



## 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 3. Dezember 2014

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

Auf die Beschwerden werden die Beschlüsse der Bundesnetzagentur vom 21.03.2013 (BK4-08-187A03 und BK4-08-197A03) aufgehoben und die Bundesnetzagentur verpflichtet, den Antrag der Antragstellerin vom 30.03.2012 auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für Beschaffung und Anschluss eines zweiten 150/380-kV-Transformators im Umspannwerk Bentwisch unter Beachtung der Rechtsauffassung des Senats neu zu bescheiden.

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

Der Beschwerdewert wird auf € ... festgesetzt.

Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

### **Gründe:**

#### **A.**

Die Beschwerdeführerin betreibt das Übertragungsnetz in den Bundesländern Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Berlin, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Sie ist anbindungsverpflichteter Übertragungsnetzbetreiber für die Offshore-Windparks Baltic 1 und Baltic 2. Der OWP Baltic 1 ist als erster kommerziell betriebener OWP in Deutschland mit einer installierten elektrischen Leistung von 48 MW Anfang April 2011 in Betrieb genommen worden. Im Hinblick auf den OWP Baltic 2 ist die Anbindung von 288 MW elektrischer Leistung geplant. Die Netzanbindung der Beschwerdeführerin befindet sich ebenso wie der OWP Baltic 2 im Bau. Die Offshore-Netzanbindung des OWPs Baltic 2 erfolgt über den OWP Baltic 1. Von der Umspannplattform des OWPs Baltic 2 werden zwei Kabelsysteme zur Umspannplattform des OWPs Baltic 1 gelegt. Der im OWP Baltic 2 erzeugte Strom wird dann über das bereits bestehende und ein weiteres, parallel zu diesem errichtetes Kabelsystem von der Umspannplattform des OWPs Baltic 1 zum Umspannwerk Bentwisch geführt, wo er von 150 kV auf 380 kV umgespannt und in das Onshore-Übertragungsnetz der Beschwerdeführerin eingespeist wird.

Auf den Antrag der Beschwerdeführerin genehmigte die Bundesnetzagentur mit Beschlüssen vom 15.12.2009 Investitionsbudgets für die Projekte „Netzanschluss OWP Baltic 1“ und „Netzanschluss OWP Baltic 2“. Die genehmigten Investitionsbudgets umfassten die Kapitalkosten aus zugrunde liegenden Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von maximal ... Euro (Baltic 1) bzw. .... Euro (Baltic 2). In den berücksichtigungsfähigen Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Projekt „Netzanschluss Baltic 1“ sind die Kosten für die „150-kV-Schaltanlage inkl. Kompensationsanlagen und 150/380-kV-Transformator (Onshore)“ im Umspannwerk Bentwisch enthalten. Aufgrund des vorgesehenen kombinierten Offshore-Netzanbindungskonzepts für beide OWPs berücksichtigte der Ausgangsbescheid vom 15.12.2009 für den „Netzanschluss OWP Baltic 2“ nur die Anschaffungs- und Herstellungskosten für die zusätzlich zur Netzverknüpfung notwendige 150-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Bentwisch.

Mit Schreiben vom 30.03.2012 beantragte die Beschwerdeführerin die Änderung der Ausgangsbescheide für beide Projekte.

Im Hinblick auf den „Netzanschluss OWP Baltic 2“ beehrte sie eine Anpassung des Genehmigungsumfangs. Neben der Ausweitung des bisherigen Lagerhaltungskonzepts und der Einbeziehung der Umspannwerk-Plattformen Baltic 1 und Baltic 2 in die Genehmigung beantragte sie, die Beschaffung und Installation eines zweiten 150/380-kV-Transformators sowie notwendiger Schaltfelder im Umspannwerk Bentwisch in das genehmigte Investitionsbudget aufzunehmen. Zur Begründung wies sie u.a. auf die geplante Erweiterung des OWPs Baltic 1 um zwei Windenergieanlagen hin. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur betraf der Änderungsantrag für das Projekt „Netzanschluss OWP Baltic 2“ zugleich die Investitionsmaßnahme für den OWP Baltic 1. Sie bezog diesen Antrag somit in das den OWP Baltic 1 betreffende Verwaltungsverfahren ein und wies ihn dort zurück (BK4-08-187A03). Auch in dem Verwaltungsverfahren „Netzanschluss OWP Baltic 2“ (BK4-08-197A03) lehnte sie die beantragte Erweiterung um einen zweiten Transformator ab. Zur Begründung führte sie aus, die Genehmigung der den OWP Baltic 1 betreffenden Investitionsmaßnahme könne nur erweitert werden, wenn die Errichtung eines zweiten Transformators für eine sichere Netzanbindung der Gesamtkapazität des OWPs Baltic 1 notwendig sein sollte. Dazu lägen jedoch keine gesicherten Erkenntnisse vor. Die Errichtung eines zweiten Transformators könne auch nicht Teil eines Schadensminderungskonzeptes sein. Entgegen der Auffassung der Antragstellerin umfasse die Regelung des § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG nicht die Errichtung einer n-1-sicheren Anbindung von Offshore-Windparks. Da der vorhandene Transformator zwar stark belastet, jedoch ausreichend sei, handele es sich bei der geplanten Errichtung eines zweiten Transformators um die Herstellung einer n-1-sicheren Anbindung, die nicht vorgesehen und deswegen auch im Rahmen der Investitionsmaßnahme nicht genehmigungsfähig sei.

Die Beschwerdeführerin hat gegen beide Bescheide Beschwerde eingelegt. Die Verfahren sind mit Beschluss vom 20.01.2014 zur gemeinsamen Verhandlung und Entscheidung verbunden worden.

Sie macht geltend, der zweite Transformator solle als Ersatz genutzt werden und im Bedarfsfalle schnell zugeschaltet werden können. So könnte bei Reparaturen und bei geplanten Wartungsarbeiten der Wegfall der Einspeisemöglichkeit verhindert oder bestmöglich zeitlich verkürzt werden. Im Falle einer Beschädigung seien die zu er-

wartenden Ausfallzeiten und damit die Zeiten fehlender Stromeinspeisemöglichkeit erheblich. Mit einer Beschädigung des Transformators müsse – was unstrittig ist - statistisch alle zwanzig Jahre gerechnet werden. Zudem sei mit einer mindestens mehrwöchigen Reparaturzeit zu rechnen. Der Reparaturzeitraum könne sich nochmals signifikant verlängern, weil – ebenfalls - unstrittig nur ein einziges Unternehmen zu einer Reparatur des Transformators in der Lage sei. Bei einer irreparablen Beschädigung, die statistisch alle 40 Jahre eintrete, betrage die Wiederbeschaffungsdauer 24 Monate. Die bei einem Ausfall zu leistenden erwartenden Entschädigungsleistungen an den Betreiber der OWP's lägen höher als die Anschaffungs- und Herstellungskosten für die streitbefangene Maßnahme, so das mit der Installation eines zweiten Transformators die gesamtwirtschaftlichen Kosten minimiert würden.

Die Beschwerdeführerin beantragt,

die Beschlüsse der Bundesnetzagentur vom 21.03.2013 (BK4-08-187A03 und BK4-08-197A03) aufzuheben und diese zu verpflichten, über den Antrag vom 30.03.2012 auf Genehmigung der Beschaffung und des Anschlusses eines zweiten 150/380-kV-Transformators im Umspannwerk Bentwisch unter Beachtung der Rechtsauffassung des Senats neu zu entscheiden.

Die Bundesnetzagentur beantragt,

die Beschwerden zurückzuweisen.

Sie verteidigt die angegriffenen Beschlüsse unter Wiederholung und Vertiefung ihrer Gründe. Die Anschaffung und Installation eines zweiten Umspanntransformators im Umspannwerk Bentwisch sei nicht als Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV genehmigungsfähig.

Die Voraussetzungen des Regelbeispiels des § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 ARegV lägen nicht vor. Ein zweiter Umspanntransformator sei zur Anbindung der Offshore-Anlagen an das Festlandnetz nicht erforderlich. Die Erforderlichkeit könne insbesondere nicht aus einer Verpflichtung zur Beachtung des sog. „n-1“-Kriteriums hergelei-

tet werden, denn dieses gelte bei der Anbindung von Offshore-Anlagen nicht. Die Erforderlichkeit folge auch nicht aus der in § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG normierten Schadensminderungspflicht der Beschwerdeführerin. Maßnahmen zur Schadensminderung seien sowohl nach dem Wortlaut der Vorschrift als auch dem Willen des Verordnungsgebers von dem Regelbeispiel nicht erfasst. Zudem ergebe sich aus der Ratio und der Systematik der §§ 17 e, 17 f EnWG, dass solche Schadensminderungsmaßnahmen, die die Offshore-Haftungsumlage schonten, auch über diese finanziert werden könnten.

Aus dem in § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG enthaltenen Gebot angemessener Entgelte ergebe sich nichts anderes. Dieses verlange nur dann eine Refinanzierung der Kapital- und Betriebskosten, wenn die Errichtung und der Betrieb des zweiten Transformators erforderlich im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV wären.

Die Voraussetzungen des Regelbeispiels nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 2 ARegV lägen ebenfalls nicht vor. Auch im Hinblick auf die privilegierte Integration von EEG- und KWKG-Anlagen fehle es an der Erforderlichkeit der streitgegenständlichen Investitionsmaßnahme zur Integration der OWPs Baltic 1 und Baltic 2 in das Festlandnetz der Beschwerdeführerin.

Ebenso wenig sei die Maßnahme nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV genehmigungsfähig. Sie stelle bereits keine Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition im Sinne des S. 1 dar. Weder erfolge eine Vergrößerung noch eine qualitative Verbesserung der Netzbeschaffenheit. Vielmehr erschöpfe sich die Maßnahme in der Vorbereitung eines Austauschs von Betriebsmitteln und stelle damit eine nicht genehmigungsfähige Ersatzinvestition dar.

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstands wird auf die zwischen den Beteiligten gewechselten Schriftsätze mit Anlagen, den beigezogenen Verwaltungsvorgang der Bundesnetzagentur sowie das Protokoll der Senatssitzung vom 3. Dezember 2014 Bezug genommen.

Die zulässige Beschwerde hat aus den mit den Beteiligten in der mündlichen Verhandlung im Einzelnen erörterten Gründen in der Sache Erfolg.

Die Bundesnetzagentur hat den Antrag, die Beschaffung und Installation eines zweiten 150/380-kV-Transformators im Umspannwerk Bentwisch in die Investitionsmaßnahme für das Projekt „Netzanschluss OWP Baltic 2“ einzubeziehen, mit den angegriffenen Bescheiden zu Unrecht mit der Begründung abgelehnt, es handele sich weder um eine Erweiterungs- noch um eine Umstrukturierungsmaßnahme im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 bzw. S. 2 Nr. 5 ARegV. Sie hat daher den Antrag auf Genehmigung der streitgegenständlichen Investitionsmaßnahme unter Beachtung der Rechtsauffassung des Senats neu zu bescheiden.

1. Gemäß § 23 Abs. 1 Satz 1 ARegV sind Investitionsmaßnahmen für Kapital- und Betriebskosten zu genehmigen, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. In § 23 Abs. 1 Satz 2 ARegV sind bestimmte Maßnahmen aufgeführt, die "insbesondere" als genehmigungsfähige Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen im Sinne von § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV anzusehen sind. Die Vorschrift dient nach ihrem Wortlaut sowie Sinn und Zweck dazu, den Anwendungsbereich des Tatbestandes des Satzes 1 zu veranschaulichen und die Rechtsanwendung in typischen Konstellationen zu vereinfachen. § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV umfasst Investitionen, die vorgesehen sind für Leitungen zur Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See nach § 17 d Abs. 1 und § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG.

Die Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV liegen vor. Die beantragte Teilmaßnahme ist für die Netzanbindung des OWPs Baltic 2 erforderlich und gemäß § 23 Abs. 1 S. Nr. 5 ARegV in die bereits genehmigte Investitionsmaßnahme „Netzanschluss OWP Baltic 2“ einzubeziehen. Sie ist zur Netzanbindung des OWPs Baltic 2 erforderlich.

1. Hierbei kann offen bleiben, welche Fassung von § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV für die Beurteilung des Streitfalles maßgeblich ist. Die Regelung des § 23 ARegV ist seit ihrem Inkrafttreten und zwischen Antragstellung und Entscheidung mehrfach geän-

dert worden. So wird der Gegenstand der Genehmigung in der seit dem 22.03. 2012 geltenden Fassung vom 14.03.2012 nicht mehr als Investitionsbudget, sondern als Investitionsmaßnahme bezeichnet. Zudem ist der in S. 2 enthaltene Katalog von Maßnahmen, die insbesondere als genehmigungsfähig anzusehen sind, mehrfach geändert worden. Die für die Beurteilung des Streitfalls relevanten Tatbestandsvoraussetzungen des § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 5 ARegV sind von diesen sowie den Änderungen zwischen Antragstellung und Erlass des Bescheides indes nicht betroffen. Für die Beurteilung des Streitfalls kommt es allein darauf an, ob die beabsichtigte Installation eines zweiten Transformators „zur Netzanbindung“ im Sinne des Regelbeispiels erforderlich ist.

Schon in der ersten Fassung der Norm erfasste das Regelbeispiel der Nr. 5 Investitionen, die vorgesehen sind für „Leitungen zur Netzanbindung“ von Offshore-Anbindungen. Der Wortlaut der zum Zeitpunkt der Antragstellung am 30.03.2012 geltenden Regelung in der Fassung vom 14.03.2012 wurde zwar in der zum Zeitpunkt der Entscheidung über den Antrag am 21.03.2013 geltenden Fassung vom 28.12.2012 infolge von Anpassungen der in Bezug genommenen Norm des § 17 EnWG geändert. Auch zwischen Erlass der angegriffenen Bescheide und Zeitpunkt der mündlichen Verhandlung erfolgte eine weitere Änderung. In der nunmehr geltenden Fassung vom 21.07.2014 heißt es, dass Leitungen zur Netzanbindung von „Windenergieanlagen auf See“ (zuvor: Offshoreanlagen) erfasst werden. Es handelt sich damit um rein redaktionelle, die streitige Rechtsfrage inhaltlich nicht betreffende Änderungen. Das OWP Baltic 2 stellt unstreitig eine unter jede Version des Wortlauts der Nr. 5 zu subsumierende Anlage dar.

**2.** Auch wenn es sich bei dem Transformator nicht um eine „Leitung“ im eigentlichen Sinne handelt, wird die Maßnahme vom Tatbestand des § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 5 ARegV erfasst. Darunter fallen nach der bisherigen Genehmigungspraxis nicht nur die eigentlichen Netzanbindungsleitungen, sondern auch die weiteren Maßnahmen, die für den Netzanschluss eines OWPs notwendig sind. Dementsprechend hat die Bundesnetzagentur im Ausgangsbescheid vom 15.12.2009 zur Investitionsmaßnahme „Netzanschluss Baltic 1“ auch die Anschaffungs- und Herstellungskosten der im Umspannwerk Bentwisch erforderlichen Betriebsmittel für die Netzverknüpfung, unter anderem für den bereits installierten 150/380-kV-Transformator, berücksichtigt und

die Investitionsmaßnahme nicht auf die Netzanbindungsleitungen im engeren Sinne beschränkt. Zudem genehmigte sie in dem streitbefangenen Beschluss vom 21.03.2013 (BK8-08-197A03) die Erweiterung des Lagerhaltungskonzepts für die Vorhaltung von Reservetechnik wie Reservekabel, Turntables und Muffen mit der Begründung, es handele sich um eine Erweiterungsinvestition gemäß § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV, obgleich ein Lagerhaltungskonzept erkennbar keine Leitung im engeren Sinne darstellt. Im Übrigen macht die Bundesnetzagentur auch nicht geltend, dass die Genehmigungsfähigkeit nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV schon deswegen entfalle, weil es sich bei dem Transformator nicht um eine Leitung handele.

**3.** Das Regelbeispiel des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV setzt nach seinem Wortlaut und seiner Ratio für die Genehmigungsfähigkeit von Investitionsmaßnahmen voraus, dass deren Vornahme für die Anbindung der Offshore-Anlagen an das Festlandnetz notwendig ist. Dies ist nicht im Sinne einer technisch notwendigen Bedingung, ohne die der Anschluss nicht durchzuführen wäre, sondern dahingehend zu verstehen, dass auch Maßnahmen umfasst werden, die der Verhinderung von Schäden durch den Ausfall bzw. die Unterbrechung der Stromeinspeisemöglichkeit dienen und die Betriebssicherheit erhöhen.

**a.** Die Installation eines weiteren Transformators ist nicht im Sinne einer zwingenden technischen Bedingung notwendig. Die Netzanbindung funktioniert derzeit und in absehbarer Zukunft auch ohne zweiten Transformator.

Die streitgegenständliche Investition ist nicht schon wegen einer gegenwärtigen Überlastung des vorhandenen Transformators erforderlich. Wie die Beschwerdeführerin im Rahmen des Beschwerdeverfahrens ausführt, ist der vorhandene Transformator zu ...% und damit stark ausgelastet, aber nicht überlastet.

Auch eine zukünftig zu erwartende Erhöhung der Belastung des vorhandenen Transformators führt nicht dazu, dass derzeit die Installation eines zweiten Transformators zur Aufrechterhaltung der Netzanbindung zwingend erforderlich wäre. Die von der Beschwerdeführerin im Antragsverfahren zur Begründung herangezogene geplante Erweiterung des OWPs Baltic 1 um zwei Windenergieanlagen (maximal ... MW) führt nicht zu einer Überlastung des Transformators. Die ursprünglich geplante Leistungserzeugung in Höhe von ...MW ist auf die gegenwärtig erbrachte Auslastung von 288

MW reduziert worden. Angesichts der Differenz zur ursprünglich geplanten Auslastung von ... MW führt ein eventueller Zuwachs von ...MW nicht zur Überlastung.

Eine eventuelle Ausweitung der Anbindung von Offshore-Anlagen im Rahmen des Projektes „Combined Grid Solution“ vermag die Genehmigungsfähigkeit eines weiteren Transformators im Rahmen der Projekte „Netzanschluss OWP Baltic 1 und 2“ ebenfalls nicht zu begründen. Sollte eine Ausweitung der Anbindung erfolgen und die Anbindung an das Festlandnetz einen zweiten Transformator erfordern, wäre eine Berücksichtigung im Rahmen der dieses Projekt betreffenden Investitionsmaßnahme (BK4-10-097) möglich. Darauf weist die Bundesnetzagentur ausdrücklich hin.

Dass die Installation eines zweiten Transformators keine technisch zwingende Anschlussbedingung ist, folgt im Übrigen bereits daraus, dass ausweislich des Vorbringens der Beschwerdeführerin die streitgegenständliche Maßnahme nicht der Aufrechterhaltung der Netzanbindung, sondern der Schadensverhinderung dient.

**b.** Entgegen der in der Beschwerdeerwiderung vertretenen Auffassung der Bundesnetzagentur ist eine Maßnahme jedoch nicht nur dann zur Netzanbindung notwendig, wenn ohne sie die Netzanbindung technisch unmöglich wäre. Ein solches Verständnis steht bereits im Widerspruch zu der von der Bundesnetzagentur bislang geübten Vorgehensweise. So hat die Bundesnetzagentur mit dem angegriffenen Bescheid vom 21.03.2013 (BK4-08-197A03) die Ausweitung des bisherigen Lagerhaltungskonzepts als – weitere – Teilinvestitionsmaßnahme des Projekts „Netzanschluss OWP Baltic 2“ mit der Begründung genehmigt, es handele sich um eine Erweiterungsinvestition im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 ARegV und hierzu ausgeführt, dass die Ausweitung notwendig sei, um ungeplante Nichtverfügbarkeiten und die aus diesen resultierenden Schäden zu reduzieren. Damit hat sie zu Recht dem Umstand Rechnung getragen, dass die Anbindung nicht nur einmal herzustellen ist, sondern darüber hinausgehende Maßnahmen und Investitionen erforderlich sind, um sie weitgehend störungsfrei aufrecht zu erhalten. Angesichts des Wartungsbedarfs und der Störanfälligkeit zählt dazu auch die Bevorratung mit Ersatzteilen, so dass die Bundesnetzagentur die beantragten Investitionen zu Recht für genehmigungsfähig gehalten hat.

Der Aufbau sowie die Ausweitung des Lagerhaltungskonzepts sind indes ebenso wie die Installation eines zweiten Transformators Maßnahmen zur Schadensverhinderung bzw. – minimierung. Die bevorrateten Ersatz- und Reserveteile sollen für anfal-

lende Ausbesserungs- und Reparaturarbeiten eingesetzt werden. Die Erweiterung der Lagerhaltung von Ersatzteilen ist nicht für die Anbindung als solche, sondern für die störungsfreie Aufrechterhaltung der Netzanbindung und damit für die Verhinderung von Schäden durch Unterbrechung der Anbindung erforderlich. Eine notwendige technische Bedingung für die Netzanbindung stellt sie jedoch nicht dar, denn diese ist unabhängig von der Art und Umfang der Bevorratung von Ersatzteilen realisierbar.

c. Allerdings fallen unter § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV auch nicht sämtliche Maßnahmen, die lediglich mittelbar der Netzanbindung dienen oder mit dieser in einem irgendwie gearteten Zusammenhang stehen. Dies folgt schon daraus, dass § 23 Abs. 1 Satz 2 ARegV Maßnahmen aufführt, die für die in Satz 1 genannten Ziele typischerweise notwendig sind und deswegen genehmigungsfähige Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen darstellen.

Ob eine Maßnahme zur Netzanbindung notwendig ist, ist im Lichte der spezifischen Regelungen des EnWG zur Anschlussverpflichtung zu entscheiden: § 17 d Abs. 1 S. 1 EnWG normiert die Pflicht des anbindungsverpflichteten Netzbetreibers, die für die Netzanbindung erforderlichen Leitungen zu errichten und zu betreiben. Die Verletzung dieser Pflichten wird sanktioniert: So ist der anbindungsverpflichtete Netzbetreiber gemäß § 17 e Abs. 1 S. 1 EnWG gegenüber dem Betreiber der Offshore-Anlage verpflichtet, ab dem 11. Tag der Störung der Anbindung verschuldensunabhängig eine Entschädigung für entstandene Vermögensschaden zu zahlen. Bei einer fahrlässigen Verursachung kann der Netzbetreiber gemäß § 17 f Abs. 1 S. 1 EnWG einen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern stattfindenden horizontalen Belastungsausgleich verlangen. Allerdings trägt er bei fahrlässiger Verursachung einen nicht dem Belastungsausgleich unterfallenden Eigenanteil, der abhängig von der Schadenshöhe gestaffelt ist und bei nicht grobfahrlässiger Verursachung auf maximal 17,5 Mio. Euro pro Schadensfall begrenzt ist.

Neben der schadensersatzbewehrten Errichtungs- und Betriebspflicht enthält das EnWG weitere Sekundärpflichten. So sieht § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG ausdrücklich vor, dass der anbindungsverpflichtete Netzbetreiber alle möglichen und zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen hat, um einen Schadenseintritt nicht nur zu minimieren, sondern einen solchen auch zu verhindern. Tritt ein Schaden ein, der durch zumut-

bare Maßnahmen zu verhindern gewesen wäre, trifft den Netzbetreiber der Vorwurf einer fahrlässigen Schadensverursachung.

Zum Pflichtenkreis des anbindungsverpflichteten Netzbetreibers gehört demnach nicht nur die Vornahme der Anbindung als solcher, sondern auch das Ergreifen von Maßnahmen, die der Aufrechterhaltung der Anbindung und der Verhinderung von Schäden durch Störungen/Unterbrechungen der Anbindung dienen. Für die Annahme, dass nicht nur die reinen Netzverknüpfungsmaßnahmen, die der anbindungspflichtige Netzbetreiber nach § 17 d Abs. 1 S. 1 EnWG durchzuführen hat, sondern auch solche Investitionen von § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV erfasst werden, die zum Pflichtenkreis des Netzbetreibers nach § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG gehören und die der Aufrechterhaltung eines ordnungsgemäßen, störungsfreien Netzbetriebs dienen, spricht, dass der Wortlaut des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV zwischen diesen Maßnahmen nicht differenziert. Auch der Sache nach erscheint eine Gleichbehandlung geboten: Der Anschluss von Windenergieanlagen bildet einen Teilaspekt des bedarfsgerechten Netzausbaus, der auch die Anbindung von Offshore-Anlagen umfasst. Um die offshore generierte Energie weiterleiten zu können, ist nicht nur der Übergabepunkt zu errichten, sondern es sind weitere Maßnahmen erforderlich, um eine weitgehend störungsfreie Weiterleitung zu gewährleisten. Dementsprechend sieht § 17 d Abs. 1 S. 1 EnWG nicht nur eine Verpflichtung zum eigentlichen Anschluss vor, sondern statuiert weitergehende, den Betrieb betreffende Pflichten.

Insoweit ist auch unschädlich, dass Begünstigter der Errichtungs- und Betriebspflicht der OWP-Betreiber ist, während von der Erfüllung der Verpflichtungen nach § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG der Übertragungsnetzbetreiber selbst profitiert. Maßgeblich ist, dass der Anschluss von Windenergieanlagen als Teil des bedarfsgerechten Netzausbaus rechtlich wie tatsächlich Maßnahmen erfordert, die über die reine Verknüpfung hinausgehen. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Gleichbehandlung der unterschiedlichen Zielsetzungen dienenden Investitionen nach § 17 d Abs. 1 S. 1 und § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG bei der Frage der Genehmigungsfähigkeit als Investitionsmaßnahme geboten.

Der Einbeziehung der nach § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG gebotenen Schadensverhinderungsmaßnahmen in den Tatbestand des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV stehen weder der Wortlaut noch die Entstehungsgeschichte des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV entgegen. Zwar verweist § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV nur auf § 17 d Abs. 1 S. 1

EnWG und nicht auf § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG. Die Bezugnahme auf § 17 d Abs. 1 bzw. § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG dient der Bezeichnung der anzuschließenden Anlagen und greift den im EnWG verwandten technischen Begriff der Windenergieanlage auf See bzw. der Offshore-Anlage gemäß § 17 Abs. 2 a EnWG a.F. auf. Damit wird verdeutlicht, dass es um den Anschluss von Windenergie- bzw. Offshore-Anlagen im Sinne des EnWG geht und ausschließlich Investitionen genehmigungsfähig sind, die Anlagen nach dem Offshore-Netzentwicklungsplan (§ 17 d Abs. 1 S. 1 EnWG) bzw. entsprechend den Vorgaben von Planfeststellungsverfahren errichtete Hochspannungsleitungen betreffen (§ 43 Satz 1 Nr. 3 EnWG). Nicht genehmigungsfähig sind dagegen Investitionen, die dem Anschluss anderer Windenergieanlagen oder der Errichtung nicht behördlich genehmigter Hochspannungsleitungen dienen. Die fehlende Bezugnahme auf § 17 f EnWG belegt jedoch nicht, dass nach dem Willen des Verordnungsgebers Maßnahmen zur Schadensverhinderung nicht als Investitionsmaßnahme refinanzierbar sein sollen.

Der Senat teilt nicht die Rechtsansicht der Bundesnetzagentur, wonach Maßnahmen nach § 17 f Abs. 3 EnWG, die die Haftungsumlage und damit letztlich die Volkswirtschaft entlasten sollten, nicht zugleich der Anbindung von Offshore-Anlagen dienen könnten. Richtig ist, dass durch die gesetzlich vorgesehene Verpflichtung, Schadensverhinderungs- und -minderungsmaßnahmen zu ergreifen, die Haftungsumlage entlastet werden soll. Diesem Zweck dient die in Rede stehende Maßnahme, indem sie bei einem möglichen Ausfall des Transformators die fortgesetzte Stromeinspeisung sicherstellen und damit die Verpflichtung zur Zahlung umlagefähiger Entschädigungen vermeiden soll. Die Einordnung als Schadensverhinderungsmaßnahme lässt jedoch auch nach der bisherigen Genehmigungspraxis die Genehmigungsfähigkeit als Investitionsmaßnahme nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV nicht entfallen. Zwar hat die Bundesnetzagentur im Termin zur mündlichen Verhandlung ausdrücklich darauf hingewiesen, dass Investitionsmaßnahmen für die Installation von Ersatztransformatoren prinzipiell nicht genehmigt werden. Unstreitig ist jedoch die Lagerhaltung von Ersatzteilen als Investitionsmaßnahme genehmigt worden, obgleich es sich insoweit ebenfalls um eine Maßnahme nach § 17 f Abs. 3 EnWG handelt, da auch sie der Vermeidung längerer Ausfallzeiten dient.

Der Auffassung der Bundesnetzagentur, die Kosten für den zweiten Transformator seien aus der Offshore-Haftungsumlage zu finanzieren, so dass es einer Finanzierung über das Instrument der Investitionsmaßnahme nicht bedürfe und eine Genehmigung nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV nicht erforderlich sei, schließt sich der Senat nicht an. § 17 f Abs. 1 EnWG sieht einen horizontalen Belastungsausgleich der Betreiber von Übertragungsnetzen für die ihnen entstehenden Kosten für Entschädigungszahlungen nach § 17e sowie die Möglichkeit vor, diese Kosten als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf Letztverbraucher umzulegen. Dass aus der Haftungsumlage Kosten für Schadensverhinderungsmaßnahmen finanziert werden können, ergibt sich dagegen nach dem Wortlaut und dem Zweck der Vorschrift nicht. Umgelegt und ausgeglichen werden allein die Entschädigungsleistungen, zu denen Netzbetreiber nach § 17 e EnWG unter bestimmten Voraussetzungen gegenüber den Betreibern von Windenergieanlagen verpflichtet sind. Die Annahme der Bundesnetzagentur, aus § 17 f Abs. 1 S. 1 EnWG folge, dass der Gesetzgeber den Wälzungsmechanismus auch auf Kosten ausgedehnt habe, die über die gezahlten Entschädigungsleistungen hinausgingen, so dass dem anbindungsverpflichteten Netzbetreiber die Möglichkeit zu geben sei, die Kosten von Schadensminderungsmaßnahmen umzulegen, geht fehl. Die Regelung des § 17 f Abs. 1 S. 1 EnWG zählt die umlagefähigen Kosten abschließend auf. Kosten für Schadensverhinderungsmaßnahmen gehören nicht dazu.

Die Notwendigkeit der Maßnahme entfällt entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur auch nicht deswegen, weil eine Verpflichtung zur Beachtung des sog. „n-1“-Kriteriums bei der Netzanbindung von Offshore-Anlagen unstreitig nicht besteht. Während der sichere Netzbetrieb an Land die Beachtung allgemein anerkannter Regeln erfordert, zu denen auch das sogenannte „n-1“- Kriterium gehört, findet diese Regel bei der Netzanbindung von Offshore-Anlagen keine Anwendung und muss vom anschlussverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber nicht beachtet werden (vgl. BT-Drs. 17/10754, S. 26 und BT-Drs. 17/11269, S. 33). Der Netzbetreiber ist auch nach § 17 f Abs. 3 EnWG damit nicht zu Schadensverhinderungsmaßnahmen verpflichtet, die einer vollständig n-1 – sicheren Anbindung der Offshore-Anlage entsprechen, so dass die Erforderlichkeit der Installation eines zweiten Transformators nicht aus dem Gebot der „n-1 – Sicherheit“ abgeleitet werden kann. Zugleich könnten zur vollständigen n-1 – Sicherheit führende Maßnahmen auch über das nach § 17 f

Abs. 3 S. 1 Zumutbare und Gebotene und damit zugleich über das zur Netzanbindung Notwendige im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV hinausgehen. Ob derartige Maßnahmen schon deswegen nicht genehmigungsfähig wären, kann jedoch im Streitfall dahinstehen, denn unstreitig wird eine vollständig n-1 – sichere Ausgestaltung der Anbindung durch die Installation eines zweiten Transformators nicht erreicht. Offenbleiben kann auch, ob – wie die Bundesnetzagentur meint - durch die geplante Maßnahme zwar keine vollständige n-1 – Sicherheit der Anbindung, aber eine dem n-1 – Kriterium genügende Ausgestaltung des zum Anbindungssystem gehörenden Transformators erreicht wird. Darauf kommt es schon deswegen nicht an, weil zumutbare und gebotene Schadensverhinderungsmaßnahmen nach § 17 Abs. 3 S. 1 EnWG typischerweise jedenfalls teilweise zu einem n-1 – Standard führen können.

Die weiteren systematischen Einwände gegen eine Genehmigungsfähigkeit rechtfertigen keine andere Bewertung. Die Auffassung der Bundesnetzagentur, eine Anerkennung als Investitionsmaßnahme käme einer vom Verordnungsgeber nicht gewollten „Überkompensation“ gleich, vermag nicht zu überzeugen. Dass sich der Netzbetreiber einerseits einer verschuldensunabhängigen Haftung ausgesetzt sieht und zugleich zu Schadenshinderungsmaßnahmen verpflichtet ist, ist darauf zurückzuführen, dass die Kosten für die Haftung jedenfalls teilweise umgelegt werden können. Eine Überkompensation der durch eine gestörte Anbindung eintretenden Schäden ergibt sich dadurch schon deswegen nicht, weil die durch § 17 f Abs. 3 EnWG vorgesehenen Maßnahmen zur Verhinderung bzw. Minimierung eines Schadens zur Entlastung der dem schadensersatzpflichtigen Netzbetreiber zu Gute kommenden Haftungsumlage führen sollen.

Sollte der Hinweis auf eine „Überkompensation“ dagegen in dem Sinne zu verstehen sein, dass die Beschwerdeführerin nicht Maßnahmen, zu deren Vornahme sie verpflichtet ist, über das Instrumentarium der Investitionsmaßnahmen refinanzieren und zugleich eine Umlagemöglichkeit für Kosten beanspruchen könne, die ihr bei einem Schadensfall und einer Störung der Einspeisemöglichkeit durch von ihr zu leistende Entschädigungszahlungen entstehen würden, überzeugt auch dieses Argument nicht. Die Beschwerdeführerin wird durch die Anerkennung als Investitionsmaßnahme nicht ungerechtfertigt begünstigt, weil durch diese Maßnahme eine umzulegende Entschädigungszahlung gerade vermieden wird.

d. Die in dem angegriffenen Beschluss und der Beschwerdeerwiderung angeführten Gründe rechtfertigen auch unter Berücksichtigung der Erläuterungen der Bundesnetzagentur im Termin zur mündlichen Verhandlung eine Differenzierung zwischen der – zu Recht als Investitionsmaßnahme genehmigten - Vorratshaltung von Kabeln, Muffen und sonstigen Ersatzteilen einerseits und der Installation eines weiteren Transformators nicht. Die Argumentation, die Vorratshaltung von Kabeln, Muffen etc. sei „auch in Summe untrennbar mit der eigentlichen Investitionsmaßnahme“ verbunden, während dies für die Bevorratung mit einem zweiten Transformator nicht gelte, vermag eine unterschiedliche Behandlung in der Sache nicht zu rechtfertigen. Soweit die Bundesnetzagentur ausgeführt hat, die Vorratshaltung diverser Kabelersatzteile diene dem vorhandenen Anbindungskabel, während die streitgegenständliche Maßnahme der gleichfalls nicht genehmigungsfähigen Verlegung eines zweiten Kabels entspreche, verkennt sie, dass nach dem unstreitigen Vorbringen der Beschwerdeführerin eine Reparatur des Transformators nur von einem Unternehmen ausgeführt und mehrere Wochen dauern würde. Die Bevorratung mit einzelnen Austauschteilen würde demnach den durch eine mehrwöchige Unterbrechung der Stromeinspeisung eintretenden Schaden nicht verhindern können. Insoweit besteht ein sachlicher Unterschied zum Kabel, das durch den Austausch bzw. die Reparatur einzelner Betriebsteile wie einer Muffe etc. zügig wiederhergestellt werden kann. Während somit im Hinblick auf die Anbindungsleitung die Bevorratung mit Ersatzteilen eine wirksame und effektive Schadensverhinderungsmaßnahme darstellt und die Verlegung eines vollständigen Ersatzkabels unter Schadensverhinderungsgesichtspunkten nicht erforderlich ist, gilt im Hinblick auf den Transformator, dass eine zügige Wiederherstellung der Stromeinspeisung nur durch die Bevorratung mit einem Ersatzgerät zu gewährleisten ist. Dessen Installation ist somit der Sache nach durchaus mit der Lagerhaltung von Ersatzteilen und gerade nicht mit der Verlegung eines Ersatzkabels vergleichbar. Auch die weiteren von der Bundesnetzagentur gegen eine Vergleichbarkeit vorgebrachten Gesichtspunkte vermögen nicht zu überzeugen: Dass die Vorratshaltung von Kabeln, Muffen und ähnlichen Ersatzteilen regelmäßigen Ausbesserungsarbeiten zuzuordnen sei, der Austausch des einzigen zur Anbindung vorhandenen Transformators dagegen einen „äußerst erheblichen Eingriff in das Anbindungssystem“ darstelle, ist nicht anzunehmen. Vielmehr hat die Beschwerdeführerin unwidersprochen vorgetragen, dass der Austausch von Kabelteilen nicht regelmäßig vor-

genommen werde, sondern im Zusammenhang mit kabelbedingten Reparaturen im Störfall. Es mag im Kabelbereich häufiger zu derartigen Störungen kommen als zu einem Schaden am Transformator und der Austausch des Transformators stellt die in jeder Hinsicht umfangreichere Reparatur- bzw. Schadensminimierungsmaßnahme dar. In tatsächlicher Hinsicht handelt es sich bei einem Austausch damit durchaus um einen „erheblichen Eingriff“. Dies allein rechtfertigt aber keine Differenzierung hinsichtlich der Genehmigungsfähigkeit der Ersatzbeschaffung.

**e.** Schließlich erfasst § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG auch die präventive Ersatzbeschaffung von Betriebsteilen, auch wenn diese den eigentlichen Schadenseintritt an dem zu ersetzenden Betriebsteil nicht verhindert. Nach der Ratio der Regelung, den Umfang der umzulegenden Entschädigungszahlungen möglichst gering zu halten, sind Netzbetreiber nicht nur verpflichtet, diejenigen Maßnahmen zu ergreifen, die den unmittelbaren Schadenseintritt verhindern, z.B. ordnungsgemäße Wartungs- und Kontrollarbeiten durchzuführen, sondern auch Vorsorge zu treffen, um die Folgen eines Schadensfalls möglichst überschaubar zu halten. Dies hat die Bundesnetzagentur im Hinblick auf die Erweiterung des Lagerhaltungskonzeptes auch anerkannt und die Notwendigkeit damit begründet, dass die Bevorratung mit Ersatzteilen dazu diene, die Schäden aus ungeplanten Nichtverfügbarkeiten zu reduzieren. Zudem ergibt sich aus der Gesetzesbegründung zu § 17 f EnWG, dass mögliche Maßnahmen auch die „Bevorratung von Ersatzteilen“ umfassen können (vgl. BT-Drs. 17/10754, S. 31).

Auch angesichts des Vorbringens der Beschwerdeführerin, wonach eine zu einem Ausfall führende Beschädigung des Transformators statistisch alle 20 Jahre auftritt, ergeben sich keine durchgreifenden Zweifel daran, dass die Beschaffung eines als Ersatzteils einzusetzenden Transformators eine zumutbare Schadensverhinderungsmaßnahme im Sinne des § 17 f Abs. 3 S. 1 EnWG darstellt. Der Zeitpunkt eines Schadenseintritts ist unvorhersehbar und die Beschwerdeführerin kann sich nicht darauf verlassen, dass ein Schadensfall erst nach 20 Jahren Betriebsdauer auftritt. Die statistische Wahrscheinlichkeit besagt vielmehr, dass mit jedem schadensfrei verlaufenden Betriebsjahr der Eintritt einer Beschädigung wahrscheinlicher wird. Darüber hinaus entspricht die Installation eines zweiten Transformators schon zum jetzigen Zeitpunkt dem vom Gesetzgeber verfolgten Ziel. Durch die Regelungen in §§ 17 e, f EnWG sollte zum einen für die Betreiber von OWP Investitionssicherheit ge-

schaffen werden. Zum anderen sollten die anschlussverpflichteten Netzbetreiber vor existenzgefährdenden Schadensersatzzahlungen bewahrt und die Netznutzer und Letztverbraucher möglichst gering belastet werden (vgl. BT-Drs. 17/10754 und BT-Drs. 17/11705). Diesem Ziel dient die Verpflichtung der Netzbetreiber, den Umfang der umzulegenden Entschädigungsleistungen durch zumutbare und volkswirtschaftlich sinnvolle Maßnahmen von vornherein weitestmöglich zu begrenzen. Da ausweislich des insoweit unstreitigen Vorbringens der Beschwerdeführerin jede Beschädigung des Transformators mindestens zu einer mehrwöchigen und damit entschädigungspflichtigen Unterbrechung der Einspeisemöglichkeit führt, stellt die Bevorratung mit einem unmittelbar zur Verfügung stehenden Ersatzteil faktisch die einzige Möglichkeit dar, einen Schaden beim Betreiber des OWP und eine Belastung der Umlage zu vermeiden. Da nach dem ebenfalls unstreitigen Vorbringen der Beschwerdeführerin in der Beschwerdebegründung die Anschaffungskosten für den zweiten Transformator deutlich unter den zu erwartenden Entschädigungsleistungen liegen, ist die Beschaffung des Ersatztransformators die volkswirtschaftlich sinnvollste und nach dem Sinn und Zweck der Regelungen auch gebotene Maßnahme zur Schadensverhinderung.

Die Beschaffung und Installation des zweiten Transformators ist im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. ARegV zur Netzanbindung notwendig und stellt damit eine genehmigungsfähige Investitionsmaßnahme dar.

**II.** Zudem ist die Maßnahme auch als Umstrukturierungsinvestition nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV genehmigungsfähig. Unter den Begriff der Umstrukturierungsmaßnahme kann jede Maßnahme subsumiert werden, mit der technische Parameter geändert werden, die für den Netzbetrieb erheblich sind. Hierunter fallen zum Beispiel qualitative Verbesserungen der Netzbeschaffenheit, ohne dass die Maßnahme zusätzlich grundlegende Bedeutung haben oder mit besonders hohen Kosten verbunden sein muss (BGH, Beschluss vom 17.12.2013, EnVR 18/12). Diese Voraussetzungen sind im Streitfall erfüllt. Die Möglichkeit, im Störfall einen zweiten Transformator zuzuschalten, wodurch der Eintritt von Schäden verhindert und die Betriebssicherheit erhöht wird, stellt eine Veränderung der technischen Parameter dar. Diese ist angesichts der Bedeutung des störungsfreien Betriebs des Transformators, ohne den eine Stromeinspeisung nicht möglich ist, auch erheblich für den Netzbetrieb. Die Investition ist zudem auch für einen bedarfsgerechten Ausbau notwendig. Die Anbindung

bzw. die Aufrechterhaltung der Anbindung einer Offshore-Anlage im Sinne des § 17 d Abs. 1 EnWG stellt eine Maßnahme des bedarfsgerechten Ausbaus der Energieversorgungsnetze dar. Die Beschwerdeführerin ist gemäß § 17 d Abs. 1 S. 1 EnWG gesetzlich verpflichtet, die durch den OWP Baltic 2 ausgelöste Nachfrage nach Anbindung an ihr Onshore-Netz zu befriedigen. Auch wenn die Anschaffung und Installation eines zweiten Transformators ausweislich der voranstehenden Ausführungen nicht zur Herstellung der Anbindung erforderlich ist, ist sie notwendig im Sinne des Satzes 1. Ebenso wie in dem Regelbeispiel der Nr.5 erfasst der Begriff der Notwendigkeit im Sinne des S. 1 auch Maßnahmen, die dem störungsfreien Betrieb und der Aufrechterhaltung der Anbindung dienen. Entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur handelt es sich nicht um eine reine Ersatzinvestition, die nur unter den Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 7 ARegV genehmigungsfähig wäre. Der Transformator soll nicht den sich im Betrieb befindlichen Transformator ersetzen, sondern für den Störfall vorgehalten werden. Der Sinn der Maßnahme liegt gerade in der Anschaffung eines weiteren Transformators und – anders als bei der Ersatzinvestition - nicht im Austausch des schon vorhandenen Geräts.

### C.

Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 S. 1 EnWG.

Die Festsetzung des Gegenstandswerts für das Beschwerdeverfahren beruht auf § 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO. Das mit der Beschwerde verbundene Interesse der Betroffenen beträgt ausweislich der übereinstimmenden Angaben der Verfahrensbeteiligten ... Euro.

### D.

Der Senat hat die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof gegen diese Entscheidung zugelassen, weil die streitgegenständliche Frage grundsätzliche Bedeutung i.S.d. § 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG hat.

### 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).

L.

F.

A.