Bundeskartellamt

25.07.2011

Stellungnahme des Bundeskartellamtes zum Antrag des BDEW auf Feststellung der Anwendbarkeit des Art. 30 Abs. 1 RL 2004/17/EG auf den deutschen Markt für Stromerzeugung und -großhandel

A. Einleitung

I. Gegenstand des Antrags

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) hat mit Schreiben vom 7.4.2011, beim Bundeskartellamt eingegangen am 12.4.2011, den Entwurf eines Antrags an die Europäische Kommission gerichtet auf die Freistellung des deutschen Marktes für Stromerzeugung und -großhandel vom Vergaberecht gemäß Art. 30 Richtlinie 2004/17 EG zwecks Stellungnahme durch das Bundeskartellamt gemäß § 3 der Verordnung über die Vergabe von Aufträgen im Bereich des Verkehrs, der Trinkwasserversorgung und der Energieversorgung (SektVO) übersandt. Der Antrag bezieht sich auf die Errichtung, den Kauf und den Betrieb (einschließlich der Wartung) von Stromerzeugungsanlagen gleich welcher Art sowie die damit zusammenhängenden Hilfstätigkeiten. Ziel des Antrags ist es, sämtliche in Deutschland in diesem Bereich tätigen öffentlichen Auftraggeber für die o.g. Tätigkeiten vom Anwendungsbereich des Vergaberechts freizustellen.

II. Rechtlicher Rahmen

Nach Maßgabe von Art. 30 der Richtlinie 2004/17/EG fallen Aufträge, die die Ausübung einer der Tätigkeiten, auf die die Richtlinie Anwendung findet, ermöglichen sollen, nicht unter die Richtlinie, wenn die Tätigkeit in dem Mitgliedstaat, in dem sie ausgeübt wird, auf Märkten mit freiem Zugang *unmittelbar dem Wettbewerb ausgesetzt* ist. Ob eine Tätigkeit unmittelbar dem Wettbewerb ausgesetzt ist, wird anhand objektiver Kriterien unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale des betreffenden Sektors ermittelt. Der Zugang zu einem Markt gilt als frei, wenn der Mitgliedstaat die einschlägigen Gemeinschaftsvorschriften zur Öffnung eines Sektors oder Teilsektors umgesetzt hat und anwendet. Ob eine Tätigkeit unmittelbar dem Wettbewerb ausgesetzt ist, soll anhand einer Gesamtwürdigung verschiedener Indikatoren beurteilt werden. Dazu zählen der *Marktanteil der Hauptakteure* sowie der *Konzentrationsgrad* auf einem bestimmten Markt. Darüber hinaus sollen spezifische Merkmale des relevanten Marktes berücksichtigt werden, wie auf den Strommärkten etwa das Funktionieren des Ausgleichsmarktes, die Liquidität des Handels und das Ausmaß, in dem Kunden den Versorger wechseln.[1]

---

[1] Vgl. Beschluss der Europäischen Kommission vom 14. Juli 2010 (Stromerzeugung und -großhandel in Italiens Makrozone Nord), Abl. L 186 vom 20/07/2010 S. 44 ff., Rn. 5; Entscheidung der Kommission vom 8. März 2006 (Stromerzeugung in England, Schottland und Wales), Abl. L 76 vom 15/03/2006 S. 6 ff., Rn. 6 ff.; Entscheidung der Kommission vom 19. Juni 2006 (Stromerzeugung und -verkauf in Finnland), Abl. L 168 vom 21/06/2006 S. 33 ff., Rn. 6 ff.; Entscheidung der Kommission vom 29. Oktober 2007 (Stromerzeugung und -verkauf in

Gemäß § 3 Abs. 4 S. 2 SektVO erstellt das Bundeskartellamt eine Stellungnahme zur Beurteilung der wettbewerblichen Situation. Die Stellungnahme betrifft ausschließlich die Frage, ob die verfahrensgegenständliche Tätigkeit unmittelbarem Wettbewerb ausgesetzt ist. Die Feststellung, dass eine Tätigkeit unmittelbar dem Wettbewerb ausgesetzt ist, lässt die Anwendung des Kartellrechts, insbesondere die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung im Sinne der Art. 102 AEUV, § 19 GWB, unberührt.[2] Dementsprechend besitzt die Stellungnahme nach § 3 Abs. 6 SektVO auch keine Bindungswirkung für Entscheidungen des Bundeskartellamtes nach dem deutschen Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen.

III. Weiterer Verfahrensgang

Das Bundeskartellamt hat gemäß § 3 Abs. 5 S. 2 SektVO der Bundesnetzagentur mit Schreiben vom 26.4.2011 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Bundesnetzagentur hat sich mit Schreiben vom 20.5.2011 für die Feststellung der Anwendbarkeit des Art. 30 Abs. 1 der Richtlinie 2004/17/EG ausgesprochen. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur ist der deutsche Markt für Stromerzeugung und -großhandel frei zugänglich, wettbewerbsbeschränkende Marktzutrittsbarrieren existierten nicht. Die vom BDEW vertretenen Unternehmen seien auch unmittelbar dem Wettbewerb ausgesetzt.

Der BDEW hat nach Aufforderung durch das Bundeskartellamt die eingereichten Unterlagen mit e-mail vom 23.5.2011 ergänzt. Das Bundeskartellamt hat zudem mit Schreiben vom 24.5.2011 gemäß § 3 Abs. 5 S. 1 SektVO i.V.m. § 59 GWB von RWE und E.ON weitere Auskunft über die jeweiligen wirtschaftlichen Verhältnisse verlangt. RWE und E.ON haben die angeforderten Daten mit Schreiben vom 6.6.2011 bzw. e-mail vom 15.6.2011 übersandt.

B. Beurteilung der wettbewerblichen Situation

I. Einführung in den deutschen Strommarkt

Der deutsche Strommarkt ist zunächst durch einen im europäischen Vergleich umfangreichen Kraftwerkspark gekennzeichnet. Die deutschen Erzeugungskapazitäten betrugen im Jahr 2007 rund 103 GW, 2008 rund 104 GW, 2009 rund 103 GW und 2010 rund 104 GW (ohne industrielle Erzeugung und ohne Anlagen, die nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vergütetet werden). Die Nettostromerzeugung betrug – wiederum ohne industrielle Erzeugung und nach dem EEG vergüteten Anlagen - im Jahr 2007 rund 502 TWh, 2008 rund 502 TWh, 2009 rund

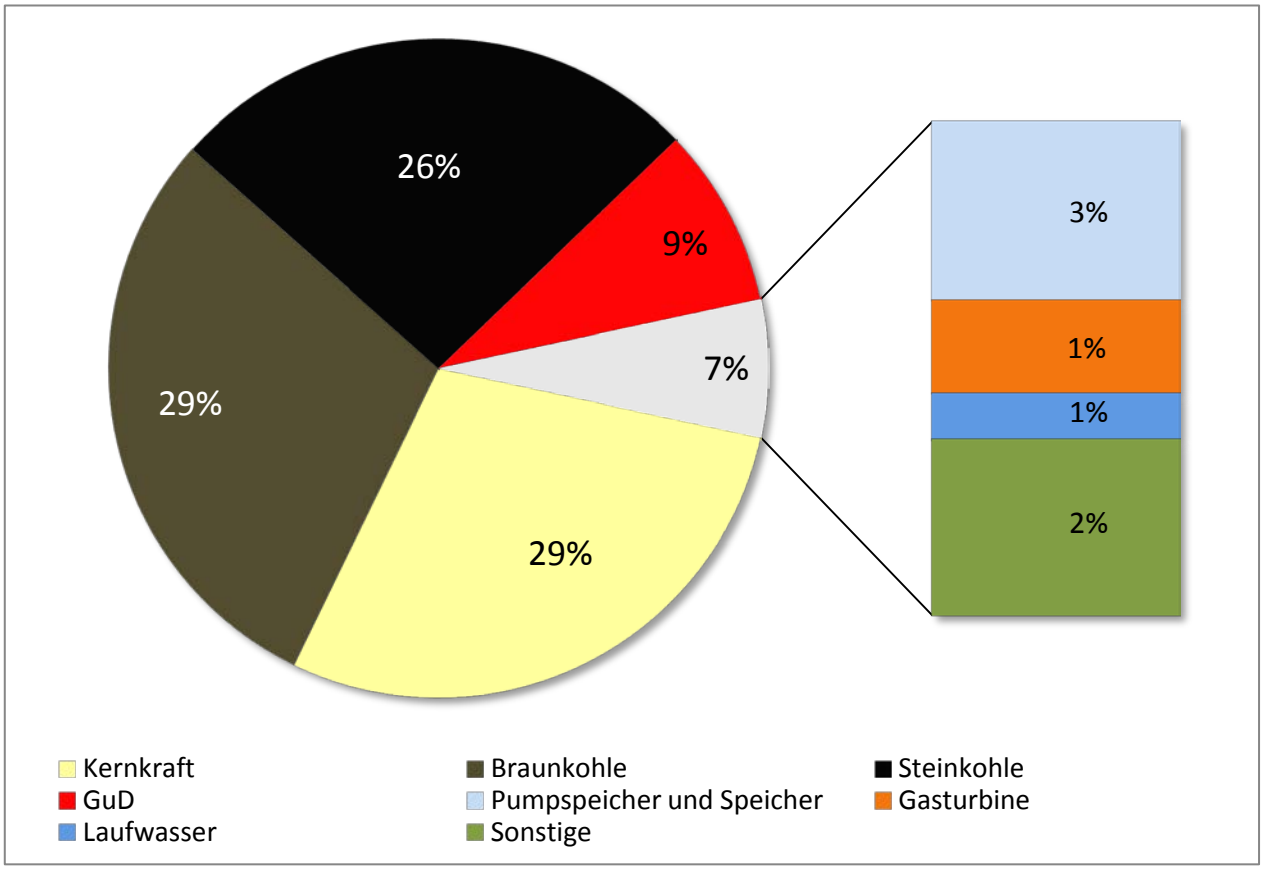
---

Schweden), Abl. L 287 vom 1/11/2007 S. 18 ff., Rn. 6 ff.; Entscheidung der Kommission vom 7. Juli 2008 (Stromerzeugung in Österreich), Abl. L 188 vom 16/07/2008, S. 28 ff., Rn. 6 ff.

[2] Vgl. Beschluss der Kommission vom 14. Juli 2010, Abl. L 186 vom 20/07/2010 S. 44 ff., Rn. 6.

459 TWh und 2010 rund 476 TWh.[3] Die deutschen Kraftwerkskapazitäten verteilen sich wie folgt auf die verschiedenen Energieträger:

Abbildung 1: Verteilung der deutschen Kraftwerkskapazitäten auf die verschiedenen Energieträger in den Jahren 2007 und 2008[4]



Vor dem Hintergrund der nuklearen Katastrophe in Japan haben die Bundesregierung und die Ministerpräsidenten der Bundesländer mit Kernkraftwerken am 14.3.2011 beschlossen, die sieben ältesten deutschen Kernkraftwerke sowie das Kernkraftwerk Krümmel mit unmittelbarer Wirkung für drei Monate vom Netz zu nehmen und sie einer umfassenden Sicherheitsüberprüfung zu unterziehen. Insoweit sind gegenüber den vier Kernkraftswerksbetreibern Stillegungsverfügungen auf Basis von § 19 Abs. 3 Satz Nr. 3 AtomG mit Wirkung bis zum 15.6.2011 bzw. 17.6.2011 durch die jeweils zuständigen Landesbehörden erlassen worden. Auch nach dem Auslaufen der Stilllegungsverfügungen sind die acht Kernkraftwerke nicht wieder angefahren worden. Der Bundestag hat am 30.6.2011 den Gesetzentwurf für ein Dreizehntes Gesetz zur Änderung des

[3] Angaben des BDEW.
[4] Auf der Grundlage der im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel vom Bundeskartellamt erhobenen Daten.

Atomgesetzes verabschiedet.[5] Danach sollen die abgeschalteten acht Kernkraftwerke nicht wieder ans Netz gehen. Zudem sollen alle anderen Kernkraftwerke bis 2022 abgeschaltet werden.

In der Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel des Bundeskartellamtes, in deren Rahmen für die Jahre 2007 und 2008 Kraftwerksdaten für Anlagen über 25 MW erhoben wurden und die eine Abdeckungsquote von – bezogen auf die installierten Kapazitäten - rund 88 % aufwies[6], wurden insgesamt rund 340 Kraftwerksblöcke von rund 80 Unternehmen erfasst. Die Zahl der Kraftwerksbetreiber ist damit in Deutschland – auch im Vergleich zu den meisten europäischen Nachbarländern – sehr groß. Allerdings befindet sich nach wie vor der Großteil der Erzeugungskapazitäten in den Händen der vier großen Energieunternehmen RWE AG, E.ON AG, EnBW AG und Vattenfall Europe AG. Von den im Rahmen der Sektoruntersuchung erfassten Kraftwerksblöcken konnten diese vier Erzeugungsunternehmen im Untersuchungszeitraum über rund 250 Kraftwerksblöcke ganz oder teilweise verfügen. Darüber hinaus wurde im Rahmen der Sektoruntersuchung festgestellt, dass sich insbesondere größere Erzeugungsanlagen noch immer fast ausschließlich in der Hand dieser vier Unternehmen befinden.

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 dient in der Regel auch bei außerbörslichen Geschäften als Referenzpreis.

Die Einsatzsteuerung der Kraftwerke optimieren die Erzeugungsunternehmen an den Ergebnissen des börslichen Spotmarkthandels. Grundsätzlich werden immer diejenigen Kraftwerke eingesetzt, deren Grenzkosten unterhalb des Marktpreises liegen.[7]

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 in Deutschland installierte Leistung von EEG-Anlagen betrug am 31.12.2009 rund 41 GW. Die Anlagen speisten 2009 rund 74 TWh ein. Die EEG-Novelle, die zum 1.1.2012 in Kraft treten soll, sieht vor, dass bis 2020 35 %, bis 2030 50 %, bis 2040 65 % und bis 2050 80 % der deutschen Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien erfolgen soll. Die Abnahme und der Weiterverkauf des EEG-Stroms sind einem detaillierten Regelwerk unterworfen, insbesondere durch das EEG. EEG-

---

[5] Der Gesetzentwurf hat am 8.7.2011 den Bundesrat passiert.

[6] Bezogen auf die Strommenge betrug die Abdeckungsquote sogar 94 % in 2007 und 93 % in 2008.
[7] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 59 ff.

Strom genießt gegenüber konventionellem Strom einen Einspeisevorrang. Für ihre Erzeugung erhalten die Betreiber von EEG-Anlagen vom jeweiligen Einspeisenetzbetreiber einen gesetzlich festgelegten Vergütungssatz. Sie speisen daher den erzeugten Strom unabhängig vom Börsenpreis ein. Für die Vermarktung des EEG-Stroms sind die Übertragungsnetzbetreiber zuständig, wobei sie engen verordnungsrechtlichen Vorgaben unterliegen.[8] Sie müssen den EEG-Strom am Spotmarkt einer Strombörse verkaufen. Dabei ist die gemäß Vortagesprognose vorhergesagte Einspeiseleistung des EEG-Stroms preisunabhängig am Day-Ahead-Markt anzubieten. Bei Abweichungen, die sich aus den untertägigen Prognosen ergeben, sind weitere Mengen am Intraday-Markt zu verkaufen bzw. zu erwerben. EEG-Strom wirkt sich somit auf die Preissetzung an der Börse, also auf den Verlauf der sogenannten Merit Order, aus. Eine unelastische Nachfrage unterstellt, wird konventionelle Erzeugung im Umfang der EEG-Erzeugung aus der Merit Order verdrängt.[9] Da die EEG-Vergütungssätze regelmäßig über dem Börsenpreis liegen, fallen für den EEG-Strom gegenüber dem konventionell erzeugten Strom Mehrkosten an. Diese Mehrkosten müssen von den Energieverbrauchern über die sog. EEG-Umlage getragen werden (3,53 Cent/kWh im Jahr 2011).

II. Marktabgrenzung

Das Bundeskartellamt hat sich zuletzt im Rahmen der im Januar 2011 veröffentlichten *Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel* mit Fragen der sachlichen und räumlichen Marktabgrenzung auseinandergesetzt.

1. Sachlich

In sachlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt einen Markt für den Erstabsatz von Elektrizität ab.[10] Dieser Markt umfasst den erstmaligen Absatz aller Elektrizitätsversorger aus eigener Erzeugung sowie die Netto-Importe von Elektrizität. Das sich daran anschließende Zweitgeschäft der Marktteilnehmer mit Elektrizität hingegen wird mangels kompetitiver Effekte nicht in den sachlichen Markt einbezogen. Andernfalls würde es zu einer Mehrfachzählung der Strommengen kommen, denn Strommengen werden oft mehrfach innerhalb eines Zeitabschnitts gehandelt. Diese sachliche Marktabgrenzung wurde sowohl vom Oberlandesgericht Düsseldorf als auch vom Bundesgerichtshof bestätigt.[11]

---

[8] Vgl. Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichmechanismus (AusglMechV) sowie Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichmechanismus (AusglMechAV).
[9] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 249 ff.
[10] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 69 ff.
[11] Oberlandesgericht Düsseldorf, Beschluss vom 6.6.2007, Az. VI-2 Kart 7/04 (V) E.ON/Eschwege = WuW/E DE-R 2094 ff.; Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, KVR 60/07, E.ON/Eschwege = WuW/E DE-R 2451 ff.

Das Bundeskartellamt sieht dabei die Erzeugung und Vermarktung von EEG-Strom nicht als Teil dieses Marktes an.[12] Zwar führt die EEG-Erzeugung dazu, dass konventionelle Erzeugung aus der Merit Order gedrängt wird (s.o.) und die Benutzungsstunden konventioneller Kraftwerke sinken. Dennoch können weder die Betreiber von EEG-Anlagen noch die den EEG-Strom vermarktenden Übertragungsnetzbetreiber als wettbewerblich agierende Marktakteure auf dem Erstabsatzmarkt angesehen werden. 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 Erzeuger von EEG-Strom erhalten für ihre Einspeisung eine gesetzlich festgelegte Vergütung. Die Erzeugung und Einspeisung von EEG-Strom erfolgt daher völlig losgelöst von der Nachfragesituation und den Preisen im Stromgroßhandel. Die Übertragungsnetzbetreiber wiederum vermarkten den EEG-Strom zwar an der Börse. Dabei haben sie jedoch keinen wettbewerblichen Gestaltungsspielraum, sondern reichen den Strom lediglich im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags nach verordnungsrechtlichen Vorgaben durch. Auch die Übertragungsnetzbetreiber richten ihr Verhalten also nicht am Marktgeschehen aus. Dass von der EEG-Erzeugung ein gewisser Preisdruck auf die konventionelle Erzeugung ausgeht, reicht nach Überzeugung des Bundeskartellamts nicht aus, um von einem gemeinsamen Markt ausgehen zu können.

Ebenfalls nicht Bestandteil des Erstabsatzmarktes ist die Vermarktung von Erzeugungskapazitäten als Regelenergie, da diese aufgrund von spezifischen Angebots- und Nachfragebedingungen als sachlich separates Marktgeschehen anzusehen ist.[13]

2. Räumlich

In räumlicher Hinsicht grenzte das Bundeskartellamt in der Vergangenheit den Erstabsatzmarkt deutschlandweit ab. Dies wurde im Jahr 2008 auch noch vom Bundesgerichtshof betätigt.[14] Im Rahmen der Sektoruntersuchung geht das Bundeskartellamt nunmehr von einem gemeinsamen Stromerstabsatzmarkt für Deutschland und Österreich aus.[15] Dafür sprechen das Fehlen von Engpässen an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Österreich sowie das einheitliche Markt- und Preisgebiet an der EPEX.

Die Ergebnisse der Sektoruntersuchung zeigen ferner, dass eine Einbeziehung weiterer an Deutschland angrenzender Markträume derzeit noch nicht angezeigt ist.[16] An den Interkonnektoren

---

[12] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 73 f.
[13] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 71 ff.
[14] Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, KVR 60/07, E.ON/Eschwege = WuW/E DE-R 2451 ff.
[15] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 75 ff.
[16] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 81 ff.

zu diesen Markträumen treten nach wie vor Kapazitätsengpässe auf. Auch die Integration der Handelsmärkte ist bisher noch nicht so weit fortgeschritten, dass die Annahme eines gemeinsamen Marktes gerechtfertigt wäre.

III. Eckdaten zu den Wettbewerbsverhältnissen auf dem Erstabsatzmarkt

1. Entwicklung der Marktanteile und des Konzentrationsgrades seit 2007

a) Kapazität, Einspeisung und Einspeisung 2007 und 2008

Nach den Ergebnissen der *Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel*[17] des Bundeskartellamts von Januar 2011 stellten sich in Deutschland die Stromerzeugungskapazitäten sowie die Anteile an der Nettostromerzeugung der vier größten Anbieter in den Jahren 2007 und 2008 wie folgt dar[18]:

[17] Im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel des Bundeskartellamtes, in deren Rahmen Kraftwerksdaten für Anlagen über 25 MW erhoben wurden und die eine Abdeckungsquote bezogen auf die Kapazitäten von rund 88 % und bezogen auf die Strommenge von rund 94 % bzw. 93 % aufwies, wurden insgesamt rund 340 Kraftwerksblöcke von rund 80 Unternehmen erfasst. Die Erzeugung von EEG-Strom sowie von Industriestrom, der nicht in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde, ist nicht in den Daten enthalten. Daten zur österreichischen Stromerzeugung sind nicht abgefragt worden und liegen dem Bundeskartellamt auch nicht vor. Allerdings wurden von der Sektoruntersuchung ganz oder teilweise auch einige Kraftwerke erfasst, die in Österreich und Luxemburg liegen. Dabei handelt es sich ausschließlich um Speicherkraftwerke, die sich entweder im Besitz von deutschen Energieversorgungsunternehmen befinden oder an denen wesentliche Bezugsrechte deutscher Versorger bestehen. Ein Teil dieser ausländischen Kraftwerkskapazitäten ist darüber hinaus direkt in eine der deutschen Regelzonen eingebunden oder über Stromdirektleitungen verbunden.

[18] Die Zahlen von E.ON und Vattenfall weichen leicht von den auf S. 18 des Sektorberichts aufgeführten Zahlen ab, da zwischenzeitlich die Zuordnung eines Gemeinschaftskraftwerkes geändert wurde.

Tabelle 1: Kapazitätsverteilung 2007/2008

Erzeuger	2007 (MW)	2008 (MW)
EnBW	11.199 (12 %)	11.379 (12 %)
E.ON	21.298 (23 %)	21.322 (22 %)
RWE	31.735 (34 %)	31.755 (33 %)
Vattenfall	16.196 (17 %)	16.252 (17 %)
Summe	**80.428 (85 %)**	**80.709 (84 %)**
Marktvolumen	**94.433 (100 %)**	**95.756 (100 %)**

Tabelle 2: Gesamteinspeisung 2007/2008

Erzeuger	2007 (TWh)	2008 (TWh)
EnBW	54,6 (12 %)	49,2 (11 %)
E.ON	103,9 (22 %)	98,8 (21 %)
RWE	164,7 (35 %)	167,7 (36 %)
Vattenfall	80,3 (17 %)	74,7 (16 %)
Summe	**403,6 (86 %)**	**390,4 (84 %)**
Marktvolumen	**467,9 (100 %)**	**465,1 (100 %)**

Danach verfügten RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW unter Berücksichtigung eigener Kraftwerke, Anteilen an Gemeinschaftskraftwerken und aufgrund langfristig vertraglich gesicherter Kraftwerksleistungen (Bezugsrechte) im Verhältnis zu anderen stromerzeugenden Unternehmen 2007 und 2008 über die höchsten Stromerzeugungskapazitäten sowie über die höchsten Anteile an der Nettostromerzeugung.

Der kumulierte Marktanteil (bezogen auf die Einspeisung) der drei größten Erzeuger – dies ist ein Kriterium, auf das die Kommission in der Vergangenheit maßgeblich abgestellt hat – betrug 74 % (2007) bzw. 73 % (2008). Dabei ist aber bereits an dieser Stelle auf die Besonderheit aufmerksam zu

machen, dass die beiden größten Stromerzeuger RWE und E.ON mit einem kumulierten Marktanteil von 58 % (2007 und 2008) nicht dem Anwendungsbereich des Vergaberechts unterliegen.

Zu berücksichtigen ist zudem, dass die österreichische Stromproduktion nicht in diesen Marktdaten enthalten ist, obwohl das Bundeskartellamt seit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel von einem gemeinsamen Stromerstabsatzmarkt für Deutschland und Österreich ausgeht. Es ist zu erwarten, dass die Einbeziehung der österreichischen Stromproduktion dazu führt, dass die Marktanteile der vier großen deutschen Erzeugungsunternehmen etwas geringer ausfallen.

b) Konzentrationsgrad

Für die Jahre 2007 und 2008 wies der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI)[19] folgende Konzentrationsgrade aus.[20]

Tabelle 3: HHI auf Kapazitäts- und Mengenbasis

Erzeuger	Kapazität	Erzeugte Menge
2007	2.093	2.183
2008	2.045	2.145

c) Entwicklungen seit 2009

In der Zwischenzeit hat E.ON im Hinblick auf die von der Europäischen Kommission für verbindlich erklärten Selbstverpflichtungen sein Höchstspannungsnetz sowie deutsche Erzeugungskapazitäten im Umfang von etwa 3.600 MW veräußert und darüber hinaus Wettbewerbern Bezugsrechte an einzelnen E.ON-Kraftwerken im Umfang von ca. 1.900 MW eingeräumt. Darüber hinaus hat E.ON freiwillig die Stadtwerke-Holding Thüga, in der fast 100 Stadtwerke-Beteiligungen gebündelt sind, veräußert.[21] Auch Vattenfall hat zwischenzeitlich den Verkauf seines Fernleitungsnetzes an den belgischen Betreiber Elia und den australischen Fonds IFM abgeschlossen.[22]

Das Höchstspannungsnetz wurde von E.ON an den niederländischen Betreiber TenneT abgegeben. Die Veräußerung von Erzeugungskapazitäten erfolgte im Wesentlichen im Rahmen von

[19] Kennzahl zur Konzentrationsmessung, die sich aus der Summe der quadrierten Marktanteile von Unternehmen auf einem Markt errechnet.
[20] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 91.
[21] Vgl. Pressemeldung des Bundeskartellamtes vom 12.11.2008.
[22] Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 20.5.2010, S. 17.

Tauschgeschäften mit EnBW, der französischen Electricité de France S.A. (EDF) und der ebenfalls französischen Gaz de France S.A. (GDF), dem österreichischen Energieversorger Verbund Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG und der norwegischen Statkraft AS. Dabei veräußerte E.ON teils Kraftwerke oder Beteiligungen an Kraftwerken in Deutschland, teils Bezugsrechte für deutsche Kraftwerkskapazitäten und erwarb im Gegenzug im Wesentlichen Kraftwerke im Ausland oder Bezugsrechte bezüglich ausländischer Kraftwerke.[23] Die Stadtwerke-Holding Thüga wurde an ein Konsortium von Stadtwerken unter der Firma Integra veräußert.[24]

Für 2010 stellt sich die Marktsituation wie folgt dar:[25]

Tabelle 4: Kapazitätsverteilung und Gesamteinspeisung 2010

Erzeuger	Kapazitätsverteilung 2010 (MW)	Gesamteinspeisung 2010 (TWh)
EnBW	14.067 (13 %)	59,9 (13,3 %)
E.ON	19.791 (19 %)	82,7 (18,4 %)
RWE	33.902 (32 %)	160,6 (35,7 %)
Vattenfall	16.655 (16 %)	73,5 (16,3 %)
Summe	**84.415 (79 %)**	**376,7 (83,7 %)**
Marktvolumen	**107.050 (100 %)**	**450,2 (100 %)**

Auf Basis dieser Daten ergibt sich für 2010 ein Marktanteil der drei größten Erzeuger von 70 % (bezogen auf die Einspeisung).

Bezieht man EEG-Strom in die Betrachtung mit ein, so stellt sich die Marktsituation wie folgt dar:

[23] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 10.11.2009, Az. B8-139/09, Stadtwerke Hannover/Kraftwerk Mehrum; Europäische Kommission, Entscheidung vom 16.10.2009, COMP/M.5512, Electrabel/E.ON; Bundeskartellamt, Beschluss vom 15.9.2009, Az. B8-116/09 , EDF/EnBW/Kraftwerk Rostock; Bundeskartellamt, Beschluss vom 29.6.2009, Az. B8-82/09, Verbund-Gruppe/Kraftwerksgruppe Inn; Bundeskartellamt, Beschluss vom 2.2.2009, Az. B8-21/09, EnBW/Kraftwerke Lippendorf und Bexbach.

[24] Freigegeben durch Bundeskartellamt, Beschluss vom 30.11.2008, Az. B8-107/09, Integra/Thüga.

[25] Die Erhebungssystematik, die diesen Marktdaten zugrunde liegt, unterscheidet sich leicht von derjenigen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel, u.a. sind auch Kraftwerke unter 25 MW erfasst. Die Erzeugung von EEG-Strom sowie von Industriestrom, der nicht in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde, ist wiederum nicht in den Daten enthalten.

Tabelle 5: Kapazitätsverteilung und Gesamteinspeisung 2010 unter Einbeziehung von EEG-Strom

Erzeuger	Kapazitätsverteilung 2010 (MW)	Gesamteinspeisung 2010 (TWh)
EnBW	14.287 (9 %)	60,4 (11 %)
E.ON	20.270 (13 %)	84,3 (16 %)
RWE	34.580 (22 %)	162,2 (31 %)
Vattenfall	16.718 (11 %)	73,9 (14 %)
Summe	**85.855 (55 %)**	**380,8 (72 %)**
Marktvolumen	**157.550 (100 %)**	**532,2 (100 %)**

Bei Einbeziehung von EEG-Strom beträgt der Marktanteil der drei größten Erzeuger rund 60 % gemessen an der Einspeisemenge.

Der durch den HHI ausgewiesene Konzentrationsgrad sank bezogen auf die erfassten Erzeugungskapazitäten auf 1.777 im Jahr 2010. Für die erfassten Einspeisungen betrug der HHI im Jahr 2010 2.068.[26]

Zu berücksichtigen ist wiederum, dass die österreichische Stromproduktion nicht in diesen Marktdaten enthalten ist, obwohl das Bundeskartellamt seit der Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel von einem gemeinsamen Stromerstabsatzmarkt für Deutschland und Österreich ausgeht. Es ist zu erwarten, dass die Einbeziehung der österreichischen Stromproduktion dazu führt, dass die Marktanteile der vier großen deutschen Erzeugungsunternehmen sowie der HHI etwas geringer ausfallen.

2. Stromimporte

Deutschland ist aufgrund seiner geografischen Lage vergleichsweise stark in das europäische Stromnetz eingebunden. Es existieren grenzüberschreitende Stromübertragungskapazitäten zu insgesamt sieben Nachbarländern (Frankreich, Niederlande, Dänemark, Polen, Tschechien, Schweiz,

[26] Die Erhebungssystematik, die diesen Marktdaten zugrunde liegt, unterscheidet sich leicht von derjenigen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel, auf der die in Abschnitt B.III.1.b) dargestellten HHI-Werte beruhen. U.a. sind auch Kraftwerke unter 25 MW erfasst.

Österreich) mit einer maximal verfügbaren Importkapazität von rund 17 GW.[27] Die durchschnittlich vergebenen Im- und Export-Kapazitäten an den deutschen Grenzkuppelstellen betrugen 2009 rund 30 GW.[28]

Zwar sind – abgesehen von der Grenze nach Österreich – an allen grenzüberschreitenden Interkonnektoren regelmäßig physische Engpässe zu beobachten, die Importe nahmen aber im Jahre 2009 mit 27,2 TWh dennoch eine nicht unerhebliche Größenordnung an.[29] Die Stromimporte nach Deutschland sorgen für einen gewissen Wettbewerbsdruck auf die deutschen Stromerzeugungsunternehmen. Dabei ist es von untergeordneter Bedeutung, dass im gleichen Zeitraum mit 39,1 TWh rund 12 TWh mehr exportiert als importiert wurden.[30] Entscheidend ist vielmehr, dass durch mögliche Importe aus Nachbarländern der Preissetzungsspielraum der inländischen Erzeugungsunternehmen beschränkt wird.

Ob letztlich über eine Grenzkuppelstelle zu einem bestimmten Zeitpunkt Importe oder Exporte stattfinden hängt – neben physikalischen Gegebenheiten – im Wesentlichen von den Preisniveaus in den beteiligten Ländern und, damit zusammenhängend, einer Vielzahl von Fundamentalfaktoren, wie etwa der länderspezifischen Nachfrage, dem EEG-Dargebot, Wasserständen oder Brennstoffpreisen, ab. In Folge des am 14.3.2011 beschlossenen Kernkraftwerk-Moratoriums, im Zuge dessen dem deutschen Markt etwa 6.500 MW Erzeugungsleistung entzogen wurden,[31] konnte beobachtet werden, dass sich die Import-/Exportsituation an den deutschen Grenzen kurzfristig grundlegend gewandelt hat. Während in den Monaten vor dem Moratorium durchschnittlich 3.560 MW netto exportiert wurde, war Deutschland seit der Abschaltung der betroffenen Kernkraftwerke bis zum 24.5.2011 Nettoimporteur von Strom in Höhe von durchschnittlich rund 1.665 MW.[32] Diese erheblichen Veränderungen der Importsituation dürfte dazu beigetragen haben, die Wirkung des Moratoriums auf den deutschen Strompreis in Grenzen zu halten.

Darüber hinaus ist zukünftig eine weitere Integration des deutsch-österreichischen Strommarktes mit einigen benachbarten Märkten zu erwarten. Grund hierfür ist vor allem das Ende 2010 eingeführte

---

[27] Vgl. „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“, Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie vom 11.4.2011, S. 56.
[28] Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 190.
[29] Vgl. Bundesnetzagentur, Broschüre „Markt und Wettbewerb Energie Kennzahlen 2010“, S. 28.
[30] Vgl. a.a.O.
[31] „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“, Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie vom 11.4.2011, S. 47.
[32] „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit - Aktualisierung“, Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie vom 26.5.2011, S. 11.

Central Western Europe (CWE) Market Coupling.[33] Market Coupling kann zu einer effizienteren Nutzung der Interkonnektorenkapazitäten der beteiligten Märkte beitragen und so einen wichtigen Beitrag zu einer verstärkten Marktintegration leisten. Weitere Market Couplings unter Beteiligung des deutsch-österreichischen Marktes sind geplant.

3. Wechselraten

Ein weiterer Indikator bei der Beurteilung der Wettbewerbssituation kann die Anzahl der Kunden sein, die den Versorger wechseln. Nach der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission kann bei großen industriellen (End-)Verbrauchern, die ihren Strom am ehesten unmittelbar vom Lieferanten beziehen, die gleichzeitig Erzeuger sind, die Anzahl der Kunden, die den Versorger wechseln, ein Indikator für Preiswettbewerb sein.[34]

Im Jahr 2009 stellten sich in Deutschland die Wechselquoten bei Industrie- und Gewerbekunden wie folgt dar. Dabei werden die Wechselquoten der großen Industriekunden (> 2 GWh/Jahr) auch noch einmal gesondert dargestellt.

Tabelle 6: Wechselquoten bei Industrie- und Gewerbekunden 2009[35]

	2009 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Prozent	2009 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil an Anzahl Letztverbraucher in Prozent
Alle Industrie- u. Gewerbekunden	44,55	9,6	2.350.453	4,9
Industriekunden > 2 GWh/Jahr	22,22	10,7	2.543	15,6

Die Lieferantenwechselquoten aller Industrie- und Gewerbekunden sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen. Die Wechselquoten der großen Industriekunden (> 2 GWh/Jahr) lagen ungefähr auf Vorjahresniveau.

---

[33] Das CWE Market Coupling umfasst die Strommärkte Deutschlands, Frankreichs, Belgiens, der Niederlande und Luxemburgs. Ebenfalls Ende 2010/Anfang 2011 startete zusätzlich ein interregionales Tight Volume Coupling zwischen den Regionen CWE und Nordic (Norwegen, Schweden, Dänemark, Estland und Finnland). Im Rahmen des CWE Market Couplings sollen Interkonnektorenkapazitäten in der finalen Ausbaustufe mittels impliziter Auktionen und durchflussbasiert vergeben werden.

[34] Beschluss der Europäischen Kommission vom 7.7.2008 (Stromerzeugung in Österreich), Abl. L 188 vom 16/07/2008 S. 28 ff., Rn. 12.

[35] Vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 91.

Mit Stand 2009 befinden sich von Industrie- und Gewerbekunden lediglich 2,1 % in der Grundversorgung. Diese 2,1 % repräsentieren ausschließlich kleinere Gewerbekunden, so dass von den großen Gewerbekunden sowie den Industriekunden kein Unternehmen über die Grundversorgung beliefert wird. 49,3 % der Industrie- und Gewerbekunden werden vom Grundversorger über einen alternativen Vertrag beliefert und 48,6 % werden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert. Dabei wird der Großteil der Industriekunden von einem anderen Versorger als dem jeweiligen Grundversorger beliefert.[36]

Von den Haushaltskunden waren mit Stand 2009 rund 45 % in der Grundversorgung. Gut 41 % hatten einen alternativen Vertrag mit ihrem Grundversorger abgeschlossen und knapp 14 % der Haushaltskunden wurden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert.[37]

Darüber hinaus gibt es keine regulierten Endkundenpreise in Deutschland, d.h., die Marktteilnehmer setzen ihre Endkundenpreise selbst fest, ohne dass eine behördliche Genehmigung erforderlich wäre.

4. Vertikale Integration

Die auf dem relevanten Erstabsatzmarkt tätigen Stromerzeugungsunternehmen sind in unterschiedlichem Umfang vertikal integriert.

So sind insbesondere die beiden Marktführer RWE und E.ON entweder durch eigene Unternehmen oder solche, an denen sie Minderheitsbeteiligungen unterhalten – auf allen Stufen der Elektrizitätserzeugung und -verteilung vertreten.[38] Zwar hat E.ON mit der Veräußerung der Thüga sowie von Teilen des deutschen Höchstspannungsnetzes das Ausmaß seiner vertikalen Integration verringert. Aber auch nach dem Thüga-Verkauf verfügt E.ON mit immer noch 94 (von zuvor 138) Minderheitsbeteiligungen an Endversorgern weiterhin über bedeutenden Einfluss auf zahlreiche Akteure auf den Endkundenmärkten. So ist E.ON in über 90 % der Stromversorgungsunternehmen, an denen E.ON eine Beteiligung hält, auch Vorlieferant und zwar zum weit überwiegenden Teil mit der im Vergleich zu anderen Lieferanten höchsten Absatzmenge.[39] Darüber hinaus verfügt E.ON nach wie vor über bedeutende Verflechtungen mit anderen Stromerzeugungsunternehmen sowie als Muttergesellschaft von E.ON Ruhrgas über eine herausgehobene Position bei der Brennstoffbeschaffung (insbesondere als Vorlieferant von Erdgas).[40]

---

[36] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 92.
[37] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 98.
[38] Vgl. für E.ON zuletzt ausführlich Bundeskartellamt, Beschluss vom 30.11.2009, Az. B8-107/09, Integra/Thüga.
[39] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 95.
[40] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 95 f.

Demgegenüber stellt sich die Situation bei den kleineren, dem Vergaberecht unterliegenden Wettbewerbern höchst unterschiedlich dar. Für die Beteiligungsverhältnisse von Vattenfall, EnBW, Rheinenergie und den Stadtwerken München im Einzelnen wird auf die dem Antrag des BDEW beigefügten Anlagen verwiesen.

5. Markteintritte / Marktzutrittsschranken

Der Bau neuer konventioneller Kraftwerke ist in Deutschland für alle Marktteilnehmer mit nicht unerheblichen Hürden im Genehmigungsverfahren verbunden. Aufgrund einer mangelnden öffentlichen und politischen Akzeptanz sowie hoher Umweltschutzanforderungen ziehen sich derartige Verfahren oft sehr in die Länge.[41] Bereits die Wahl eines geeigneten Standortes kann sich aus diesen Gründen als schwierig erweisen. Der Neubau konventioneller Kraftwerke ist zudem durch hohe Investitionskosten gekennzeichnet. Für alle Marktteilnehmer gilt daher, dass der Neubau eines konventionellen Kraftwerks nicht ohne Weiteres möglich ist, sondern immer eines langen Vorlaufs sowie erheblicher Investitionen bedarf.

Für Unternehmen, die öffentliche Auftraggeber i. S. d. Sektorenverordnung sind, enthalten die Vorgaben der SektVO für die Auftragsvergabe zusätzliche förmliche Anforderungen, die im Verhältnis zu anderen Versorgungsunternehmen, die nicht dem Vergaberecht unterfallen (wie insbesondere RWE und E.ON), eine zeitliche Verzögerung bei Kraftwerksneubauprojekten bedeuten können (vgl. i.E. unten IV 3). Für kleinere Anbieter, die kein nennenswertes Kraftwerksportfolio haben, bestehen darüber hinaus weitere Marktzutrittsschranken, wie die erforderliche Vorhaltung von Kraftwerksreserve für den Fall von Kraftwerksausfällen oder der Umstand, dass sich mit einem Einzelkraftwerk bzw. einem kleinen Kraftwerksportfolio Vermarktungsoptionen nicht so optimal ausschöpfen lassen wie mit einem großen Kraftwerksportfolio (z.B. Vermarktung auf den Regelenergiemärkten).

Dennoch hat es in den vergangenen Jahren auch Kraftwerksneubauten durch kleinere Anbieter gegeben. Hierbei handelte es sich in der Regel um neue Marktteilnehmer, wie Trianel und Statkraft, oder Stadtwerke. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über Neubauten von Anlagen über 100 MW, die seit 2006 in Betrieb genommen wurden:

[41] Monopolkommission, Sondergutachten Strom und Gas 2009, Rdnr. 95 ff.

Tabelle 7: Seit 2006 durch neue Marktteilnehmer in Betrieb genommene Anlagen über 100 MW[42]

Unternehmen	Anlage / Standort	Kapazität (MW)	Brennstoff	Inbetriebnahme
Trianel Power	GuD Hamm-Uentrop	850	Erdgas	2007
Mark-E / Statkraft	GuD Herdecke	400	Erdgas	2007
Statkraft	GuD Hürth	800	Erdgas	2007

Anders sieht es bei EEG-Strom aus. Hier ist aufgrund der derzeit attraktiven Förderbedingungen ein massiver Zubau zu verzeichnen. So ist im Jahr 2009 die installierte Leistung der EEG-Erzeugungsanlagen von ca. 34,2 GW auf 41,2 GW um rund sieben GW (21 %) angestiegen.[43] Dabei ist der Anteil kleinerer Erzeugungsunternehmen und privater Erzeuger erheblich. Auch wenn das Bundeskartellamt den EEG-Strom nicht dem Erstabsatzmarkt für Strom zuordnet, so wird dennoch sehr deutlich, dass die zunehmenden EEG-Kapazitäten einen Preisdruck auf die konventionelle Erzeugung ausüben.[44]

6. Liquidität

Die Handelsaktivitäten im deutschen börslichen und außerbörslichen Stromgroßhandel sind umfangreich.

Im Jahr 2009 wurden am Day-Ahead-Spotmarkt der EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland / Österreich 135,6 TWh gehandelt.[45] Nach den Erkenntnissen der ERGEG ist dieses Handelsvolumen das dritthöchste an einem Day-Ahead-Spotmarkt einer europäischen Börse.[46]

Am Terminmarkt der EEX wurden für das Marktgebiet Deutschland / Österreich im Jahr 2009 257,34 TWh gehandelt (ohne OTC-Clearing).[47] Bezieht man das OTC-Clearing (736,8 TWh) sowie die Handelsvolumina des Day-Ahead- sowie des Intraday-Spotmarktes mit ein, ergibt sich für die EPEX Spot / EEX für das Marktgebiet Deutschland / Österreich ein Gesamthandelsvolumen von 1.135,40 TWh. Hierbei handelt es sich um Geschäfte, die im Jahr 2009 abgeschlossen wurden. Stellt

[42] Angaben des BDEW.

[43] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, S. 13.
[44] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 249 ff.
[45] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S.160.
[46] ERGEG 2010 Status Review on the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework, S. 21.
[47] Nur Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures (ohne OTC-Clearing); Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S.160.

man auf das Erfüllungsjahr 2009 ab, ergibt sich für das Marktgebiet Deutschland / Österreich ein Gesamthandelsvolumen von 1.013,28 TWh.[48]

Die vorgenannten Zahlen enthalten den außerbörslichen Großhandel nur, soweit er an der EEX / ECC gecleart wurde. Eine Befragung von fünf Brokerplattformen[49] durch die Bundesnetzagentur hat ergeben, dass auf diesen Plattformen für 2009 (Jahr der Erfüllung) ein Volumen von rund 4.007 TWh mit Lieferort Deutschland gehandelt wurde. Im Jahr 2009 (Jahr des Geschäftsschlusses) betrug das Volumen der befragten Brokerplattformen insgesamt rund 4.707 TWh. Die von den Brokern angegebenen Daten enthalten sowohl physische als auch finanzielle Elektrizitäts-Handelsvolumina.[50] Sie umfassen die auf den Brokerplattformen gehandelten und von den Brokern an der EEX / ECC geclearten Volumina.

Deutschland weist damit ein Handelsvolumen auf, das die Erzeugung um ein Vielfaches übersteigt. Dies gilt auch, wenn man die österreichische Erzeugung hinzurechnet.

Die Anzahl der Elektrizitäts-Handelsteilnehmer im Börsen- und OTC-Handel für das Marktgebiet Deutschland / Österreich an der EEX / EPEX Spot betrug zum Stichtag 31.12.2009 185 für den Day-Ahead-Markt und 145 für den Terminmarkt.[51] Die durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer[52] je Handelstag betrug 2009 125 für den Day-Ahead-Markt der EPEX Spot und 38 für den Terminmarkt der EEX (inkl. OTC-Clearing).[53] Nach Erkenntnissen der ERGEG gehört Deutschland neben Schweden und Norwegen zu den Ländern, die die höchste Anzahl aktiver Handelsteilnehmer an Strombörsen aufweisen.[54]

7. Ausgleichsenergiemärkte

Ein weiteres Kriterium, das von der Europäischen Kommission in der Vergangenheit zur Beurteilung der Wettbewerbssituation herangezogen wurde, ist das Funktionieren der Ausgleichsenergiemärkte. Hintergrund ist, dass eine große Preisdifferenz zwischen dem Preis, zu dem der Übertragungsnetzbetreiber Ausgleichsenergie bereitstellt, und dem Preis, zu dem er Überproduktion zurückkauft, für kleinere Marktteilnehmer problematisch sein und so die Entwicklung des Wettbewerbs beeinträchtigen kann.

---

[48] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S.165.
[49] Broker GFI Group, ICAP Energy, Spectron Energy Services, TFS / Tradition und Tullett Prebon Energy.
[50] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 166
[51] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S.162.
[52] Teilnehmer, deren Gebote ausgeführt worden sind.
[53] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S.163.
[54] ERGEG 2010 Status Review on the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework, S. 22.

Mehr- und Mindereinspeisungen von Bilanzkreisen werden in Deutschland auf 15-Minuten-Basis abgerechnet (§ 8 Abs. 2 der Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV). Die zum Ausgleich der Bilanzkreise erforderliche Ausgleichsenergie wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern zu regelzonenübergreifenden Preisen bereitgestellt. Die viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreise müssen dabei gemäß § 8 Abs. 2 S. 4 StromNZV für Bilanzkreisüberspeisungen und Bilanzkreisunterspeisungen identisch sein. Es gibt also keine Preisdifferenzen zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie.

Zudem können Marktteilnehmer durch die kurzfristige Änderung von Fahrplänen die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie vermeiden. Fahrpläne innerhalb einer Regelzone können mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden, regelzonenübergreifende Fahrpläne sogar mit einer Vorlaufzeit von einer Viertelstunde.[55] Regelzoneninterne Fahrpläne können zudem bis 16 Uhr des auf den Erfüllungstag folgenden Werktags nachträglich geändert werden (vgl. § 5 Abs. 3 StromNZV).

Darüber hinaus werden die Preise der Ausgleichsenergie auf der Grundlage marktbasierter Verfahren gebildet. Sie beruhen auf den im Rahmen der Regelenergieauktionen erzielten Preisen. Diese Auktionen werden von den Übertragungsnetzbetreibern nach marktorientierten Grundsätzen auf der Basis gesetzlicher und regulierungsbehördlicher Vorgaben durchgeführt.[56] Während die Kosten der Primärregelleistung sowie die Kosten der Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve über die Netzentgelte sozialisiert werden, werden die Kosten und Erlöse der Sekundärregelarbeit sowie der Minutenreservearbeit als Ausgleichsenergie mit den Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet. Dabei wird für jede Viertelstunde das aus der abgerufenen Sekundärregel- und Minutenreserve-Arbeit resultierende finanzielle Saldo (Kosten-Erlöse) durch das energetische Saldo dividiert.

Diese Merkmale des deutschen Ausgleichsenergiemarktes (keine Preisdifferenz zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie sowie marktbasierte Preisbildung) stehen daher dem Wettbewerb auf dem Stromgroßhandelsmarkt nicht entgegen.

---

[55] § 5 Abs. 2 StromNZV verlangt eine Vorlaufzeit von mindestens einer Viertelstunde. Für regelzonenübergreifende Fahrpläne sind die Übertragungsnetzbetreiber über diese Vorgabe noch hinausgegangen.

[56] Vgl. insoweit § 22 EnWG, § 6 StromNZV, Bundesnetzagentur, Beschluss vom29.8.2006, Az. BK6-06-012, Beschluss vom 31.8.2007, Az. BK6-06-065, Beschluss vom 31.8.2007, Az. BK6-06-066, Beschluss vom 12.4.2011, Az. BK6-10-097, Beschluss vom 12.4.2011, Az. BK6-10-098. Siehe auch die gemeinsame Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber www.regelleistung.net.

IV. Gesamtbewertung

1.) In den Präzedenzentscheidungen der Europäischen Kommission zur Feststellung der Anwendbarkeit von Art. 30 Abs. 1 RL 2004/17 EG bildet der Marktanteil der drei größten Erzeuger einen wesentlichen Indikator.

Danach liegt der deutsche Stromersatzabsatzmarkt mit 70 %[57] gegenüber den Präzedenzfällen im Mittelfeld. Während das Vereinigte Königreich (mit 39 %), Österreich (52 %) und Polen (55 %) niedrigere Werte aufwiesen, lagen die Werte in Finnland (73, 6 %) und Schweden (87 %) z.T. deutlich darüber, konnten aber durch den Wettbewerbsdruck, der sich aus der Möglichkeit ergibt, in substantiellem Umfang Strom von außerhalb zu importieren, kompensiert werden.

Für die Einordnung und das Verständnis der Zahlen sind für den deutschen Erstabsatzmarkt folgende *Besonderheiten* zu beachten:

a) Zum einen sind bei der Betrachtung des deutschen Erstabsatzmarktes die *Absatzmengen aus EEG-Anlagen* nicht eingerechnet. Gleichwohl haben diese Anlagen jedenfalls in gewissem Umfang auch Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation der konventionellen Kraftwerke. So steigt bei hoher EEG-Einspeisung die Intensität des Wettbewerbs zwischen den konventionellen Kraftwerken um die Bedienung der um den höheren EEG-Anteil reduzierten Nachfrage. Bei Einbeziehung der EEG-Erzeugung läge der Marktanteil der drei größten Erzeuger bei lediglich 45 % auf der Grundlage der Kapazitätsverteilung und bei 60 % gemessen an der Einspeisemenge.

b) Zum zweiten ist zu beachten, dass in Deutschland die beiden größten Erzeuger, RWE und E.ON, mit einem kumulierten Marktanteil von zusammen 54 % (2010) selbst gar nicht dem Anwendungsbereich des Vergaberechts unterliegen. Gleichzeitig halten aber gerade diese beiden Erzeugungsunternehmen einen erheblichen Teil der deutschen Grundlastkapazitäten insbesondere durch Braunkohle und Kernkraft.

Das heißt im Ergebnis, dass die zum Teil erheblich kleineren Unternehmen, *die* dem Vergaberecht unterliegen, im Wettbewerb gegen die – preislich günstigen – Grundlastkapazitäten der beiden größten Erzeuger bestehen müssen, ohne dass ihnen die Möglichkeit offenstände, selbst zusätzliche – ihren Grenzkosten nach günstige – Kernkraftwerke zu bauen.[58] Wenn die Wettbewerbssituation nach den Feststellungen des Bundeskartellamtes in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel auch noch nicht befriedigend ist, sind insbesondere sämtliche neu zu errichtende Erzeugungseinheiten durch die dem Vergaberecht unterliegenden Unternehmen insoweit einem nicht

[57] Bei Einbeziehung der Einspeisung aus österreichischen Kraftwerken (vgl. oben S. 7, 12) dürfte der Wert etwas niedriger ausfallen.
[58] Der Neubau von Kernkraftwerken ist in Deutschland gemäß § 7 Abs. 1 Satz 2 AtG gesetzlich untersagt.

unerheblichen Wettbewerbsdruck insbesondere durch die hohen Grundlastkapazitäten der beiden größten Erzeuger ausgesetzt.

Mit dem fortschreitenden Zubau von EEG-Anlagen ist zudem mit einem Absinken der Benutzungsstundenzahl konventioneller Kraftwerke zu rechnen, was die Wettbewerbssituation im Bereich der konventionellen Kraftwerke zusätzlich verschärft.

c) Drittens ist zu berücksichtigen, dass der *Marktanteil* der drei größten Erzeuger in den letzten Jahren keine statische Größe war, sondern von ursprünglich 75 % (2007) auf 70% (2010) abgenommen hat. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der absehbar dauerhaften Abschaltung von acht älteren Atomkraftwerken ist mit einer Forstsetzung dieses Trends zu rechnen, vorausgesetzt, ein Teil der wegfallenden Kapazitäten wird durch neu zugebaute Kapazitäten alternativer Anbieter ersetzt. Dabei kann allerdings nicht unerwähnt bleiben, dass die mit der Abschaltung der Atomkraftwerke verbundene Verknappung des Angebotes bei gleichbleibender Nachfrage jedenfalls *kurzfristig*, d.h. bis zum Zubau von zusätzlichen, konventionellen Kapazitäten, zu einer Stärkung der Marktmacht der großen Erzeugungsunternehmen führen wird.

2.) Schließlich ist auch hinsichtlich des deutschen Stromerstabsatzmarktes zu berücksichtigen, dass vergleichsweise hohe Importkapazitäten zur Verfügung stehen. Zwar bestehen an den grenzüberschreitenden Interkonnektoren nach wie vor regelmäßig physische Engpässe, die Importe bewegten sich im Jahre 2009 mit 27,2 TWh (entspricht 6 % des Gesamtmarktvolumens) dennoch in einer substantiellen Größenordnung. Wenngleich in der Vergangenheit die Exporte die Importe überwogen, hat sich das Bild mit Beginn des Atommoratoriums (März 2011) gedreht. Hier wird deutlich, dass auch ausländische Kraftwerke in nicht unerheblichem Umfang Einfluss auf die Wettbewerbssituation in Deutschland ausüben.

3.) Über die Beurteilung, inwieweit der Stromerstabsatz bereits heute dem Wettbewerb unmittelbar ausgesetzt ist, hinausgreifend weist das Bundeskartellamt darauf hin, dass eine Freistellung des Sektors vom Anwendungsbereich des Vergaberechts in Ansehung der Zielbestimmungen der Europäischen Union ihrerseits geeignet erscheint, zu einer *Belebung des Wettbewerbsgeschehens* beizutragen. Nach dem „Protokoll über den Binnenmarkt und den Wettbewerb“[59] umfasst der Binnenmarkt ein System, „das den *Wettbewerb vor Verfälschung* schützt“ und zielt damit auf ein *level playing field* hinsichtlich aller auf einem Markt tätigen Unternehmen.

Die künftige Intensität des Wettbewerbs auf dem Stromerstabsatzmarkt hängt maßgeblich davon ab, inwieweit es den einzelnen Anbietern gelingt, in einem vertretbaren Zeithorizont zusätzliche Erzeugungskapazitäten zuzubauen. Seit jeher sehen sich potentielle Investoren mit nicht

[59] Protokoll Nr. 27, ABl. EU 2007 Nr. C, S. 156.

unerheblichen Zutrittsschranken konfrontiert, insbesondere Planungsverfahren ziehen sich oft über Jahre hin. Die ohnehin lange Dauer wird nach Erkenntnissen des Bundeskartellamts durch die Anwendbarkeit des Vergaberechts für die betroffenen Investoren noch einmal zusätzlich um Monate verlängert.

Die mit der Verpflichtung zur Durchführung eines formellen Vergabeverfahrens verbundenen Verzögerungen und Kosten belasten die am Erzeugungsmarkt tätigen Unternehmen in sehr unterschiedlichem Umfang. Derzeit stellt sich die Situation in Deutschland so dar, dass *die beiden größten* Erzeugungsunternehmen, RWE und E.ON, dem Vergaberecht *nicht* unterliegen, während gerade die Unternehmen, die geeignet erscheinen, das Wettbewerbsgeschehen auf den Märkten substantiell zu beleben - das sind insbesondere kommunale Erzeugungskooperationen wie Trianel, die Kommunale Beteiligungsgesellschaft mbH (Steag) sowie größere Stadtwerke wie die Rheinenergie und die Stadtwerke München (mit jeweils – z.T. deutlich – unter 5 % Marktanteil) – dem besonderen Regelungsrahmen des Vergaberechts unterworfen sind.

Die Anwendung des Vergaberechts kann sich insbesondere bei Neuinvestitionen in Erzeugungsanlagen als zusätzliche Marktzutrittshürde auswirken: So ist durch die Pflicht zur Anwendung des Vergaberechts bei Neubauprojekten mit einem nicht unerheblich zusätzlichen Zeitbedarf, höheren Kosten und Behinderungen in der laufenden Umsetzung zu rechnen.

Einzelne Marktteilnehmer haben darauf hingewiesen, dass sich die Vergabe eines Kraftwerkneubauprojekts durch die Geltung des Vergaberechts teilweise erheblich verzögert. Auf Seiten der Vergabestelle sei durch die Präqualifizierung bis Angebotsabgabe und Auswertung, die Erstellung vergleichbarer Angebotsunterlagen und die Bewertung des Zeitverzugs mit Mehrkosten zu rechnen. Hinzu kämen Mehrkosten für den Bieter durch die Erstellung spezifischer Unterlagen auf der Basis der Angebotsabfrage, die sich letztlich in einem höheren Angebotspreis niederschlagen können. Zudem bestehe die ernstzunehmende Sorge, dass einzelne potentielle Bieter, insbesondere Spezialunternehmen, durch den zusätzlichen bürokratischen Aufwand des Vergabeverfahrens von einem Angebot abgehalten werden.[60]

Demgegenüber unterliegen die beiden marktstärksten Unternehmen, RWE und E.ON, den aus der Durchführung einer Vergabeverfahrens resultierenden Zusatzbelastungen nicht. Sie können Kraftwerksneubauprojekte ohne zusätzlichen zeitlichen Verzug und ohne die die mit der Durchführung eines formellen Vergabeverfahrens verbundenen Zusatzkosten realisieren und haben

[60] Da bei konventionellen Kraftwerken große Spezifikationen, „Wettbewerbsvorschläge“, erforderlich sowie die Bauvorhaben sehr komplex sind, führt die Geltung des Vergaberechts eher zu Behinderungen beim Kraftwerksbau und stellt sich letztlich als zusätzliche Marktzutrittsschranke dar.

damit einen zeitlichen und ökonomischen Vorteil, wenn es darum geht, kurzfristig auf Investitionsanreize für Neubauprojekte zu reagieren.

Es erscheint nicht ausgeschlossen, dass sich diese ungleiche Ausgangslage bei erzeugungsrelevanten Beschaffungsvorhaben öffentlicher Stromerzeugungsunternehmen hemmend auf die Entwicklung der bislang stark von RWE und E.ON geprägten Struktur des Stromerstabsatzmarktes auswirkt.

Vor diesem Hintergrund erscheint es gerade auch zur Wahrung des *level playing field* im Bereich der Stromerzeugung geboten, auf vergleichbare Wettbewerbsbedingungen für alle Unternehmen hinzuwirken und in der Konsequenz alle in der Stromerzeugung tätigen Unternehmen vom Anwendungsbereich des Vergaberechts freizustellen.

4.) Ergebnis

a) Im Ergebnis geht das Bundeskartellamt davon aus, dass, obwohl jedenfalls drei, gegebenenfalls vier Erzeugungsunternehmen über eine marktbeherrschende Stellung verfügen[61], der Stromerstabsatz in Deutschland und Österreich *unmittelbarem Wettbewerb* im Sinne von Art. 30 RL 2004/17 EG ausgesetzt ist. Dies gilt jedenfalls für den Stromerstabsatz aus konventionellen Erzeugungsanlagen. Strom aus konventionellen Anlagen muss sich im Wettbewerb gegen konkurrierende Angebote durchzusetzen, was die Betreiber konventioneller Anlagen zu kostengünstiger Beschaffung zwingt. Der Wettbewerbsdruck auf dem Erstabsatzmarkt erscheint insoweit ausreichend, um eine kostengünstige, transparente und diskriminierungsfreie Vergabe sicherzustellen und damit die Funktion des Vergaberechts zu übernehmen.

b) Ein anderes Bild ergibt sich demgegenüber für Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden. Diese Anlagen genießen unmittelbaren Einspeisevorrang. Die Betreiber von EEG-Anlagen erhalten für ihre Erzeugung gesetzlich festgelegte Vergütungssätze von den Übertragungsnetzbetreibern und speisen daher den erzeugten Strom *unabhängig vom Börsenpreis* ein.[62] Die Übertragungsnetzbetreiber wiederum vermarkten den EEG-Strom zwar an der Börse. Dabei haben sie jedoch keinen wettbewerblichen Gestaltungsspielraum, sondern reichen den Strom lediglich im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags nach verordnungsrechtlichen Vorgaben durch. Die für den EEG-Strom entstehenden Mehrkosten gegenüber dem konventionell erzeugten Strom werden von den

---

[61] Vgl. Bundeskartellamt, Sektorbericht Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 20, 113 ff.

[62] Zwar haben die Betreiber von EEG-Anlagen auch die Möglichkeit, den erzeugten Strom selbst zu vermarkten (Direktvermarktung), ohne die gesetzliche Vergütung in Anspruch zu nehmen. Diese Möglichkeit wird bisher jedoch wenig genutzt. Zudem können die Betreiber monatlich zurück in das Regime der Festvergütung wechseln.

Energieverbrauchern über die sog. EEG-Umlage getragen (3,53 Cent/kWh im Jahr 2011). Da die Vergütung der Betreiber durch das EEG garantiert ist, unterliegt die Erzeugung durch EEG-Anlagen *keinem Wettbewerbsdruck* durch andere Kraftwerke. Dementsprechend kann auch die Funktion des Vergaberechts im Hinblick auf die Sicherstellung einer kostengünstigen, transparenten und diskriminierungsfreien Vergabe von Aufträgen für die Errichtung und Wartung von EEG-Anlagen nicht durch die kostendämpfende Wirkung des Wettbewerbs ersetzt werden. Anders als bei konventionellen Erzeugungsanlagen ist der Stromerstabsatz aus EEG-Anlagen derzeit insoweit *nicht* i.S.v. Art. 30 Abs. 1 RL 2004/17 EG unmittelbarem Wettbewerb ausgesetzt.

Schließlich wird auch die für 2012 geplante EEG-Novelle – trotz der geplanten Einführung zusätzlicher marktwirtschaftliche Anreize für die Vermarktung[63] – die *Möglichkeit*, dass ein Erzeuger sämtlichen Strom aus EEG-Anlagen außerhalb des Wettbewerbsgeschehens absetzt, nicht beseitigen.

Auf der anderen Seite gilt freilich auch für den Bau von EEG-Anlagen, dass eine Freistellung vom Vergaberecht den vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernenergie politisch erwünschten Ausbau von EEG-Kapazitäten erleichtert. Gerade bei großen Pilotprojekten wie *offshore*-Windparks besteht trotz der staatlichen Förderung ein erhebliches wirtschaftliches Risiko, dessen Beherrschung ein professionelles Management und eine kosteneffiziente Auftragsvergabe voraussetzt. Darüber hinaus erwachsen zusätzliche wirtschaftliche Risiken aus etwaigen Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen (Absenkung der Förderung etc.).

Gleichwohl lässt sich eine Freistellung für die Errichtung, den Kauf und den Betrieb von EEG-Anlagen derzeit nicht auf das Argument stützen, dass der Erstabsatz von EEG-Strom *unmittelbarem Wettbewerb* i.S.v. Art. 30 Abs. 1 RL 2004/17 *ausgesetzt* sei.

C. Fazit

Das Bundeskartellamt spricht sich im Ergebnis dafür aus, die Errichtung, den Kauf und den Betrieb von konventionellen Stromerzeugungsanlagen von der Anwendung des Vergaberechts freizustellen.

Solange der Einspeisevorrang und die Möglichkeit einer festen Einspeisevergütung garantiert sind, lässt sich eine Freistellung der Errichtung, des Kaufs oder des Betriebs von Anlagen, die nach dem

[63] Danach sollen Betreiber von EEG-Anlagen die Option bekommen, den erzeugten Strom selbst zu vermarkten und zusätzlich eine Marktprämie zu erhalten. Die Marktprämie soll die Differenz zwischen der anlagespezifischen EEG-Festvergütung und dem monatlich ex post ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis ersetzen. Die Inanspruchnahme der Marktprämie ist dabei optional, d.h. die Betreiber von EEG-Anlagen können in der Festvergütung bleiben bzw. monatlich wieder in diese zurückkehren.

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vergütet werden, dagegen nicht darauf stützen, dass der Erstabsatz von EEG-Strom unmittelbarem Wettbewerb ausgesetzt ist.