



Bundeskartellamt

Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel

Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB • Januar 2011

Zusammenfassung

Bundeskartellamt
Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn

Zusammenfassung

I. Begründung und Vorgehensweise

Im März 2009 hat die 10. Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes eine Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und Stromgroßhandel“ auf der Grundlage von § 32e des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) eingeleitet. **Gegenstand** der Untersuchung sind die **Wettbewerbssituation und der Preisbildungsmechanismus** auf den deutschen Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkten **in den Jahren 2007 und 2008**. Die Sektoruntersuchung wurde eingeleitet, weil trotz zahlreicher Beschwerden über die Strompreisentwicklung und der für missbräuchliches Verhalten anfälligen Marktstruktur keine für die Einleitung konkreter Missbrauchsverfahren hinreichenden Anhaltspunkte für missbräuchliches Verhalten einzelner Unternehmen vorlagen.

Mit der Sektoruntersuchung werden im Wesentlichen zwei **Ziele** verfolgt. Zum einen soll die Untersuchung dazu beitragen, ein **vertieftes Verständnis der Funktionsweise der betroffenen Märkte** und Marktstufen zu vermitteln. Nur so können die wesentlichen wirtschaftlichen Zusammenhänge nachvollzogen und die Preisbildung aus wettbewerblicher Sicht beurteilt werden. Zum anderen ist die Sektoruntersuchung auch als eine **Weiterentwicklung der durch die Europäische Kommission gegen deutsche Erzeugungsunternehmen geführten Verfahren** zu verstehen. Im Mittelpunkt der Untersuchung der Europäischen Kommission stand das **Problem einer möglicherweise missbräuchlichen Zurückhaltung von Kapazitäten**. Die Verfahren gegen die in Deutschland tätigen Unternehmen E.ON, RWE und Vattenfall wurden von der Europäischen Kommission eingestellt. E.ON hat sich wegen des Verdachts der missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung 2008 gegenüber der Europäischen Kommission dazu verpflichtet, Stromerzeugungskapazitäten im Umfang von 5.000 MW abzugeben. Die Verfahren gegen RWE und Vattenfall wurden dagegen ohne Verpflichtungszusagen eingestellt.

Das Bundeskartellamt hat zum Zweck dieser Untersuchung **umfangreiche Ermittlungen** durchgeführt. Für die Jahre 2007 und 2008 wurden von 80 Unternehmen umfassende Informationen für alle Kraftwerksblöcke mit einer Stromerzeugungskapazität von mehr als 25 MW erhoben. Insgesamt wurden **für 2007 und 2008 jeweils 340 Kraftwerksblöcke** analysiert, in denen **2007 etwa 93,6 % der gesamten Strommenge** erzeugt wurden **bzw. 92,9 % im Jahr 2008**. Die **Datenerhebung und Datenauswertung** gestaltete sich sowohl angesichts des Datenumfangs als auch aufgrund der zu analysierenden Sachverhalte **sehr komplex**. Neben der **aufwändigen Konsolidierung und Plausibilisierung von Daten** mussten ein **Datenbanksystem**, eine **eigene Software** sowie ein **Auswertungsalgorithmus** entwickelt werden.

Die Sektoruntersuchung ist wie folgt strukturiert. Ausgangspunkt der Analyse ist eine **Zusammenstellung der wesentlichen Rahmenbedingungen und Funktionsmechanismen** des deutschen Strommarkts. Hierauf aufbauend bilden einen ersten Analyseschwerpunkt zentrale **Fragen der Marktstruktur, insbesondere der sachlichen und räumlichen Marktabgrenzung sowie des Bestehens marktbeherrschender Stellungen** der führenden Erzeugungsunternehmen. Zweiter Schwerpunkt und empirischer Kern der Untersuchung ist die **Analyse des Angebotsverhaltens der Erzeugungsunternehmen im Stromgroßhandel in den Jahren 2007 und 2008**. Dies umfasst insbesondere die Untersuchung, ob Anhaltspunkte für eine missbräuchliche Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten vorliegen. Ergänzt werden diese beiden Untersuchungsschwerpunkte durch einige **weitere Analysen, die aktuelle energiewirtschaftliche und wettbewerbliche Fragen aufgreifen**. Die Ergebnisse der Untersuchung fließen abschließend in **konkrete Handlungsempfehlungen** ein.

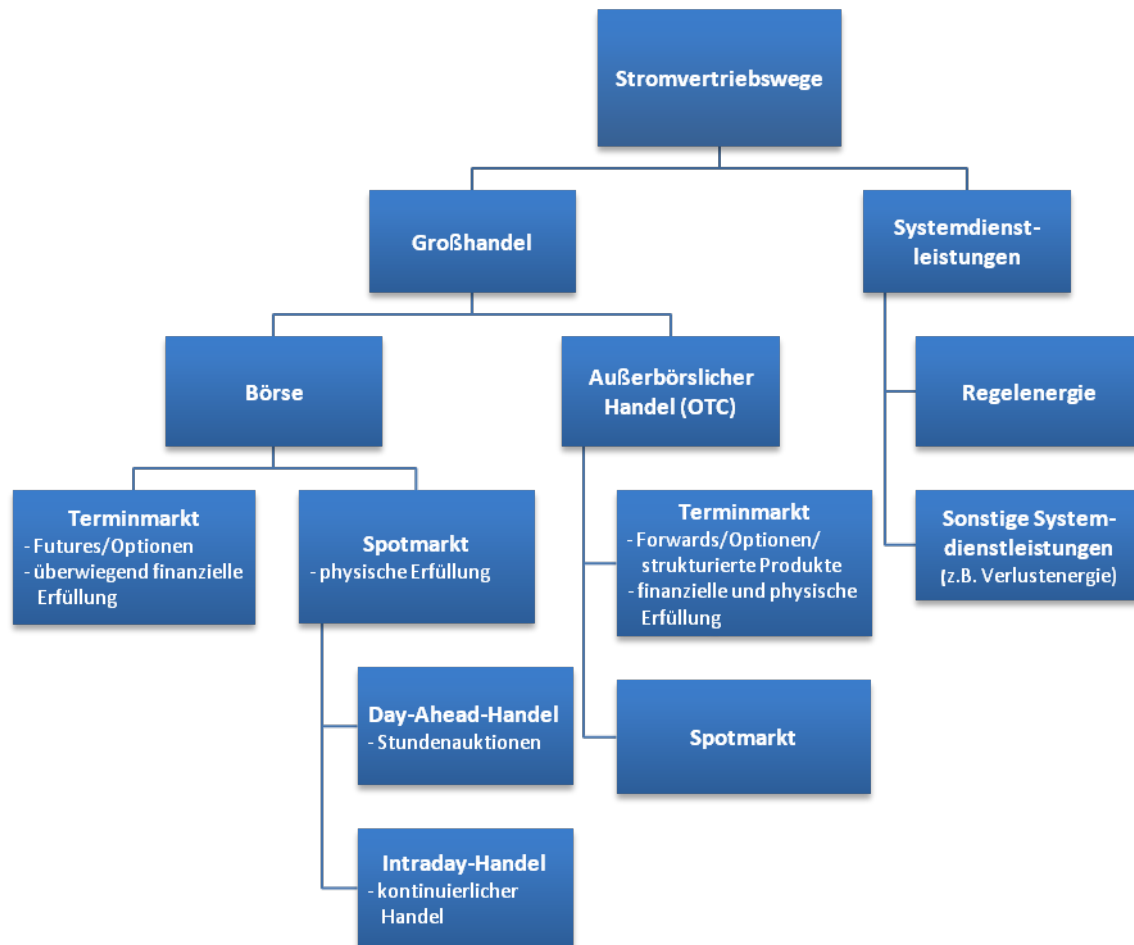
II. Rahmenbedingungen und Funktionsweise des deutschen Strommarktes

Strommärkte sind generell durch **Besonderheiten** gekennzeichnet, die Auswirkungen auf die Markt- und Wettbewerbsprozesse haben. Im Gegensatz zu anderen Produkten ist **Strom** im Wesentlichen **nicht speicherbar**, weshalb sich **Angebot und Nachfrage** zu jeder Zeit entsprechen müssen. Hinzu kommt, dass die Stromnachfrage **starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen** unterliegt und kurzfristig sehr **preisunelastisch** ist.

Die Stromerzeugung erfolgt in Deutschland in verschiedenen **Kraftwerksarten**, die jeweils **unterschiedliche Erzeugungskosten** aufweisen. Die Lieferung des in den Kraftwerken erzeugten Stroms erfolgt über physische **Netze, die regelmäßig natürliche Monopole darstellen**. Der deutsche Strommarkt ist über sogenannte Grenzkuppelstellen mit den benachbarten Ländern vernetzt, so dass – soweit keine Netzengpässe vorliegen – grenzüberschreitender Stromhandel möglich ist.

Die **Vermarktung** von Strom erfolgt in Deutschland **auf der Großhandelsebene über die Börse**, d.h. an den Spot- und Terminmärkten der European Energy Exchange AG (EEX) und der European Power Exchange S.E. (EPEX), **oder außerbörslich im Zuge von sogenannten Over-the-Counter-Geschäften (OTC)**. Der sich an der Strombörse einstellende Preis wird in der Regel auch bei außerbörslichen Geschäften als Referenzpreis dienen.

Abbildung 1: Stromvertriebswege



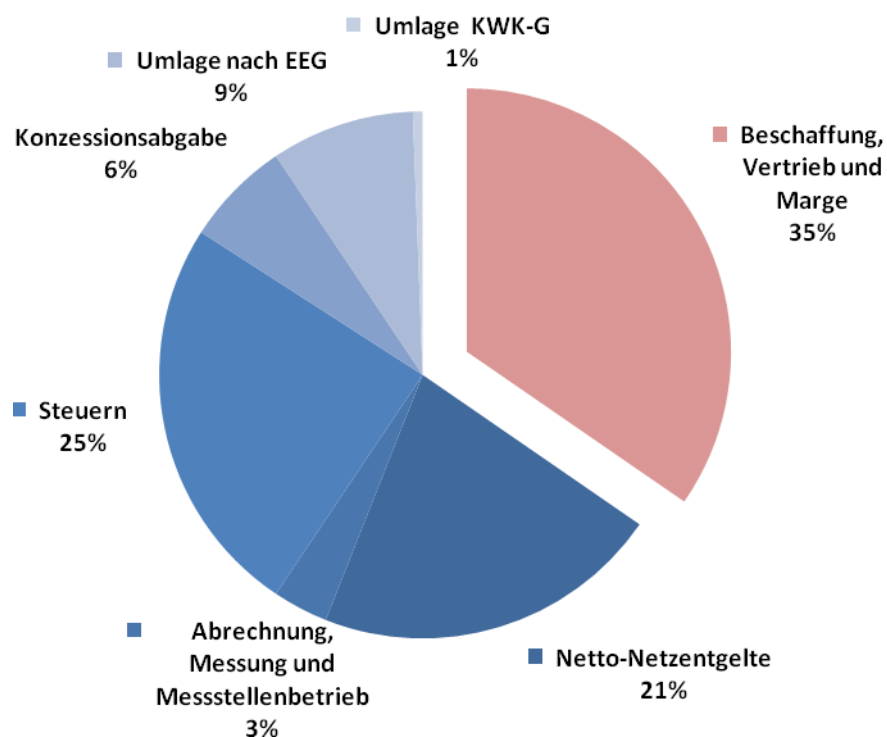
Quelle: eigene Darstellung

Neben der konventionellen Erzeugung spielt im deutschen Strommarkt die nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vergütete Erzeugung („**EEG-Strom**“) eine immer größere Rolle. Die Betreiber von EEG-Anlagen erhalten für ihre Erzeugung **gesetzlich festgelegte Vergütungssätze** von den Übertragungsnetzbetreibern und speisen daher unabhängig vom Börsenpreis ein. Die Übertragungsnetzbetreiber wiederum müssen den EEG-Strom unlimitiert, d.h. unabhängig vom Börsenpreis, an der Börse verkaufen. EEG-Strom wirkt sich somit auf die Preissetzung an der Börse, also auf den Verlauf der sogenannten Merit Order-Kurve, aus. Die für den EEG-Strom entstehenden **Mehrkosten** gegenüber dem „konventionell“ erzeugten Strom **müssen im Ergebnis von den Energieverbrauchern getragen werden.**¹

¹ Die Mehrkosten für die EEG-Strom-Erzeugung wurden von den Übertragungsnetzbetreibern für 2011 auf rund 13 Mrd. € prognostiziert (inkl. eines Fehlbetrags für das Jahr 2010). Der Anstieg der sogenannten EEG-Umlage von 2,047 Cent/kWh im Jahr 2010 auf 3,53 Cent/kWh im Jahr 2011 äußert sich in Form von Preiserhöhungen zum Jahresanfang 2011.

Grundsätzlich unterliegt zwar der gesamte Strompreis der Missbrauchsaufsicht durch die Kartellbehörden. Allerdings ist ein **Anteil von über 60 % des Endverbraucherstrompreises nicht von den Unternehmen beeinflussbar**. Zum einen handelt es sich bei den nicht beeinflussbaren Komponenten um Steuern oder andere staatlich veranlasste Abgaben wie z.B. die EEG-Umlage (ca. 41 %). Zum anderen handelt es sich bei ca. 24 % um Netz- und Messentgelte, die von den Regulierungsbehörden geprüft werden. Somit unterfallen letztlich gut 35 % des Endverbraucherstrompreises der kartellrechtlichen Wettbewerbsaufsicht.

Abbildung 2: Zusammensetzung des Endkundenpreises für Strom



Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 38 f.

III. Analyseschwerpunkte und wesentliche Ergebnisse

1. Marktabgrenzung, Marktstruktur und Marktbeherrschung

Im Rahmen der Sektoruntersuchung hat sich das Bundeskartellamt ausführlich mit der Frage auseinandergesetzt, wie den tatsächlichen Marktgegebenheiten durch eine sachgerechte Abgrenzung kartellrechtlich relevanter Märkte Rechnung getragen werden kann. **In sachlicher Hinsicht** kommt die Untersuchung zu dem Ergebnis, dass an der höchstrichterlich bestätigten **Abgrenzung eines Marktes für den Erstabatz von Strom** festgehalten werden kann. Dieser

umfasst die erzeugte Strommenge einschließlich der Stromimporte. Das Bundeskartellamt sieht dabei die **Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom und die Vermarktung von Erzeugungskapazitäten als Regelernergie nicht als Teil dieses Marktes** an. Ausschlaggebend hierfür ist insbesondere die Überlegung, dass die Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom nicht wettbewerblich organisiert ist, sondern unabhängig von Nachfrage- und Preissignalen aufgrund spezieller gesetzlicher Bestimmungen erfolgt. Die Vermarktung von Regelernergie ist – aufgrund von spezifischen Angebots- und Nachfragebedingungen – als sachlich separates Marktgeschehen anzusehen.

In räumlicher Hinsicht wird das Bundeskartellamt zukünftig **Österreich in den Erstabsatzmarkt einbeziehen**. Dafür sprechen das Fehlen von Engpässen an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich sowie das einheitliche Markt- und Preisgebiet an der EPEX. Die Erstreckung des räumlich relevanten Erstabsatzmarktes auf Österreich wird zu einem höheren Ermittlungsaufwand führen, da die österreichische Stromproduktion künftig mit erfasst werden muss. Die Einbeziehung der österreichischen Stromproduktion wird zu einem leichten Absinken der Marktanteile der deutschen Stromerzeuger führen. Die Ergebnisse der Sektoruntersuchung zeigen ferner, dass eine Einbeziehung weiterer an Deutschland angrenzender Markträume derzeit noch nicht angezeigt ist. Die Integration der Märkte ist bisher noch nicht so weit fortgeschritten, dass die Annahme eines gemeinsamen Marktes gerechtfertigt wäre.

Nach den **bisherigen Feststellungen** des Bundeskartellamtes, des Oberlandesgerichts Düsseldorf und des Bundesgerichtshofes im Fusionskontrollverfahren E.ON / Eschwege² sowie nach der vorläufigen Einschätzung der Europäischen Kommission im Verfahren „Deutscher Stromgroßhandel“ ist der deutsche Strommarkt **jedenfalls** durch **gemeinsame Marktbeherrschung** (§ 19 Abs. 2 S. 2 GWB) gekennzeichnet. Ein marktbeherrschendes Duopol oder Oligopol besteht, wenn zwischen zwei oder mehreren Unternehmen kein wesentlicher (Binnen-) Wettbewerb stattfindet und sie als Gesamtheit im Außenverhältnis keinem wesentlichen Wettbewerb ausgesetzt sind.

Nach den Ergebnissen der Sektoruntersuchung stellten sich die Stromerzeugungskapazitäten sowie die Anteile an der Nettostromerzeugung der vier größten Anbieter wie folgt dar:

² Oberlandesgericht Düsseldorf, Beschluss vom 6.7.2007, Az. VI-2 7/04, E.ON / Eschwege; Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, Az. KVR 60/07, E.ON / Eschwege, S. 25; vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 12.9.2003, E.ON/EAM/Eschwege, Az. B 8 – 21/03, S. 11 ff.

Tabelle 1: Kapazitätsverteilung und Gesamteinspeisung 2007/2008

Erzeuger	Kapazitätsverteilung (MW)		Gesamteinspeisung (TWh)	
	2007	2008	2007	2008
EnBW	11.199 (12 %)	11.379 (12 %)	54,6 (12 %)	49,2 (11 %)
E.ON	21.888 (23 %)	21.912 (23 %)	106,9 (23 %)	102,5 (22 %)
RWE	31.735 (34 %)	31.755 (33 %)	164,7 (35 %)	167,7 (36 %)
Vattenfall	15.606 (17 %)	15.662 (16 %)	77,3 (17 %)	71,0 (15 %)
Summe	80.428 (85 %)	80.709 (84 %)	403,6 (86 %)	390,4 (84 %)
Marktvolumen	94.433 (100 %)	95.756 (100 %)	467,9 (100 %)	465,1 (100 %)

Wie aus Erhebungen und weiteren Erkenntnissen des Bundeskartellamts hervorgeht, stellt sich die weitere Entwicklung für 2009 wie folgt dar:

Tabelle 2: Kapazitätsverteilung und Gesamteinspeisung 2009

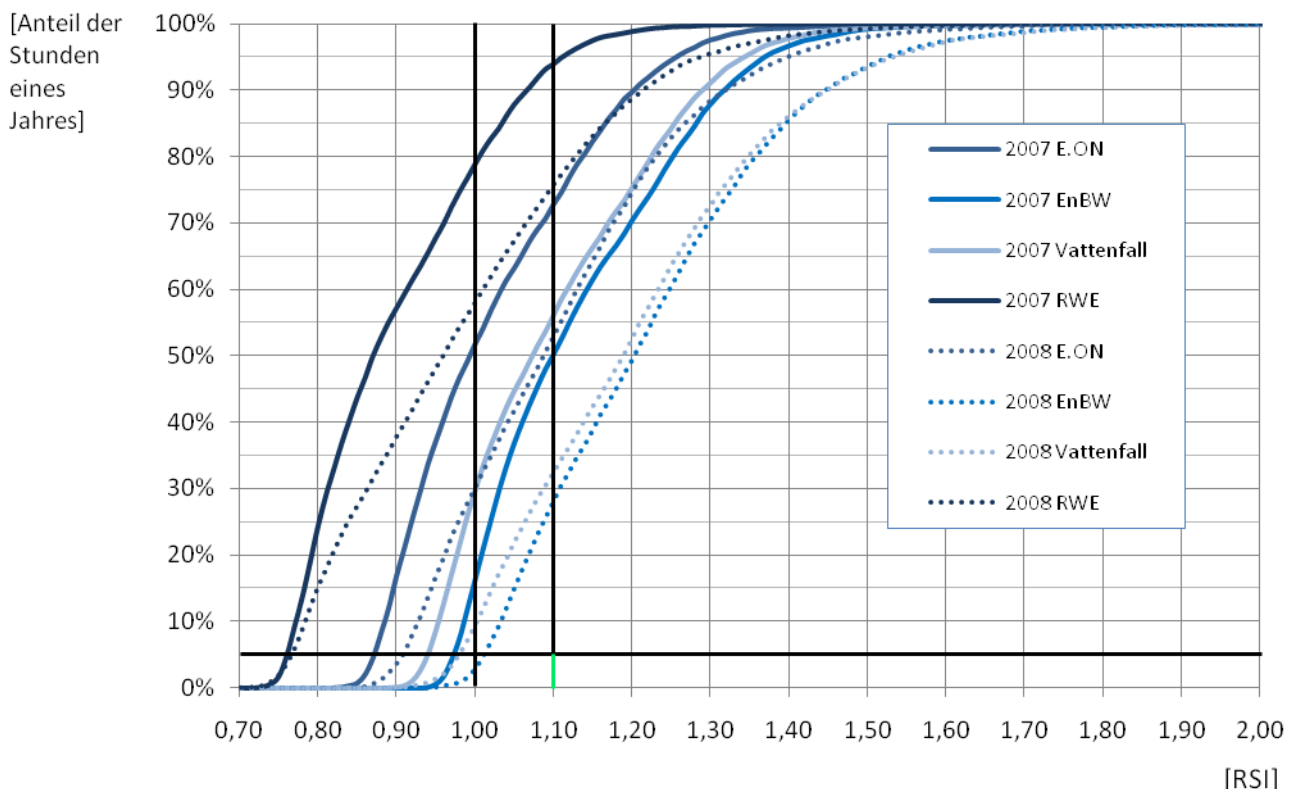
Erzeuger	Kapazitätsverteilung 2009	Gesamteinspeisung 2009
EnBW	14 %	14 %
E.ON	19 %	21 %
RWE	31 %	31 %
Vattenfall	16 %	16 %
Summe	80 %	82 %
Marktvolumen	100 %	100 %

Auch wenn in jüngerer Zeit insbesondere E.ON Kapazitäten und Stadtwerksbeteiligungen in nicht unerheblichem Umfang abgegeben hat, teilen sich nach wie vor lediglich vier Unternehmen gut 80 % des Erstabatzmarktes.

Das Bundeskartellamt hat sich im Rahmen der Sektoruntersuchung verstärkt auf ökonometrische Ansätze für die Marktmachtmessung gestützt: Im Rahmen einer Pivotalanalyse wurde untersucht, **wie groß die verfügbare Kapazität eines Anbieters im Verhältnis zu der jeweiligen**

Gesamtnachfrage ist. Dieser Zusammenhang kann mittels zweier Kenngrößen – dem Pivotal Supplier Index (PSI) und dem Residual Supply Index (RSI) – veranschaulicht werden. Diese Form der Untersuchung trägt der Besonderheit Rechnung, dass Strom nicht speicherbar ist und stets die gleiche Menge an Strom ins Netz eingespeist werden muss, die zu diesem Zeitpunkt nachgefragt wird. Die Beschlussabteilung erachtet den **RSI als einen für die Messung von Marktmacht auf dem Stromerstabsatzmarkt sachgerechten Indikator.**

Abbildung 3: Residual Supply Index (nähere Erläuterung siehe Abschnitt D.II.4.d)



Quelle: eigene Darstellung

Die Ergebnisse der wettbewerblichen Analyse deuten daraufhin, dass sich auf dem deutschen Erstabsatzmarkt **mindestens drei Unternehmen, wahrscheinlich sogar vier Unternehmen in einer Position befinden, die es ihnen ermöglicht, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und schließlich gegenüber den Verbrauchern zu verhalten** und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabsatzmarkt zu beeinträchtigen. So konnte 2007 und 2008 in einer signifikanten Anzahl von Stunden **die Stromnachfrage** in Deutschland **ohne die Kapazitäten** von jeweils **E.ON, RWE, Vattenfall und – jedenfalls in 2007 – EnBW nicht gedeckt** werden. Diese Unternehmen waren – jedes für sich – in

einer erheblichen Anzahl von Stunden für die Deckung der Stromnachfrage in Deutschland **unverzichtbar**.

Auch wenn die Marktmacht der vier großen Erzeuger aufgrund des durch die Wirtschaftskrise bedingten Nachfragerückgangs im Jahre 2009 zwischenzeitlich zurückgegangen ist und E.ON Erzeugungskapazitäten veräußert hat, ist davon auszugehen, dass sich daraus für 2010 keine grundlegenden Veränderungen ergeben.

Die Analyse der Kräfteverhältnisse auf dem Stromgroßhandelsmarkt und die Berücksichtigung seiner Besonderheiten (insbesondere der Nichtspeicherbarkeit) legen das Ergebnis nahe, dass in Deutschland **mehrere Anbieter (RWE, E.ON, Vattenfall und gegebenenfalls auch EnBW) individuell über eine marktbeherrschende Stellung verfügen.**

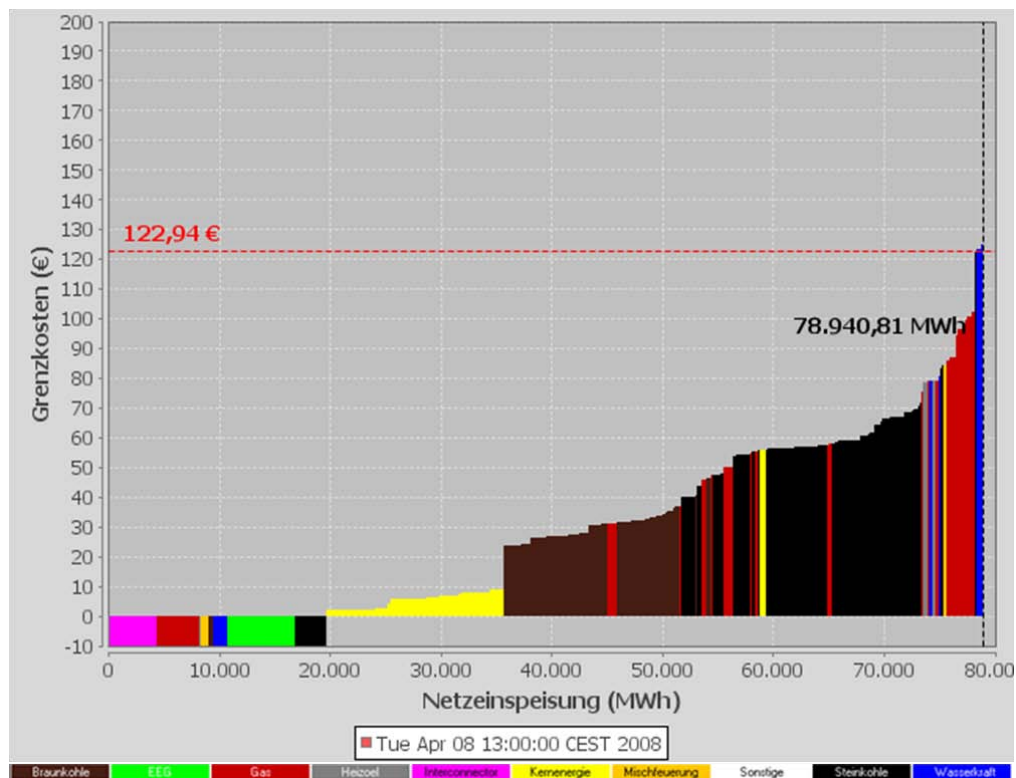
Dass im Einzelfall auch mehrere Unternehmen individuell marktbeherrschend sein können, hat der Bundesgerichtshof in anderem Zusammenhang ausdrücklich anerkannt. Haben mehrere Unternehmen neben- oder unabhängig voneinander die Möglichkeit, wirksamen Wettbewerb zu verhindern, so ist jedes von ihnen marktbeherrschend. Die besonderen Verhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt legen es nahe, auch hier von der Möglichkeit individueller Marktbeherrschung durch mehrere Unternehmen auszugehen.

2. Preisbildung, Kraftwerkseinsatz und Kapazitätzurückhaltung

Für die **Strompreisbildung** ist das Angebotsverhalten der Energieversorger **von ausschlaggebender Bedeutung**. Ein wesentliches Kriterium für den Einsatz eines Kraftwerks ist die **Gegenüberstellung des Day-Ahead-Spotmarktpreises und der** für die Stromerzeugung im Kraftwerk anfallenden **Grenzkosten**. Der Day-Ahead-Spotmarktpreis dient im Strommarkt vor allem aufgrund seiner guten Wahrnehmbarkeit als Referenzpreis für andere Vertriebswege. Die Grenzkosten sind die Kosten, die bei der Produktion einer weiteren Einheit eines Produktes entstehen.³ Durch die Erfassung der Grenzkosten und der einsatzrelevanten technischen Parameter aller Kraftwerksblöcke in Deutschland über 25 MW kann die Merit Order-Kurve fast der gesamten deutschen Stromerzeugung in den Jahren 2007 und 2008 nachgebildet werden.

³ Grenzkosten bestehen bei thermischen Kraftwerken im Wesentlichen aus Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Emissionszertifikate sowie Einsatznebenkosten.

Abbildung 4: Beispielhafte Merit Order des deutschen Strommarktes



Quelle: eigene Darstellung

Bei normalem, wettbewerblich geprägtem Marktgeschehen würde man erwarten, dass jedwede Kapazität, die über ihren kurzfristigen Grenzkosten verkauft werden kann, auch zur Erzeugung genutzt wird, um einen Deckungsbeitrag zu erzielen.

Demgegenüber ist ein Missbrauch indiziert, wenn ein marktbeherrschender Anbieter Kapazität, die er über ihren kurzfristigen Grenzkosten verkaufen könnte, in der Erwartung zurückhält, durch die Verknappung der Angebotsmenge eine Verschiebung der Merit Order und damit einen höheren EEX-Spotmarktpreis zu bewirken, um so Zusatzgewinne durch höhere Deckungsbeiträge für sein übriges Kraftwerkspark zu erzielen. Denn eine solche Zurückhaltungsstrategie rechnet sich für einen Anbieter nur dann, wenn er über einen hinreichend großen und hinreichend diversifizierten Kraftwerkspark verfügt, der es ihm ermöglicht, trotz des für die zurückgehaltene Kapazität erlittenen Verlustes (i.e. des insoweit *entgangenen Deckungsbeitrags*) *diesen übersteigende Zusatzgewinne* für das übrige Kraftwerkspark zu generieren.

Die Beschlussabteilung geht insoweit von Marktmachtmissbrauch in Form **von physischer Kapazitätzurückhaltung aus**, wenn ein **Unternehmen in marktbeherrschender Stellung Strom**

aus **tatsächlich verfügbaren⁴ Kapazitäten, der zu einem Preis über den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten verkauft werden könnte, ohne sachlichen Grund nicht am Markt anbietet.**

Der oben beschriebene Effekt (d.h. eine Verschiebung der Merit Order mit der Folge, dass alle Anbieter von einem höheren *Market Clearing* Preis profitieren) tritt auch dann ein, **wenn Erzeuger Kapazitäten, die nach ihren Grenzkosten „im Geld“ sind, mit einem Aufschlag dergestalt am Markt anbieten**, dass sie bei der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage **nicht zum Zuge kommen**. Auch in diesem Fall ist eine missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung indiziert (sog. **finanzielle Kapazitätszurückhaltung**).

Bei beiden Arten der Kapazitätszurückhaltung handelt es sich konzeptionell um eine Form des **Ausbeutungsmisbrauchs im Sinne von Art. 102 AEUV, § 19 Abs. 1 GWB**. Dabei lässt sich die „physische Kapazitätszurückhaltung“ als eine Einschränkung der Erzeugung zum Schaden der Verbraucher im Sinne von Art. 102 Abs. 2 lit. b AEUV begreifen. Der Tatbestand des Ausbeutungsmisbrauchs erfasst im Ergebnis auch die „finanzielle Kapazitätszurückhaltung“, wobei letztlich offenbleiben kann, ob es sich hierbei – im Hinblick auf die identische Wirkung – um eine Verknappung des Angebots oder schlicht um eine Modalität des Preishöhenmissbrauchs handelt.

Da keine hinreichenden Anhaltspunkte für die Einleitung von Missbrauchsverfahren gegen bestimmte einzelne Unternehmen vorlagen, wurde mit dieser Sektoruntersuchung die konkrete **Kraftwerkseinsatzsteuerung der Unternehmen in den Jahren 2007 und 2008 auf Hinweise auf eine möglicherweise missbräuchliche Kapazitätszurückhaltung untersucht**. Bei der Analyse musste bedacht werden, dass es zahlreiche **sachliche Gründe für den Nichteinsatz von Kraftwerken** gibt, deren Grenzkosten geringer sind als der Day-Ahead-Spotmarktpreis. Hierzu zählen etwa **technische Restriktionen, wie Revisionen oder ungeplante Kraftwerksausfälle, Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten, Netzrestriktionen sowie die Vorhaltung von Regel- und Reserveleistung**. Diese Faktoren wurden bereits bei der Datenerhebung separat abgefragt und bei den Analysen berücksichtigt.

Ausgehend von diesen Überlegungen hat die Beschlussabteilung mit Hilfe eines Sachverständigen einen **Algorithmus** entwickelt, **der darauf abzielt, retrospektiv die optimale Fahrweise jedes einzelnen Kraftwerksblockes hinreichend genau zu ermitteln**. Das Optimierungskriterium ist dabei der Deckungsbeitrag des einzelnen Kraftwerksblockes innerhalb eines Jahres.

Durch den Vergleich der tatsächlichen Fahrweise jedes Blocks mit der durch den Algorithmus optimierten Fahrweise wurde ermittelt, in welchem Umfang Kraftwerke nicht gelaufen sind, obwohl sie grundsätzlich aus wirtschaftlichen Gründen hätten erzeugen sollen.

⁴ Zu den Gründen für die Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerks zählen technische Restriktionen, wie Revisionen oder ungeplante Kraftwerksausfälle, Netzrestriktionen sowie Vorhaltung von Kraftwerken für Regel- und

Die folgende Tabelle zeigt den Umfang der mit Hilfe des Algorithmus ermittelten, durch die vier größten Erzeugungsunternehmen nicht eingesetzten Kraftwerksleistung über den gesamten Untersuchungszeitraum. Zunächst wird dabei die insgesamt nicht eingesetzte Leistung in MWh dargestellt. In der Zeile „Mittelwert“ wird die durchschnittlich nicht eingesetzte Erzeugungsleistung gezeigt, die dann in Verhältnis zur gesamten in der vorliegenden Untersuchung erfassten Kapazität gesetzt wird. Die dann folgenden Spalten zeigen, in wie vielen Stunden des Untersuchungszeitraums, der insgesamt 17.544 Stunden umfasst, jeweils eine Leistung von über 100, 300, 500, 800, 1.000 bzw. 1.500 MW nicht eingesetzt wurde.

Tabelle 3: Durch die vier größten Erzeugungsunternehmen nicht eingesetzte Leistung im Untersuchungszeitraum

GESAMT	Summe	Summe Steinkohle	Summe Braunkohle	Summe Gasturbine	Summe Kernkraft	Summe Sonstige
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Summe	5.874.317	988.228	3.278.055	135.718	803.718	670.767
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Mittelwert	335	56	187	8	46	38
	%	%	%	%	%	%
Anteil der mittleren nicht eingesetzten Leistung an der erfassten Gesamtkapazität ⁵	0,34	0,05	0,2	0,008	0,05	0,04
	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden	Stunden
Anzahl Stunden > 100 MW	16.394	3.391	12.586	341	1.773	110
Anzahl Stunden > 300 MW	6.923	675	2.890	183	1.341	27
Anzahl Stunden > 500 MW	3.333	223	938	52	104	1
Anzahl Stunden > 800 MW	1.094	44	200	28	87	0
Anzahl Stunden > 1000 MW	539	14	82	6	1	0
Anzahl Stunden > 1500 MW	76	1	0	0	1	0

Reserveleistung.

⁵ Es handelt sich um die erfasste Gesamtkapazität ohne die installierte Leistung der EEG-Anlagen für das Jahr 2008 in Höhe von 95,8 GW.

Der durch den Algorithmus festgestellte geringe Mindereinsatz von Kraftwerken ist aber nicht mit einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung gleichzusetzen, da es **Gründe gibt, die einen Nichteinsatz von Kraftwerken** auch dann **rechtfertigen**, wenn mit ihnen ein positiver Deckungsbeitrag hätte erzielt werden können. Hierzu zählen insbesondere Handelsaktivitäten auf dem Intraday-Markt, der den Day-Ahead-Auktionen zeitlich nachgelagert ist und so zu abweichenden Einsatzentscheidungen führen kann.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass in der vorliegenden Untersuchung eine retrospektive Optimierung unter Sicherheit vorgenommen wurde, wohingegen die durch die Unternehmen vor der konkreten Einsatzentscheidung durchzuführende Optimierung eine prospektive Optimierung unter Unsicherheit darstellt. Die Einsatzplanung unter Unsicherheit kann unter Umständen zu **Ineffizienzen beim Kraftwerkseinsatz** führen. Daher sind Abweichungen vom mit Hilfe des Algorithmus berechneten optimalen Fahrplan in Grenzen tolerierbar.

Im Ergebnis geht die Beschlussabteilung davon aus, dass der in der vorliegenden Untersuchung festgestellte Nichteinsatz von Kraftwerken, die im Geld sind, unter Berücksichtigung der beschriebenen Unsicherheiten zu gering ist, um für den untersuchten Zeitraum konkrete Missbrauchsverfahren einzuleiten.

Gleichwohl kann aus dem relativ geringen Umfang der ermittelten nicht eingesetzten Leistung nicht sicher geschlossen werden, dass im Untersuchungszeitraum keine Kapazitätszurückhaltungen stattgefunden haben und dass zukünftig keine diesbezügliche Begehungsfahr besteht.

Das liegt erstens daran, dass es aufgrund der Spezifika der deutschen Merit Order (sehr steiler Verlauf bei hohen Lasten) unter Umständen **auch mit der Zurückhaltung von Kapazitäten in relativ geringem Umfang möglich ist, einen spürbaren Preiseffekt zu erzielen**. Zweitens kann es sein, dass die Unternehmen seit den von der Europäischen Kommission geführten Verfahren **komplexere Bietstrategien** entwickelt haben, die dazu führen, dass nur in relativ wenigen Stunden, in denen ein erheblicher Preiseffekt durch eine Zurückhaltung erwartet werden kann, auch tatsächlich zurückgehalten wird. Und drittens kann nicht ausgeschlossen werden, dass insbesondere in den unternehmensseitig geltend gemachten **technischen Restriktionen und in den Angaben über die Grenzkosten Unsicherheiten enthalten sind**, die nicht vollends ausgeräumt werden können.

Die vorgenannten Punkte erfordern weitere sehr aufwändige Analysen. Vor dem Hintergrund, dass einige Erzeugungsunternehmen aufgrund ihrer marktbeherrschenden Stellung sowie ihrer diversifizierten Kraftwerkspportfolien **sowohl einen Anreiz als auch die Fähigkeit** haben, **den Strompreis maßgeblich zu beeinflussen**, erscheint es aus Sicht des Bundeskartellamtes angezeigt, in Zukunft im Rahmen einer fortlaufenden wettbewerblichen Kontrolle insoweit vertiefte Analysen vorzunehmen. Um solche Analysen innerhalb eines vertretbaren Zeitraums vornehmen zu können,

wäre auf der Basis der gewonnenen Erkenntnisse des Bundeskartellamtes die Einrichtung der von der Bundesregierung geplanten Markttransparenzstelle sinnvoll.

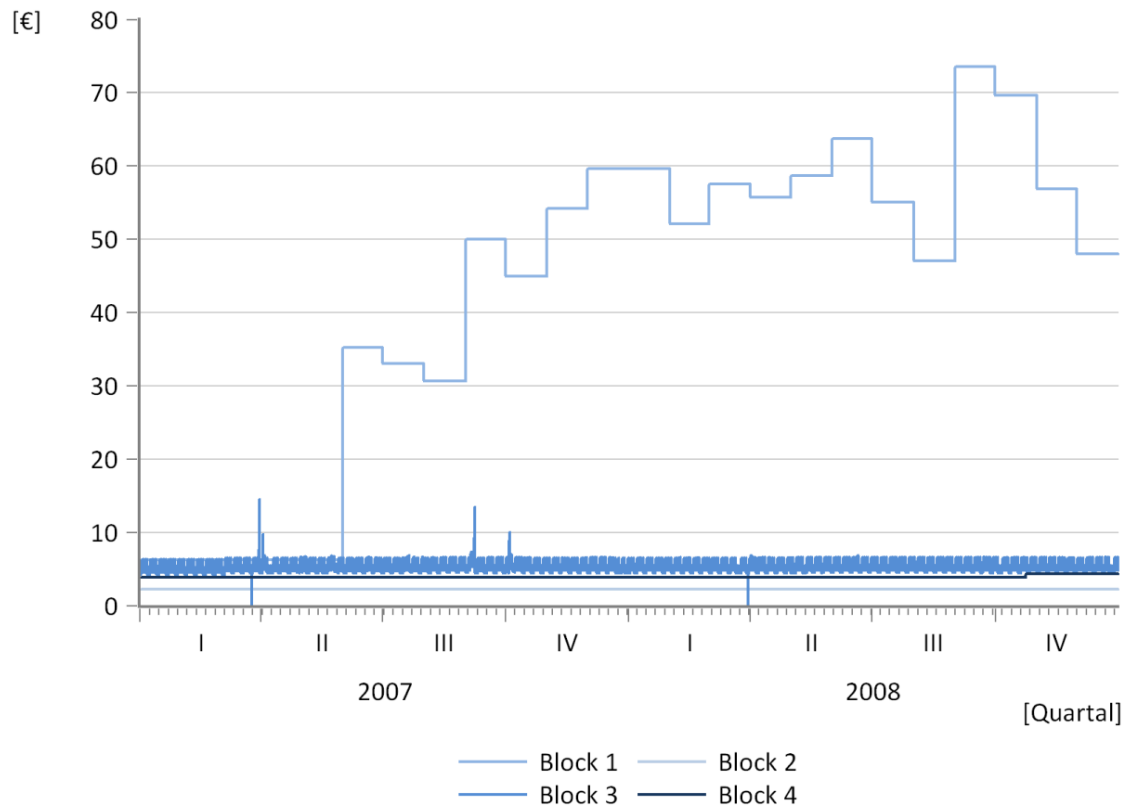
Die Belastbarkeit der Untersuchung auf eine mögliche Kapazitätszurückhaltung steht und fällt mit der **zutreffenden Angabe der Grenzkosten durch die Unternehmen**. Die Beschlussabteilung hat die Grenzkostenangaben einiger ausgewählter Kraftwerksblöcke einer stichprobenartigen Plausibilitätskontrolle unterzogen. Eine vollständige Überprüfung für alle 340 Kraftwerksblöcke war angesichts der Fülle der hinsichtlich jedes einzelnen Blocks relevanten Kostenpositionen für die Zwecke dieses Berichtes nicht darstellbar.

Die Untersuchung der Grenzkostenbestandteile hat gezeigt, dass bei einzelnen Kraftwerksarten und hier insbesondere denjenigen, deren Einsatz zeitlichen Beschränkungen jenseits der installierten Leistung unterliegt⁶, der Ansatz von **Opportunitätskosten eine erhebliche Rolle** spielen kann. Aus der Perspektive der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht ist der Ansatz von Opportunitätskosten dem Grunde nach **nicht zu beanstanden**. Voraussetzung ist, dass die Kalkulation **sachgerecht** erfolgt und **keine überhöhten Schattenpreise** angesetzt werden. Ein Vergleich der Unternehmensangaben hat allerdings gezeigt, dass die Erzeuger beim Ansatz von Opportunitätskosten sowohl hinsichtlich des *Ob* als auch des *Wie* faktisch einen **nicht unerheblichen Gestaltungsspielraum** in Anspruch nehmen.

Interessant ist insofern die Entwicklung der Grenzkosten des Kernkraftwerkes Neckarwestheim I, das wegen des damals bevorstehenden Atomausstieges nur eine sehr begrenzte Reststrommenge zur Verfügung hatte und für das deshalb ab Mitte 2007 von einem Tag auf den anderen sehr hohe Opportunitätskosten angesetzt wurden.

⁶ Dies sind Atomkraftwerke in Bezug auf begrenzte Reststrommengen sowie (Pump-) Speicherkraftwerke im Hinblick auf die faktisch begrenzte Verfügbarkeit des Speicherinhalts.

Abbildung 5: Entwicklung der Grenzkosten von Neckarwestheim I (Block1) im Vergleich mit drei anderen Kernkraftwerken



Quelle: eigene Darstellung

Der Vergleich der verschiedenen Grenzkostenkalkulationen hat ferner gezeigt, dass **einzelne** Erzeugungsunternehmen zusätzlich eine sogenannte **Risikoausfallprämie von nicht unerheblicher Höhe** eingepreist haben. Nach der Systematik des § 29 GWB liegt die Darlegungslast für die Rechtfertigung dieser Besonderheit bei dem Unternehmen, das die Risikoprämie einpreist.

Über Einzelaspekte einer sachgerechten Grenzkostenbildung hinaus stellt sich grundsätzlich die **Frage nach der kartellrechtlichen Beurteilung sog. Mark-ups** (Aufschlägen, die zu einem *Day-Ahead-Angebotspreis* jenseits der Grenzkosten einer Erzeugungseinheit führen). Die vier großen Erzeugungsunternehmen hatten für nahezu alle ihre Kraftwerksblöcke Grenzkosten ausgewiesen, die mit den von ihnen angegebenen Day-Ahead-Angebotspreisen übereinstimmen.

Die Beschlussabteilung geht **im Ergebnis** davon aus, dass es bei Zugrundelegung des geltenden Auktionsmechanismus und der gegebenen Marktverhältnisse **den Normadressaten der §§ 19, 29 GWB, Art. 102 AEUV** (nur **marktbeherrschende** Unternehmen) **grundsätzlich verwehrt** ist, **zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn**, das Unternehmen weist nach,

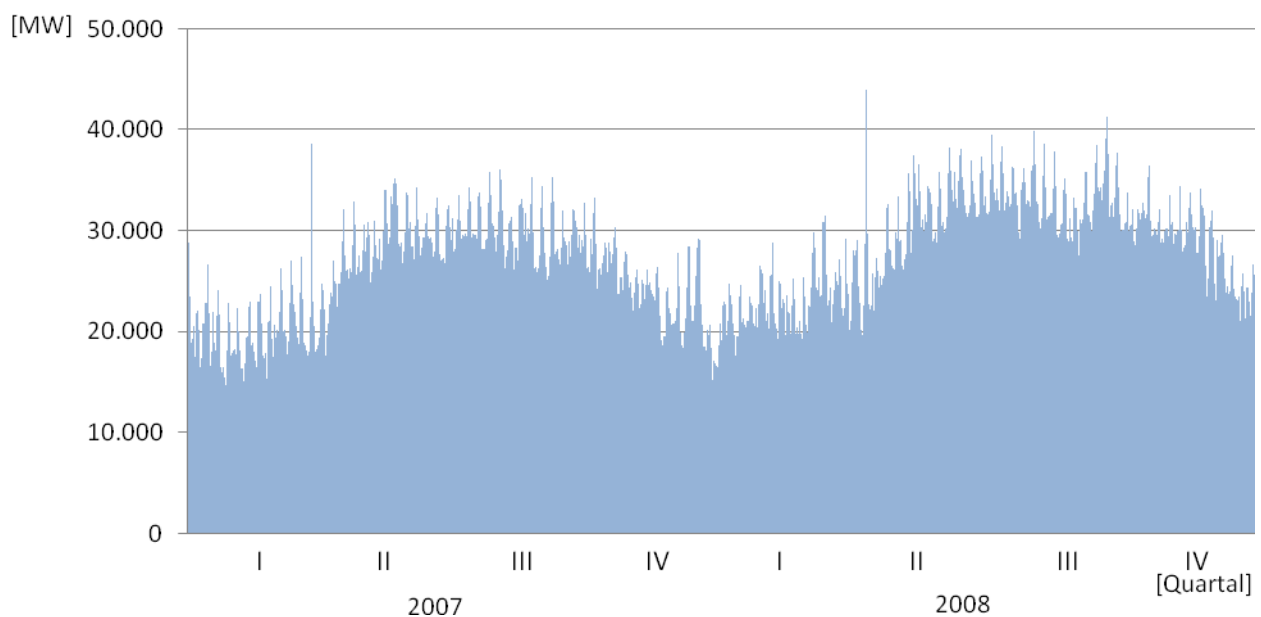
dass ein entsprechender *Mark-up* **erforderlich** ist, **um** seine – bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio – **totalen Durchschnittskosten zu erwirtschaften.**

3. Weitere Untersuchungsergebnisse

Die Belastbarkeit der Untersuchung auf eine mögliche Kapazitätszurückhaltung hängt auch davon ab, ob die von den Unternehmen gemachten Angaben zu Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerkskapazitäten aufgrund von technischen Restriktionen sowie der Vorhaltung von Regel- und Reserveleistung richtig sind. Die Beschlussabteilung hat daher auch diese Daten ausgewertet. Eine nähere Plausibilisierung war jedoch aufgrund der Datenfülle nicht möglich. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass Erzeugungsunternehmen faktische Kapazitätszurückhaltungen im Rahmen der Datenerhebung als technische Restriktionen oder die Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie ausgewiesen haben.

Bei den erhobenen Kraftwerksdaten war ein **erheblicher Anteil der Erzeugungskapazitäten aufgrund technischer Restriktionen nicht verfügbar** (durchschnittlich rund 25 %). Es zeigt sich, dass die technischen Restriktionen in den Sommermonaten tendenziell höher ausfielen als in den Wintermonaten und in Off-Peak-Stunden höher als in Peak-Stunden. Beides ist nachvollziehbar, da Revisionen verstärkt in den nachfrageschwächeren Sommermonaten und aufschiebbare Reparaturen nach Möglichkeit in Off-Peak-Zeiten durchgeführt werden.

Abbildung 6: Technische Restriktionen in den Jahren 2007 und 2008



Quelle: eigene Darstellung

Die im Rahmen der Sektoruntersuchung befragten Erzeugungsunternehmen hielten sowohl im Jahr 2007 als auch im Jahr 2008 knapp 6.000 MW an positiver Regelleistung vor. Die **Vorhaltung positiver Regelleistung erfolgte verstärkt in Kraftwerken mit hohen Grenzkosten**. Dies ist ökonomisch rational, da diese Kraftwerke entweder keine oder nur vergleichsweise niedrige Gewinnbeiträge im Stromgroßhandel erzielen können.

Die erfassten Kraftwerksblöcke hielten **2007/2008** durchschnittlich rund **2.900 MW** an **Reserveleistung** vor. **Rund 83 % hiervon** wurden **von den vier großen Erzeugern** vorgehalten. Die Auswertung der erhobenen Daten zeigt, dass der ganz **überwiegende Teil** der Reserveleistung **in Spitzenlastkraftwerken** vorgehalten wurde.

In den beiden untersuchten Jahren gab es **per Saldo Exportüberschüsse**. In jeder Stunde des Untersuchungszeitraums waren Lastflüsse in beide Richtungen zu beobachten. Die Importe aus den benachbarten Marktgebieten tragen dazu bei, die am Spotmarkt der EEX/EPEX auftretenden Preisspitzen abzumildern. Die Exporte erhöhen vor allem in Stunden mit niedrigen Preisen in Deutschland die Nachfrage nach Strom, was zu einer Preisstabilisierung führt. Eine regressionsanalytische Untersuchung hat einen **signifikanten Zusammenhang zwischen den technischen Restriktionen, der tatsächlichen Windeinspeisung und der Gesamtlast einerseits und den Im- bzw. Exporten andererseits** gezeigt.

Die Erzeugung von **EEG-Strom hat Einfluss auf die Preisbildung** im Stromgroßhandel und die Merit Order-Kurve. Aufgrund der vorrangigen Einspeisung des EEG-Stroms wird ein Teil der Stromnachfrage durch diesen gedeckt. Die Angebotskurve der konventionellen Kraftwerke wird hierdurch nach rechts verschoben, so dass die teuersten konventionellen Kraftwerke im Umfang der EEG-Mengen aus der Merit Order verdrängt werden. Dies führt kurzfristig zu einem niedrigeren markträumenden Preis (sogenannter **Merit Order-Effekt**). Eine vom Bundeskartellamt durchgeführte **Regressionsanalyse bestätigt den Einfluss der Windprognose auf den Day-Ahead-Preis der EEX**. Längerfristig ist jedoch zu berücksichtigen, dass **aufgrund der stetig zunehmenden EEG-Erzeugung** der Bedarf an Grundlastenergie sinkt und der **Bedarf an flexiblen Erzeugungsanlagen mit höheren Grenzkosten steigen** wird. Ein entsprechend veränderter Kraftwerkspark wird mittel- und langfristige Effekte auf die Merit Order und auf die Strompreise haben.

Die **Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke ist marktstrukturell ein Nachteil**. Sie **zementiert die Marktstärke der vier großen Erzeuger**. Die bisherige **Regelung über den Atomausstieg** hätte zur Konsequenz gehabt, dass bis zur Stilllegung des letzten Kernkraftwerkes (voraussichtlich 2024) ca. 20.000 MW an Erzeugungskapazität frei geworden wären. Damit **hätten mittelfristig ca. 23 % der Marktanteile sukzessive neu im Wettbewerb vergeben werden können**. Die zu erwartende Wettbewerbsbelebung wird durch die Erhöhung der Reststrommengen

zumindest deutlich verzögert. Aus diesen Gründen hatte das Bundeskartellamt angeregt, die Laufzeitverlängerung mit einer Verpflichtung der vier großen Kernkraftwerksbetreiber zur Abgabe anderer konventioneller Erzeugungskapazitäten zu verknüpfen.

Auf der anderen Seite **kann sich die Verlängerung der Laufzeiten** der Kernkraftwerke **dämpfend auf die Entwicklung des Preisniveaus auswirken**. So entspricht die nach dem Ausstiegsbeschluss vorzunehmende Beendigung der nuklearen Stromerzeugung einem sukzessiven Herausnehmen von Kapazitäten, was bei gleichbleibender Nachfrage zu einer Verschiebung der Merit Order und damit tendenziell zu einer Preiserhöhung führen kann.⁷ Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass sich eine Verlängerung der Laufzeiten dämpfend auf die Entwicklung der *CO₂-Zertifikate-Preise* auswirken wird, mit der Folge, dass die Grenzkosten für die Stromerzeugung durch den übrigen – *fossilen* – Kraftwerkspark insgesamt niedriger liegen dürften als ohne Laufzeitverlängerung.

Zu berücksichtigen ist freilich, dass eine mit der Laufzeitverlängerung verbundene Perpetuierung der vermachteten Marktstruktur den Anreiz setzt, Gebote oberhalb der eigenen Grenzkosten abzugeben. Dies kann im Ergebnis den preisdämpfenden Effekt einer Laufzeitverlängerung abschwächen. Zudem wird die **Einführung einer Kernbrennstoffsteuer** zum 1.1.2011 mit 145 € pro Gramm Plutonium/Uran zu einer spürbaren Erhöhung der Grenzkosten der Kernkraftwerke führen. Wegen der sehr niedrigen Grenzkosten⁸ waren Kernkraftwerke bisher sehr selten preissetzend. Mit der neuen Brennelementesteuer wird dies öfter der Fall sein, was sich **strompreiserhöhend** auswirken könnte.

Den Kernkraftwerken ist eine feste Reststrommenge für die Stromproduktion zugewiesen worden. Die Vorgabe fester Reststrommengen ist in der Vergangenheit in Einzelfällen zum Anlass genommen worden, Opportunitätskosten anzusetzen. Dies wäre bei einem **konkreten Laufzeitende** nicht möglich. Insoweit kann auch die erneute **Zuweisung fester Reststrommengen** zu höheren Grenzkosten von Kernkraftwerken führen und sich damit **unter Umständen strompreiserhöhend auswirken**.

Wärmegeführte Heiz- und Industriekraftwerke erzeugen gleichzeitig Elektrizität und Wärme, wobei die Wärmeproduktion die erzeugte Strommenge bestimmt. Da eine Optimierung der Stromproduktion in Abhängigkeit des erzielbaren Marktpreises nicht möglich ist, wird die Erzeugungsleistung wärmegeführter Heizkraftwerke typischerweise **unlimitiert an der Börse vermarktet**. Sie verdrängen demnach teurere Kraftwerksblöcke aus der Merit Order, was sich **grundsätzlich dämpfend auf den**

⁷ Die Gutachter für das Energiekonzept der Bundesregierung kommen bei einer Laufzeitverlängerung von durchschnittlich 12 Jahren zu einer Senkung des Stromgroßhandelspreises gegenüber dem Ausstiegsszenario um 11 €/MWh bzw. (bei höheren Investitionen für Nachrüstungen) um 8 €/MWh für das Jahr 2020 (33 bzw. 36 €/MWh statt 44 €/MWh) und um 8 €/MWh bzw. (bei höheren Investitionen für Nachrüstungen) um 4 €/MWh für das Jahr 2030 (46 bzw. 50 €/MWh statt 54 €/MWh).

⁸ Zu betonen ist, dass die vorliegende Betrachtung allein auf die wahrscheinliche Entwicklung der *kurzfristigen variablen Grenzkosten* abstellt; die absehbar beträchtlichen *Folgekosten* (Endlagerung, Risikokosten) bleiben in dieser Betrachtung außen vor.

markträumenden Preis auswirkt. Ein Nachteil wärmegeführter Heizkraftwerke ist dagegen, dass sie nicht flexibel auf Nachfrage- und Preissignale des Strommarktes reagieren können. Das führt dazu, dass sie bei negativen Preisen, insbesondere wenn eine hohe EEG-Erzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft, weiter einspeisen. Wärmegeführte Heizkraftwerke gehören häufig Stadtwerken und Industrieunternehmen. Werden sie aus dem Markt gedrängt, wäre das nachteilig für die Marktstruktur.

Im Rahmen der Untersuchung wurden Bedenken geäußert, dass das vergangene und derzeitige **Preisniveau für Strom** zu niedrig sei, um langfristig Investitionen in neue Kraftwerke (insbesondere Gas- und Steinkohlekraftwerke) zu rechtfertigen. Nach Auffassung der Beschlussabteilung konnten Gas- und Steinkohlekraftwerke ohne Berücksichtigung von Opportunitätskosten der kostenfrei zugewiesenen CO₂-Zertifikate in vier der fünf letzten Jahre positive Margen erzielen. Zudem sind Einkünfte aus der Bereitstellung von positiver und negativer Regelernergie zu berücksichtigen. Schließlich sind für den Zeitraum von 2010 bis 2020 Investitionen in neue Stromerzeugungskapazitäten im Umfang von 45,5 GW geplant. Dies zeigt, dass ein **wesentlicher Teil der Marktteilnehmer** durchaus **erwartet, dass die zukünftig erzielbaren Preise eine Amortisation von Investitionen in Erzeugungskapazitäten erlauben.**

IV. Zusammenfassung, Verfahren, Handlungsempfehlungen und Ausblick

Die Untersuchung hat gezeigt, dass die **Wettbewerbssituation auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom nach wie vor unbefriedigend** ist. Auch wenn in jüngerer Zeit insbesondere E.ON Kapazitäten und Stadtwerksbeteiligungen in nicht unerheblichem Umfang abgegeben hat, teilen sich nach wie vor lediglich **vier Unternehmen** gut 80 % des Erstabatzmarktes. Diese Unternehmen sind – jedes für sich – **in einer erheblichen Anzahl von Stunden für die Deckung der Stromnachfrage in Deutschland unverzichtbar.** Auch wenn sich auf Grundlage der – von den Unternehmen gelieferten – Angaben zur Kraftwerkseinsatzsteuerung und zur Kostensituation der einzelnen Kraftwerke eine signifikante Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten nicht nachweisen ließ, **eröffnet** die nach wie vor vermachtete Marktstruktur **Spielraum und Anreiz, durch nicht gerechtfertigte Kapazitätszurückhaltungen auf die Preisbildung Einfluss zu nehmen.**

Der **Nachweis derartiger missbräuchlicher Praktiken gestaltet sich in der Praxis ausgesprochen aufwändig**, setzt er doch die Kenntnis einer Fülle von Kraftwerkseinsatzdaten für jeden der 340 Kraftwerksblöcke über längere Zeiträume sowie die Möglichkeit einer effektiven Überprüfung dieser Daten und der häufig variierenden und sich jeweils aus einer Vielzahl einzelner Kostenpositionen zusammensetzenden Grenzkostenangaben der Unternehmen voraus. **Besondere Herausforderungen** ergeben sich auch daraus, dass die Unternehmen Kraftwerksleistung auch nicht unmittelbar blockweise, sondern auf Grundlage **komplexer stochastischer Optimierung aus einem Pool von Kraftwerksblöcken** anbieten. **Aufgrund dieses Befundes** bieten sich verschiedene **Ansatzpunkte** an, um die **wettbewerblichen Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten zu**

verbessern. Dies gilt sowohl in Bezug auf die Effektivierung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht als auch hinsichtlich der Marktstruktur.

1. Effektivere Missbrauchsaufsicht, Einrichtung einer Markttransparenzstelle

Die Sektoruntersuchung verdeutlicht, dass aufgrund der Besonderheiten der Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkte eine **ausschließlich retrospektive Analyse der Preisbildungsmechanismen viele Schwierigkeiten** mit sich bringt. Insbesondere leidet die Validität der Daten darunter, dass die Unternehmen ex-post nicht immer in der Lage sind, die erforderliche **Datenqualität** zur Verfügung zu stellen und Besonderheiten des Kraftwerkseinsatzes zu erklären. Aus diesem Grund ist eine **zeitnahe und kontinuierliche Erhebung von Daten** und Informationen, die die Preisbildungsprozesse auf den Strommärkten beeinflussen, für eine effektivere Missbrauchsaufsicht über diese Märkte unerlässlich. Die Datenqualität und Datenkonsistenz können durch eine Vorab-Festlegung der zugrunde zu legenden Datendefinitionen und –formate sowie den regelmäßigen Dialog mit den Unternehmen deutlich verbessert werden. Auch würde es eine kontinuierliche Datenabfrage ermöglichen, die Daten zeitnah zu plausibilisieren und Auffälligkeiten kurzfristig nachzugehen. Nur so können Verstöße auf den Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkten schnell festgestellt und von den zuständigen Behörden sanktioniert werden.

Die von der Bundesregierung in ihrem Energiekonzept und ihrem 10-Punkte-Sofortprogramm geforderte Einrichtung einer **Markttransparenzstelle beim Bundeskartellamt sollte daher zügig auf den Weg gebracht werden**, nicht zuletzt um das Vertrauen der Verbraucher in die Funktionsfähigkeit der Energiemärkte wiederherzustellen bzw. zu stärken.

Demgegenüber stellt eine **Regulierung der Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkte in keiner Weise eine Alternative** für eine effektive kartellbehördliche Missbrauchsaufsicht über diese wettbewerblich organisierten Märkte dar. Im Dezember 2010 hat die Europäische Kommission einen Vorschlag über eine Verordnung über die Integrität und Transparenz auf den Energiemärkten (Regulation on energy market integrity and transparency - „REMIT“) vorgelegt. Auch wenn das Bundeskartellamt das dem REMIT-Entwurf zugrunde liegende Anliegen zur Sicherung von Integrität und Transparenz im Energiehandel teilt, bedarf der Entwurf noch einiger Modifikationen. Der vorliegende Entwurf beinhaltet Regelungen, die auch die Energieerzeugung betreffen. Ohne dass dem Entwurf die intendierte Regulierung des Stromgroßhandels unterstellt werden kann, eröffnen jedenfalls einige im Entwurf vorgesehene weitgehende Ermächtigungsnormen die Möglichkeit einer Regulierung der wettbewerblich organisierten Märkte, die sich nachhaltig negativ auf die künftige Entwicklung der Marktstruktur im Erzeugungsbereich auswirken würde. Zudem bedarf die im Entwurf vorgesehene Datenerfassungs- und Zuständigkeitsstruktur einer klaren Öffnung für nationale

Initiativen, wie etwa der Markttransparenzstelle. Das Bundeskartellamt hält es nach seinen Erfahrungen der Sektoruntersuchung für wichtig, dass die künftige Beobachtung von Energieerzeugung und –großhandel marktnah und ohne Doppelerhebungen/-zuständigkeiten erfolgt. Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass sich die aufgezeigten Konfliktlinien mit der Markttransparenzstelle widerspruchsfrei lösen lassen.

2. Verbesserung der Marktstruktur und Verfahren

Die bisweilen langwierigen **Genehmigungsverfahren** zur Errichtung von konventionellen Kraftwerken **sollten beschleunigt werden**, um neuen Wettbewerbern den Zutritt zu den Stromerzeugungsmärkten zu erleichtern.

Um vorstoßenden Wettbewerb auch von kommunalen Energieversorgern über Gemeindegrenzen hinweg zu ermöglichen, wird eine **Überarbeitung** bestehender, die energiewirtschaftlichen Handlungsmöglichkeiten kommunaler Unternehmen **einschränkender Bestimmungen des Gemeindegewirtschaftsrechts** angeregt.

Eine **Freistellung** von im Bereich der Stromerzeugung und des Stromhandels tätigen Sektorenauftraggebern **vom Vergaberecht könnte** vor allem öffentlichen Auftraggebern, insbesondere den Stadtwerken, ein **Tätigwerden auf diesen Märkten erleichtern** und die gegenüber den privaten Stromerzeugungsunternehmen E.ON und RWE resultierenden strukturellen Nachteile verringern. Das Bundeskartellamt wird dazu nach der Sektorenvergabeverordnung auf einen geplanten Antrag des BDEW hin gegenüber der Europäischen Kommission Stellung nehmen.

Die **Herausbildung eines funktionierenden Marktes für Reserveverträge** würde **kleineren Stromerzeugern** ein besseres Agieren im Wettbewerb ermöglichen.

Die Beschlussabteilung hat im Laufe der Sektoruntersuchung ein **Verfahren wegen möglicher Wettbewerbsbeschränkungen durch Rückvergütungsklauseln** für Kapitale Dienstleistungen in **Strombezugsrechtsverträgen** zwischen Evonik und RWE eingeleitet. RWE hält an seiner Rechtsposition fest, dass seine auf der Übernahme von Investitionen und wirtschaftlichen Risiken beruhende eigentümerähnliche Stellung die Rückvergütungsklauseln rechtfertigt. Beide Unternehmen haben jedoch die Klauseln für gegenstandslos erklärt, so dass das Verfahren eingestellt wird. Dadurch können Residualmengen aus Evonik-Kraftwerken nunmehr frei an Dritte vermarktet werden, was zu einer höheren Liquidität im Stromgroßhandelsmarkt und zu mehr Wettbewerb führt.

3. Marktintegration von EEG-Strom

Die Einspeisung Erneuerbarer Energien ist planwirtschaftlich organisiert. Die Einspeisung erfolgt unabhängig von Nachfrage- und Preissignalen. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von EEG-

Strom an der Gesamtstromerzeugung sollte die von der Bundesregierung in ihrem Energieprogramm geforderte „**Marktintegration**“ von **EEG-Strom zügig vorangetrieben** werden. Im Mittelpunkt der Marktintegration sollte dabei die bedarfsgerechtere Erzeugung von EEG-Strom stehen sowie eine **Vermarktung, die sich an den Marktmechanismen orientiert**. Auf das Grünstromprivileg in der derzeitigen Form sollte verzichtet werden.