt zurückgekauft, wenn sich der Preis für die zu liefernde Menge am Markt vor Eintritt der Lieferung unter das Niveau des Verkaufs (Rückkauf am Terminmarkt) bzw. die Erzeugungskosten (Rückkauf am Spotmarkt) senken würde. Diese „make-or-buy“-Entscheidung für die Liefermenge wird einen Tag vor Liefertermin neu getroffen, abhängig vom Preisniveau, welches sich auf dem Spotmarkt bildet.¹⁰

2.2 Beeinflussung durch Kapazitätszurückhaltung

Folgt man der Theorie der Preisbildung am Spotmarkt auf Basis von Verkaufsgeboten zu Stromerzeugungsgrenzkosten nach Abbildung 3¹¹, so bedeutet eine Veränderung der angebotenen Kraftwerksleistung eine Veränderung des sich bildenden Marktpreises, sofern die Kraftwerksleistung innerhalb der Nachfrage liegt. Abbildung 4 verdeutlicht den Mechanismus, wie durch Kapazitätszurückhaltung in Form von Kraftwerksleistung der Marktpreis manipuliert und dadurch ggf. der Gewinn des strategischen Bieters erhöht wird.

In der linken Grafik der Abbildung 4 sind vereinfacht die Kraftwerkskapazitäten eines marktbeherrschenden Unternehmens (D) und der Wettbewerber (C) dargestellt. Durch Zurückhalten der hellgrau markierten Kapazität rücken die in der *merit order* höher angesiedelten Kapazitäten nach, und das Unternehmen verzichtet auf den Gewinn aus der zurückgehaltenen Kapazität. Die nachrückenden Kapazitäten führen zu einem höheren Marktpreis des Stroms (rechte Grafik). Über diesen höheren Marktpreis erzielt das marktbeherrschende Unternehmen durch seine in der *merit order* verbliebenen Kapazitäten einen zusätzlichen Gewinn, der im skizzierten Beispiel den verzichteten Gewinn aus der Kapazitätszurückhaltung übersteigt. Im idealisierten Fall würde ein dominierendes Unternehmen so viele Kapazitäten zurückhalten, dass es maximalen Gewinn erzielt. In der ökonomischen Theorie wird diese Art der Ausübung von Marktmacht durch das *Forchheimer Modell* beschrieben, bei dem ein dominierendes Unternehmen einem wettbewerblichen Rand gegenübersteht.

10. Im Spotmarkt stellen also theoretisch alle Kraftwerksbetreiber ihre im Termin vermarkteten Kapazitäten als Kaufgebote zu einem Preis unterhalb der variablen Kosten ein. Die nicht im Termin und im Regelleistungsmarkt vermarkteten Kapazitäten werden im idealen Wettbewerbsmarkt als Verkaufsgebote zum Grenzkostenpreis/ Preis der spezifischen variablen Kosten eingestellt.

11. Mit der Einschränkung, dass bei sich nicht schneidenden Gebotskurven nicht die Verkaufs-, sondern die Kaufgebote preissetzend wirken.

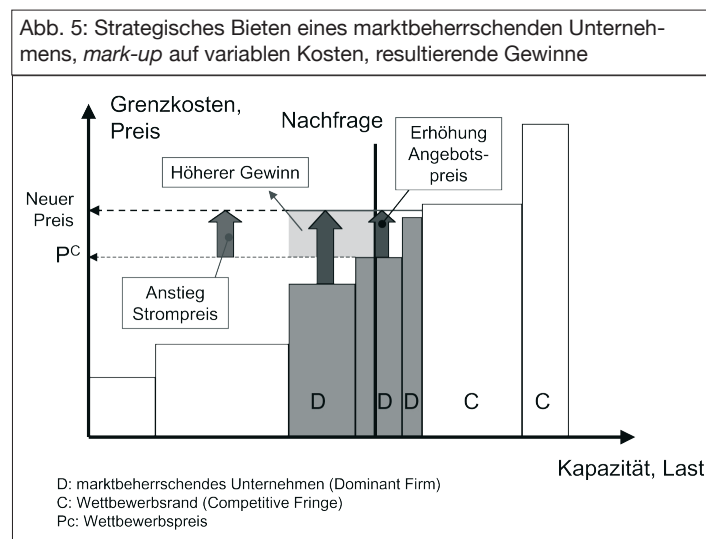
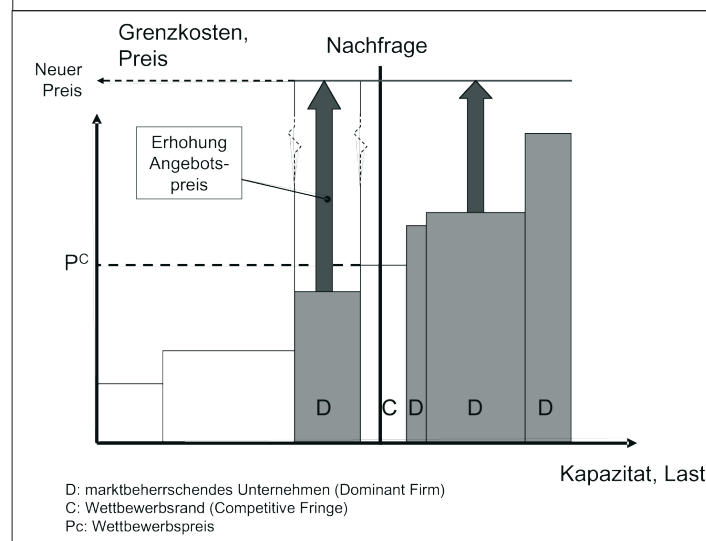


Abb. 6: Strategisches Bieten eines marktbeherrschenden Unternehmens: theoretischer Grenzfall



Welche Möglichkeiten der Kapazitätszurückhaltung besitzen Kraftwerksbetreiber?

Grundsätzlich muss Kraftwerkskapazität nicht vermarktet werden. Die Vermarktung bleibt dem wirtschaftlichen Kalkül des Kraftwerksbetreibers überlassen. Ein Wert im Sinne der dargestellten strategischen Zurückhaltung kann einem Unternehmen aber nur dann erwachsen wenn a) die zurückgehaltene Kapazität groß genug ist, um einen Effekt in der *merit order* und damit auf den Marktpreis zu haben, und b) das Unternehmen über weitere Kapazitäten verfügt, die dann am Spotmarkt mit höheren Erlösen vermarktet werden.

Neben dem vorübergehenden Stillstand und der längerfristigen oder endgültigen Stilllegung von Kraftwerken kann die angebotene Kapazität durch „Zurückhaltung“ der Kraftwerksleistung vermindert werden.

Neben dem Spot- und Terminmarkt kann Kraftwerkskapazität auch auf dem Regelleistungsmarkt vermarktet werden (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Minutenreserveleistung), sofern gewisse technische Bedingungen mit dem Kraftwerk eingehalten werden können. Da die gleichen Kraftwerke auf allen Märkten bieten können, stehen die Preisniveaus der Märkte miteinander in Verbindung. Die Vermarktung auf dem Regelleistungsmarkt liegt dabei zeitlich vor der Vermarktung auf dem Spotmarkt (monatliche, bzw. tägliche Ausschreibungen).

Der Einsatz von Kraftwerken auf dem Regelleistungsmarkt hat folgende Auswirkungen auf die *merit order*:

- Kraftwerkskapazität, die als positive Regelleistung (= Leistung, die auf Abruf zusätzlich geliefert werden muss) vermarktet wurde, ist dem Spot- und auch dem Terminmarkt entzogen. Sie wirkt wie eine Kapazitätszurückhaltung (s.o.) und verteuert ggf. den Marktpreis am Spotmarkt.
- Positive Regelleistung (Primär-, Sekundär-) kann aus thermischen Kraftwerken nur aus dem laufenden Betrieb heraus geliefert werden, um die Kurzfristigkeit der Regelleistungsnachfrage zu bedienen. D.h. diese Kraftwerke müssen mit einer bestimmten Mindestlast fahren, die ggf. im Terminmarkt vermarktet wurde. Sofern diese Mindestlast nicht im Terminmarkt vermarktet wurde, kann erwartet werden, dass sie zu sehr niedrigen – im Zweifelsfall negativen – Preisen am Spotmarkt platziert wird, um den Verkauf der Mindestlast und damit den Betrieb des Kraftwerks als Voraussetzung für die Vorhaltung von Regelleistung sicherzustellen. Diese Mindestlastkapazität wird sich dann im unteren Bereich der *merit order* wieder finden.

- Negative Regelleistung (= Leistung, die auf Abruf vermindert wird) kann aus thermischen Kraftwerken ebenfalls nur aus dem laufenden Betrieb heraus geliefert werden. Es gelten die gleichen Mechanismen wie für die Mindestlast bei positiver Regelleistung (s.o.).

Aus der Sicht eines marktbeherrschenden Unternehmens mit viel Erzeugungskapazität könnte die Auswahl von Kraftwerken zum Anbieten von Regelleistung strategisch so vorgenommen werden, dass sich ein für das Unternehmen positiver Effekt auf die *merit order* und die resultierenden Spotmarktpreise ergibt. Im Regelleistungsmarkt ist die Vergütung der vorgehaltenen und eingesetzten Regelleistung unabhängig von den variablen Kosten des Kraftwerks. Wenn Kraftwerke mit günstigen variablen Kosten der Preisbildung am Spotmarkt entzogen und dem Regelleistungsmarkt zugeführt werden, kann dies einen preissteigernden Effekt am Spotmarkt haben (s.o.).

2.3 Beeinflussung durch Angebot über variablen Kosten

Folgt man der Theorie der Preisbildung am Spotmarkt auf Basis von Verkaufs-Geboten zu Stromerzeugungsgrenzkosten nach Abbildung 3, so bedeutet eine Erhöhung des Angebotspreises des preissetzenden Kraftwerks eine Erhöhung des Spotmarktpreises in dieser Stunde (vgl. Abbildung 5).

Sofern bei einem Unternehmen eine konkrete Vorstellung über den Verlauf der *merit order*, die Stellung der Kraftwerke darin und die Lage der Nachfrage besteht, besteht die Möglichkeit der Marktbeeinflussung. Zunächst kann dazu der Angebotspreis (eines) der eigenen Kraftwerke soweit angehoben werden, dass ein eigenes Kraftwerk das Preis setzende Kraftwerk ist. Der Angebotspreis aller eigenen, sich in der *merit order* direkt weiter anschließenden Kraftwerke kann dann entsprechend weiter erhöht werden bis knapp unterhalb des (vermuteten) Angebotspreises des nächsten Kraftwerks eines Wettbewerbers in der weiteren *merit order* (vgl. Abbildung 5).

Ein Grenzfall strategischen Bietens tritt ein, sobald der Leistungsbedarf der Nachfrage die summierte Erzeugungsleistung (Kapazität) aller Wettbewerber eines Unternehmens überschreitet. Die eigene Kapazität des Unternehmens ist somit zur Deckung der Nachfrage unbedingt notwendig, und der Angebotspreis kann theoretisch unbegrenzt nach oben getrieben werden, sofern die Nachfrage Preis unelastisch ist und unbegrenzte Preise für die Lieferung von Energie akzeptiert werden (müssen) (vgl. Abbildung 6). Die kurzfristige Stromnachfrage (Spotmarkt) ist heutzutage weitgehend Preis unelastisch.

Sofern das Preisniveau am Spotmarkt auf längere Zeit oberhalb der Vollkosten der Stromerzeugung aus neuen Kraftwerken liegt, erhöht sich der Anreiz für neue Wettbewerber, durch den Neubau

von Kraftwerkskapazität am Strommarkt zu partizipieren, was wiederum den Wettbewerb erhöht und die Positionen etablierter Anbieter schwächt. Der – hier idealisiert skizzierten – Preisbeeinflussung durch strategisches Bieten und Kapazitätszurückhaltung und damit der Steigerung der Ertragsmöglichkeiten aus dem Spotmarkt steht damit das längerfristige Risiko des Markteintritts neuer Wettbewerber und der Minderung der Ertragsmöglichkeiten gegenüber.

2.4 Skizzierung der Kapazitätsverhältnisse im deutschen Strommarkt

Wie oben bereits beschrieben, dominierten die vier großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen (EVU) nach Einschätzung der Bundesnetzagentur im Jahr 2007 85,4 Prozent der Netto-Engpassleistung im Netz der „Allgemeinen Versorgung“. Daraus lässt sich schließen, dass die Stromerzeugung in Deutschland wesentlich auf die Kraftwerkskapazitäten der vier großen EVU angewiesen ist. Abbildung 7 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

Skizziert in Abbildung 7 ist die Dauerlinie der Stromnachfrage in Deutschland im Jahr 2007¹², reduziert um die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen. Unterlegt sind die Kraftwerkskapazitäten der vier großen EVU in Deutschland im Jahr 2007¹³, sowie das Residuum der nicht von ihnen betriebenen Kapazität¹⁴, jeweils ohne EEG-Anlagen und ohne Kapazität zur Bereitstellung von Regelleistung und reduziert um mittlere Nichtverfügbarkeiten¹⁵.

In dieser vereinfachten Darstellung kommt zum Ausdruck, dass – ohne Stromimport aus dem Ausland – zu nahezu keiner Stunde des Jahres 2007 die Stromnachfrage ohne die Kraftwerkskapazitäten der vier großen EVU gedeckt werden könnte. Die kontrahierten Kapazitäten der beiden größten EVU werden unter dieser Annahme an fast 7.000 Stunden im Jahr 2007 benötigt. Allein die Kapazitäten nur eines großen EVU würden – bei angenommener Verfügbarkeit der restlichen Kraftwerkskapazitäten – an weniger als 2.000 Stunden benötigt.

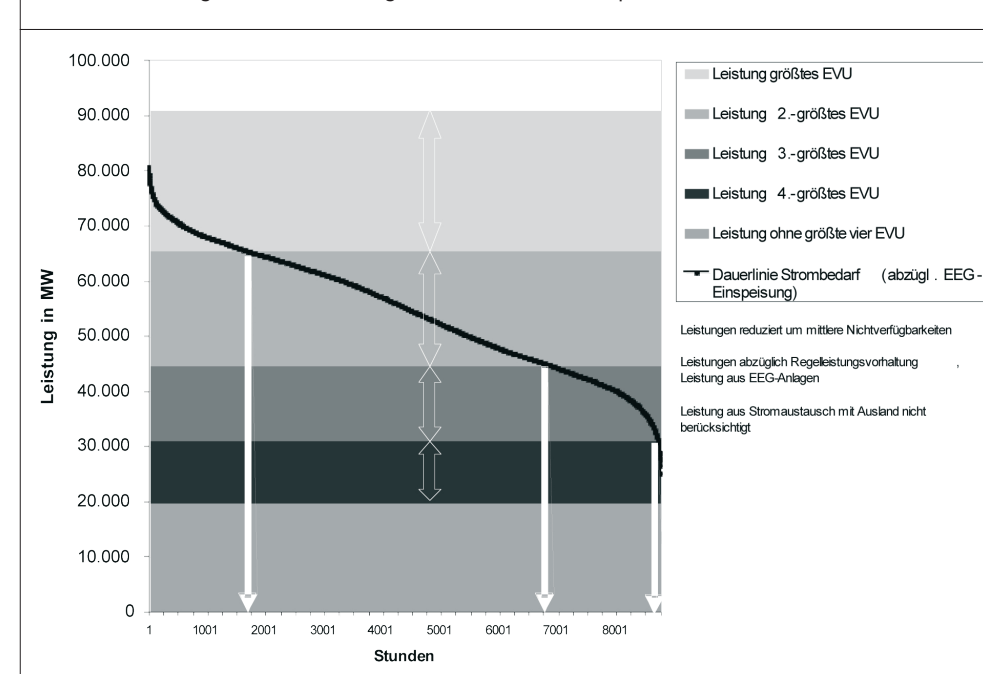
3 Terminmarkt Strom

3.1 Mechanismen der Preisbildung

Als Terminmärkte für Strom, an denen man bestimmte Lieferprodukte für zukünftige Zeiträume ordern kann, fungieren ein börslicher Handel an der EEX und weitere OTC-Märkte (EEX und andere Handelsplattformen). Referenzpreis ist der sich an der EEX einstellende Terminmarktpreis.

Anders als im Spotmarkt findet die Preisfindung nicht im Rahmen einer geschlossenen Auktion statt, sondern über das Abgeben und Annehmen von Verkaufs- und Kauf-Angeboten in einem kontinuierlichen Handel. Die Angebote sind für die Marktteilnehmer sichtbar und z.B. über ein Handelssystem abschließbar. In Handelssystemen nicht sichtbar ist, von welchem Handelsteilnehmer die Angebote jeweils stammen. Im OTC-Handel (über Internet basierte Handelsplattform) wird mit Bestätigung einer Transaktion der jeweilige Handelspartner offenbar, im börslichen Handel ist der Handelspartner jeweils die Börse.

Abb. 7: Skizzierung der Stromnachfrage und der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland im Jahr 2007



3.2 Strombeschaffungsstrategien durchschnittlicher Weiterverteiler und Großkunden

Zum Verständnis der Hebel für die Beeinflussung von Terminmarktpreisen ist die Wirkungsweise und Strategie der Beschaffung von Kunden des Stromgroßhandelsmarktes eine wichtige Grundlage. Viele Stadtwerke als Lieferanten von Strom sowie größere Industriekunden bedienen sich in der Strombeschaffung des Terminmarktes und kaufen dort diejenigen Mengen, die sie nicht in eigenen Erzeugungsanlagen herstellen. Beim Einkauf des Stroms stehen diese Käufer vor einem ähnlichen Dilemma wie ein Sparer, der eine gewisse Summe Geld in Fonds investieren will. Um das Risiko eines Kaufs zum falschen Zeitpunkt – nämlich zu hohen Marktpreisen – zu umgehen, wählen viele den Weg eines Kaufs in Tranchen, einer ratierlichen Eindeckung. Dazu wird auf Seiten der Stromkäufer ihr (prognostizierter) Strombedarf für den betreffenden Zeitraum in handelbare Produkte (Base, Peak) zerlegt und ein ratierlicher Eindeckungsplan über z.B. 1,5 – 2 Jahre bis zum betreffenden Lieferzeitraum angelegt. Für die Beschaffung der einzelnen Tranchen wird z.B. ein bestimmtes Zeitfenster ausgelobt, innerhalb dessen versucht wird, einen günstigen Kaufzeitpunkt abzuspannen.

Entscheidungsgrundlagen für den Kauf (Verkauf) können dabei z.B. sein:

- explizite Preislimits: wenn der Marktpreis über (unter) das Preislimit geht bzw. zu gehen droht, wird gekauft (verkauft)
- vorgegebenes Risikolimit für die offene Position der Beschaffung (gekauft und noch nicht weiterverkaufte Mengen, weiterverkaufte und noch nicht gekaufte Mengen): wenn das Risiko der offenen Positionen, z.B. gemessen im Value-at-Risk,

12. Berechnet aus stündlichen Daten der UCTE (UCTE, Datapackage DE 2007).

13. Eigene Kraftwerke der EVU und vertraglich akquirierte Leistung. Quellen: Eigendarstellungen der EVU für das Jahr 2007.

14. Kapazität der gesamten Elektrizitätswirtschaft (Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“, private und industrielle Erzeugung) gemäß Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (s.o.) abzüglich der Kapazitätsangaben der vier großen EVU und der Kapazität aus EEG-Anlagen sowie Regelleistungsvorhaltung.

15. Es wurde vereinfachend von einer mittleren Arbeitsnichtverfügbarkeit von 12,5% ausgegangen, aufbauend auf VGB, Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1995 - 2004, Essen 2005.

das Risikolimit übersteigt, ist die offene Position soweit durch Kauf/ Verkauf zu schließen, dass das Risiko unterhalb des Risikolimits liegt.

c) Erreichen eines Ziel-Deckungsbeitrags

Die Beschaffung kleinerer und mittlerer Unternehmen agiert dabei zumeist nicht selbst als Handelspartner auf dem Großhandelsmarkt, sondern über Zwischenhändler. Zwischenhändler sind dabei oftmals die Handelsabteilungen von marktbeherrschenden Unternehmen.

3.3 Nutzung von Angebots- und Nachfragemacht zur Preisbeeinflussung

Auch auf dem Terminmarkt für Strom bildet sich der Preis aus dem Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Ähnlich dem Spotmarkt ergeben sich für marktbeherrschende Unternehmen folgende Möglichkeiten der Preisbeeinflussung:

- Angebotsbeeinflussung (Mengenspiel)
- Nachfragebeeinflussung
- Setzen der Preise

Im Strommarkt in Deutschland gibt es marktbeherrschende Unternehmen mit großen Erzeugungskapazitäten und gleichzeitig auch großem Handels- und Vertriebsvolumen:

- Sie können als Marketmaker fungieren und initiale Preise setzen, wenn noch wenig Handelsvolumen von anderen Marktteilnehmern zu verzeichnen ist.
- Sie bewirtschaften einen Großteil der Erzeugungskapazitäten und erzeugen einen Großteil des Stroms in Deutschland (s.o.)
- Sie bündeln in ihren großen Bilanzkreisen den Großteil des Stromabsatzes in Deutschland und haben darüber Kenntnis über diesen Absatzmarkt.
- Sie fungieren oftmals als Dienstleister und Zwischenhändler für Stadtwerke und andere Weiterverteiler und auch Industriekunden und haben darüber Kenntnis über die Beschaffungssituation am Großhandelsmarkt.

Sofern ein Marktteilnehmer über ausreichend Kapital, einen großen Absatzmarkt bzw. große Erzeugungskapazitäten verfügt, kann er eine hohe Nachfrage aber auch ein entsprechendes Angebot am Terminmarkt erzeugen. Viele Marktteilnehmer setzen sich, wie oben skizziert, Zielmarken in Bezug auf zu erwirtschaftende Deckungsbeiträge bzw. die Risiken aus offenen Positionen. Insofern beobachten alle Marktteilnehmer die Preisentwicklungen sehr genau und reagieren sensibel auf Marktpreisentwicklungen, sofern diese ein für die Marktteilnehmer relevantes Maß überschreiten. Insofern existieren Grenzwerte im Markt, ab denen selbst kleine Marktpreisentwicklungen gravierende Wirkungen bei den Marktteilnehmern verursachen können. Dieses kann z.B. ein unerwartet hohes Marktpreiswachstum sein. Wird ein solches Signal von vielen Marktteilnehmern gleichzeitig erkannt, reagieren viele dieser Marktteilnehmer ggf. gleichgerichtet, d.h. sie kaufen oder verkaufen. Bei diesem gleichgerichteten Handeln kommt es damit automatisch zur Verstärkung des ursprünglichen Signals (Preisanstieg induziert höhere Nachfrage, welche wiederum einen weiteren Anstieg induziert). Damit kann es zu Preiseskalationen kommen. In den deutschen Großhandelsmärkten ist die Situation nun so, dass einigen sehr großen Händlern sehr vielen kleine und eher reaktiv agierende Beschaffungseinheiten gegenüber stehen. Diesen Unternehmen fehlen zum überwiegenden Teil auch eigene Erzeugungseinheiten als Rückfallposition bei massiv steigenden Preisen. Händler könnten nun interessiert sein, Quotierungen so abzugeben, dass die Preisgrenzen im Markt erreicht werden, so dass ein gleichgerichtetes Verhalten entsteht. Da die Beschaffungseinheiten als Nachfrager auftreten, ist ein entsprechender Preisanstieg dann die Folge.

Es ist also ein Szenario denkbar, dass durch größere Kauforders der angebotenen Terminkontrakte der Preis dergestalt steigt, dass die Limits kleinerer Marktteilnehmer (s.o.) gerissen werden und Käufe dieser Teilnehmer auslösen, mit dem oben beschriebenen

Preiseskalationseffekt. Auch ein umgekehrtes Szenario ist denkbar, bei dem Marktteilnehmer mit einer hohen Angebotsmacht solange den Markt bedienen, bis der Marktpreis dergestalt sinkt, dass die Risikosysteme kleinerer Marktteilnehmer greifen (s.o.) und diese zu Verkäufen veranlassen, woraus sich wiederum ein selbstverstärkender Effekt ergibt. Dieser eher theoretische Fall lässt sich in anderen Kapitalmarktsegmenten feststellen¹⁶. Im Energiemarkt existiert aber kein natürliches Interesse, den Preis nach unten treiben zu lassen. Reine Händler ohne originäre natürliche Positionen aus dem Vertriebs- oder Erzeugungsmarkt generieren ihren Ertrag weitgehend unabhängig vom Niveau der Preise. Die Trends bzw. Volatilitäten sind die entscheidenden Größen. Vertriebsunternehmen bepreisen in Referenz zu den Großhandelsmärkten weitgehend arbitragefrei, d.h. auch hier stützen sich die Vertriebspreise auf die Großhandelspreise ab und sind damit unabhängig vom Niveau. Dieses gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass für viele Vertriebsunternehmen eine Substitution der Nachfrage im Strom zumindest kurz- bis mittelfristig nicht zu befürchten ist und im wesentlichen alle Marktteilnehmer (und hierbei insbesondere diejenigen, die zu Großhandelsmarktbedingungen auch Energie beschaffen müssen) auf Basis von Großhandelspreisen anbieten müssen, wollen sie nicht Verluste generieren. Bleiben die Erzeuger, deren Marge mit steigendem Strompreis analog steigt. Hieraus kann gefolgert werden, dass kein natürliches Interesse bei insbesondere den großen Marktteilnehmern mit hohen Erzeugungskapazitäten an Preissenkungen gegeben ist.

Diese Art von Mechanismen der Marktpreisbeeinflussung findet sich auch auf den Finanzmärkten. Analog dazu könnte auch das Streuen von Gerüchten zum Repertoire der Preisbeeinflussung im Terminmarkt Strom gehören.

Das beschriebene Spiel mit Quotierungen zum Steuern des Marktes kann relativ risikoarm für einen Händler durchgeführt werden, wenn zwei oder mehrere Gesellschaften eines Konzerns wissentlich über den Markt miteinander handeln.

Definition von Zielpreisen

Denkt man sich die Stromerzeugungssparte eines Unternehmens als ein Profit-Center, so kann man folgende Bilanz um das Profit-Center definieren:

- Strom- und ggf. Wärmeerlöse; ggf. weitere Erlöse z.B. aus Verdrängung der Nutzung vorgelagerter Netze
- variable Kosten (Brennstoff-, CO₂-, Hilfsstoff- usw.)
- direkte Fixkosten (Kapital-, Personal-, Reserveenergie-, Wartungs-/ Betriebs- usw.)
- fixe Erlöse (zugeteilte CO₂-Zertifikate usw.)
- indirekte Fixkosten (Overhead-)
- Gewinn

Die Kostenpositionen inkl. eines vorgegebenen Gewinns sollen durch den Verkauf der Erzeugung der Kraftwerke – des Stroms – gedeckt werden. Setzt man eine Mindesterzeugung des Kraftwerksportfolios und eine Aufteilung der Vermarktung (Termin-, Regelleistungs-, Spotmarkt) an, kann man aus dem Verhältnis der Preisniveaus der Märkte Zielpreise entwickeln, die zur Erwirtschaftung des vorgegebenen Gewinns notwendig sind. Es kann nun die Strategie verfolgt werden, nur oberhalb dieser Zielpreise zu bieten und zu verkaufen, und/ oder Handelsmöglichkeiten auszuloten, um diese Zielpreise am Markt zu realisieren. Bei der Definition der Zielpreise muss wiederum berücksichtigt werden, dass diese noch gerade so niedrig sind, um Markteintritte zu verhindern (s.o.).

16. Als aktuelles Beispiel sei auf sinkende Börsenkurse und die Leerverkäufer von Aktien verwiesen, die geliehene Aktien verkaufen in der Hoffnung, sie später günstiger zurückkaufen zu können. Leerverkäufer setzen dabei auf fallende Kurse der leerverkauften Aktien. Bei hinreichendem Volumen wiederum tragen sie durch ihre eigene Verkaufstätigkeiten dazu bei, dass die Kurse fallen.

4 CO₂-Markt

Bestandteil der Stromerzeugungskosten und auch der variablen Kosten der Stromerzeugung von Kraftwerken nach Abbildung 3 sind auch die Kosten für CO₂-Zertifikate. Der Großteil der zur Stromerzeugung benötigten CO₂-Zertifikate wurde und wird den Kraftwerksbetreibern kostenfrei zugeteilt. Gleichzeitig gibt es (europäische) Märkte für Emissionsberechtigungen, auf denen diese CO₂-Zertifikate gehandelt werden können (z.B. an der EEX). Der Preis, der dort für die CO₂-Zertifikate geboten wird, wäre nach ökonomischer Logik ein entgangener Erlös, würde er nicht auf die Strompreise aufgeschlagen (Opportunitätskosten).

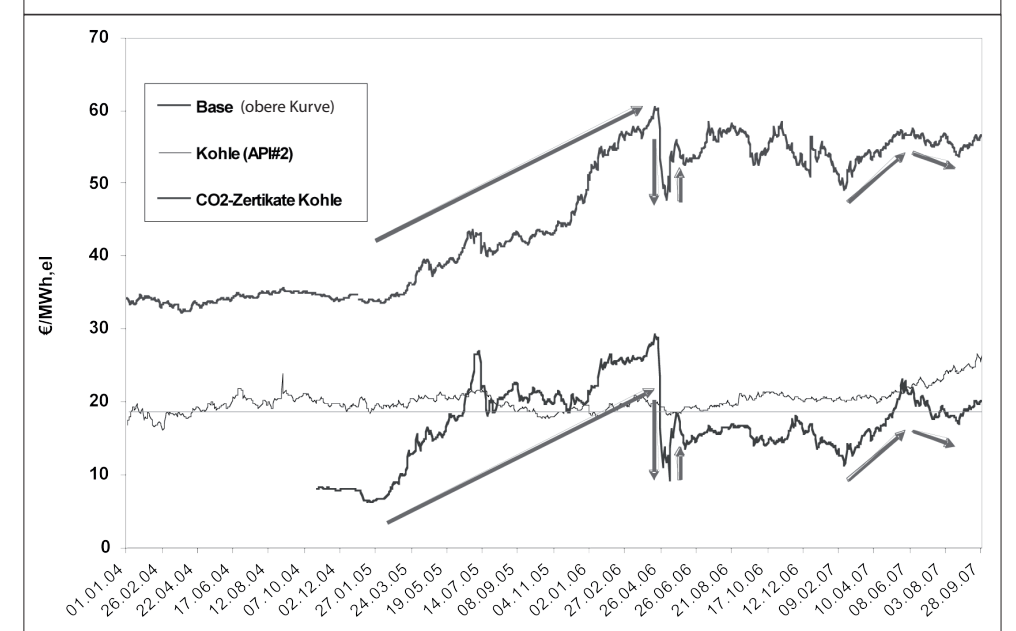
Es gibt divergierende Auffassungen, inwiefern die Einpreisung der CO₂-Zertifikatepreise in den Strompreis ökonomisch zwangsläufig ist. Tatsächlich wurden für einen Teil der Kraftwerke („Optionsanlagen“) nur Zertifikate in dem Umfang ausgegeben, wie CO₂ durch den Betrieb dieser Anlagen produziert wurde. Die Option, erhaltene CO₂-Zertifikate zu verkaufen und nicht zu „verstromen“, hatten diese Kraftwerke also nicht, entsprechend auch keine Opportunitätskosten. Ähnlich kann argumentiert werden, dass auch für andere Kraftwerke die Option des Verkaufs der CO₂-Zertifikate nur für einen Teil der erhaltenen Zertifikate bestand, da Zertifikate anteilig zurückgegeben werden mussten, wenn die tatsächlichen Emissionen dieser Kraftwerke auf unter 60% der Basiswerte sanken. Dadurch wären die spezifischen variablen Kosten nur eines Teils der Kraftwerke durch CO₂-Zertifikatepreise als Opportunitätskosten belastet. In der *merit order* würden sich diese Kraftwerke zu niedrigeren Preisen eingruppiert. Folgt man der Logik aus Abbildung 3, wird der sich einstellende Marktpreis am Spotmarkt aber von den Grenzkosten desjenigen Kraftwerks definiert, das gerade noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird. Es gibt daher auch Gründe anzunehmen, dass für dieses Kraftwerk – da teurer als ein Großteil der restlichen Erzeugungskapazität – Opportunitätskosten der Verwendung der CO₂-Zertifikate bestanden bzw. bestehen.

In der Vergangenheit ist diese Einpreisung der CO₂-Preise in den Strompreis weitestgehend geschehen, und zwar nicht nur am Spotmarkt, sondern auch am Terminmarkt. Wie Abbildung 8 verdeutlicht, hat der Preis für den Baseload-Jahresfuture des Folgejahres die Veränderung des CO₂-Zertifikatepreises im dargestellten Zeitraum nachvollzogen.

Die Beeinflussung des CO₂-Preises ist damit ein wirksames Mittel zur Beeinflussung des dargestellten Strompreises. Dabei können Unternehmen, die Kraftwerke betreiben, ein doppeltes Interesse an einem hohen Zertifikatepreis haben: einerseits wurde ihnen der Großteil der Zertifikate kostenlos zugeteilt. Der Wert der Zertifikate ist also eine mögliche Einnahme (über Verkauf oder Einpreisung in die Strompreise), der keine Kosten gegenüberstehen (*windfall profits*). Andererseits profitiert von den durch den CO₂-Preis gestiegenen Strompreisen die *gesamte Stromerzeugung*, also auch Kraftwerke, die gar keine Emissionsberechtigungen benötigen und keine Zertifikate zugeteilt bekamen, wie Wasserkraftwerke und Kernkraftwerke.¹⁷

CO₂-Zertifikate wurden und werden in Deutschland kostenlos ausgegeben. Dabei wurde für die Energiewirtschaft in Deutschland eine gewisse Verknappung der CO₂-Menge um wenige Prozent-

Abb. 8: Preisentwicklung Terminmarkt EEX (Base, Future Folgejahr), Kohlepreis, CO₂-Preis bei einem mittleren elektrischen Kraftwerkswirkungsgrad von 37%



punkte gegenüber der historischen Basisperiode (2000–2002) vorgesehen. Alleine durch die Erwartung einer Knappheit an CO₂-Zertifikaten (auf Ebene des europäischen Emissionshandels) hat sich dann aus einem Ausgabepreis von 0 €/t ein relevanter Marktpreis von zeitweise über 20 €/t und mehr entwickelt. Erst im Jahr 2007, in Erwartung und nahezu in Kenntnis eines Überschusses an CO₂-Zertifikaten, verfiel der Preis wieder auf nahe Null Euro je Tonne. Die Möglichkeiten der bewussten Beeinflussung der CO₂-Preise bestehen analog der Möglichkeiten der Beeinflussung der Terminmarktpreise Strom. Große Kraftwerksbetreiber mit historisch hohen Emissionen haben viele Zertifikate zugeteilt bekommen. Sie stellen somit große Anbieter und gleichzeitig auch große Absatzmärkte dar. Es existieren die gleichen Spielmöglichkeiten der Angebotsverknappung, des strategischen Aufkaufens von Angeboten und umgekehrt wie im Terminmarkt Strom.

5 Mittelbare Beeinflussung: Marktzugangsbarrieren, Transaktionsbarrieren

Um Wettbewerbern den Zugang zum Strommarkt zu erschweren, sind verschiedene Strategien und Szenarien denkbar. Insbesondere im Bereich der Erzeugung – d.h. beim Erschweren oder Verhindern von Kraftwerksneubauten durch neue Akteure (z. B. Stadtwerkkooperationen – ergaben und ergeben sich mehrere Möglichkeiten, Marktzugangsbarrieren aufzubauen: speziell vor Wirksamwerden der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (Kraft-NAV) bedeutete der Netzanschluss von Kraftwerken an das Transportnetz Strom eine signifikante zeitliche und damit finanzielle Hürde, da die Bedingungen des Anschlusses mit den Transportnetzbetreibern verhandelt werden mussten. Neben dem Anschluss des Kraftwerks an das Stromnetz ist die Versorgung mit (günstigem) Brennstoff

17. Ungünstig ist ein hoher Zertifikatepreis zur Zeit nur für Anlagen, die deutlich weniger Zertifikate zugeteilt bekamen, als sie zur Stromerzeugung benötigen, und damit netto Zertifikat zukaufen müssen. Zertifikate müssen aber nicht zeitgleich zur Erzeugung beschafft oder abgegeben werden. Zu einem Stichtag müssen analog zu den tatsächlichen Emissionen des vorangegangenen Jahres in gleicher Höhe Zertifikate bei der Deutschen Emissionshandelsstelle abgegeben werden. Für die Beschaffung dieser Zertifikate haben die Anlagenbetreiber bis zur Abgabe Zeit. Sie können also mit den Zertifikaten Handel treiben und versuchen, zu Zeiten niedriger Zertifikatepreise sämtliche benötigten Zertifikate zu erwerben, die daran gekoppelte Stromerzeugung aber zu Zeiten hoher Strompreise (und hoher Zertifikatepreise) zu vermarkten.

eine wesentliche Bedingung für die Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition. Für den Brennstoff Braunkohle gibt es dabei zum gegenwärtigen Zeitpunkt keinen liquiden Großhandelsmarkt, auf dem neue Kraftwerksbetreiber preislich abgesicherte Lieferungen analog dem Steinkohle- oder Gasmarkt erwerben könnten. Größere Braunkohlekraftwerke werden zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur von Unternehmen betrieben, die mit den Braunkohle abbauenden Unternehmen gesellschaftlich verbunden sind. Auch die Beschaffung von Gas könnten sich für neu zu bauende Kraftwerke erschweren. Einerseits gab es in der Vergangenheit oftmals günstigere Konditionen der Gaslieferanten für den Bezug von sogenanntem „Kraftwerksgas“ im Vergleich zum überwiegend für Heizzwecke eingesetzten „Kommunalgas“. Aus rein ökonomischen Erwägungen ist hier jedoch zu erwarten, dass in Zukunft solche günstigeren Verträge von Seiten der Gaslieferanten seltener angeboten werden, da sie für die Gaslieferanten einen Verzicht auf Marge bedeuten, dem kaum ein Gegenwert gegenübersteht. Andererseits bedingt die Beschaffung von Gas für ein Kraftwerk auch den Besitz der Transportrechte (Netzkapazitäten) für dieses Gas vom Ort des Kaufs an den Verbrauchsort Kraftwerk. Diese Transportrechte sind oftmals langfristig vergeben, ein weiterer Ausbau der Transportkapazitäten von den entsprechenden Netzbetreibern abhängig. Es ist denkbar, dass für neue Akteure als Kraftwerksbetreiber zunächst nur unzureichend Transportrechte zur Verfügung stehen¹⁸, so dass sich der Kraftwerksbau bis zur Sicherstellung der Transporte verzögert bzw. im Extremfall die Kraftwerksinvestition nicht getätigt werden kann.

Eine indirekte Marktzugangsbarriere zum Bau neuer Kraftwerke durch neue Akteure kann von den etablierten Erzeugern auch dadurch aufgebaut werden, dass den potenziellen neuen Akteuren verbesserte Stromlieferverträge oder virtuelle Kraftwerksscheiben angeboten werden, die deren Investition in ein eigenes Kraftwerk/einen Kraftwerksanteil weniger interessant werden lassen.¹⁹

Auch auf dem Handelsmarkt können Marktzugangsbarrieren aufgebaut werden. Der Eintritt neuer Akteure in den Handelsmarkt kann z.B. dadurch erschwert oder gar verhindert werden, dass die zum gegenseitigen Handel abzuschließenden Handelsrahmenverträge (EFET-Verträge) zwischen Handelspartnern von den bereits etablierten Handelspartnern mit hohen Anforderungen an den neuen Akteur als potenziellen Handelspartner belegt werden (hinsichtlich Bilanzkennzahlen usw.), die nur schwierig oder erst nach zeitlich langen Verhandlungen zu erfüllen sind.

Oligopole weniger marktbeherrschender Unternehmen sind u. a. dadurch gekennzeichnet, dass die Oligopolisten gleichgerichtete Interessen verfolgen und der Wettbewerb untereinander nicht ausgeprägt ist. Auch im Energiemarkt in Deutschland sind solche Tendenzen erkennbar²⁰. Denkbar ist, dass aus gleichgerichteten Interessen heraus Absprachen zwischen den Oligopolisten getroffen werden, z.B. Unternehmens- und Marktinformationen und -einschätzungen der untereinander ausgetauscht werden und gemeinsame Strategien besprochen werden, z.B. das Verhalten gegenüber neuen Marktteilnehmern und den Aufbau möglicher Barrieren, das Verhalten gegenüber behördlichen Akteuren bis hin zur direkten Beeinflussung der Marktpreise betreffend. Zur Begrenzung des Wettbewerbs untereinander können Einflussgebiete und Absatzmärkte der Oligopolisten untereinander verhandelt und abgeglichen werden, Beteiligungen und Assets untereinander abgesprochen und ausgetauscht werden.

Selbst ohne aktive Absprache untereinander können gleichgerichtete Interessen der Oligopolisten und auch anderer Marktteilnehmer zu gleichgerichtetem Handeln führen. Beispielsweise werden alle Stromerzeuger das gleichgerichtete Interesse haben, eine hohe Marge bei der Stromerzeugung zu erwirtschaften. Das gleichgerichtete Interesse aller Stromvertriebe, d.h. von Stadtwerken wie Verbundunternehmen gleichermaßen, wird sein, eine hohe Marge beim Stromverkauf an die Stromabnehmer zu erzielen. Beide Interessen werden durch steigende Strompreise bedient: für Stromvertriebe entspricht – bei einer Strategie einer länger-

fristigen vorauslaufenden Strombeschaffung durch die Vertriebe – die Marktpreissteigerung zwischen Beschaffungs- und Angebots-/ Verkaufszeitpunkt einer möglichen zusätzlichen Marge der Vertriebe, für Stromerzeuger bedeuten steigende Strompreise bei gleichbleibenden sonstigen Kosten auch eine höhere Marge. Aus solchen gleichgerichteten Interessen können ggf. gleichgerichtete Strategien und gleichgerichtetes Handeln resultieren, ohne dass es einer expliziten Übereinkunft bedarf.

Das Vorhandensein von Marktzugangs- und Transaktionsbarrieren als Zeichen von Marktmacht bleibt den Marktakteuren wie auch marktüberwachenden Organisationen und Regimen nicht verborgen. Gerade der Bereich der Energienetze unterliegt auch nach der Liberalisierung des Marktes der Regulierung durch den Gesetzgeber und die Bundesnetzagentur, unterstützt durch die Regulierungsbehörden der Länder. Gesetzgeber, Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt haben in diesem Zusammenhang bereits zahlreiche Verfahren eingeleitet, Entscheidungen getroffen und Verordnungen erlassen, um den diskriminierungsfreien Zugang zu den Energienetzen und deren diskriminierungsfreie Nutzung zu ermöglichen und den Wettbewerb auf dem Energiemarkt zu befördern (z.B. bezüglich Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, Zugangs- und Entgeltverordnungen Gas- und Stromnetz, Festlegung der Geschäftsprozesse beim Lieferantenwechsel, Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung, Ausschreibung von Regelenergie, Bewirtschaftung von Engpässen im Übertragungsnetz, Langfristverträge zur Reservierung von Kuppelkapazität an den Staatsgrenzen, Wettbewerb im Ferngasleitungsnetz, langfristige Gaslieferverträge, Kooperationsvereinbarung Gas usw.). Die Verfahren, Verordnungen und Entscheidungen markieren ehemalige und z. T. immer noch bestehende Marktzugangs- und Transaktionsbarrieren und belegen ausdrücklich ihr Vorhandensein.

6 Fazit

Während die Existenz von Marktzugangsbarrieren auf dem Stromerzeugungsmarkt in Deutschland anhand der Befunde und resultierenden Maßnahmen der Behörden augenscheinlich ist, lässt sich direkte und indirekte Beeinflussung der Strom- und CO₂-Preise auf den Großhandelsmärkten durch den Einsatz von Marktmacht einiger weniger großer, marktbeherrschender Unternehmen aus den verfügbaren Informationen nicht explizit beweisen. Die Veröffentlichung von Informationen aus den Hausdurchsuchungen großer Energieversorgungsunternehmen durch Sonderermittler der Europäischen Kommission legen dies allerdings nahe¹⁵. Offensichtlich ist jedoch die große Konzentration der Kraftwerkskapazitäten, erzeugten Strommengen und zugeteilten CO₂-Zertifikate auf wenige Unternehmen, die diesen Unternehmen zumindest Möglichkeiten zur Preisbeeinflussung nach oben gezeigten Mechanismen eröffnet. Ob diese Möglichkeiten von den Unternehmen genutzt wurde,

18. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts existiert zur Zeit kein Leitungswettbewerb im Ferngasleitungsnetz. „Des Weiteren besteht für die Netznutzer aufgrund der langfristigen Ausbuchung des überwiegenden Teils der Kapazitäten keine Möglichkeit, auf Alternativangebote auszuweichen.“ (M. Kurth, Bundesnetzagentur: Entscheidung für mehr Wettbewerb im Ferngasnetz, Pressemitteilung vom 21.10.2008)

19. Auch der Zugriff auf eine virtuelle Kraftwerksscheibe bedeutet prinzipiell schon eine neue Wettbewerbsposition im Erzeugungsmarkt. Je nach Ausführung können Verträge über virtuelle Kraftwerksscheiben jedoch Grenzen der Vermarktbarkeit setzen. Die aus der virtuellen Scheibe resultierenden Lieferungen können weiterhin aus dem Gesamtportfolio des Anbieters der Scheibe geliefert werden, die Betriebsführung und der tatsächliche Einsatz des Kraftwerks können davon abweichen.

20. Zitat eines marktbeherrschenden Energieversorgungsunternehmens aus den Untersuchungsakten: „intensiver Einsatz des SPP Eigenhandelsbuches zur Initiierung von Marktpreissprüngen [...]“, „Kraftwerkstilllegung und damit verbundene Preissteigerung durchaus eine für den Konzern vorteilhafte Alternativstrategie zur aktiven Preisbeeinflussung über das SPP-Handelsbuch“. Aus: F. Dohmen, K.-P. Kerbusk: Kartell der Abkassierer. In: Der Spiegel, Nr. 45/ 2007, S. 104 ff.

könnte explizit nur nachgewiesen werden, wenn folgende Fragen beantwortet würden:

- Beeinflussung Spotmarkt Strom: Welche Kraftwerkskapazitäten wurden vom Unternehmen zu welchem Preis an den Spotmarktauktionen der EEX (und anderer Börsen) angeboten? Welche Kauf-Gebote des Unternehmens wurden parallel an den Spotmarktauktionen platziert? Welche Kapazität des Unternehmens wurde parallel auf dem Regelleistungsmarkt vermarktet? Welche Kapazität des Unternehmens war parallel aus welchen Gründen nicht verfügbar?
- Beeinflussung Terminmarkt Strom, CO₂: Welche Verkaufsgebote des Unternehmens wurden zu welchen Zeitpunkten an den verschiedenen Terminmarkt-Handelssystemen platziert? Welche Kaufgebote wurden parallel vom selben Unternehmen (z.B. über eine andere Konzerngesellschaft) platziert?
- Wurden ggf. Absprachen zwischen marktbeherrschenden Unternehmen bezüglich des Einsatzes von Kapazitäten und der anzubietenden Preise getroffen?
- Gab es unternehmensinterne Zielvorgaben für die Preise bei der Vermarktung von Strom und CO₂?

Erst die zeitgleiche Betrachtung von historischen Kauf- und Verkaufsaktivitäten in Verbindung mit dem Zustand der vorhandenen Erzeugungskapazität in täglicher Auflösung über einen längeren Zeitraum im historischen Verlauf kann Aufschluss über Preisbeeinflussung durch Kapazitätszurückhaltung oder Eigenhandel geben. Belege über unternehmensübergreifende Absprachen und unternehmensinterne Zielpreise wären weitere handfeste Indizien bezüglich der Beeinflussung der Preise durch Ausübung von Marktmacht.