



- Beschlusskammer 6 -

Az: BK6-08-260

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung betreffend das Verfahren zum Engpassmanagement nach Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

gegenüber der

transpower stromübertragungs gmbh, Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth

– Antragstellerin –

durch den Vorsitzenden Dr. Frank-Peter Hansen,

den Beisitzer Andreas Faxel

den Beisitzer Dr. Jochen Patt

am 26.10.2009 beschlossen:

1. Das Verfahren zum Engpassmanagement nach Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 wird entsprechend der diesem Bescheid beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) der Antragstellerin vom 12.08.2009 und der gemäß den nachfolgend aufgezählten Anlagen zur FSV von der Antragstellerin angewendeten - Kapazitätsrechnungs-, Auktions- und Erlösverteilungsmodelle als wirksam ver-

fahrensreguliert im Sinne des § 11 Abs. 2 Sätze 2 und 4 ARegV festgelegt.

- Verfahren zur Kapazitätsberechnung: „Bestimmung der Übertragungskapazität an auktionierten Grenzkuppelstellen der transpower stromübertragungs gmbH“ vom 19. Februar 2009; gemäß Genehmigung der Bundesnetzagentur vom 24.08.2009, Anlage 5 der FSV vom 12.08.2009
- Auktionsregeln Deutschland / Niederlande: „2009 regulations for the auctioning of cross border electricity transfer capacity on the extra high-voltage Belgium-Netherlands, Germany – Netherlands interconnectors“ vom 19. September 2008; Anlage 8a der FSV vom 12.08.2009
- Intraday-Regeln Deutschland / Niederlande: “Rules for the Intraday Capacity Allocation for the Netherlands-Germany interconnectors” vom 1. September 2008, Anlage 8b der FSV vom 12.08.2009
- Auktionsregeln Deutschland / Polen / Tschechien / Slowakei: „Rules for coordinated auctions of transmission capacity at the common borders of ČEPS, a.s. ; E.ON Netz GmbH; PSE-Operator S.A.; Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.; Vattenfall Europe Transmission GmbH for the year 2009“ vom 11. November 2008, Anlage 10a der FSV vom 12.08.2009
- Intraday-Regeln Deutschland / Tschechien: “Intraday Congestion Management at the borders ČEPS/transpower and ČEPS/Vattenfall Europe Transmission” vom 16. April 2008, Anlage 10b der FSV vom 12.08.2009
- Auktionsregeln Deutschland / Dänemark:
 - o “Rules for the Annual Auction of Transmission Capacities in 2009 at the Danish - German Transmission Border”

vom 13. November 2008, Anlage 11a der FSV vom 12.08.2009

- "Rules for the Monthly Auctions of Transmission Capacities in 2009 at the Danish - German Transmission Border" vom 9. Dezember 2008, Anlage 11b der FSV vom 12.08.2009
 - „Rules for the Daily Auction of Transmission Capacity at the Danish - German Transmission Border" vom 12. April 2006, Anlage 11c der FSV vom 12.08.2009
 - Intraday-Regeln Deutschland / Dänemark: "Intraday Congestion Management at the border Energinet.dk / transpower" vom 26. Juni 2008, Anlage 11d der FSV vom 12.08.2009
 - Auktionserlösverteilung: „Verteilung der Engpasserlöse zwischen der transpower stromübertragungs gmbH und Nachbar-TSO“, Anlage 12 der FSV vom 12.08.2009
2. Beabsichtigt die Antragstellerin, die aktuell angewendeten Auktions- und Erlösverteilungsmodelle aus Ziffer 1 durch überarbeitete bzw. neu entwickelte Modelle zu ersetzen, sind diese nur dann von dieser Festlegung umfasst, wenn die Bundesnetzagentur diesen Modellen zugestimmt hat. Die Zustimmung der Bundesnetzagentur ist unter Vorlage einer an die zu ändernden Modelle angepassten FSV einzuholen. Bei wesentlicher Änderung der Kapazitätsberechnungsmodelle ist ein neuer formeller Genehmigungsantrag gemäß Art. 5 Abs. 2 EG-Verordnung 1228/2003 bei der Bundesnetzagentur zu stellen. Geänderte Kapazitätsberechnungsmodelle können erst nach ausdrücklicher Genehmigung durch die Bundesnetzagentur als wirksamer Bestandteil der FSV aufgenommen werden.

Der Antragstellerin wird aufgegeben, die Bundesnetzagentur über beabsichtigte Änderungen der Modelle bereits im Vorfeld zu informie-

ren und jederzeit und unverzüglich über den aktuellen Stand der Modellentwicklungen zu unterrichten. Eventuellen Bedenken und Anregungen der Bundesnetzagentur hat die Antragstellerin bereits während des Erarbeitungsprozesses dadurch Rechnung zu tragen, dass sie diese zeitnah mit der Bundesnetzagentur erörtern und sich bemühen wird, die erörterten Positionen in die Modelle einzubringen.

3. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Die Antragstellerin ist Betreiberin eines Elektrizitätsübertragungsnetzes, welches elektrisch an vier Länder (Dänemark, Niederlande, Österreich und Tschechien) grenzt. Die Grenzkuppelleitungen nach Dänemark, Tschechien und in die Niederlande sind engpassbehaftet¹.

Der grenzüberschreitende Stromtransport ist aufgrund der beschränkten Übertragungskapazitäten der Grenzkuppelleitungen in Folge des gewachsenen europäischen Stromhandels oft nur eingeschränkt möglich, so dass die Nachfrage nach grenzüberschreitenden Handelskapazitäten nicht in vollem Umfang bedient werden kann. Gemäß EG-Verordnung Nr. 1228/2003 über den grenzüberschreitenden Stromhandel sowie der zugehörigen Engpassmanagementleitlinie sind Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, im Falle von dauerhaften Netzengpässen die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften, sofern die Entstehung solcher Engpässe nicht im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren mit Hilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen verhindert werden kann.

¹ Gemäß Artikel 2 Abs. 2c VO 1228/2003 liegt ein Engpass dann vor, wenn eine Verbindung zwischen nationalen Übertragungsnetzen wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann.

Im Rahmen des Verfahrens für die Bewirtschaftung von Netzengpässen soll den Marktteilnehmern unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung gestellt werden. Die gemäß Kapazitätsberechnungsverfahren ermittelte technisch verfügbare Kapazität wird als Nutzungsrecht im Rahmen eines Auktionsverfahrens an die bezuschlagten Marktteilnehmer vergeben. Die Nutzungsrechte legitimieren die Marktteilnehmer zum Transport elektrischer Energie zwischen den durch Netzengpässe getrennten Märkten.

Das aktuell an den bewirtschafteten Grenzen der Antragstellerin angewendete Kapazitätsberechnungsverfahren basiert auf einer von der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber *European Transmission System Operators (ETSO)* entwickelten und zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Berechnungsmethodik hinsichtlich der Bestimmung der verfügbaren Übertragungskapazitäten NTC (Net Transfer Capacity) und der Sicherheitsmarge TRM (Transmission Reliability Margin). Der ETSO-NTC Wert stellt die maximale Kapazität dar, die unter Berücksichtigung von Unsicherheiten des künftigen Netzzustandes sowie nach Berücksichtigung der Sicherheitsmarge TRM über die Verbindungsleitungen zweier Systeme transportiert werden kann, ohne dass dadurch kritische Zustände (d.h. Gefährdung der Systemsicherheit, z.B. der (n-1)-Sicherheit) in einem der beiden betrachteten Netze entstehen. Gemäß Artikel 5 Abs. 2 der Verordnung (EG) 1228/2003 muss ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge durch die Regulierungsbehörden genehmigt werden. Die NTC-Berechnung der Antragstellerin wurde am 24.08.2009 von der Bundesnetzagentur auf Widerruf bis zur Einführung lastflussbasierter Kapazitätsberechnungsmodelle genehmigt.

Die gemäß Kapazitätsberechnungsverfahren ermittelten technisch verfügbaren Kapazitäten werden anschließend als Produkt PTR (Physical Transmission Right) im Rahmen von Auktionsverfahren auf Jahres-, Monats- und Tagesbasis vergeben. Die Kapazitätsvergabe für langfristige (d.h. Jahres- und Monatskapazitäten)

sowie day-ahead Übertragungsrechte erfolgt an den deutschen Außengrenzen - mit Ausnahme der Kapazitäten der KONTEK-Verbindung² zwischen Dänemark und Deutschland - zum Zeitpunkt dieser Festlegung im Rahmen von expliziten Auktionen.

Bei der expliziten Auktion werden die Übertragungskapazitäten im Vorfeld des eigentlichen Stromgeschäftes versteigert, entweder jeweils durch die ÜNB auf beiden Seiten der Grenze („bilaterale explizite Auktion“) oder durch das Zusammenwirken mehrerer ÜNB („koordinierte explizite Auktion“). Explizite Auktionen stellen den Preis der Kapazität nach dem Prinzip des Markträumungspreises fest. Das letzte noch erfüllbare Gebot bestimmt den Preis, zu dem alle anderen Auktionsteilnehmer, deren Gebote den Preis des letzten erfüllbaren Gebotes übersteigen, die von Ihnen nachgefragte Kapazität erhalten (Markträumungspreis)³. Die Auktionseinnahmen der ÜNB ergeben sich aus dem Produkt aus Markträumungspreis je Zeiteinheit und der in Form von PTR in dieser Zeiteinheit angebotenen Kapazität.

Mit Schreiben vom 10.12.2008 hat die Antragstellerin bei der Beschlusskammer 6 die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung betreffend das Verfahren zum Engpassmanagement nach Artikel 6 der Verordnung (EG) 1228/2003 auf Basis einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) der vier deutschen ÜNB beantragt. Am 06.01.2009 hat die Beschlusskammer 6 ein Festlegungsverfahren gem. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4, 11 Abs. 2 Satz 2 und 4 ARegV für eine wirksame Verfahrensregulierung unter dem Aktenzeichen (BK6-08-260) eingeleitet. Mit Schreiben vom 12.08.2009 übersendete die Antragstellerin der Beschlusskammer die endgültige zwischen den ÜNB abgestimmte Version der FSV.

² Bei der KONTEK-Verbindung handelt es sich um eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindung (HGÜ-Verbindung) zwischen den Übertragungsnetzen von Energinet.dk und der Vattenfall Europe Transmission GmbH. Die verfügbare Kapazität dieser Übertragungsverbindung wird den Marktteilnehmern auf Basis eines impliziten Auktionsverfahrens zur Verfügung gestellt.

³ Sofern die Nachfrage nach Übertragungskapazität das Angebot nicht übersteigt, folgt daraus eine unentgeltliche Allokation. Der in der Jahresauktion nicht vergebene Anteil verfügbarer Transportkapazität wird in den unterjährigen Auktionen (Monats- und Tagesauktionen) dem Markt erneut zur Verfügung gestellt.

Die FSV beschreibt das Verfahren für die Bewirtschaftung von Netzengpässen. Im Einzelnen werden in der FSV und den dazugehörigen Anlagen

- die Verfahren zur Bestimmung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität (Kapazitätsberechnungsmethoden)
- die Vergabeverfahren / Auktionsverfahren an den jeweiligen Grenzen
- die Verfahren zur Aufteilung der Engpassmanagementenerlöse zwischen den ÜNB

abgebildet.

Die Antragstellerin beantragt,

die freiwillige Selbstverpflichtung als eine wirksame Verfahrensregulierung im Sinne der §§ 11 Abs. 2 Satz 4 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festzulegen.

Gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG hat die Bundesnetzagentur die zuständigen Landesregulierungsbehörden am 06.01.2009 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Am 07.10.2009 wurde der Beschlussentwurf gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG dem Bundeskartellamt und den zuständigen Landesregulierungsbehörden zur Stellungnahme übersandt. Dem Länderausschuss wurde nach § 60 a Abs. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Wegen der weiteren Einzelheiten zum Sachverhalt wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

Dem Antrag wird stattgegeben.

Gemäß § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV gelten entsprechend seiner Nummer 2 Erlöse aus dem Engpassmanagement nach Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder nach § 15 StromNZV, soweit diese entgeltmindernd geltend gemacht werden, dann als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, wenn sie einer wirksamen Verfahrensregulierung nach der Stromnetzzugangsverordnung oder der Verordnung (EG) 1228/2003 unterliegen. Voraussetzung für eine wirksame Verfahrensregulierung wiederum ist nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV, dass eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs durch vollziehbare Entscheidungen der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber erfolgt ist und die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festgelegt hat. Die Entscheidung oder Selbstverpflichtung muss dabei den betreffenden Bereich derart umfassend regeln, dass sie den Netzbetreibern keine oder nur geringfügige Möglichkeiten einer eigenständigen Kostenbeeinflussung lassen darf⁴⁾.

Die von der Antragstellerin vorgelegte freiwillige Selbstverpflichtung erfüllt die oben genannten Voraussetzungen, die der Ordnungsgeber als Vorbedingung an eine Festlegung zur wirksamen Verfahrensregulierung gemäß § 32 Abs. 1 ARegV stellt. Die freiwillige Selbstverpflichtung regelt das Verfahren beim Engpassmanagement gemäß Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 derart detailliert und umfassend, dass der Antragstellerin in diesem Rahmen keine oder nur geringfügige Möglichkeiten einer eigenständigen Kostenbeeinflussung bleiben.

1.

Die Höhe der Einnahmen aus dem Engpassmanagement hängt von der mittels Kapazitätsberechnungsverfahren errechneten, für die Auktion je Zeiteinheit (Jahr, Monat, Tag) zur Verfügung stehenden Kapazität sowie von dem in der Auktion ermittelten Markträumungspreis für die Kapazität ab. Es war somit zu prüfen, ob relevante

⁴⁾ vgl. Begründung zu § 11 ARegV, BR-Drs. 417/07, S. 52

Beeinflussungsmöglichkeiten hinsichtlich der in Auktionen zu vergebenden Kapazitäten und hinsichtlich des Entstehens des Markträumungspreises vorliegen.

a) Die Frage, ob im Hinblick auf die Kapazitätsberechnung nur geringfügige Beeinflussungsmöglichkeiten bestehen, war vor dem Hintergrund des in Artikel 6 Abs. 3 VO 1228/2003 verankerten Grundsatzes der Kapazitätsmaximierung zu entscheiden.

Gemäß Artikel 6 Abs. 3 VO 1228/2003 ist den Marktteilnehmern die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung zu stellen. Aus dieser Regelung ergibt sich, dass jedenfalls eine positive Beeinflussung (Maximierung) der Kapazitäten durch die ÜNB unter Beachtung netzphysikalischer Kriterien und insbesondere der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums zur Gewährleistung der Systemsicherheit erwünscht ist. Um eine Kapazitätsmaximierung im Rahmen des Berechnungsmodells zu erreichen, müssen die ÜNB für die Berechnung der netzphysikalischen und sicherheitsrelevanten Größen technisch plausible und nicht offensichtlich überhöhte Annahmen treffen. Bei dem von der Antragstellerin zum Zeitpunkt dieser Festlegung angewendeten Modell (NTC-Modell nach ETSO) kann die Beschlusskammer im Ergebnis keine dem Grundsatz der Kapazitätsmaximierung des Artikel 6 Abs. 3 VO 1228/2003 entgegenstehende gezielte Verknappung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten erkennen. Der Beschlusskammer liegen auch gegenwärtig keine Einwände von Marktteilnehmern hinsichtlich überhöhter Annahmen gegen das NTC-Modell vor. Eine Genehmigung des Modells gemäß § 5 Abs. 2 VO 1228/2003 durch die Bundesnetzagentur ist erfolgt.

b) Die Entstehung des Markträumungspreises ist durch klar strukturierte Auktionsregeln determiniert, die der Antragstellerin allenfalls geringfügige Spielräume zur Erlösbeeinflussung lassen. Die Auktionsregeln werden von den ÜNB der betroffenen Mitgliedsstaaten unter Einbeziehung der Händler entwickelt und unterliegen gemäß Punkt 1.10 der Engpassmanagementleitlinien der Bewertung und Überprüfung durch die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedsstaaten. Zu der in regelmäßigen

Abständen durchgeführten Bewertung gehört u. a. auch die Konsultation aller Marktteilnehmer. Durch die Veröffentlichung der Auktionsregeln im Internet ist auch die erforderliche Transparenz des Auktionsverfahrens für den Markt gewährleistet.

Der für die Berechnung der Engpassmanagementenerlöse der Antragstellerin maßgebliche Markträumungspreis ergibt sich innerhalb der Auktion aus dem Preis des letzten noch erfüllbaren Gebotes. Zu diesem Preis erhalten alle anderen Auktionsteilnehmer, deren Gebote den Preis des letzten erfüllbaren Gebotes übersteigen, die von Ihnen nachgefragte Kapazität. Der Markträumungspreis wird in der Regel den von den Händlern erwarteten Marktpreisdifferenzen beidseits des Engpasses folgen. Sofern die Nachfrage nach Übertragungskapazität das Angebot nicht übersteigt, folgt daraus eine unentgeltliche Allokation. Der in der Jahresauktion nicht vergebene Anteil verfügbarer Transportkapazität wird in den folgenden unterjährigen Auktionen (Monats- und Tagesauktionen) dem Markt erneut zur Verfügung gestellt.

Auch wenn sich für die Antragsstellerin durch die zu treffende Aufteilung der verfügbaren Transportkapazitäten auf verschiedene Auktionszeiträume (Jahr, Monat und Tag) eine theoretische Beeinflussungsmöglichkeit der Auktionen ergibt, ist der Einfluss der Antragstellerin aufgrund der bei der Aufteilung zu berücksichtigenden Rahmenbedingungen und der Vielzahl der einzubeziehenden Parteien im Ergebnis als geringfügig einzustufen. Die Antragstellerin hat bei der Berechnung der in den verschiedenen Zeiträumen zu vergebenden Kapazitäten laut genehmigtem Kapazitätsberechnungsmodell zunächst technische und physikalische Gegebenheiten (z.B. Netztopologie und Lastprognosen) zu berücksichtigen. Weiterhin hat eine Abstimmung der in den verschiedenen Zeiträumen zu vergebenden Kapazitäten mit den anderen betroffenen ÜNB zu erfolgen⁵. Gemäß Punkt 2.6 der Engpassmanagementleitlinien sind bei der Festlegung einer zweckmäßigen Vergabestruktur auch die Belange der Marktteilnehmer einzubeziehen. Die Vergabestruktur ist den Regulierungsbehörden zudem zur Überprüfung vorzulegen. Jede Reduktion der vorgelegten Jahres- oder Monatskapazitätswerte vor der Vergabe sowie die Gründe hierfür sind der Bundes-

⁵ Die Ermittlung der NTC-Werte wird von den ÜNB jeweils separat vorgenommen. Das zahlenmäßige Minimum der jeweils berechneten NTC-Werte bestimmt den in dem jeweiligen Zeitraum an der betreffenden Grenze zu vergebenden Kapazitätswert.

netzagentur vorab mitzuteilen. Die Antragstellerin hat die Reduktion und die Gründe hierfür an geeigneter Stelle zu veröffentlichen.

Im Ergebnis geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die der FSV gegenständlichen Kapazitätsberechnungsmethoden und Allokationsregeln der Antragstellerin allenfalls nur geringfügige Möglichkeiten der eigenständigen Kosten- bzw. Erlösbeeinflussung lassen.

2.

Die Festlegung des Verfahrens der FSV Engpassmanagement als verfahrensreguliert gilt nur für die im Zeitpunkt der Entscheidung der Beschlusskammer zur Anwendung kommenden Modelle. Allerdings ist bereits absehbar, dass diese Modelle im Zuge der hier maßgeblichen ersten Periode der Anreizregulierung inhaltliche Änderungen erfahren sollen. Insbesondere wird durch die Übertragungsnetzbetreiber der Regionen CEE⁶ (Central Eastern Europe) und CWE⁷ (Central Western Europe) an der Einführung lastflussbasierter Vergabeverfahren gearbeitet, die Änderungen der Kapazitätsberechnungsverfahren und der Allokationsregeln bedingen.

Vor diesem Hintergrund sowie aus Gründen der Verfahrensökonomie ist die Beschlusskammer bereit, die vorliegende Festlegung ggf. auch auf Fortentwicklungen der aktuellen Modelle oder die vorliegenden gänzlich ersetzende Modelle zu erstrecken, sofern diese den an eine Verfahrensregulierung zu stellenden Ansprüchen genügen. Um behördlicherseits prüfen zu können, ob und inwieweit die Voraussetzungen einer Verfahrensregulierung vorliegen, wird der Antragstellerin aufgegeben, bei einer beabsichtigten Änderung der aktuell angewendeten Model-

⁶ Übertragungsnetzbetreiber der Region CEE: transpower stromübertragungs gmbh, Vattenfall Europe Transmission GmbH, PSE-O (Polen), CEPS (Tschechien), SEPSAS (Slowakei), ELES (Slowenien), APG (Österreich), MAVIR (Ungarn)

⁷ Übertragungsnetzbetreiber der Region CWE: RWE Transportnetz Strom GmbH, EnBW Transportnetze AG, transpower stromübertragungs gmbh, RTE (Frankreich), TENNET (Niederlande), Cegedel (Luxemburg), Elia (Belgien)

le die Modellentwicklungen der Bundesnetzagentur rechtzeitig zur Prüfung vorzulegen (Tenorziffer 2).

Geänderte Kapazitätsberechnungsmodelle können erst nach ausdrücklicher Genehmigung der Bundesnetzagentur gemäß Artikel 5 Abs. 2 EG-Verordnung 1228/2003 und die Allokations- und Erlösverteilungsmodelle erst nach Überprüfung durch die Bundesnetzagentur gemäß der Maßstäbe der EG-Verordnung 1228/2003 sowie der Engpassmanagementleitlinien als wirksamer Bestandteil der festgelegten FSV aufgenommen werden. Die im Rahmen der Anwendung der FSV anfallenden Erlöse werden erst dann als nicht beeinflussbar anerkannt.

3.

Die Antragstellerin ist berechtigt, unter Einhaltung der in der FSV und in Anlage 14 der FSV („Abgrenzung Cross-Border-Redispatch / Cross-Border-Countertrading Maßnahmen von nationalen Engpassbewirtschaftungsmaßnahmen“)⁸ geregelten Voraussetzungen, die Kosten von Cross-Border-Redispatch und Cross-Border-Countertrading zur Aufrechterhaltung vergebener Kapazitäten sowie die Kosten von Kompensationszahlungen an Marktteilnehmer aufgrund von Kürzungen vergebener Übertragungskapazitäten an Grenzkuppelstellen vollumfänglich gegen die Erlöse aus dem Engpassmanagement zu rechnen. Übersteigen die oben genannten Kosten die Engpassmanagementenerlöse, kann die Antragstellerin auch negative Engpassmanagementenerlöse (d.h. Kosten) geltend machen, die sich entsprechend erhöhend auf die Erlösobergrenze auswirken⁹.

⁸ Anlage 14 der FSV grenzt Cross-Border-Redispatch und Cross-Border-Countertrading von Maßnahmen der nationalen Engpassbewirtschaftung, für die im Rahmen der FSV keine Kosten geltend gemacht werden können, ab. Demnach ist eine Cross-Border-Maßnahme dadurch gekennzeichnet, dass die Maßnahme zum Zweck der Aufrechterhaltung von an der Grenze nominierter und/oder in Auktionen vergebener Kapazitäten eingesetzt wird und dass die Maßnahme grenzüberschreitend, z.B. im Falle eines Cross-Border-Redispatch zwischen einem inländischen Kraftwerk auf der einen Seite des Engpasses und einem ausländischen Kraftwerk auf der anderen Seite des Engpasses, erfolgt.

⁹ Die Erlösobergrenze kann unter Berücksichtigung der Vorgaben des § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV (mit einer zweijährigen Verzögerung) um nicht beeinflussbare Kostenanteile angepasst werden.

Die Kosten des Cross-Border-Redispatch und Cross-Border-Countertrading zur Aufrechterhaltung vergebener Transportkapazitäten können im Sinne der FSV dann mit den Engpassmanagementenerlösen verrechnet werden, wenn aufgrund der aktuell auftretenden Lastflüsse die Entstehung einer kritischen Netzsituation (d.h. eine Gefährdung der Systemsicherheit, z.B. Verletzung der (n-1)-Sicherheit) auf einer grenzüberschreitenden Verbindungsleitung zu erwarten ist und die Durchführung der Cross-Border-Maßnahme der Sicherstellung von an der betreffenden Grenze in Auktionen bereits vergebenen Kapazitäten dient. Tritt die kritische Netzsituation auf nationalen Zuleitungen auf, können die Kosten für Cross-Border-Redispatch oder Cross-Border-Countertrading dann angerechnet werden, wenn die Beseitigung oder die Vermeidung der kritischen Netzsituation mit nationalem Redispatch oder Countertrading nicht möglich oder die Durchführung der grenzüberschreitenden Maßnahme effektiver als die nationale Maßnahme ist und die Cross-Border-Maßnahme der Sicherstellung von an der Grenze in Auktionen vergebenen Kapazität dient.

Der Begriff „Zuleitungen“ beschreibt im Sinne der FSV die Stromkreise bzw. die Leitungsanlagen zwischen dem Netzknoten, welcher den Startpunkt der grenzüberschreitenden Verbindungsleitung markiert und einem diesem Punkt vorgelagerten Netzknoten innerhalb der Regelzone des betroffenen ÜNB. Der Begriff der "Zuleitung(en)" ist nicht beschränkt auf Stromkreise bzw. auf Leitungsanlagen zwischen dem Netzknoten, welcher den Startpunkt der grenzüberschreitenden Verbindungsleitung markiert und dem unmittelbar nächsten vorgelagerten Netzknoten und wird auch nicht durch eine vorgegebene maximale Stromkreis- bzw. Leitungslänge begrenzt.

Die im Rahmen der FSV eingeräumte Möglichkeit, die Kosten des Cross-Border-Redispatch, des Cross-Border-Countertrading und der Kompensationszahlungen gegen die Engpassmanagementenerlöse zu rechnen, basiert auf den Vorschriften der Art. 6 Abs. 6 EG-Verordnung 1228/2003 bzw. § 15 Abs. 3 StromNZV, wonach Engpassmanagementenerlöse u. a. für die Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazitäten verwendet werden können, sowie auf der unter Punkt 2.5 der Engpassmanagementleitlinien verankerten Vorgabe, dass für den Marktteilnehmer die langfristig und mittelfristig vergebenen Kapazitäts-

rechte verbindlich sein müssen. Die tatsächliche Verfügbarkeit der Kapazitäten ist von den ÜNB vorrangig durch netzbezogene Maßnahmen (insbesondere durch Netzschaltungen) und durch marktbezogene Maßnahmen (z.B. durch Redispatch und Countertrading) zu gewährleisten. Nur in Nottfällen, in denen die ÜNB schnell handeln müssen und die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung des Energieversorgungssystems mit vorgenannten Maßnahmen nicht möglich ist, sind die ÜNB berechtigt, Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen zu kürzen (Art. 6 Abs. 2 S. 1 EG-Verordnung). Jedem Marktteilnehmer, dem Kapazität zugewiesen wurde, ist gemäß Art. 6 Abs. 2 S. 2 EG -Verordnung für jede Kapazitätseinschränkung, abgesehen von Fällen höherer Gewalt, eine Entschädigung zu zahlen. Mit den Kompensationszahlungen soll der Marktteilnehmer so gestellt werden, als sei die Kapazität tatsächlich verfügbar. Daher ist die Kompensationszahlung im Rahmen der FSV auch als Beitrag zur Sicherstellung der Gewährleistung der verfügbaren Kapazitäten zu werten.

Derzeit sind der Beschlusskammer keine Fälle bekannt, in denen die zugewiesene Kapazität durch die Auktionsteilnehmer wegen Kapazitätskürzungen an den Grenzkuppelstellen nicht genutzt werden konnte. Sofern die Antragstellerin zum Mittel der Kürzung der Kapazität greifen muss, sind die unmittelbar Betroffenen und die Bundesnetzagentur unverzüglich über die Gründe zu informieren. Im Fall einer Zunahme von Kapazitätskürzungen an den Grenzkuppelstellen behält sich die Bundesnetzagentur vor, je Netzbetreiber genauere Prüfungen zum Vorliegen der Voraussetzungen des Art. 6 Abs. 2 EG-Verordnung 1228/2003 durchzuführen und ggf. Aufsichtsmaßnahmen zu ergreifen und / oder den Inhalt der FSV Engpassmanagement anzupassen.

4. Die Bundesnetzagentur behält sich den Widerruf dieser Festlegungsentscheidung vor (Tenorziffer 3). Der Widerrufsvorbehalt gilt insbesondere für den Fall der geplanten Weiterentwicklung von Kapazitätsberechnungs- und Auktionsregeln in den Regionen CWE und CEE. Aufgrund der noch nicht vorherzusehenden inhaltlichen und formellen Ausgestaltung dieser Regeln, kann aus behördlicher Sicht zum jetzigen Zeitpunkt das Fortbestehen dieser Festlegung und damit die Aufrechterhaltung der erteilten Einstufung als wirksame Verfahrensregulierung nicht pauschal zugesagt werden.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monats ab Bekanntgabe Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist beim Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs.1 EnWG).

Dr. Frank-Peter Hansen

Vorsitzender

Andreas Foxel

Beisitzer

Dr. Jochen Patt

Beisitzer