



# OBERLANDESGERICHT DÜSSELDORF

## BESCHLUSS

### **In der energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungssache**

...

hat der 3. Kartellsenat des Oberlandesgerichts Düsseldorf

durch den Vorsitzenden Richter am Oberlandesgericht L., die Richterin am Oberlandesgericht F. und die Richterin am Oberlandesgericht A.

auf die mündliche Verhandlung vom 04.07.2012

**b e s c h l o s s e n :**

Auf die Beschwerde der Antragstellerin wird der Beschluss der Beschlusskammer 4 der gegnerischen Bundesnetzagentur vom 18.07.2011, Aktenzeichen BK 4-10-110, in Ziffer 1 aufgehoben und die Bundesnetzagentur verpflichtet, über den Antrag der Antragstellerin vom 29.06.2010 in der geänderten Fassung vom 29.11.2010 auf Genehmigung eines Investitionsbudgets für das Investitionsprojekt „X.“ unter Beachtung der Rechtsauffassung des Ge-

richts erneut zu entscheiden. Die weitergehende Beschwerde wird zurückgewiesen.

Die Bundesnetzagentur trägt die Kosten des Beschwerdeverfahrens einschließlich der notwendigen Auslagen der Antragstellerin.

Der Gegenstandswert für das Beschwerdeverfahren wird auf . . . € festgesetzt.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

### **Gründe:**

#### **A**

Die Antragstellerin ist verantwortlich für das . . . Versorgungsnetz für Strom, das mit einer Spannung von 110-kV betrieben wird. Wegen der ihr nach § 17 Abs. 1 EnWG obliegenden Verpflichtung zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen hat die Antragstellerin der Y. mit Schreiben vom 18.03.2011 gemäß § 4 KraftNAV die Zusage erteilt, das am Standort X. zu errichtende Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit einer geplanten Einspeiseleistung von bis zu 450 MW an ihr 110-kV-Elektrizitätsverteilernetz anzuschließen. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2013 geplant. Um den erzeugten elektrischen Strom aufnehmen zu können, hat die Antragstellerin in ihrem Elektrizitätsverteilernetz Umstrukturierungs- und Erweiterungsmaßnahmen vorzunehmen. Es handelt sich um folgende Einzelmaßnahmen

- Erweiterung UW A. – 110-kV-Schaltanlage
- Ertüchtigung UW A. – Umbindung 110-kV-Freileitungsanbindung
- Erweiterung UW A. – 380-kV-Schaltanlage
- Erweiterung UW A. – Umspanner 380/110 kV, 500 MVA

- Ertüchtigung 110-kV-Freileitung – Freileitungsstrecke X. – A.
- Erweiterung 110-kV-Kabelnetz – Kabelstrecke B. – X.
- Erweiterung UW B. 110-kV-Schaltfeld
- Erweiterung UW X. 110-kV-Schaltfeld
- Erweiterung UW A., HS-Messung/Zählung

Die Kosten der erforderlichen Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen betragen voraussichtlich ca. . . . €.

Die Antragstellerin hat am 29.06.2010 bei der Bundesnetzagentur den Antrag auf Genehmigung eines Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV gestellt. Zu den Einzelheiten wird auf den Inhalt des Antrags – Anlage BF 2 – Bezug genommen; mit Schreiben vom 29.11.2011 hat sie den Antrag um die Berücksichtigung einer Betriebskostenpauschale in Höhe von . . . € erweitert.

Nachdem sie die Antragstellerin angehört hat, hat die Bundesnetzagentur den Antrag mit Beschluss vom 18.07.2011 abgelehnt. Zur Begründung hat die Bundesnetzagentur in dem angefochtenen Bescheid ausgeführt, ein Investitionsbudget komme für Verteilernetzbetreiber gemäß § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV nur in Betracht, wenn es sich bei der zu genehmigenden Maßnahme um eine Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition handele, die nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werde. Dafür komme es nicht darauf an, ob der Erweiterungsfaktor konkret für diese Maßnahme beantragt oder genehmigt worden sei, sondern allein darauf, ob die Maßnahme grundsätzlich von dem Erweiterungsfaktor erfasst werden könne. Während bei dem Erweiterungsfaktor bisher lediglich die Parameter „Fläche des versorgten Gebietes“, „Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen“ sowie die „Jahreshöchstlast“ maßgeblich gewesen seien, habe die Beschlusskammer 8 mit der Festlegung vom 08.09.2010 – BK 8-10/004 – über diese Parameter hinaus bestimmt, dass bei der Ermittlung des Erweiterungsfaktors der Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ Anwendung finde.

Die Bundesnetzagentur führt aus, durch die geänderte Auslegung des Parameters „Jahreshöchstlast“ werde auch die aufgrund des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen steigende Zahl von Ortsnetzstationen bzw. zusätzliche Umspannkapazität be-

rücksichtigt, sobald das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Umspannebene einen gewissen Schwellenwert überschreite. Die sich mit der Umsetzung der vorliegenden Maßnahmen ändernden Parameter seien grundsätzlich erweiterungsfaktorfähig, so dass die Genehmigungsfähigkeit eines Investitionsbudgets nicht gegeben sei. Aus der Maßnahme resultiere ein neuer Einspeisepunkt dezentraler Erzeugungsanlagen im Netz der Antragstellerin. Die Maßnahme führe somit zu einer Änderung von Parametern, die beim Erweiterungsfaktor Berücksichtigung fänden.

Mit Blick auf die vorliegende Entscheidung unbeachtlich sei der Vortrag der Antragstellerin, mit dem im Falle der Ablehnung die wirtschaftliche Zumutbarkeit des Kraftwerksanschlussbegehrens in Frage gestellt werde. Dies betreffe einen anderen Streitgegenstand.

In der Festlegung vom 08.09.2010 – BK 8-10/004 – heißt es u. a.,

(3.4.) der zusätzliche Anschluss von Erzeugungsanlagen wirke in der Regel wie ein (Entnahme-)Anschlusspunkt und könne zu einem Erweiterungsbedarf und somit kostentreibend wirken. Eine genaue Abgrenzung, ob einzelne Netzerweiterungen oder Netzverstärkungen auf den Anschluss einer oder mehrerer Erzeugungsanlagen zurückzuführen seien, sei schwierig. Die pauschale Abbildung über den Erweiterungsfaktor sei geeignet, um Stromverteilernetzbetreibern Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers aufgrund der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

(3.6.) In der Hochspannungsebene seien die Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen im Hinblick auf Einspeisepunkte von EEG-Anlagen als Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 3 Nr. 1 EEG zu zählen. Der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in der Hochspannung wirke sich auf den hierdurch verursachten Umfang der Netzverstärkungen unterschiedlich aus. Netzverstärkungen in der Hochspannung hingen dabei stärker von der Höhe der installierten

Erzeugungsleistung und der Aufnahmefähigkeit eines Netzgebietes ab, als in den unterlagerten Netzebenen. Es sei dennoch davon auszugehen, dass der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen, insbesondere durch den Ausbau von EEG-Anlagen in der Hochspannung Netzstrukturveränderungen und somit auch zusätzliche Kosten zur Folge habe. Vor diesem Hintergrund werde der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in der Hochspannung bei der Bestimmung des Erweiterungsfaktors berücksichtigt. Da die Höhe der installierten dezentralen Erzeugungsleistungen einzelner Einspeisungen in der Hochspannung von Fall zu Fall erheblich schwanke, seien im Hinblick auf den Ausbau von EEG-Anlagen nicht die Einspeisepunkte in das eigene Netz, sondern die Anzahl der einzelnen Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 3 Nr. 1 EEG zu zählen. Der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in der Hochspannung werde somit nicht wie in den unterlagerten Netzebenen durch die relative Zunahme der Einspeisepunkte selbst, sondern durch die relative Zunahme der hinter den Einspeisepunkten befindlichen einzelnen Einrichtungen bestimmt.

Unter Punkt (7.) der Festlegung „Verhältnis von Erweiterungsfaktor und Investitionsbudgets“, heißt es,

die Bundesnetzagentur sei der Ansicht, dass § 10 ARegV und § 23 Abs. 6 ARegV auf Sachverhalte, welche durch die Erweiterungsfaktorformel abbildbar seien, nicht kumulativ anwendbar seien.

Die Festlegung zitiert dann die Verordnungsbegründung:

„Da in Verteilernetzen Erweiterungsinvestitionen grundsätzlich durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden, finden Investitionsbudgets nur in den Fällen Anwendung, in denen der Erweiterungsfaktor nicht greift“ (BR-Drucks. 417/07, S. 68).

Hieraus folge, dass § 23 Abs. 6 ARegV dem § 10 ARegV nachrangig sei. Der Netzbetreiber habe somit kein Wahlrecht, ob er bezogen auf eine Erweiterung einen Antrag gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV stelle oder einen Antrag gemäß § 23 Abs. 6 ARegV. § 23 Abs. 6 ARegV sei lediglich auf Erweiterungsmaßnahmen anwendbar, die durch den Erweiterungsfaktor nicht abbildbar seien. § 23 Abs. 6 ARegV stelle diesbezüglich eine Auffangregelung dar.

...

Richtig sei, dass entsprechend dem Gutachten (gemeint ist das von der Bundesnetzagentur eingeholte Consentec-Gutachten) kein einfacher Lösungsansatz bestehe, um den Ausbaubedarf in ländlich geprägten Versorgungsnetzen abzubilden.

Gegen den ablehnenden Beschluss vom 18.07.2011 richtet sich die Beschwerde der Antragstellerin mit dem Antrag,

die Bundesnetzagentur in dem Verwaltungsverfahren BK 4-10/110 – zu verpflichten, ihren Beschluss vom 18.07.2011 aufzuheben und für das Investitionsprojekt „X.“ entsprechend dem Antrag der Antragstellerin vom 29.06.2010 in der geänderten Fassung vom 29.11.2010 ein Investitionsbudget nach § 23 ARegV zu genehmigen,

hilfsweise,

den Beschluss vom 18.07.2011 aufzuheben und die Bundesnetzagentur zu verpflichten, über den Antrag unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts erneut zu entscheiden.

Zur Begründung trägt die Antragstellerin vor, die geplante Maßnahme erfülle die Voraussetzungen zur Genehmigung eines Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 6 ARegV. Die Investition diene einer Netzausbaumaßnahme zum Anschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Abs. 1 EnWG und werde deshalb von den in § 23 Abs. 1 Satz 2 Nrn. 1-9 ARegV aufgelisteten Investitionen erfasst. Wäre das von ihr betriebene Netz ein Übertragungsnetz, so gäbe es keinen Grund zur Ablehnung ihres Antrags. Zwar werde der Anwendungsbereich für die Gewährung eines Investitionsbudgets für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nur im Einzelfall eröffnet. Im vorliegenden Fall handele es sich aber exakt um einen solchen Einzelfall. Aus dem systematischen Zusammenhang ergebe sich, dass der Netzanschluss eines Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerks mit einer Leistung von bis zu 450 MW durch einen Verteilernetzbetreiber ebenso zu behandeln sei wie bei einem Anschluss an ein Übertragungsnetz.

Ausgangspunkt sei der Wortlaut von § 17 Abs. 1 EnWG, der ausdrücklich nicht zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern differenziere. Gegen das Abgrenzungskriterium Übertragungsnetz/Verteilernetz spreche auch, dass der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage ein Wahlrecht habe, auf welcher Netzebene er angeschlossen werden möchte. Einschlägige Abgrenzungskriterien ergäben sich aus der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV). Darin würden die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für den Netzanschluss geregelt. Aus den Vorschriften folge, dass maßgebliche Abgrenzungskriterien die für den Anschluss benötigten Netzkapazitäten seien und entsprechend die netztechnischen und netzwirtschaftlichen Gegebenheiten der Netzspannungsebene, an die der Anschluss erfolge. Eine pauschale Abgrenzung zwischen Übertragungsnetz und Verteilernetz sei nicht möglich. Die KraftNAV regle den Anschluss von Anlagen mit einer Nennleistung von 100 MW an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110 kV. Damit werde gerade nicht nach der Einordnung Übertragungsnetz/Verteilernetz abgegrenzt, da Netze mit einer Spannung von 110 kV gleichermaßen erfasst würden wie Netze mit einer Spannung ab 220 kV. Netze mit einer Spannung von 110 kV würden jedoch noch der Hochspannungsebene und damit der Verteilernetzebene zugeordnet, während Netze mit einer Spannung ab 220 kV der Höchstspannungsebene und damit der Übertragungsnetzebene zugeordnet würden. Eine Abgrenzung nach der Zugehörigkeit zum Netz eines Übertragungsnetzbetreibers sei zwar in Erwägung gezogen worden, die amtliche Begründung zu dem in § 1 KraftNAV geregelten Anwendungsbereich lehne aber ausdrücklich eine weitere Abgrenzung nach der Zugehörigkeit zum Netz unter diesem Gesichtspunkt ab (BR-Drucks. 283/07, Seite 16). Damit würden die netztechnischen Verhältnisse zutreffend abgebildet: Die 380 kV-Netzebene gebe es im Wesentlichen erst seit den 80er Jahren. Die Transportfunktion sei ursprünglich ausschließlich mit 110 kV- und 220 kV-Leitungen aufgebaut worden. Die 110 kV-Netzebene diene dem Transportnetz. Die Verteilung finde hingegen auf den darunter liegenden Netzebenen statt. Veranschaulichen lasse sich dies beispielhaft an der Netz- und Kundenstruktur der Z. Zwar handele es sich um einen Verteilernetzbetreiber. Die Unternehmensdarstellung verdeutliche jedoch, dass – abgesehen von . . . industriellen Endkunden – ein reines Transportnetz auf der 110 kV-Ebene betrieben werde. Im Wesentlichen diene ihr eigenes 110 kV-Netz wie auch das Netz der Z.

nicht der Verteilung, sondern dem Transport von Energie. An ihrem eigenen Netz seien . . . lediglich . . . Unternehmen der Schwerindustrie als Endkunden angeschlossen. Bei den übrigen Anschlüssen handele es sich um . . . , so dass es sich um ein klassisches Transportnetz und ein typisches Übertragungsnetz handele.

Dieser Einstufung entspreche auch die Anschlusssituation der im Bau befindlichen Kraftwerkskapazitäten. Von 15 Kraftwerken mit einer Nennleistung von mindestens 100 MW, die in der Bundesrepublik Deutschland vom vierten Quartal 2011 bis Ende 2014 voraussichtlich die Einspeisung aufnehmen würden, seien 13 an Übertragungsnetze angeschlossen. Neben dem streitgegenständlichen Anschluss des Kraftwerks X. solle lediglich ein einziges Kraftwerk, das Gemeinschaftskraftwerk C., an ein Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen werden. Aufgrund der Nennleistung der Erzeugungsanlage und der Spannungsebene des Netzes, an das der Anschluss erfolge, sei das Investitionsbudget wie für einen Übertragungsnetzbetreiber zu genehmigen, um eine ungerechtfertigte Diskriminierung zu vermeiden.

Die Notwendigkeit dieser Sachbehandlung folge auch aus Sinn und Zweck der Vorschrift des § 23 ARegV, mit der die Kompensation der erheblichen Mehrkosten der Netzbetreiber zur Sicherung der Versorgungssicherheit bezweckt werde. Abweichend von der klassischen Kostenregulierung führe die Regelungssystematik der ARegV zu einer Entkoppelung von Kosten und Erlösen während einer Regulierungsperiode von fünf Jahren. Die Entkoppelung von Kosten und Erlösen führe dazu, dass für Netzbetreiber außerhalb eines Basisjahres kein Anreiz bestehe, Investitionen zu tätigen. Blieben Investitionen außerhalb eines Basisjahres bis zum nächsten Basisjahr unberücksichtigt, hätte dies zur Folge, dass die Erlösobergrenze unter Berücksichtigung des t-2-Verzugs erst mit einer Verzögerung von bis zu sieben Jahren angepasst werde. Bei einer dem Übertragungsnetzbetreiber vergleichbaren Aufgabe müsse auch der Verteilernetzbetreiber außergewöhnlich erhöhte Investitionskosten kompensieren können. Dies komme auch in der Begründung zur Verordnung zum Ausdruck (BR Drucks. 417/07, S. 66 f.).

Bei einer Anschlussverpflichtung von Erzeugungsanlagen mit einer Mindestnennleistung von 100 MW sei ein Anschluss an die üblichen Mittelspannungsnetze nicht mehr möglich, sondern ausschließlich ein Anschluss an die Spannungsebene von mindes-



tens 110 kV. In der von der Bundesnetzagentur am 13.10.2011 veröffentlichten Kraftwerksliste mit 676 Kraftwerken finde sich lediglich ein – nicht vergleichbares – Heizkraftwerk mit einer Leistung von 104 MW, das nicht in der Hochspannungsebene angeschlossen sei. Von den Kraftwerken mit einer Mindestnennleistung in Höhe von 400 MW befänden sich ausweislich der Kraftwerksliste lediglich sechs Kraftwerke in der 110 kV-Netzebene. Im Übrigen sei ein Anschluss an die Höchstspannungsebene gewählt worden. Dies zeige, dass sie im vorliegenden Fall einem Übertragungsnetzbetreiber gleichzustellen sei. Die von ihr geplanten Betriebsmittel stellten typische Investitionen eines Übertragungsnetzbetreibers dar. Der Ausbau der Leitungskapazität durch Errichtung zusätzlicher Leitungstrecken oder durch den Einsatz eines Hochtemperatur-Leitenseils sei nicht mehr mit der in der Mittel- oder Niederspannung üblichen Hochspannungsnetzkonfiguration vergleichbar. Vielmehr liege der Ausnahmefall der Mehrfachleitung vor, welcher der Regelnetzkonfiguration eines Übertragungsnetzes entspreche. Belegen lasse sich dies mit einem Beispiel aus dem aktuellen Bericht der Bundesnetzagentur zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte vom 14.03.2011 (Anlage BF 10). Auf Seite 77 werde mit dem „Netzausbau im Raum Wilhelmshaven“ der TenneT TSO GmbH eine Investitionsmaßnahme dargestellt, die mit dem X. vergleichbar sei. Geplant sei dort die Anbindung von zwei Kraftwerken mit 750 MW und 510 MW, also ebenfalls in der Leistungsklasse ab 100 MW. Geplant sei die Errichtung von drei 380-kV-Schaltfeldern, zwei 380/220-kV-Transformatoren und zwei 220-kV-Schaltfeldern. Das seien vergleichbare Maßnahmen

Die Antragstellerin ist der Auffassung, der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV genieße bei Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen eines Verteilernetzvertreibers keinen Vorrang vor dem Instrument des Investitionsbudgets, wenn die Investitionsmaßnahme einen Einzelfall im Sinne des § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV darstelle. Dagegen sprächen der Wortlaut der Vorschrift des § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV und vor allem der Wortlaut und die Entstehungsgeschichte des § 10 ARegV. Hätte der Verordnungsgeber gewollt, dass Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen, die dem Anschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Abs. 1 EnWG dienen, stets durch den Erweiterungsfaktor zu berücksichtigen seien, so hätte er in § 23 Abs. 6 S. 1 ARegV auf die Nennung solcher Maßnahmen verzichtet und sie stattdessen als weitere Parameter in § 10 ARegV aufnehmen können. Gerade dies habe der Ve-

rordnungsgeber nicht getan, sondern die Genehmigungsfähigkeit im Rahmen von Investitionsbudgets ausdrücklich vorsehen.

Die Bundesnetzagentur nehme ein Vorrangverhältnis des Erweiterungsfaktors nicht nur für den Regelfall an, sondern in pauschalierender Weise auch für den Einzelfall, und dass ihr ein freies Ermessen im Sinne einer wahlweisen Zuordnung zustehe. Die vom Verordnungsgeber nach dem Wortlaut des § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV vorgesehenen Parameter, nämlich die Fläche des versorgten Gebietes, die Anzahl der Anschlusspunkte in Stromversorgungsnetzen und der Ausspeisepunkte in Gasversorgungsnetzen sowie der Jahreshöchstlast, erfassten die von ihr geplante Investitionsmaßnahme nicht. Der von der Bundesnetzagentur festgelegte Parameter sei nicht anwendbar. Die Vorschrift des § 10 Abs. 3 Satz 1 ARegV, wonach die Parameter nach Abs. 2 Satz 2 Nr. 4 insbesondere der Berücksichtigung des unterschiedlichen Erschließungs- und Anschlussgrades von Gasversorgungsnetzen dienen, mache deutlich, dass die Vorschrift gerade keinen allgemeinen Auffangtatbestand zur beliebigen Ausweitung des Erweiterungsfaktors darstelle. Der X. stehe in keinerlei Zusammenhang mit dem erwähnten Regelfallbeispiel und scheide deshalb als Einspeisepunkt dezentraler Erzeugungsanlagen im Sinne der Festlegung der Bundesnetzagentur aus. Erfasst werden könnten von der Festlegung ausschließlich solche dezentralen Erzeugungsanlagen, die typischerweise in ein Netzgebiet zu integrieren seien. Dies folge schon aus der amtlichen Begründung, wonach in Gasversorgungsnetzen Gebietserschließung und Kundenanschluss in der Regel sukzessive über einen längeren Zeitraum erfolgten (BR-Drucks. 417/07, S. 50). Aus der Formulierung „in der Regel“ folge ausdrücklich, dass zusätzliche Faktoren im Sinne des § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV keine Einzelfälle, sondern ausschließlich Regelfälle erfassen könnten. Die Regelanschlusskonstellation einer in das Verteilernetz zu integrierenden Erzeugungsanlage zeige jedoch nicht ein Großkraftwerk mit einer Nennleistung von mehreren 100 MW, sondern typischerweise eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie, also eine Erzeugungsanlage mit begrenzter Leistung. Die Begründung zur Festlegung der Bundesnetzagentur bestätige diese Einordnung, wenn sie sich unter Ziff. II. 3.6 bei den in der Hochspannungsebene zu integrierenden dezentralen Erzeugungsanlagen im Wesentlichen auf Ausführungen zu Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien beschränke. Bei dem X. handele es sich gerade nicht um den Netzanschluss eines

kleineren Kraftwerks mit begrenzter Leistung, sondern um ein klassisches Großkraftwerk.

Das von der Bundesnetzagentur selbst in Auftrag gegebene Gutachten zum Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV der CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH vom 10.06.2009 bestätige ihre Auffassung. Das Gutachten – Anlage BF 13, S. 43 – mache deutlich, dass „aufgrund der einzelfallbezogenen Analogie zu Höchstspannungsnetzen ... es für sachgerecht (zu halten ist), die Mehrkosten von Netzverstärkungsmaßnahmen, die aufgrund derartiger (= Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in Hochspannungsnetze) Veränderungen der Versorgungsaufgabe erforderlich sind, im Rahmen von Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 6 ARegV zu behandeln“. Auch dies spreche gegen die Auffassung der Bundesnetzagentur, wonach auch Erweiterungsinvestitionen zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Hochspannungsnetz pauschal dem Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV zuzuordnen seien.

Auch wenn die Bundesnetzagentur grundsätzlich berechtigt wäre, auch für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 MW einen sonstigen Parameter festzulegen, wäre dieses Vorgehen nicht mit § 10 Abs. 3 S. 3 ARegV i.V.m. § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV vereinbar. Danach ergebe sich, dass die Auswahl der zusätzlichen Parameter mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen habe, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Soweit die Bundesnetzagentur für weitere Parameter wissenschaftliche Gutachten einhole, stelle dies zwar die geforderte wissenschaftsbasierte Methodologie dar. In der Einholung eines Gutachtens erschöpften sich die Vorgaben aber nicht. Zumindest müsse sich die Bundesnetzagentur im Sinne eines ermessensfehlerfreien Vorgehens mit den gutachterlichen Ausführungen auseinandersetzen und eine Begründung ihrer abweichenden Auffassung geben. Eine solche Auseinandersetzung nehme die Bundesnetzagentur im Rahmen des als Anlage BF 12 vorgelegten Beschlusses unter den Ziff. II. 3.6 und II. 7 zwar vor. Bei näherer Betrachtung sei jedoch festzustellen, dass sie sich auf Ausführungen zu EEG-Anlagen beschränke. Sie führe aus, dass im Hinblick auf den Ausbau von EEG-Anlagen nicht die Einspeisepunkte in das eigene Netz, sondern die Anzahl der einzelnen Einrichtungen zur Stromerzeugung zu zählen seien. Sie habe übersehen, dass in Einzelfällen auch mittelgroße Kraftwerke an Ver-

teilernetze angeschlossen werden, so dass die im Gutachten aufgeworfene Problematik zu kurz greife. Bestätigt werde diese Einordnung durch die Entstehungsgeschichte der Vorschrift des § 10 ARegV zum Erweiterungsfaktor.

Ein Großteil der erforderlichen Investitionen werde durch den Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV nicht berücksichtigt. Neben den Erweiterungen des Hochspannungsleitungsnetzes sowie der Hochspannungsschaltanlagen zum Anschluss der erweiterten Leitungsverbindungen seien von ihr Maßnahmen auf der Höchstspannung/Hochspannung-Umspannebene durchzuführen. Aus dem für sie für den X. erstellten Gutachten der CONSENTEC Consulting vom 11.05.2011 – Anlage BF 14 – ergebe sich, dass „gemessen an den Anschaffungs- und Herstellungskosten ... die in der HS-Ebene notwendigen Maßnahmen knapp 40 % und die in der HöS-HS-Umspannebene gut 60 % des gesamten Projektvolumens“ verursachten (Gutachten S. 2). Wie bereits ausgeführt, erfasse die in Anlage 2 zur ARegV festgelegte Formel zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung nicht. Die Bundesnetzagentur erkenne dies in der als Anlage BF 9 vorgelegten Veröffentlichung selbst an, indem die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung keine Erwähnung finde. Damit könnten bei Anwendung des Erweiterungsfaktors auf den X. von Verordnungen wegen über 60 % der Investitionskosten nicht erfasst werden. Die Nichtberücksichtigung eines Großteils der anfallenden Kapitalkosten zeige sich auch anhand eines Vergleichs des von ihr beantragten Investitionsbudgets und dem nach Auffassung der Bundesnetzagentur anzuwendenden Erweiterungsfaktor. Werde der X. mit dem Erweiterungsfaktor sachgerecht erfasst, müsste anstelle des von der Bundesnetzagentur angesetzten Faktors von 1,0049 ein Faktor von 1,024 bzw. von 1,29 Anwendung finden.

Bleibe außer Betracht, dass eine Erfassung über den Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ tatsächlich nicht möglich sei, ergäbe sich bei Anwendung der in Anlage 2 zur ARegV festgelegten Formel, dass die Erhöhung der Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen um 1 zu einem Erweiterungsfaktor von 1,0049, also zu einer Erweiterung der Kapitalkosten um etwa 0,5 % führe (vgl. Ziff. 3.2 des Gutachtens Anlage BF 14).

Setze man hingegen bei der Stromkreislänge in der Hochspannungsebene und bei der installierten Transformatorenleistung in der Ebene Höchstspannung/Hochspannung die im Rahmen des Anschlusses der erforderlichen Maßnahmen ins Verhältnis zu den jeweiligen Bestandswerten, so ergäben sich erheblich abweichende Erweiterungsfaktoren (Gutachten Ziff. 3.2). Bei der Stromkreislänge mit einem Bestand von 336 km und einer Erweiterung allein auf der Kabelstrecke von 8 km sowie bei der Transformatorenleistung mit einem Bestand von 1.700 MVA und einer Erweiterung von 500 MVA betrügen die Zunahmen 2,4 % bzw. 9 bzw. 29 %, so dass eigentlich Erweiterungsfaktoren von 1,024 bzw. 1,29 notwendig seien.

Für ihren Anspruch auf Genehmigung eines Investitionsbudgets spreche schließlich, dass diese der einzige Weg sei, um das einzusetzende Eigenkapital in angemessener und daher mit § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG vereinbarer Weise zu verzinsen. Die Höhe der Eigenkapitalverzinsung entspreche dann dem Wert des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes, wenn das gesamte vom Netzbetreiber investierte Kapital als Basis für die Eigenkapitalverzinsung herangezogen werde. Sei die Auffassung der Bundesnetzagentur über die Genehmigung des Anschlusses X. zutreffend, so werde das einzusetzende Eigenkapital aber lediglich mit einem Wert von 4,75 % vor Steuer verzinst, vorausgesetzt der für sie ermittelte Effizienzwert von derzeit 100 % würde sich trotz der investitionsbedingten Mehrkosten nicht verschlechtern.

Der Zeitpunkt der Refinanzierung beginne mit der investitionsbedingt erhöhten Erlösobergrenze. Da in die Erlösobergrenze ab 2014 lediglich Kapitalkosten in Höhe von ca. . . . € mit einfließen, würde eine Refinanzierung ohne Genehmigung des Investitionsbudgets tatsächlich erst ab 2019, sieben Jahre nach Beginn der Investition einsetzen. Die Kapitalkosten würden sodann – ausgehend von den Kapitalkosten des Basisjahres 2016 – mit . . . € in die Erlösobergrenze einfließen und in den Folgejahren entsprechende Erlösrückflüsse herbeiführen. Da sich die Nutzungsdauern jedoch nach den Vorgaben der StromNEV richteten und nicht danach, wann die Investition verdient sei, führe der zeitliche Versatz von sieben Jahren dazu, dass die angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals nicht gelingen könne. Die Verzinsung läge vorliegend bei 4,75 % vor Steuern, wobei der nach Auffassung der Bundesnetzagentur allein anzuwendende Erweiterungsfaktor in Höhe von . . . € ab 2015 schon

berücksichtigt und noch keine Absenkung durch einen Produktivitätsfaktor einbezogen worden sei.

Aufgrund der investitionsbedingten Mehrkosten werde sich ihr Effizienzwert voraussichtlich verschlechtern und in Höhe der Mehrkosten zur Ineffizienz führen. Auf das Ende der anzusetzenden Nutzungsdauer berechnet führten diese geminderten Erlösobergrenzen dann sogar zu einer negativen Verzinsung, wobei der nach Auffassung der Bundesnetzagentur anzuwendende Erweiterungsfaktor in Höhe von . . . € ab 2015 berücksichtigt und noch keine Absenkung durch einen Produktivitätsfaktor einbezogen worden sei.

Die Bundesnetzagentur beantragt,

die Beschwerde zurückzuweisen.

Zur Begründung verweist die Bundesnetzagentur auf den Inhalt des angefochtenen Bescheids. Ergänzend führt sie aus, unstreitig handele es sich um den Anschluss einer Stromerzeugungsanlage. Nach dem eindeutigen Wortlaut des § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV scheitere eine Gleichbehandlung zwischen dem Verteilernetz der Antragstellerin mit einem Übertragungsnetzbetreiber jedoch an der vom Ordnungsgeber bewusst nur für Verteilernetzbetreiber vorgesehenen zusätzlichen Einschränkung des Vorrangs des Erweiterungsfaktors, der bei Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern nicht einschlägig sei. Damit sei die Unterscheidung des Kriteriums Übertragungsnetzbetreiber/Verteilernetzbetreiber bereits durch die Verordnung getroffen worden. Für eine Abgrenzung anhand anderer Kriterien – wie derer der KraftNAV – verbleibe kein Raum. Zudem regle die KraftNAV nach § 1 Abs. 1 die Bedingungen für den Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie, nicht aber die Behandlung der entstehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung.

Das Instrument des Investitionsbudgets für Verteilernetzbetreiber müsse nicht immer dann eingreifen, wenn dieser sich in einer vergleichbaren Situation wie ein Übertragungsnetzbetreiber befinde. Dieser Problematik habe der Ordnungsgeber mit der Vorschrift des § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV Rechnung getragen, wonach auch Verteilernetzbetreiber sich in ähnlichen Situationen wie Übertragungsnetzbetreiber befin-

den könnten. Aus der Verordnungsbegründung lasse sich aber nicht ableiten, inwieweit neben § 10 ARegV ein Anwendungsbereich für § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV verbleiben müsse. Der Verordnungsgeber stelle allein darauf ab, ob der Erweiterungsfaktor vorrangig greife. Es liege daher nicht im freien Ermessen der Bundesnetzagentur, eine wahlweise Zuordnung der Investition zum Investitionsbudget oder zum Erweiterungsfaktor vorzunehmen. Die Bundesnetzagentur sei ermächtigt, der bis dato abschließenden Aufzählung von Parametern in der Verordnung eigene vergleichbare Parameter hinzuzufügen. Von dieser Ermächtigung habe sie Gebrauch gemacht. Die Erweiterung des Anwendungsbereichs des Erweiterungsfaktors sei vom Verordnungsgeber gewollt und bewusst in der Vorschrift des § 10 ARegV angelegt.

Es bestünden auch keine Zweifel, dass der neu aufgenommene Parameter den Kriterien des § 10 Abs. 3 ARegV gerecht werde. Insbesondere sei die betreffende Festlegung zwischenzeitlich bestandskräftig. Die damit einhergehende Verschiebung der Anwendungsbereiche sei in der Verordnung angelegt.

Das Investitionsprojekt der Antragstellerin erfülle die Voraussetzungen des § 10 ARegV und werde somit vom vorrangigen Erweiterungsfaktor erfasst. Es liege eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe vor. Durch den Anschluss des . . . Kraftwerks mit einer Einspeiseleistung bis zu 450 MW ändere sich neben dem zusätzlichen Einspeisepunkt in der Hochspannung ebenfalls der Parameter „Jahreshöchstlast“ gemäß § 10 Abs. 2 Nr. 3 ARegV in der vorgelagerten Umspannebene. Dass die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung, die, wie die Antragstellerin ausführe, im Fall des Anschlusses X. betroffen sei, beim Erweiterungsfaktor keine betrachtete Netzebene sei, spiele in diesem Zusammenhang keine Rolle. Für den Erweiterungsfaktor komme es darauf an, wie sich die Parameter in Gänze änderten, nicht aber, welcher Netzebene die Investitionen zuzuordnen seien. Dies könne u.U. auseinanderfallen. Es bedeute jedoch nicht, dass die Maßnahme nicht durch den Erweiterungsfaktor abgedeckt sei. Der Erweiterungsfaktor gelte nämlich gemäß Anlage 2 zu § 10 ARegV für das gesamte Netz.

Zudem erhöhe sich mit dem Anschluss des Kraftwerks im Netz der Antragstellerin die Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen. Wie bereits ausgeführt,

sei der Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ Gegenstand der Festlegung BK 8-10/004.

Aus der Aussage des Gutachters CONSENTEC könne die Schlussfolgerung, das an das Hochspannungsnetz angeschlossene Großkraftwerk könne nicht als dezentrale Erzeugungsanlage im Sinne des festgelegten Parameters eingeordnet werden, nicht gezogen werden. Zum einen stünden die Aussagen des Gutachters im Zusammenhang mit dem Anschluss von Windkraftanlagen, die in Form von Windparks über einen gemeinsamen Netzanschluss verfügten, und nicht im Zusammenhang mit Großkraftwerken im Sinne des streitgegenständlichen GuD-Kraftwerks. Zum anderen sei Hintergrund des Vorschlags des Gutachters, dass die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen in der Hochspannung stark von der jeweiligen Netzstruktur und der Höhe der installierten dezentralen Erzeugungsleistung abhingen. Anders als in anderen Spannungsebenen sei daher auch aus Sicht der Bundesnetzagentur die pauschale Belastungsgrenze nicht ableitbar, so dass ein individueller Äquivalenzfaktor und eine Abgrenzung über eine pauschale Belastungsgrenze nicht geboten gewesen seien. Bei der Festlegung des zusätzlichen Parameters seien daher die von CONSENTEC aufgezeigten Besonderheiten in der Hochspannung berücksichtigt, indem eine einheitliche Gewichtung des Parameters „Anzahl der Einspeisepunkte“ erfolge. Die Beschlusskammer habe somit in der mittlerweile bestandskräftigen Festlegung eine andere als die vom Gutachter aufgezeigte Lösung über das Investitionsbudget gefunden. Dies sei auch vor dem Hintergrund der Auffassung der Bundesnetzagentur geschehen, wonach § 10 ARegV und § 23 Abs. 6 ARegV auf Sachverhalte, welche durch die Erweiterungsfaktorformel abbildbar seien, nicht kumulativ anwendbar seien. Auch für die Antragstellerin habe die Möglichkeit bestanden, gegen diese Lösung vorzugehen, indem sie gegen die Festlegung Beschwerde hätte einlegen können. Indem die Besonderheit der Hochspannungsebene in dem Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte“ berücksichtigt werde, bleibe für die zusätzliche Genehmigung eines Investitionsbudgets kein Raum.

Es komme nicht darauf an, ob es im Einzelfall durch den Erweiterungsfaktor zu einer Kostenunter- oder Kostenüberdeckung komme, da es sich um ein pauschales Verfahren zur Abbildung von Netzerweiterungen handle. Entscheidend sei, dass die Investitionsmaßnahme grundsätzlich vom Erweiterungsfaktor umfasst werde, so dass



die Genehmigung nach § 23 ARegV nur in Betracht komme, wenn die beantragte Investitionsmaßnahme beim Erweiterungsfaktor überhaupt keine Berücksichtigung finde. Der Antragstellerin sei insoweit zuzustimmen, als die Instrumente Investitionsbudget und Erweiterungsfaktor nicht voll umfänglich kongruent seien. Der Erweiterungsfaktor verfolge einen pauschalen Ansatz, während das Investitionsbudget projektbezogen zu genehmigen sei. Gemeinsam sei ihnen die Zielrichtung, den Netzausbau zu ermöglichen, indem bestimmte Gruppen von Investitionen gegenüber anderen privilegiert werden. Die Unterscheidung sei vom Ordnungsgeber nicht willkürlich getroffen worden. Da die Abgrenzung zwischen den beiden Mechanismen im Einzelfall unvollkommen gewesen sei und regelmäßig zu Abgrenzungsschwierigkeiten geführt habe, sei durch die Ergänzung des § 10 ARegV eine konsistente Vorgehensweise geschaffen worden. Besser- und Schlechterstellungen durch den Erweiterungsfaktor in Bezug auf einzelne Projekte ließen sich bei einer pauschalen Abrechnung nicht vermeiden, insbesondere weil es sich um sprungfixe Kosten handele. Kämen nur einige wenige EEG-Anlagen hinzu, müsse der Netzbetreiber nichts oder nur wenig unternehmen, erhalte aber wegen der zusätzlichen Anschlusspunkte bereits Geld über den Erweiterungsfaktor. Kämen weitere Anlagen hinzu, müsse womöglich das Netz verstärkt werden. Diese Ausgaben würden unter Umständen zumindest stichtagsbezogen nicht vollständig, sondern erst im Zeitablauf über den Erweiterungsfaktor erfasst. Ein stichtagsbezogener Vergleich zwischen den genehmigten Kosten aus dem Erweiterungsfaktor und den Investitionskosten für ein Projekt gehe damit schon grundsätzlich fehl. Die Bundesnetzagentur habe jedoch ermitteln können, dass die insgesamt für alle Verteilernetzbetreiber genehmigten Kosten aus dem Erweiterungsfaktor 2011 (. . . €) in Summe die Investitionskosten deckten (. . . €), wie sich aus dem beigefügten Vermerk, S. 6, ergebe. Hilfsweise werde darauf hingewiesen, dass in den Bescheiden BK 8-09/1002-21 vom 03.09.2009 und BK 9-10/1002-21 vom 12.11.2010 für die Antragstellerin festgelegt worden sei, dass ihre Erlösobergrenze aufgrund des Erweiterungsfaktors für das Jahr 2010 um . . . €, für 2011 um . . . €, für 2012 um . . . € und für 2013 um . . . € anzupassen sei.

Die Berechnungen der Antragstellerin zur Eigenkapitalverzinsung seien nicht bekannt, Aussagen könnten darüber deshalb nicht getroffen werden. Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung sei neben der kalkulatorischen Abschreibung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und der Fremdkapitalverzinsung nur ein Bestandteil zur

Ermittlung der Erlösseite für die Bestimmung der Kapitalrückflüsse. Welche bilanziellen Spielräume von der Antragstellerin genutzt würden, sei nicht bekannt. Ebenso wenig habe die Bundesnetzagentur Kenntnis über die Ausgabenseite zur Bestimmung der Kapitalrückflüsse. Des Weiteren sei nicht absehbar, wie sich der Effizienzwert der Antragstellerin in der dritten Regulierungsperiode entwickeln werde. Für eine sinnvolle Auseinandersetzung mit dem Vortrag der Antragstellerin bedürfte es einer sachgerechten Darstellung und Offenlegung der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Da der Erweiterungsfaktor aber Anwendung finde, könne dies vernachlässigt werden. Sollte der Vortrag der Antragstellerin darauf abzielen, dass der Anschluss des GuD-Kraftwerks für sie wirtschaftlich unzumutbar sei, stehe dafür grundsätzlich das Instrument des Härtefallantrags gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV zur Verfügung. Es sei jedoch nicht Aufgabe des Investitionsbudgets, die Prüfung des Härtefalls vorwegzunehmen oder zu umgehen.

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstands wird auf den Inhalt der Schriftsätze der Parteien mit Anlagen, den Inhalt der Verwaltungsvorgänge und das Sitzungsprotokoll verwiesen.

## **B**

Die zulässige Beschwerde der Antragstellerin hat mit dem Hilfsantrag aus den mit den Parteien in der mündlichen Verhandlung im Einzelnen erörterten Gründen Erfolg. Der Beschluss der gegnerischen Bundesnetzagentur vom 18.07.2011 – Az. BK 4-10-110 -, mit dem sie den Antrag der Antragstellerin vom 29.06.2010 in der geänderten Fassung vom 29.11.2010 auf Genehmigung eines Investitionsbudgets für das Investitionsprojekt „X.“ zurückgewiesen hat, ist rechtswidrig. Die Genehmigung eines Investitionsbudgets scheitert nicht an dem in der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 08.09.2010 – BK 8-10/004 – näher ausgestalteten Vorrang des Erweiterungsfaktors. Entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur findet ihre Festlegung mit den von ihr geschaffenen weiteren Parametern auf das von der Antragstellerin geplante GuD-Kraftwerk keine Anwendung. Die Bundesnetzagentur hat die Antrag-

stellerin unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts erneut zu bescheiden. Der auf die Verpflichtung zur Genehmigung des Investitionsbudgets gerichtete Hauptantrag der Antragstellerin hat keinen Erfolg, weil es der Bundesnetzagentur überlassen bleiben muss, bislang nicht geprüfte Voraussetzungen zur Genehmigung des beantragten Investitionsbudgets – wie etwa die Erheblichkeitsschwelle nach § 23 Abs. 6 ARegV – zum Gegenstand des Genehmigungsverfahrens zu machen.

**1.** Nach § 23 Abs. 6 ARegV können auch Betreibern von Verteilernetzen (zum Zeitpunkt der Entscheidung der Bundesnetzagentur am 18.07.2011 lautete der Wortlaut der Vorschrift noch: „Im Einzelfall“) Investitionsbudgets (nunmehr: Investitionsmaßnahmen) genehmigt werden, und zwar für solche Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen, die durch die Integration von Anlagen nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) oder dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG), zur Durchführung von Maßnahmen im Sinne des Abs. 1 Satz 2 Nr. 6 bis 8 sowie für Netzausbaumaßnahmen, die dem Anschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Abs. 1 EnWG dienen, notwendig werden und die nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 berücksichtigt werden. Hintergrund der Vorschrift ist, dass auch Verteilernetzbetreiber wie Übertragungsnetzbetreiber besonderen Aufgaben unterliegen können, wenn Anlagen nach dem EEG oder KWKG und Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Abs. 1 EnWG anzuschließen sind. Die durch die Neustrukturierung der Energienetze notwendigen Investitionen sollen dann nicht über den Erweiterungsfaktor und – soweit die Kosten von diesem nicht vollständig abgedeckt werden - über eine verzögerte Abbildung im Fotojahr refinanziert werden, sondern durch eine unmittelbare Aktivierung der Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 6 ARegV.

Ein solches besonderes Investitionsvorhaben ist Gegenstand des vorliegenden Verfahrens. Die von der Antragstellerin durchzuführende Ausbaumaßnahme für den X. dient dem Anschluss einer Stromerzeugungsanlage nach § 17 Abs. 1 EnWG. Angegeschlossen werden soll das von der Y. am Standort X. zu errichtende Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit einer geplanten Einspeiseleistung bis zu 450 MW. Aus der Vergleichbarkeit der Ausbaumaßnahme mit den Aufgaben eines Übertragungs-

netzbetreibers leitet die Antragstellerin zu Recht her, dass ihr Anspruch auf Genehmigung des Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 6 ARegV nicht daran scheitern darf, dass sie ein Hochspannungsnetz und nicht ein Höchstspannungsnetz betreibt.

a) Dazu stellt die Antragstellerin unter anderem auf die Vorschriften der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV) ab. Dieser Vergleich hilft allerdings nicht weiter, denn es geht nicht um die Bedingungen für den Netzanschluss einer Anlage, dessen Voraussetzungen durch die Vorschriften der KraftNAV geregelt werden, sondern um den Kostenansatz für die Investition nach § 23 ARegV. § 1 Abs. 1 KraftNAV behandelt die Bedingungen für den Netzanschluss, nicht aber die Behandlung der entstehenden Kosten im Rahmen der kalkulatorischen Kostenrechnung nach § 23 ARegV oder § 10 ARegV.

b) Allerdings zeigt der Vortrag der Antragstellerin zu der Leistung des anzuschließenden Kraftwerks, dass es sich bei dem Projekt um eine Aufgabe handelt, die in aller Regel einem Übertragungsnetzbetreiber obliegt. Von den insgesamt 15 Kraftwerken mit einer Nennleistung von mindestens 100 MW, die in der Bundesrepublik Deutschland vom 4. Quartal 2011 bis Ende 2014 angeschlossen werden, erhalten 13 Kraftwerke einen Anschluss an die Übertragungsnetze. Neben dem GuD-Kraftwerk X., dessen Anschluss den Streitgegenstand des vorliegenden Verfahrens bildet, soll lediglich ein weiteres Kraftwerk, das Gemeinschaftskraftwerk C., an ein Elektrizitäts-Verteilernetz angeschlossen werden. Dies zeigt, dass die Antragstellerin wie ein Übertragungsnetzbetreiber besonderen Aufgaben und erhöhten Kosten ausgesetzt ist.

In der Verordnungsbegründung kommt zum Ausdruck, dass auf die Übertragungsnetzbetreiber „durch gesetzliche Anforderungen in erheblichem Umfang zusätzliche Aufgaben zukommen, die erhöhte Kosten verursachen. Für die aufgrund dieser Anforderungen notwendigen Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze können Investitionsbudgets beantragt und genehmigt werden“ (BR-Drucks. 417/07, S. 66 f.). Gerade vor einer solchen Aufgabe steht die Antragstellerin, die sich ihrer Anschlussverpflichtung auch nicht entziehen kann. Selbst bei verschiedenen vorhandenen Spannungsebenen hätte der An-

schlusspetent grundsätzlich die Wahl, an welche Spannungsebene er angeschlossen werden möchte. § 17 Abs. 1 EnWG begrenzt den Anspruch des Letztverbrauchers nicht auf einen Anschluss an das Stromnetz nach Maßgabe der Bestimmung des Netzbetreibers, sondern räumt ihm im Grundsatz einen Anspruch auf Anschluss an eine von ihm gewählte Netz- oder Umspannebene ein (BGH Kartellsenat, Beschluss vom 23.06.2009 – EnVR 48/08 -). Folgerichtig nimmt die Vorschrift des § 23 Abs. 6 ARegV ebenso und ohne Einschränkung Bezug auf § 17 Abs. 1 ARegV wie die Vorschrift des § 23 Abs. 1 ARegV.

Es ist letztlich auch zwischen der Antragstellerin und der Bundesnetzagentur unstrittig, dass der Antrag auf Genehmigung der geplanten Investitionsmaßnahme im Rahmen eines Investitionsbudgets nach § 23 ARegV vorbehaltlich der bislang nicht geprüften Voraussetzungen erfolgreich wäre, wenn es sich bei der Antragstellerin um einen Übertragungsnetzbetreiber handeln würde.

**2.** Unter Berufung auf das in § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV normierte Vorrangverhältnis des Erweiterungsfaktors durfte die Bundesnetzagentur den Antrag der Antragstellerin auf Genehmigung des Investitionsbudgets nicht zurückweisen.

Grundsätzlich kommt die Genehmigung eines Investitionsbudgets für Verteilernetzbetreiber nach § 23 Abs. 6 S. 1 ARegV nur in Betracht, wenn die Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt wird. Im vorliegenden Fall besteht die Besonderheit, dass die Bundesnetzagentur Tatbestandsmerkmale, die den Begriff der „Änderung der Versorgungsaufgabe“ im Sinne des § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV definieren sollen, selbst festgelegt hat.

Die Beschlusskammer 8 hat mit Festlegung vom 08.09.2010 – BK 8-10/004 – weitere Parameter bestimmt, die bei der Ermittlung des Erweiterungsfaktors Verwendung finden sollen. Für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber ist der Erweiterungsfaktor um den Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ erweitert worden. Zudem soll durch die geänderte Auslegung des Parameters „Jahreshöchstlast“ auch die aufgrund des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen steigende Zahl von Ortsnetzstationen bzw. zusätzliche Umspannkapazität berücksichtigt werden,

sobald das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Umspannebene einen gewissen Schwellenwert überschreitet. Daraus leitet die Bundesnetzagentur her, dass die Genehmigungsfähigkeit des Investitionsbudgets nicht gegeben sei, da die Parameter grundsätzlich die Annahme eines Erweiterungsfaktors zuließen. Die mit der Festlegung geschaffenen weiteren Parameter können indessen an der Genehmigungsfähigkeit des Investitionsbudgets nichts ändern. Die geplante Investitionsmaßnahme wird von der Festlegung nicht erfasst.

a) Grundsätzlich ist die Bundesnetzagentur zur Festlegung weiterer Parameter berechtigt.

§ 10 Abs. 2 Nr. 4 ARegV sieht vor, dass die Regulierungsbehörde nach § 32 Abs. 1 Nr. 3 ARegV Parameter festlegen kann, um eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe im Sinne des § 10 Abs. 1 Satz 1 ARegV abzubilden. Die Vorschrift des § 32 Abs. 1 Nr. 3 ARegV ermächtigt die Regulierungsbehörde ausdrücklich, eine Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 Satz 2 Nr. 4 ARegV zu treffen. Damit soll der Bundesnetzagentur die Möglichkeit gegeben werden, weitere denkbare Veränderungen der Versorgungsaufgabe zu erfassen.

Mit der Ermächtigung zum Erlass der Festlegung, mithin durch einen Verwaltungsakt in Form der Allgemeinverfügung immer wiederkehrende Sachverhalte zu regeln, dürfte aber eine Regelung unvereinbar sein, die vorsieht, dass bei einer inhaltlich auch nur teilweisen Überschneidung der Anwendungsbereiche für das Investitionsbudget und den Erweiterungsfaktor die Regeln über den Erweiterungsfaktor vorrangig sein sollen und der Netzbetreiber ausschließlich einen Erweiterungsfaktor beantragen könne. Damit würde die Bundesnetzagentur in die vom Ordnungsgeber vorgegebene Wertung des § 23 Abs. 6 ARegV eingreifen, wonach Verteilernetzbetreiber bei bestimmten Aufgaben den Übertragungsnetzbetreibern hinsichtlich der Gewährung von Investitionsbudgets gleichzustellen sind. Bildet der Erweiterungsfaktor jedoch die Investitionskosten nur unzureichend ab, kann von "gleichstellen" nicht die Rede sein.

b) Das kann im vorliegenden Fall jedoch offen bleiben. Der mit der Festlegung vom 08.09.2010 – BK 8-10/004 – geschaffene Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ erfasst die geplante Investitionsmaßnahme nicht.

Zwar kann der Festlegung nicht zwingend entnommen werden, dass sie ausschließlich für EEG-Anlagen gelten soll. Die Festlegung spricht allgemein von „dezentraler Einspeisung“ und „dezentralen Erzeugungsanlagen“. Unter Ziffer 3.5. der Festlegung wird zur Definition der dezentralen Einspeisepunkte auf die Definition der Datenabfrage zur Anreizregulierung Bezug genommen, ebenso wie schon im Leitfaden von Mai 2010; dort werden Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen und Einspeisepunkte von EEG-Anlagen genannt. In der Festlegung werden EEG-Anlagen beispielhaft aufgeführt, so unter Ziff. 3.6. „im Hinblick auf Einspeisepunkte von EEG-Anlagen...“, „insbesondere durch den Ausbau von EEG-Anlagen“.

Bei der notwendigen objektiven Betrachtung lässt der Wortlaut der Festlegung in Verbindung mit weiteren Umständen jedoch nur den Schluss zu, dass mit dem zusätzlichen Parameter ausschließlich Erzeugungsanlagen, die üblicherweise an Verteilernetze angeschlossen werden, also solche mit begrenzter Leistung und EEG-Anlagen, erfasst werden sollen. Die Festlegung soll ihrem Zweck nach die typischen Einspeisekonstellationen bei Verteilernetzbetreibern erfassen. Die hier streitgegenständliche Einspeisung auf der Hochspannungs-Ebene ist aber keine typische Konstellation, da sie in aller Regel auf der Höchstspannungs-Ebene erfolgt. Der Festlegung kann nicht entnommen werden, dass sie auch diesen Fall regeln will.

Unter Ziffer (3.4.) der Festlegung heißt es, der zusätzliche Anschluss von Erzeugungsanlagen wirke in der Regel wie ein (Entnahme-)Anschlusspunkt und könne zu einem Erweiterungsbedarf und somit kostentreibend wirken. Der folgende Text, in dem die Bundesnetzagentur darauf hinweist, dass eine genaue Abgrenzung, ob einzelne Netzerweiterungen oder Netzverstärkungen auf den Anschluss einer oder mehrerer Erzeugungsanlagen zurückzuführen seien, schwierig sei, zeigt aber eindeutig, dass mit der Festlegung – entgegen der Äußerung der Mitarbeiterin der Bundesnetzagentur in der mündlichen Verhandlung, es hätten alle dezentralen Einspeisepunkte erfasst werden sollen – keinesfalls die Einordnung eines GuD-Kraftwerks der geplanten Größe erfasst werden kann. Die Einspeiseleistung des GuD-Kraftwerks X. liegt

mit 450 MW um den Faktor 2 – 3 über der üblichen maximalen Belastbarkeit von 110-kV-Leitungen, wie die Gutachter der Antragstellerin, CONSENTEC, in ihrem Gutachten vom 11.05.2011, S. 8, unwidersprochen ausführen. Abgrenzungsschwierigkeiten, auf welchen Anschluss die notwendige Netzverstärkung zurückzuführen ist, kann es unter diesen Umständen nicht geben.

Auch der weitere Inhalt der Festlegung spricht dagegen, dass Kraftwerksanschlüsse in einer Dimension wie der im vorliegenden Fall geregelt werden sollten. Unter (3.6) der Festlegung steht, dass in der Spannungsebene Hochspannung die Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen „im Hinblick auf Einspeisepunkte von EEG-Anlagen als Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 3 Nr. 1 EEG zu zählen“ seien. Das betrifft ausschließlich Anlagen, die unter das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien fallen und nicht ein GuD-Kraftwerk.

Auch der weitere Text unter diesem Punkt zeigt, dass es der Bundesnetzagentur vornehmlich um die Erfassung von EEG-Anlagen geht. In der Festlegung heißt es insoweit, „dass der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen, insbesondere durch den Ausbau von EEG-Anlagen in der Hochspannung Netzstrukturveränderungen und somit auch zusätzliche Kosten zur Folge“ habe. Vor diesem Hintergrund werde der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in der Hochspannung bei der Bestimmung des Erweiterungsfaktors berücksichtigt. Da die Höhe der installierten dezentralen Erzeugungsleistungen einzelner Einspeisungen in der Hochspannung von Fall zu Fall erheblich schwanke, „seien im Hinblick auf den Ausbau von EEG-Anlagen nicht die Einspeisepunkte in das eigene Netz, sondern die Anzahl der einzelnen Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 3 Nr. 1 EEG zu zählen“. Der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in der Hochspannung werde somit nicht wie in den unterlagerten Netzebenen durch die relative Zunahme der Einspeisepunkte selbst, sondern durch die relative Zunahme der hinter den Einspeisepunkten befindlichen einzelnen Einrichtungen bestimmt. Diese Regelungen zeigen, dass die Festlegung im Bereich der Hochspannung ausschließlich die Problematik bei EEG-Anlagen in den Blick nimmt und insofern darauf abzielt, die Einspeisepunkte, die nicht zwangsläufig mit der Anzahl der Erzeugungsanlagen übereinstimmen, für EEG-Anlagen sachgerecht zu definieren. Dieses Verständnis



wird durch die Ausführungen unter Ziffer (7.) der Festlegung zum Verhältnis von Erweiterungsfaktor und Investitionsbudgets bestätigt. Dort heißt es: „Des Weiteren wurde der Besonderheit in der Hochspannung insofern Rechnung getragen, als dass im Hinblick auf den Ausbau von EEG-Anlagen nicht die Einspeisepunkte in das eigene Netz, sondern die Anzahl der einzelnen Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien nach § 3 Nr. 1 EEG berücksichtigt werden“. Zur Begründung wird angeführt, dass in der Hochspannungsebene Anlagen zusammengefasst und über wenige Punkte in das Netz einspeisen, „insbesondere Windparks“, und deshalb die Berücksichtigung der Einspeisepunkte allein zu ungenau wäre, „um zum Beispiel die Erweiterung von Windparks und den hierfür notwendigen Ausbaubedarf abzubilden“. Keine Erwähnung finden Kraftwerke in der hier vorliegenden Dimension, die – wie die Antragstellerin dargelegt hat - regelmäßig nicht an Hochspannungsnetze, sondern an Übertragungsnetze angeschlossen werden und mit erheblichen Investitionskosten einhergehen.

Auch die Anlage 1 zum Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrags auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors zeigt unter 2.1. „Parameter Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ im zweiten Absatz, dass die Festlegung in der Spannungsebene Hochspannung die Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen im Hinblick auf Einspeisepunkte von EEG-Anlagen als Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 3 Nr. 1 EEG erfasst. Als Beispiel wird dort aufgeführt, dass ein Windpark mit fünf Windkraftanlagen als ein Einspeisepunkt mit fünf EEG-Anlagen behandelt wird.

Um all dies geht es im vorliegenden Fall nicht. Es soll ein Kraftwerk mit einer Mindestnennleistung von 400 MW angeschlossen werden. Nach der Kraftwerksliste der BNetzA (vgl. GA 37) sind von den Kraftwerken mit einer Mindestnennleistung von 400 MW lediglich sechs Kraftwerke an die 110 kV-Netzebene angeschlossen. Im Übrigen ist jeweils ein Anschluss an die Höchstspannungsebene gewählt worden. Ein solcher Sachverhalt konnte und sollte nicht mit der Festlegung geregelt werden.

Das Problem hatten auch die von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachter der CONSENTEC gesehen (Gutachten vom 10.06.2009). Sie führen unter Punkt 3.3.5

(Seite 43 des Gutachtens) zu dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in Hochspannungsnetzen aus:

„Aufgrund der einzelfallbezogenen Analogie zur Höchstspannungsnetzen halten wir es für sachgerecht, die Mehrkosten von Netzverstärkungsmaßnahmen, die aufgrund derartiger Veränderungen der Versorgungsaufgabe erforderlich sind, im Rahmen von Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 6 ARegV zu behandeln“. Diese Ausführungen bezogen sich zwar auf den Zubau von Windparks, gelten aber für sonstige dezentrale Erzeugungsanlagen, die üblicherweise an Höchstspannungsnetze angeschlossen werden, gleichermaßen. In Kenntnis der Problematik auf der Ebene der Hochspannung hat die Bundesnetzagentur jedoch – mit Ausnahme für die EEG-Anlagen - keine Regelung getroffen, wonach die von CONSENTEC angesprochenen Mehrkosten in Hochspannungsnetzen bei einer bestehenden Analogie zu Höchstspannungsnetzen von dem Erweiterungsfaktor erfasst werden sollen. Auch das spricht gegen eine Erfassung des vorliegenden Investitionsvorhabens durch die Festlegung. Nur mit diesem Verständnis kann die Festlegung auch nur Anwendung finden, ohne gegen die vom Verordnungsgeber in § 23 Abs. 6 ARegV vorgegebene Bewertung zu verstoßen. Es kann auch nicht angenommen werden, dass die Bundesnetzagentur mit der Festlegung in die Kompetenz des Verordnungsgebers hätte eingreifen wollen.

Bei der notwendigen objektiven Betrachtung lässt der Wortlaut der Festlegung in Verbindung mit den weiteren Umständen daher nur den Schluss zu, dass mit dem zusätzlichen Parameter in der Hochspannung nur dezentrale Einspeisungen mit geringerer Leistungskapazität sowie EEG-Anlagen erfasst werden sollen. Dies muss auch unter dem Gesichtspunkt der für die Antragstellerin notwendigen Rechtsschutzmöglichkeiten in Anbetracht der von der Antragstellerin dargestellten wirtschaftlichen Folgen der verweigerten Genehmigung eines Investitionsbudgets gelten. Die Antragstellerin hätte nämlich die Festlegung andernfalls nicht rechtskräftig werden lassen.

Die finanziellen Auswirkungen der verweigerten Genehmigung des beantragten Investitionsbudgets hat die Antragstellerin anhand der erforderlichen Investitionsmaßnahmen im Einzelnen dargestellt. Neben den geplanten Erweiterungen des Hochspannungsleitungsnetzes und der Hochspannungschaltanlagen zum Anschluss der erweiterten Leitungsverbindungen sind Maßnahmen auf der Höchstspan-

nung/Hochspannung-Umspannebene durchzuführen. Die Antragstellerin berechnet die wirtschaftlichen Nachteile wie folgt:

Maßgeblicher Zeitraum für die Berechnung der wirtschaftlichen Auswirkungen sei der Zeitraum von 2013 bis 2018. Erstmals kostenwirksam solle die für den X. erforderliche Investition im Jahr 2011 werden, da zu diesem Zeitpunkt erstmals eine Aktivierung von Anlagen im Bau erfolge. Eine Berücksichtigung in der Erlösobergrenze sei damit erstmals 2013 möglich. Basisjahr für die zweite Regulierungsperiode ist das Jahr 2011. Der Projektabschluss erfolge erst nach 2011, so dass die Genehmigung bis zum Ende der zweiten Periode, also 2018 zu erteilen sei.

Die für den X. erforderlichen Investitionsausgaben betragen insgesamt . . . € und ergäben folgende Erlösreihe:

Jahr	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Erlös	...	...	...	...	...	...
...						

(TEUR)

Bei der Abbildung über den Erweiterungsfaktor werde ein Teil der Investition durch Berücksichtigung im Basisjahr 2011 und Kostengenehmigung ab 2014 erlöswirksam. Das betreffe anteilig die Investitionsanteile, die in 2011 kostenwirksam werden. Aufgrund der geplanten Fertigstellung im Jahr 2013 könne zusätzlich erstmalig zum 30.06.2014 ein Erlöszuwachs mittels Erweiterungsfaktor ab 2015 beantragt werden. Hieraus ergebe sich ein weiterer Mehrerlös in Höhe von . . . € pro Jahr ab 2015. Daraus folge die Erlösreihe:

Jahr	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Erlös	...	...	...	...	...	...

(TEUR)

Die Summe der ersten Erlösreihe betrage . . . €. Die zweite Erlösreihe ergebe eine Summe in Höhe von . . . €. Das ergebe eine Differenz in Höhe von . . . €. Das sei der wirtschaftliche Nachteil, den die Antragstellerin erleiden würde, wenn das Projekt nicht als Investitionsbudget genehmigt würde.

Auf einen genau zu beziffernden Nachteil der Antragstellerin kommt es indessen nicht an. Auch wenn die Vertreter der Bundesnetzagentur einwenden, die Zahlenangaben der Antragstellerin zu ihren wirtschaftlichen Nachteilen nicht nachvollziehen zu können, so sind damit jedenfalls nicht die in dem Gutachten vom 11.05.2012 (Anlage BF 14, S. 2) dargestellten Feststellungen der von der Antragstellerin beauftragten Gutachter der CONSENTEC bestritten, wonach „gemessen an den Anschaffungs- und Herstellungskosten die in der HS-Ebene notwendigen Maßnahmen knapp 40 % und die in der HöS/HS Umspannebene notwendigen Maßnahmen gut 60 % des gesamten Projektvolumens“ verursachen. Die Gutachter der CONSENTEC weisen auch zutreffend auf die Vorschrift des § 10 Abs. 4 ARegV hin, die eine Anwendung des Erweiterungsfaktors auf Übertragungs- und Fernleitungsnetze ausschließt. Dem Umstand, dass die HöS/HS-Umspannebene regelmäßig im Eigentum der Übertragungsnetzbetreiber steht, entspricht, dass die in der Anlage 2 zur ARegV festgelegte Formel zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung nicht erfasst. In dem Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Erweiterungsfaktor, Stand Mai 2011 (Anlage BF 9) wird die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung auch nicht behandelt. Damit würden bei Anwendung des Erweiterungsfaktors auf den X. über 60 % der Investitionskosten nicht erfasst. Die insoweit entstehenden Kosten könnten nur mit dem im nächsten sog. Fotojahr zu aktivierenden Anteil in die Berechnung der künftigen Erlösbergrenzen einfließen. Der erhebliche wirtschaftliche Nachteil der Antragstellerin infolge einer Versagung der Genehmigung des beantragten Investitionsbudgets liegt damit auf der Hand.

## C

1. Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 S. 1 EnWG. Da die Beschwerde trotz des zurückgewiesenen Hauptantrags ganz überwiegend Erfolg hat, hat die Bundesnetzagentur die Gerichtskosten zu tragen und der Antragstellerin die entstandenen notwendigen Auslagen zu erstatten.

2. Die Festsetzung des Gegenstandswerts für das Beschwerdeverfahren beruht auf § 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO. Das mit der Beschwerde verbundene Interesse der Antragstellerin bemisst der Senat nach der oben im Einzelnen dargestellten Differenz in Höhe von . . . €.

#### **D.**

Der Senat hat die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof gegen diese Entscheidung zugelassen, weil die streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung im Sinne des § 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG haben und die Sicherung einer einheitlichen Rechtsprechung eine Entscheidung des Bundesgerichtshofs entsprechend § 86 Abs. 2 Nr. 2 EnWG erfordert.

#### Rechtsmittelbelehrung:

Die Rechtsbeschwerde kann nur darauf gestützt werden, dass die Entscheidung auf einer Verletzung des Rechts beruht (§§ 546, 547 ZPO). Sie ist binnen einer Frist von einem Monat schriftlich bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf, Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf, einzulegen. Die Frist beginnt mit der Zustellung dieser Beschwerdeentscheidung. Die Rechtsbeschwerde ist durch einen bei dem Beschwerdegericht oder Rechtsbeschwerdegericht (Bundesgerichtshof) einzureichenden Schriftsatz binnen eines Monats zu begründen. Die Frist beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Rechtsbeschwerdegerichts verlängert werden. Die Begründung der Rechtsbeschwerde muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Rechtsbeschwerdeschrift und -begründung müssen durch einen bei einem deutschen Gericht zugelassenen Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Für die Regulierungsbehörde besteht kein Anwaltszwang; sie kann sich im Rechtsbeschwerdeverfahren durch ein Mitglied der Behörde vertreten lassen (§§ 88 Abs. 4 S. 2, 80 S. 2 EnWG).