

Oberlandesgericht Düsseldorf, VI-3 Kart 331/12 (V)

Datum: 28.04.2015
Gericht: Oberlandesgericht Düsseldorf
Spruchkörper: 3. Kartellsenat
Entscheidungsart: Beschluss
Aktenzeichen: VI-3 Kart 331/12 (V)

Tenor:

1. Auf die Beschwerde der Betroffenen wird der Beschluss der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 30.10.2012 (BK6-11/098) aufgehoben. Die weitergehende auf Neubescheidung gerichtete Beschwerde wird zurückgewiesen.
2. Die Kosten des Beschwerdeverfahrens einschließlich der notwendigen Auslagen der Betroffenen trägt die Bundesnetzagentur. Die weiteren Beteiligten tragen ihre Kosten selbst.
3. Die Rechtsbeschwerde wird zugelassen.

Gründe: 1

A. 2

Die Betroffene ist Rechtsnachfolgerin der G. (alt), welche aufgrund des Verschmelzungsvertrages vom x und der Beschlüsse der Gesellschafterversammlungen vom selben Tag auf die G.X. verschmolzen worden ist. Gleichzeitig wurde die G.X. in die jetzige G. (neu) umfirmiert. Beides wurde am x in das Handelsregister eingetragen. 3

Die Betroffene betreibt als Rechtsnachfolgerin x an 20 Standorten in Deutschland Kraftwerke mit einer Leistung von etwa x KWh, die jährlich rund x Milliarden kWh in das öffentliche Stromnetz einspeisen. Das entspricht fast x % des deutschen Strombedarfs. 4

Die Betroffene betreibt ferner x eigene und betriebsgeführte Kraftwerke, die zuvor unter der früheren Firmierung G.X. betrieben worden sind. Die meisten dieser Kraftwerke sind Laufwasserkraftwerke, die jederzeit verfügbar sind und Strom produzieren. Die weiteren Kraftwerke sind Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die Strom in kürzester Zeit ins Netz einspeisen können. 5

Mit dem angegriffenen Beschluss vom 30.10.2012 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur (BK6-11/098) die Festlegung zur „Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in 6

7

die Fahrweise von Erzeugungsanlagen“ erlassen. Der Beschluss wurde am 07.11.2012 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Die Betroffene war unter der Firma G.X. als Beigeladene zu 4. am Verwaltungsverfahren förmlich beteiligt. Ferner war die G.(alt), deren Rechtsnachfolgerin die Betroffene ist, als Beigeladene zu 5. am Verwaltungsverfahren förmlich beteiligt.

Hintergrund der Festlegung ist die Zunahme sog. Redispatch-Maßnahmen, u. a. weil im März 2011 acht Kernkraftwerke außer Betrieb genommen worden waren und zunehmend Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz eingespeist wird, mit der der Netzausbau nicht Schritt hält. Bei Redispatch-Maßnahmen handelt es sich um physikalische Eingriffe in die Fahrweise von Kraftwerken, die notwendig werden, wenn die strom- oder spannungsbedingte Überlastung eines Netzelements die Netzsicherheit gefährdet. Beim strombedingten Redispatch wird einer Überlastung eines Netzelementes dadurch entgegengewirkt, dass ein Kraftwerk auf der Seite mit dem Erzeugungsüberschuss seine Einspeisung reduziert und ein Kraftwerk hinter dem Engpass seine Einspeisung entsprechend erhöht. Dadurch nimmt der Stromfluss (Stromstärke) auf dem betroffenen Netzelement ab. Beim spannungsbedingten Redispatch wird die Wirkleistungseinspeisung von einem oder mehreren Kraftwerken reduziert oder erhöht, um den Einsatz von Blindleistung aus Kraftwerken zur Spannungsstabilisierung in ausreichender Menge zu gewährleisten. In der Vergangenheit erfolgten Redispatch-Maßnahmen nur aufgrund freiwilliger Vereinbarungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern.

8

Durch die angegriffene Festlegung vom 20.10.2012 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur die Vorgaben in § 13 Abs. 1 EnWG näher ausgestaltet.

9

Nach Tenorziffer 1 der Festlegung ist eine Anweisung zur Vornahme einer Redispatch-Maßnahme zulässig, wenn aufgrund von Netzbelastungsberechnungen oder aufgrund anderer gesicherter Erkenntnisse andernfalls strombedingte Überlastungen von Betriebsmitteln oder Verletzungen betrieblich zulässiger Spannungsbänder zu erwarten sind. Etablierte, dem anerkannten Stand der Technik entsprechende Methoden zur Berücksichtigung von etwaigen Ausfällen von Netzbetriebsmitteln und von Erzeugungsanlagen, z.B. das (n-1)-Prinzip, sind bei den Netzbelastungsberechnungen zu berücksichtigen. Eine Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie ist ebenfalls bei akuten Überlastungen oder Spannungsgrenzwertverletzungen zulässig. Eine Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten ist nicht zulässig.

10

Nach Tenorziffer 2 der Festlegung erstreckt sich die Verpflichtung, sich der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung durch die Übertragungsnetzbetreiber zu unterwerfen, auf alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer elektrischen Netto-Nennwirkleistung größer oder gleich 50 MW. Dazu gehören auch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die zumindest in einem Betriebszustand eine disponible, d.h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrischen Netto-Nennwirkleistung größer oder gleich 50 MW erzeugen können. Maßgeblich ist die Summe der Netto-Nennwirkleistung aller an einem Netzknoten angeschlossenen Anlagen. Tenorziffer 3 regelt den Umfang der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung.

11

Speicheranlagen können auch zu einem Wirkleistungsbezug angewiesen werden (Tenorziffer 3 Satz 2).

Die Anweisung zur Anpassung der Wirkleistung erfolgt für die Gesamtheit aller an einem Netzknoten angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie eines Betreibers (Tenorziffer 3 Satz 3) und ist frühestens ab 14.30 Uhr für den Folgetag zulässig (Tenorziffer 3 Satz 4). 12

Wirkleistungsanpassungen sind unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Anlage anzukündigen und durchzuführen (Tenorziffer 3 Satz 5). Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, sind für Wirkleistungsanpassungen nicht heranzuziehen (Tenorziffer 3 Satz 6). Dasselbe gilt nach Tenorziffer 10 für Leistungsscheiben, die für die Erbringung von Regelenergie und zur Besicherung vorgehalten werden; § 13 Abs. 2 EnWG bleibt unberührt.

Die Anweisung zur Wirkleistungsanpassung erfolgt nach Ziffer 6 der Festlegung ausschließlich durch denjenigen Übertragungsnetzbetreiber, an dessen Netz die Anlagen mittelbar oder unmittelbar angeschlossen sind. 13

Die Einsatzfolge der Kraftwerke (Merit Order) richtet sich gemäß Tenorziffer 4 der Festlegung bei mehreren in Betracht kommenden Anlagen nach dem Quotienten aus netzstützender Wirkung und zu entrichtender Vergütung. Im Fall einer Erhöhung der Einspeisung sind die Anlagen beginnend mit dem höchsten Quotienten hin zum niedrigsten abzurufen, bis ein sicherer Betriebszustand erreicht ist. Bei einer Reduzierung gilt die umgekehrte Reihenfolge. Sobald die netztechnische Notwendigkeit entfällt, ist die Anpassung zu beenden. 14

Zur Gewährleistung der bilanziellen Neutralität einer spannungsbedingten Redispatch-Maßnahme – bei einer strombedingten Redispatch-Maßnahme ergibt sich der energetische Ausgleich automatisch durch die Erhöhung und Reduzierung der Einspeisemengen auf beiden Seiten des Engpasses - bestimmt Tenorziffer 5 der Festlegung, dass die Übertragungsnetzbetreiber den energetischen Ausgleich des Eingriffs sicherzustellen haben. 15

Die Anpassung der Einspeisung wird nach Tenorziffer 7 der Festlegung durch den Austausch eines Fahrplans im Viertelstundenraster zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber bestätigt, wobei bei Differenzen der Fahrplan des Übertragungsnetzbetreibers vorrangig gilt. Referenzgröße für den Fahrplan ist die aktuellste, vom Anlagenbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber vor Beginn der Maßnahme übermittelte Einspeisezeitreihe der betroffenen Anlage. Nach Tenorziffer 8 der Festlegung sind die Anlagenbetreiber verpflichtet, dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zum Zeitpunkt der Abgabe der Kraftwerkseinsatzpläne um 14.30 Uhr des Vortags viertelstundenscharf freie Leistungsscheiben ihrer Anlagen zur Erhöhung als auch Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung für den Folgetag zu melden und bei Veränderungen unverzüglich anzupassen. Die freien Leistungsscheiben sind bezogen auf die Gesamtheit aller an einem Netzknoten angeschlossenen Anlagen zu melden. In der 16

Begründung der Festlegung (S. 53) führt die Beschlusskammer 6 aus, dass sie sich der teilweise geforderten Zulässigkeit einer jederzeitigen, insbesondere auch während eines anstehenden Eingriffs zur Wirkleistungsanpassung möglichen Aktualisierung der Einspeisezeitreihen durch die Anlagenbetreiber nicht anschließen könne, auch wenn dies bereits heute von einem Übertragungsnetzbetreiber zugelassen werde. Es bestehe ansonsten die Gefahr, dass die Aktualisierung der Einspeisezeitreihe während einer Maßnahme zu Lasten des Übertragungsnetzbetreibers erfolge und eine Anweisung zur Wirkleistungsanpassung unterlaufen werde.

Wegen der weiteren Einzelheiten der Festlegung wird auf die Anlage BF 1 zur Beschwerdeschrift verwiesen. 17

In einer weiteren Festlegung vom 30.10.2013 hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei Redispatch-Maßnahmen und Anpassungen von Wirkleistungseinspeisung bestimmt (BK8-12/019). Nach Tenorziffer 2 haben Übertragungsnetzbetreiber den Betreibern hochfahrender Erzeugungsanlagen die durch die Redispatch-Maßnahme tatsächlich verursachten, zusätzlich entstehenden Aufwendungen zu vergüten (Aufwendungsersatz). Betreiber von absenkenden Erzeugungsanlagen haben den Übertragungsnetzbetreibern die durch die Redispatch-Maßnahme ersparten Aufwendungen zu vergüten. Maßgebend sind jeweils die Anschaffungswerte aus der Finanzbuchhaltung des letzten Quartals. Marktprämien, Gewinnzuschläge und Opportunitäten sind nicht zu vergüten. Sofern Maßnahmen jährlich nicht mehr als die Bagatellgrenze von 0,9 % der Einspeisemengen des Vorjahres betreffen, führt dies nach Tenorziffer 3 zu einer pauschalen Vergütung: Hochfahrende Anlagen erhalten das Produkt aus der maßnahmenbedingten Veränderung ihrer Einspeisemenge und den aus den stündlichen EPEX-Spot-Preisen (Deutschland) abgeleiteten Grenzkosten. Maßgebend ist insoweit der niedrigste Preis, zu dem die Erzeugungsanlage im Vormonat im Normalbetrieb eingespeist hat. Für das Herunterfahren der Einspeiseleistung ist als Grenzkostenersparnis das Produkt aus redispatchbedingter Veränderung der Einspeisemenge und den aus den EPEX-Spot-Preisen (Deutschland) abgeleiteten Grenzkosten zu vergüten. Liegen keine EPEX-Spot-Daten für den Vormonat vor, weil die Anlage in diesem Zeitraum nicht eingespeist hat, wird die angemessene Vergütung mittels vergleichbarer Erzeugungsanlagedaten der letzten zwölf Vormonate berechnet. Wird ein zusätzliches An- oder Abfahren erforderlich, werden die zusätzlichen Aufwendungen erstattet. Von der Bagatellregelung darf nach Tenorziffer 4 nur in begründeten Ausnahmefällen abgewichen und ein individueller Aufwendungsersatz gewährt werden. Die Vergütung eines Leistungsanteils kommt nach Tenorziffer 5 erst in Betracht, wenn Maßnahmen jährlich mehr als 10 % der Einspeisemengen des Vorjahres betreffen. Anlagen, die in diesem Zeitraum nicht eingespeist haben, sind davon ausgenommen. Diese Festlegung hat die Betroffene mit gesondert eingelegter Beschwerde angegriffen, die beim Senat unter dem Aktenzeichen VI-3 Kart 332/12 (V) (damit verbunden das Verfahren VI-3 Kart 334/12 (V)) geführt wird. 18

Mit form- und fristgerecht eingereichten Beschwerden wendet sich die Betroffene gegen die Festlegung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 30.10.2012. Der Senat hat das ursprünglich von der G. (alt) eingeleitete Beschwerdeverfahren (VI-3 Kart 331/12 (V)) und das ursprünglich unter der Firma 19

G.X. eingeleitete Beschwerdeverfahren der Betroffenen (VI-3 Kart 333/12 (V)) mit Beschluss vom 17.06.2013 (Bl. 279ff GA) zur gemeinsamen Verhandlung und Entscheidung verbunden, wobei das Aktenzeichen VI-3 Kart 331/12 (V) führt.

Die Betroffene ist der Ansicht, die Festlegung sei schon deshalb rechtswidrig und daher aufzuheben, weil Tenorziffer 1, 3, 4, 5 und 10 der Festlegung nicht durch die gesetzliche Ermächtigungsgrundlage in § 13 Abs. 1 Satz 3 EnWG gedeckt seien. 20

In Tenorziffer 1 der Festlegung gehe die Bundesnetzagentur schon deswegen über die Ermächtigungsgrundlage hinaus, weil sie nicht lediglich wiederhole, was in § 13 Abs. 1a EnWG bereits vorgegeben sei, sondern die Gefährdung und Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes iSd. § 13 Abs. 1 EnWG näher definiere. 21

Die Regelung in Tenorziffer 3 Satz 2, wonach Speicheranlagen auch zu einem Wirkleistungsbezug angewiesen werden könnten, sei ebenfalls nicht von § 13 Abs. 1a EnWG gedeckt, welcher ausdrücklich nur die Anweisung zur Wirkleistungseinspeisung regle. 22

Auch die weiteren Regelungen in Tenorziffer 5 (Sicherstellung des energetischen Ausgleichs) und Tenorziffer 10 (Vorrang der Regelernergie) enthielten wichtige Regelungen, ohne dass hierfür eine Ermächtigungsgrundlage bestünde. 23

Die Festlegung sei ferner zu unbestimmt. Es sei für die Betroffenen nicht vollständig, klar und unzweideutig erkennbar, was zu tun sei (§ 37 Abs. 1 VwVfG). Dies zeige sich schon daran, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Festlegung unterschiedlich auslegten bzw. unterschiedlich anwendeten. 24

Die Vorgaben zur Einsatzreihenfolge und Anweisung seien widersprüchlich. Nach Ziffer 3 des Tenors ergehe eine Anweisung für sämtliche an einem Netzknoten angeschlossenen Anlagen eines Betreibers. Ziffer 4 Satz 2 des Tenors stelle jedoch hinsichtlich der Merit Order der Inanspruchnahme auf einzelne Anlagen ab. Es sei unklar, wie der Begriff „Netzknoten“ auszulegen bzw. anzuwenden sei. Es seien Fälle denkbar, in denen an einem Netzknoten verschiedene Technologieklassen mit unterschiedlichen Kosten angeschlossen seien. Nicht geregelt sei in der Festlegung, welches der betroffenen Kraftwerke die Anweisung ausführen solle oder welche Kostenhöhe der Netzbetreiber im Quotienten (Vergütung/netzstützende Wirkung) bei der Vergütung zu berücksichtigen habe. Darüber hinaus sei auch die rein technische Definition des Begriffes Netzknoten nicht jederzeit eindeutig bestimmt. Diese Inkonsistenz führe zu Unsicherheiten hinsichtlich der Anwendung der Festlegung. Die X., die für sie zuständige Übertragungsnetzbetreiberin, weise nämlich entgegen Ziffer 3 konkrete Anlagen und nicht die Gesamtheit der Anlagen hinter einem Netzknoten an. Unklar bleibe auch, wie die für die Auswahl der Kraftwerke nach Tenorziffer 4 relevante netzstützende Wirkung gemessen werden solle. Dazu fehlten jegliche Aussagen in der Festlegung. 25

Nach den Tenorziffern 2 und 3 bleibe auch unklar, in welchem Umfang KWK -Anlagen einer Redispatch-Anweisung unterlägen. Während Tenorziffer 2 KWK-Anlagen unter gewissen Voraussetzungen verpflichte, sich Redispatch-Maßnahmen zu unterwerfen, formuliere Tenorziffer 3 Satz S. 6 verschiedene 26

Einschränkungen, aufgrund derer bestimmte Leistungsscheiben vom Redispatch ausgenommen würden. Dabei würden aber nicht die durch Wärmeauskopplung nicht disponiblen Leistungsscheiben von KWK-Anlagen i.S.d. Tenorziffer 2 erwähnt.

Auch die Regelungen in Tenorziffer 10 blieben zu unbestimmt. Danach seien Leistungsscheiben, die zur Erbringung und zur Besicherung von Regelenergie und Ausfallreserve vorgehalten würden, von der Verpflichtung zur Teilnahme an Redispatch-Maßnahmen befreit. Die Spezifikation von Sekundärregelreserve umfasse allerdings nicht nur die Höhe des vorzuhaltenden Leistungsbandes, sondern auch den Gradienten, d.h. die Geschwindigkeit der Leistungsänderung. Es könne vorkommen, dass der durch die technischen Eigenschaften eines Kraftwerks bestimmte maximale Leistungsgradient vollständig der Sekundärregelung bzw. Minutenreserve unterliege, nicht aber die gesamte Leistung des Kraftwerks, also die gesamte Bandbreite zwischen Minimal- und Maximalleistung. In diesem Fall wäre formal eine Leistungsscheibe nicht vom Redispatch ausgenommen, obwohl das Kraftwerk eine Anordnung zur Leistungsänderung nicht umsetzen könnte, ohne die Anforderungen der Sekundärregelreserve bzw. Minutenreserve zu verletzen. Die Bundesnetzagentur hätte daher nicht nur die Leistungsscheibe, sondern auch den Leistungsgradienten berücksichtigen müssen. 27

Soweit die Bundesnetzagentur nunmehr im Beschwerdeverfahren klarstelle, dass in Ziffer 3 die gleichen Anforderungen an die Disponibilität von KWK-Anlagen wie in Ziffer 2 gälten und dass bezüglich Ziffer 10 ein Kraftwerk auch dann von der Erbringung von Redispatch-Maßnahmen befreit sei, soweit nur der Leistungsgradient und nicht die gesamte Leistung des Kraftwerks der Anforderung von Sekundärregelreserve bzw. Minutenreserve unterliege, belege der Klarstellungsbedarf, dass die Festlegung zu unbestimmt sei. 28

Darüber hinaus blieben weiterhin viele operative Fragen bezüglich des energetischen Ausgleichs nach Tenorziffer 5 offen. So solle der energetische Ausgleich auch über bilaterale Handelsgeschäfte mit dem Übertragungsnetzbetreiber möglich sein, was aber nicht der Fall sei, da insoweit noch keine Handelsverträge mit der Betroffenen abgeschlossen worden seien. Weiter bestünden Unklarheiten bei der Anwendung der Festlegung auf Pumpspeicherkraftwerke, da sich der energetische Ausgleich bei diesen nicht allein auf den tatsächlichen physikalischen Redispatch-Zeitraum erstrecken könne, sondern auch auf den späteren Zeitraum, bei dem die Anlage wegen der fehlenden Wassermenge im Oberbecken keinen Strom produzieren könne. Es sei auch unklar, ob der energetische Ausgleich einer Redispatch-Maßnahme anhand der geplanten Fahrweise des Kraftwerks bemessen werde oder anhand der tatsächlichen Fahrweise des Kraftwerks, bei der sich Abweichungen von der geplanten Fahrweise nicht ausschließen ließen. 29

Unklar sei, in welchem Umfang dem Kraftwerksbetreiber die Verantwortlichkeit über die Kraftwerkseinsatzplanung entzogen werde. Eine Tenorierung sei nicht erfolgt. Insofern handele es sich bei den Ausführungen auf Seite 53 der Festlegung um keine an den Kraftwerksbetreiber gerichtete Handlungsaufforderung. Weitere Unsicherheiten könnten daraus resultieren, dass die Bundesnetzagentur bei ihren Ausführungen unklar lasse, ob die Verantwortlichkeit des Anlagenbetreibers für den Kraftwerkseinsatzplan im Falle einer Redispatch-Anforderung bereits ab 14:30 Uhr 30

des Vortags bis zum Abschluss der eigentlichen Redispatch-Maßnahme am Folgetag (vgl. Ziffer 8 der Festlegung) oder nur während der physikalischen Umsetzung der Redispatch-Maßnahme eingeschränkt sein solle.

Die Festlegung verstoße ferner gegen das in § 13 Abs. 1 und 2 EnWG vorgegebene 31
Stufenverhältnis von Maßnahmen aufgrund freiwilliger Vereinbarungen einerseits
und einseitigen Zwangsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber
Kraftwerksbetreibern andererseits. § 13 Abs. 1a EnWG füge sich in dieses
Stufenverhältnis der Absätze 1 und 2 des § 13 EnWG ein und erweitere dieses um
eine weitere Stufe, die gedanklich zwischen Absatz 1 und Absatz 2 einzuordnen sei.
Dies ergebe sich durch Auslegung des § 13 EnWG nach Wortlaut,
Gesetzesbegründung, Systematik und Sinn und Zweck. Der
Übertragungsnetzbetreiber müsse daher zunächst die Möglichkeiten freiwilliger
Maßnahmen i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG ausschöpfen, bevor er Maßnahmen
i.S.d. § 13 Abs. 1a, 2 EnWG anweise.

Schließlich sei die Festlegung auch deshalb rechtswidrig, weil sie nicht das 32
Verhältnis zu den netzbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG
regele, die – auch nach Auffassung der Bundesnetzagentur - vorrangig gegenüber
Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG seien (vgl. Leitfaden zum
EEG-Einspeisemanagement vom 29.02.2011, S. 7f).

Die künstliche Aufteilung der relevanten Regelungsgegenstände (Redispatch- 33
Maßnahmen und Vergütung) in zwei Festlegungen sei materiell rechtswidrig, da die
bestehenden Wechselwirkungen zwischen Einschränkung der Fahrplanhoheit und
Vergütung nicht hinreichend abgebildet würden, was einen Verstoß gegen die
Junktivvorgabe des § 13 Abs. 1a EnWG („gegen angemessene Vergütung“)
begründe.

Tenziffer 1 der Festlegung verstoße gegen die Vorgaben zur strikten Trennung 34
von Netz und Erzeugung. Gemäß §§ 6 ff EnWG dürften Netzbetreiber keine
Aufgaben aus anderen Tätigkeitsbereichen, insbesondere nicht solche der
Erzeugung wahrnehmen. Durch sein Anweisungsrecht in Ziffer 1 der Festlegung
erhalte der Übertragungsnetzbetreiber jedoch Befugnisse, aufgrund derer er
erheblich in die Tätigkeit von Kraftwerksbetreibern eingreifen könne. Dieses
Anweisungsrecht des Übertragungsnetzbetreibers gefährde auch die durch die
Entflechtungsvorgaben geschützte Unabhängigkeit der Netzbetreiber. Ein
Übertragungsnetzbetreiber könne sich durch eine Intensivierung des Einsatzes von
Redispatch-Maßnahmen seiner Investitionspflichten nach §§ 11ff EnWG entziehen.
So könnte eine spannungsbedingte Engpasssituation, die derzeit als Folge des
Atomausstieg vermehrt festzustellen sei, beispielsweise durch den Bau von
Ladestrom-Kompensationsspulen durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber
verhindert werden. Eine solche konkrete Engpasssituation stelle sie derzeit
insbesondere bei ihren Kraftwerken J. und L. regelmäßig an Wochenenden fest, die
über den zuvor genannten Ausbau des Netzes vermieden werden könnte. Der
Übertragungsnetzbetreiber könne ein besonderes Interesse an einer Intensivierung
des Redispatch-Einsatzes auch deswegen haben, weil er selbst auf dem
Day-Ahead- und Intraday-Markt als Anbieter von Strommengen (aus
EEG-Erzeugungsanlagen) auftrete. Dies führe zu einer weiteren Verschärfung der
Interessenkollision. Die Festlegung hätte das Verhältnis der Redispatch-Anweisung

zu den Investitionspflichten dahingehend regeln müssen, dass eine Anweisung im Falle eines Engpasses, der auf einen unzureichenden, gegen § 11 EnWG verstoßenden Netzausbau zurückzuführen ist, als Notfallmaßnahme von Kraftwerksbetreiber zwar hinzunehmen und ihm angemessen zu vergüten sei, jedoch als Folge eines missbräuchlichen Verhaltens des Übertragungsnetzbetreibers entsprechend zu ahnden sei.

Das Kriterium für die Einsatzfolge der Erzeugungsanlagen in Tenorziffer 4 – der Quotient aus der netzstützenden Wirkung der für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zu entrichtenden Vergütung – sei mit dem Postulat der Kostengünstigkeit nach § 1 Abs. 1 EnWG nicht zu vereinbaren. Der Quotient aus Netzstützungswirkung und Vergütungshöhe sei nur dann ein geeignetes Kriterium zur Auswahl des kosteneffizienten Redispatch-Kraftwerksparks, wenn auch alle mit der Redispatch-Maßnahme verbundenen Kosten in diesem Quotienten abgebildet würden. Die Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8 erkenne aber die mit der Redispatch-Maßnahme verbundenen Opportunitätskosten nicht an. Bei einem Vergleich der ohne Opportunitätskosten gebildeten Quotienten werde somit keineswegs sichergestellt, dass der Übertragungsnetzbetreiber stets das kosteneffiziente Kraftwerk/Kraftwerkspaar auswähle.

35

Unabhängig davon werde durch Tenorziffer 4 auch deshalb nicht zwangsläufig das volkswirtschaftlich günstigste Kraftwerk ausgewählt, weil nur die Kosten des angewiesenen, nicht jedoch die des den energetischen Ausgleich herstellenden Kraftwerks berücksichtigt würden. Nach der Festlegung seien zuerst diejenigen Anlagen herunterzufahren, die den geringsten Quotienten aufwiesen. Bei diesen Anlagen handele es sich um diejenigen mit der kleinsten Wirkung auf den Netzengpass bei hoher Vergütung. Unterstellt, diese Anlagen würden heruntergefahren, müssten auf der anderen Seite des Engpasses Anlagen zum energetischen Ausgleich entsprechend heraufgefahren werden. Durch diese Fahrweise würde sich das Redispatch-Volumen vervielfachen.

36

Sie stelle hinsichtlich der Ausübung des Aufgreifermessens in Abrede, dass das praktizierte, rein privatwirtschaftliche Modell nicht länger geeignet gewesen sei, die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit angesichts der zunehmenden Anzahl von Engpässen hinreichend sicherzustellen. Das Gegenteil sei der Fall. Typischerweise komme nur eine geringe Anzahl der Kraftwerksbetreiber für Redispatch-Maßnahmen in Betracht, so dass es auch nicht verwundere, dass nur „einige wenige Kraftwerksbetreiber“ zum Abschluss von Redispatch-Vereinbarungen mit den Übertragungsnetzbetreibern bereit gewesen seien. Entscheidend sei vielmehr, wie das Verhältnis der Kraftwerksbetreiber, die zum Abschluss von Redispatch-Vereinbarungen bereit gewesen seien, zu den Kraftwerksbetreibern sei, die überhaupt potentiell durch eine Redispatch-Maßnahme einen Engpass beseitigen könnten. Sie habe in der Vergangenheit seit dem Jahr 2005 durchweg Redispatch-Vereinbarungen mit den ihr vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibern X. GmbH und B. GmbH abgeschlossen. Die Bundesnetzagentur bausche den Sachverhalt mit dem Hinweis auf die Folgen eines Schwarzfalls – einem absoluten Ausnahmefall – sowie auf die Zunahme von Redispatch-Maßnahmen künstlich auf. Die Intensität der Eingriffe von Seiten der X. GmbH gehe aktuell deutlich zurück. Im Jahr 2013 hätten sich die Redispatch-Mengen bei ihr im Vergleich zum Jahr 2012 geradezu halbiert. Dies beruhe auf Leitungsmonitoring, Blindleistungskompensation,

37

Maststockung, Austausch von einzelnen Komponenten z.B. auf Stromkreisen oder in Schaltfeldern. Unzulässigerweise habe die Bundesnetzagentur auch Countertrading-Maßnahmen einbezogen, welche mit den Redispatch-Maßnahmen nicht vollständig substituierbar seien. Die Bundesnetzagentur sei auch jeglichen Beleg schuldig geblieben für ihre Behauptung, dass einvernehmliche Redispatch-Maßnahmen auch an den unangemessenen Konditionen gescheitert seien, die die Kraftwerksbetreiber gefordert hätten.

Schließlich habe die Bundesnetzagentur das ihr eingeräumte Ermessen bezüglich der Ausgestaltung der Festlegung, insbesondere bezüglich des Entzugs der Verantwortlichkeit über den Kraftwerkseinsatzplan fehlerhaft ausgeübt. Zunächst gehe diese irrigerweise von einer Gefahr eines Umdeklarierens der angeordneten Einspeiseerhöhung aus. Dabei verkenne sie, dass überhaupt kein Anreiz bestehe, eine per Redispatch angeordnete Einspeiseerhöhung als marktbetrieben „umzudeklarieren“ und durch gleichzeitiges Absenken der Erzeugung in einer anderen Anlage einen bilanziellen Ausgleich herbeizuführen. Angewiesen würde nach der Merit Order die günstigste Anlage, so dass der Kraftwerksbetreiber die Erzeugung in die teurere Anlage umschichten und gleichzeitig auf die Redispatch-Vergütung verzichten müsste. Damit würde er sich unter der Voraussetzung, dass diese Vergütung angemessen und damit kostendeckend sei, wirtschaftlich schlechter stellen als bei Beibehaltung der ursprünglichen Erzeugungsfahrpläne, bei denen der am Markt abgesetzte Strom in der kostengünstigen Anlage produziert und die teureren Kosten der vom Redispatch betroffenen Anlage durch den Übertragungsnetzbetreiber erstattet würden. 38

Das mildere Mittel wäre gewesen, zumindest eine marktgetriebene Fahrweise der Anlage insoweit weiterhin zu erlauben, wie sie der Redispatch-Anweisung entsprechen würde und nicht gänzlich die Verantwortlichkeit über den Kraftwerkseinsatzplan zu entziehen. 39

Die Lasten des Redispatch beträfen nicht alle Kraftwerksbetreiber gleichermaßen, sondern vornehmlich diejenigen, die „günstig“ in der Nähe zu chronisch gefährdeten Engpassstellen lägen. Damit würden die betroffenen Kraftwerksbetreiber ohne sachlichen Grund systematisch ungleich behandelt. Dies stelle einen Verstoß gegen den Gleichheitssatz iSd. Art. 3 GG dar. Die Ungleichbehandlung bestehe darin, dass die betroffenen Kraftwerksbetreiber wirtschaftlich nicht so wie die anderen nicht betroffenen Kraftwerksbetreiber gestellt würden, die ihre Kapazitäten weiterhin voll flexibel am Markt anbieten könnten und damit die Chancen aus alternativen Vermarktungsmöglichkeiten realisieren könnten. Durch die Beschränkung der Vergütung auf nur aufwandsgleiche Kosten würden die Chancen alternativer Vermarktungsmöglichkeiten nicht hinreichend abgebildet. Dies führe zu einer Schlechterstellung der in Anspruch genommenen Kraftwerksbetreiber gegenüber den nicht in Anspruch genommenen Kraftwerksbetreibern. 40

Die Betroffene beantragt, 41

unter Aufhebung der Festlegung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 30.10.2012 (Az.: BK6-11/098) die Bundesnetzagentur zur Neubescheidung unter Berücksichtigung der Rechtsauffassung des Gerichts zu verpflichten. 42

43

Die Bundesnetzagentur beantragt,

die Beschwerde zurückzuweisen. 44

Sie verteidigt die angegriffene Festlegung unter Wiederholung und Vertiefung ihrer Gründe. Ergänzend trägt sie vor: 45

Der Neubescheidungsantrag der Betroffenen könne keinen Erfolg haben. Diese habe keinen Anspruch auf den Erlass einer Festlegung zur Ausgestaltung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG. Eine solche stehe im Ermessen der Bundesnetzagentur. Das Aufgreifermessen habe sie ordnungsgemäß ausgeübt. Eine Ermessensreduzierung auf Null, die die begehrte Verpflichtung zur Neubescheidung begründen könnte, sei jedoch nicht gegeben und werde auch von der Betroffenen nicht vorgetragen. 46

Sie habe ihr Aufgreifermessen sachgerecht ausgeübt. Grund für das Aufgreifen der Festlegungsermächtigung aus § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG sei insbesondere der Umstand gewesen, dass die zu diesem Zeitpunkt gelebte Praxis der freiwilligen Vereinbarungen zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung eine diskriminierungsfreie Durchführung von Redispatch-Maßnahmen nach transparenten und eindeutigen Kriterien nicht mehr gewährleistet habe. Trotz der gestiegenen Erforderlichkeit von Markteingriffen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität hätten einige Kraftwerksbetreiber ihre Teilnahme an Redispatch-Maßnahmen verweigert. Die zwischen Übertragungsnetzbetreibern und an Maßnahmen teilnehmenden Kraftwerksbetreibern geschlossenen Verträge seien extrem uneinheitlich ausgestaltet. Das praktizierte, rein privatwirtschaftliche Modell sei vor diesem Hintergrund nicht länger geeignet, die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit angesichts der zunehmenden Anzahl von Engpässen hinreichend sicher zu stellen. 47

Hinsichtlich der Analyse des Redispatch-Volumens habe sie richtigerweise Countertrading-Maßnahmen mit in die Betrachtung einbezogen, da diese ebenfalls der Engpassbeseitigung dienten. Während in der Vergangenheit das Verhältnis von Countertrading und Redispatch relativ ausgeglichen gewesen sei, würden seit einigen Jahren verstärkt Redispatch-Maßnahmen durchgeführt und würde Countertrading wegen der schlechteren Steuerungsmöglichkeiten im Hinblick auf den Engpass vernachlässigt. Diesen Trend habe sie in ihrer Prognose zur Entwicklung der Redispatch-Mengen und ihren Abwägungen zum Aufgreifermessen berücksichtigt. 48

Schließlich habe sie das Gefahrenpotential drohender Überlastungssituationen und Spannungsgrenzwertverletzungen in ihre Entscheidung mit einbezogen. 49

§ 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG ermächtige sie zu sämtlichen im Rahmen der Festlegung getroffenen Regelungen. Der Gesetzgeber habe ihr für die praxisingerechte Ausgestaltung von Redispatch einen weiten Spielraum und eine umfassende Regelungskompetenz eingeräumt. 50

Mit den in Tenorziffer 1 der Festlegung geregelten Eingriffsvoraussetzungen überschreite sie die Ermächtigungsgrundlage nicht. Vielmehr handele es sich dabei um eine notwendige Konkretisierung der Eingriffssituation, ohne die die übrigen 51

Regelungen obsolet wären. Die Regelungen in Ziffer 1 stellten Festlegungen zu erforderlichen technischen Anforderungen sowie zur Methodik der Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber i.S.d. § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG dar. Die für alle Beteiligten transparente Feststellung, in welcher Situation eine Anweisung zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen erfolgen könne, stehe zudem in einem funktionellen Zusammenhang mit dem gesamten Kompetenzgegenstand der Festlegungsermächtigung. Sie seien dem ihr zugewiesenen Kompetenztitel immanent. Im Übrigen sei die Festlegung der Eingriffsvoraussetzungen eine für die Betroffene – als potentiell zur Wirkleistungsanpassung verpflichteten Anlagenbetreiberin – auch begünstigend, weil sie damit überprüfen könne, ob die Voraussetzungen für eine Redispatch-Anweisung vorlägen. Letztlich stellten die Regelungen der Tenorziffer 1 eine Wiederholung der gesetzlich vorgegebenen Voraussetzungen dar und seien insoweit deklaratorisch. Der Verweis auf die Berücksichtigung etablierter, dem anerkannten Stand der Technik entsprechender Methoden zur Berücksichtigung von etwaigen Ausfällen von Netzbetriebsmitteln und von Erzeugungsanlagen bei der Netzbelastungsberechnung stelle eine Vorgehensweise dar, die ohnehin praktiziert werde. Auch die Nennung der Parameter „Überlastung von Betriebsmitteln oder Verletzung betrieblich zulässiger Spannungsbänder“ sowie das „n-1 Prinzip“ deckten sich mit der allgemeinen Ansicht über das Vorliegen eines kritischen Netzzustands i.S.d. § 13 Abs. 3 EnWG. Die getroffenen Regelungen erweiterten die Befugnisse der Übertragungsnetzbetreiber aus § 13 Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG nicht.

Die in Tenorziffer 3 der streitgegenständlichen Festlegung enthaltenen Regelungen zum Umfang einer Anweisung zur Wirkleistungsanpassung stellten Konkretisierungen zu erforderlichen technischen Anforderungen, die gegenüber den Betreibern betroffener Erzeugungsanlagen aufzustellen seien, sowie zur Methodik der Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber dar. Die Betroffene habe auch versäumt darzulegen, inwieweit die Bundesnetzagentur konkret mit der in Ziffer 3 getroffenen Regelung die Ermächtigungsgrundlage überschritten haben solle. 52

Entgegen der Ansicht der Betroffenen sei die in Tenorziffer 3 Satz 2 der streitgegenständlichen Festlegung vorgesehene Befugnis der Übertragungsnetzbetreiber zur Anweisung eines Wirkleistungsbezugs von § 13 Abs. 1a EnWG gedeckt. Es handle sich lediglich um eine Klarstellung, die – auf Wunsch verschiedener am Festlegungsverfahren Beteiligter – in den Tenor aufgenommen worden sei, um Missverständnissen und Wertungswidersprüchen bei der späteren Durchführung von Eingriffen zur Wirkleistungsanpassung vorzubeugen. Die Möglichkeit zur Anweisung eines Wirkleistungsbezugs ergebe sich unmittelbar aus § 13 Abs. 1a EnWG. Der Wortlaut der Norm enthalte zwar nur den Begriff der „Einspeisung“. Allerdings seien Speicheranlagen ohne jedwede Beschränkung auf eine ihrer möglichen Einsatzmöglichkeiten explizit in den Adressatenkreis der Regelung aufgenommen worden. Dies sei gerade als Bezugnahme auf ihre besondere, diese von anderen Erzeugungsanlagen unterscheidende Fähigkeit zum Speichern von Energie durch den Bezug und die Umwandlung derselben in Lageenergie zu sehen. Andernfalls wäre die Nennung von Speicheranlagen redundant, da diese bereits von „Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie“ erfasst seien. Insofern hätte es keiner expliziten Nennung bedurft. Dies spreche dafür, dass Speicheranlagen sowohl zur Erhöhung ihrer Wirkleistungseinspeisung, 53

als auch zur Reduzierung derselben bis hin in den negativen Bereich und damit zum Wirkleistungsbezug angewiesen werden könnten.

Dies entspreche darüber hinaus dem Sinn und Zweck der Regelung. Die Befugnis der Übertragungsnetzbetreiber zur Anweisung von Redispatch-Maßnahmen diene der Erweiterung der zur Verfügung stehenden Instrumente zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems sei letztlich das zentrale Schutzgut des § 13 EnWG. Wenn daher bei einem Engpass ohnehin eine Erhöhung und eine Absenkung der Wirkleistungseinspeisung erforderlich sei, um die Systemstabilität aufrecht zu erhalten, sei nicht ersichtlich, warum dabei nicht auf die technische Möglichkeit von Speicheranlagen, Wirkleistung zu beziehen, zurückgegriffen werden sollte, sofern dies die effektivste Möglichkeit zur Beseitigung des akuten Engpasses darstelle. Dabei sei zu berücksichtigen, dass es in der Zeit vor der Festlegung der Praxis entsprochen habe, dass sich auch Speicheranlagen im Pumpbetrieb an Redispatch-Maßnahmen beteiligten. 54

Die Einsatzreihenfolge in Tenorziffer 4 diene der Bestimmung des Adressaten einer Anweisung im Falle einer konkreten Engpasssituation und konkretisiere damit den Adressatenkreis i.S.v. § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG. 55

Bei der seitens der Betroffenen beanstandeten Regelung in Tenorziffer 5 der Festlegung (Sicherstellung des energetischen Ausgleichs) handele es sich um eine an die Übertragungsnetzbetreiber und nicht an die Erzeugungsanlagenbetreiber gerichtete Verpflichtung. Insofern sei bereits nicht ersichtlich, inwiefern die Betroffene von der Regelung betroffen sein solle. Ungeachtet dessen sei die in Rede stehende Regelung auf die Gewährleistung der bilanziellen Neutralität der Redispatch-Maßnahme bzw. der Maßnahme zur spannungsbedingten Anpassung der Wirkleistungseinspeisung gerichtet, deren Notwendigkeit sich ohnehin aus den Vorschriften des EnWG und der StromNZV ergebe. Im Übrigen sei der energetische Ausgleich bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG – soweit erforderlich – gelebte Praxis. 56

Bei der Freistellung von Regelenergie und zur Besicherung vorgehaltener Leistungsscheiben von der Teilnahme an Redispatch-Maßnahmen in Tenorziffer 10 der Festlegung handele es sich lediglich um eine Klarstellung. Die Erforderlichkeit der Freistellung von Regelenergie und zur Besicherung vorgehaltener Leistungsscheiben vom Einsatz bei Wirkleistungsanpassungen ergebe sich bereits aus Gründen der Systemsicherheit. Ungeachtet dessen folge aus der Festlegungsermächtigung des § 13 Abs. 1a S. 3 EnWG auch ihre Regelungskompetenz hinsichtlich einer Erbringungskollision von Regelenergie oder der Besicherung dienender Leistungsscheiben mit systemstabilisierenden Redispatch-Maßnahmen. Auch hierbei handele es sich letztlich um eine weitere Konkretisierung des Adressatenkreises. 57

Die Festlegung verstoße auch nicht gegen sonstige grundlegende Prinzipien des EnWG. Ein Verstoß gegen die innere Systematik des § 13 EnWG (Stufenverhältnis) liege nicht vor. § 13 Abs. 1a EnWG beziehe sich nach seinem klaren Wortlaut auf marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Er nehme damit gerade keine Zwischenstufe zwischen anderen (u.U. freiwilligen) marktbezogenen 58

Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und Zwangsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG ein. Das Verhältnis einer Anweisung zur Wirkleistungsanpassung zu netzbezogenen Maßnahmen ergebe sich bereits aus § 13 EnWG selbst. Insofern bestehe keine schließungsbedürftige Regelungslücke.

Die Aufteilung der Regelungsgegenstände in zwei Festlegungen verstoße auch nicht gegen die Junktimvorgabe in § 13 Abs. 1a EnWG, sondern basiere auf der Zuständigkeitsverteilung der Beschlusskammern der Bundesnetzagentur, die verfahrensunabhängig und abstrakt in der Geschäftsordnung der Bundesnetzagentur geregelt sei. Eine Rechtsverletzung der Betroffenen sei damit nicht verbunden. 59

Tenorziffer 1 stehe nicht im Widerspruch zu den Entflechtungsvorgaben des EnWG. Die Betroffene verkenne, dass die Befugnis zur verbindlichen Anweisung einer Wirkleistungsanpassung nicht erst aus der Festlegung der Beschlusskammer 6 folge, sondern bereits vom Gesetzgeber mit der Einführung des § 13 Abs. 1a EnWG auf die Übertragungsnetzbetreiber übertragen worden sei. Die streitgegenständliche Festlegung gestalte diesen gesetzlich vorgesehenen Eingriff lediglich aus. Ein Missbrauch des in § 13 Abs. 1a EnWG normierten Anweisungsrecht zur Umgehung der Netzausbaupflichten sei in diesem Zusammenhang abwegig. 60

Die Wirkungsweise der Merit Order (Tenorziffer 4) führe nicht zu einem unnötig hohen Redispatch-Volumen. Die Vorgaben der Festlegung für das Erstellen der Merit Order für hochfahrende und für einzusenkende Kraftwerke seien nicht voneinander isoliert zu betrachten. Sie dürften vor allem nicht losgelöst von dem Ziel der Wirkleistungsanpassung als Selbstzweck begriffen werden. Die Regeln zur Merit Order führten zu einer volkswirtschaftlichen Optimierung, die sich in einer Kostenminimierung der Redispatch-Maßnahme niederschlage, da so den für die Wirkleistungserhöhung zu zahlenden Vergütungen möglichst hohe Erlöse als Gegenposition gegenüberstünden. Dadurch würden „beide Seiten“ des Netzengpasses, also hochfahrende und einsenkende Kraftwerke, sowohl hinsichtlich ihrer physikalischen Wirkung als auch hinsichtlich ihrer Kosten berücksichtigt. 61

In diesem Zusammenhang dürfe nicht vernachlässigt werden, dass beim strombedingten Redispatch die auszuwählenden Anlagen auf beiden Seiten des Engpasses einander bedingten. Zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts im Netz müsse die Änderung der Wirkleistungseinspeisung auf beiden Seiten des Engpasses in Summe energetisch ausgeglichen sein. Daher erfolge in der Praxis keine voneinander losgelöste Auswahl der zur Beseitigung des Engpasses heranzuziehenden Anlagen. Vielmehr werde unter Berücksichtigung der Kriterien der netzstützenden Wirkung und der Kosten der Anlagen, die sich in der Merit Order widerspiegelten, eine ganzheitliche Optimierung für den betreffenden Engpass vorgenommen, um diesen volkswirtschaftlich effizient beheben zu können. Damit würden zugleich die in § 1 Abs. 1 EnWG formulierten Ziele des EnWG verwirklicht, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität bereitzustellen. Bei der Optimierung komme dem Kriterium der netzstützenden Wirkung eine besondere Bedeutung zu, da diese die zur Engpassbeseitigung erforderliche Wirkleistungsänderung und damit das notwendige Redispatch- 62

Volumen determiniere.

Soweit der Betroffenen die konkrete Vergütungshöhe missfalle, verkenne sie, dass die Frage der konkreten Ermittlung des zu entrichtenden Entgelts und dessen Höhe im Parallelverfahren im Rahmen der Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8 zu klären sei. 63

Die Festlegung sei hinreichend bestimmt i.S.d. § 37 Abs. 1 VwVfG. Sie richte sich ausschließlich an Marktteilnehmer, die den Regelungsgegenstand der Festlegung aufgrund ihrer Sachkenntnis und Erfahrung selbstverständlich genau kennen. 64

Die Bildung der Merit Order gemäß Tenorziffer 4 sei bestimmt und eindeutig. Entscheidend sei der Quotient aus netzstützender Wirkung und der für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zu entrichtenden Vergütung. Die Merit Order gewährleiste die notwendige netzphysikalische Wirkung der Maßnahme zur Wirkleistungsanpassung sowie deren volks- und betriebswirtschaftliche Effizienz. Damit würden zugleich die in § 1 Abs. 1 EnWG formulierten Ziele des EnWG verwirklicht. Beide Komponenten zur Berechnung des Quotienten seien bestimmbar. Die abstrakte Vorgehensweise zur Ermittlung der Merit Order sei vollständig in der streitgegenständlichen Festlegung geregelt. Es handele sich dabei um eine von der Frage der konkreten Höhe der Vergütung unabhängige Methodik. Die Frage der konkreten Ermittlung des zu entrichtenden Entgelts sei im Parallelverfahren zu klären, da die Kriterien für die Bestimmung der Vergütung im Rahmen der Festlegung der BK 8 festgelegt worden seien. 65

Darüber hinaus stehe die Vorgabe zur Bestimmung der Merit Order nicht im Widerspruch zu den weiteren Regelungen bezüglich der Bestimmung des Adressaten einer Anweisung zur Wirkleistungsanpassung in Tenorziffer 3. 66

Die anlagenscharfe Aufstellung der Merit Order folge daraus, dass der Übertragungsnetzbetreiber den Quotienten aus netzstützender Wirkung und – der sich aus der Festlegung der Beschlusskammer 8 ergebenden - Vergütung für jede einzelne Anlage bilde. Die konkrete Anweisung zur Wirkleistungsanpassung sei sodann an den Betreiber der „Platz-1-Anlage“ zu richten, jedoch nicht auf Umsetzung der Maßnahme durch diese konkrete Anlage, sondern hinsichtlich sämtlicher, von ihm an dem fraglichen Netzknoten angeschlossenen Anlagen, um dem Anlagenbetreiber ein gewisses Maß an Flexibilität einzuräumen. 67

Auch wenn verschiedene situationsspezifische Netzknotenbegriffe existierten, sei die im Rahmen der streitgegenständlichen Festlegung maßgebliche Definition des „Netzknotens“ zweifelsfrei bestimmbar. Die angegriffene Festlegung erfasse Betreiber von Erzeugungs- und Speicheranlagen, die an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen seien. Im Kontext der Festlegung könne es sich bei einem Netzknoten folglich allein um den Anschlusspunkt dieser Anlagen an das Elektrizitätsversorgungsnetz handeln. Innerhalb der Begründung der Festlegung würden auch die Begriffe „Netzanschlusspunkt“ und „Anschlusspunkt“ verwendet. 68

Unklarheiten bezüglich der Einbeziehung der betroffenen KWK-Anlagen bestünden nicht. Aus Tenorziffer 2 Satz 2 sowie den dazugehörigen Ausführungen in der Beschlussbegründung ergebe sich eindeutig, dass KWK-Anlagen nur insofern den 69

Regelungen der streitgegenständlichen Festlegung unterworfen seien, sofern sie eine disponible, d.h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung bezogen auf den Netzknoten größer oder gleich 50 MW erzeugen können und an ein 110 kV-Netz angeschlossen seien. Eine zusätzliche Erwähnung innerhalb der Regelung zur eingeschränkten Disponibilität in Tenorziffer 3 sei nicht erforderlich gewesen.

Nicht nachvollziehbar sei, weshalb die Vorgabe zur Sicherstellung des energetischen Ausgleichs in Tenorziffer 5 operative Fragen offen lasse. Die Regelungen zum energetischen Ausgleich in Tenorziffer 5 beträfen den Ausgleich des Bilanzkreises für den Zeitraum der Redispatch-Maßnahme. Soweit die Betroffene auf durch eine Redispatch-Maßnahme bedingte Fehlmengen im Wasserbecken eines Pumpspeicherkraftwerks rekurriere, gehe es ihr letztlich um finanziellen Ersatz für verpasste Handelsgeschäfte. Dieser richte sich nach der Festlegung der Beschlusskammer 8, die entsprechende Vorgaben zur Vergütung für Speicher vorgebe (S.20f des Beschlusses) 70

Tenorziffer 10 der angegriffenen Festlegung sei hinreichend bestimmt. Nach der getroffenen Regelung seien sämtliche Leistungsscheiben, die für die Erbringung von Regelenergie und zur Besicherung vorgehalten werden, freigestellt. Sofern die Heranziehung einer Leistungsscheibe bei der Umsetzung einer Anweisung eine Verletzung der Anforderungen der Sekundärregelreserve oder Minutenreserve bedeuten würde, sei diese Leistungsscheibe nach der eindeutigen Regelung der angegriffenen Festlegung freigestellt. 71

Der grundsätzliche Entzug der Verantwortlichkeit für den Kraftwerksfahrplan ergebe sich aufgrund der Ausführungen auf Seite 53 der Festlegung. Was die Dauer einer Maßnahme im Einzelfall betreffe, bemesse sich diese nach dem Inhalt der konkreten Anweisung und insbesondere nach dem seitens des Übertragungsnetzbetreibers vorgegebenen Zeitintervallen. Unklarheiten seien in diesem Zusammenhang nicht ersichtlich. 72

Sie habe das ihr hinsichtlich der inhaltlichen Ausgestaltung der Festlegung eingeräumte Ermessen fehlerfrei ausgeübt, insbesondere habe sie bei dem Entzug der Fahrplanhoheit für die Dauer der angewiesenen Maßnahme keine spekulativen oder gar falschen Annahmen zugrunde gelegt. Durch die Teilnahme am Intraday-Markt könnte die Wirksamkeit der Redispatch-Maßnahme vermindert oder sogar aufgehoben werden. Dabei sei insbesondere zu berücksichtigen, dass beim strombedingten Redispatch immer mindestens zwei – häufig sogar mehr – Kraftwerke beteiligt seien. Eine kurzfristige Änderung der Fahrweise eines Kraftwerks erfordere regelmäßig Folgeänderungen bei den anderen beteiligten Kraftwerken, so dass die Komplexität der Engpassbeseitigung für den jeweiligen Systemführer des betroffenen Übertragungsnetzbetreibers durch die Zulassung des Intraday-Handels während der Redispatch-Maßnahme erheblich stiege. Allerdings sei die Einschränkung der untertägigen Fahrplananpassung nicht als absolutes Verbot gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern zu verstehen. Untertägige Fahrplanänderungen könnten im Einzelfall akzeptiert werden, wenn die Situation dies erlaube. Die am Intraday-Markt abgeschlossenen Verträge machten im Vergleich zum Termin- und Spotmarkt ohnehin nur ein marginales Volumen aus. Während das Handelsvolumen am Day Ahead-Markt der EPEX Spot Strombörse im 73

Jahr 2013 für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bei 245,6 Mrd. kWh gelegen habe, seien Intraday 19,7 Mrd. kWh gehandelt worden, mithin etwa 8 % der Day Ahead gehandelten Menge (vgl. Anlage BG 1). Vor diesem Hintergrund habe sie die Termin- und Spotmärkte zutreffend als Haupthandelsplatz eingeordnet.

Der Ausschluss der angewiesenen Anlagen vom Intraday-Markt und das Einfrieren der Kraftwerksfahrpläne seien erforderlich, um das Ziel der Festlegung, die Erhaltung bzw. Wiederherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes, bestmöglich zu gewährleisten. Eine Regelung, durch die die Teilnahme am Intraday-Markt grundsätzlich eröffnet bliebe, ggf. aber den Übertragungsnetzbetreibern ein Vorbehaltsrecht gegen dort getätigte Geschäfte eingeräumt würde, sei jedenfalls nicht gleich geeignet. Die Übertragungsnetzbetreiber müssten sich dann in einer Phase der Netzunsicherheit, in der zeitkritisch Entscheidungen getroffen werden müssten, mit virtuellen Kraftwerksfahrplänen bzw. mit Fahrplanänderungen der angewiesenen Erzeuger auseinandersetzen, anstatt sich auf die erforderliche Wiederherstellung der Netzsicherheit konzentrieren zu können. Eine solche Regelung wäre nicht praktikabel. Das Einfrieren der Kraftwerkspläne sei insoweit für alle Anlagen des angewiesenen Betreibers am betreffenden Netzknoten erforderlich, da ansonsten die Möglichkeit bestünde, dass es zu einer Verschärfung des Engpasses bzw. einem Unterlaufen der Redispatch-Maßnahme komme. Flexibilitätseinbußen seien seitens der Erzeuger insoweit im Interesse der Aufrechterhaltung der Systemsicherheit hinzunehmen. 74

Die Festlegung sei auch verhältnismäßig im engeren Sinne. Die Sicherheit der Energieversorgung sei ein Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges. Zögerliche oder ineffiziente Maßnahmen könnten in einer Engpasssituation zur Verletzung des n-1- Prinzips oder in der Folge letztlich sogar zum Schwarzfall des Übertragungsnetzes und damit zu unabsehbaren europaweiten Schäden führen. 75

Die Festlegung verstoße darüber hinaus nicht gegen Grundrechte. Eine ungerechtfertigte Diskriminierung durch den Auswahlmechanismus (Tenorziffer 4) sei nicht erkennbar. Dass bestimmte Erzeugungsanlagen häufiger zu Redispatch herangezogen würden als andere, stelle eine gerechtfertigte Ungleichbehandlung und damit keinen Verstoß gegen Art. 3 GG dar. Die unterschiedliche Häufigkeit der Heranziehung sei dadurch bedingt, dass aufgrund des netztopologisch lokalen Charakters der netztechnischen Probleme für die effektive Störungsbeseitigung tatsächlich meist nur wenige Netzknoten in Betracht kämen. Erzeugungsanlagen an räumlich weiter vom Netzengpass entfernt liegenden Netzknoten könnten aus technischen Gründen nicht in annähernd gleich effektiver Weise zur Beseitigung der Netzstörung beitragen. Die netzstützende Wirkung sei somit maßgeblicher Faktor. Die Regelung sei folglich diskriminierungsfrei, weil sie allein auf die technische Notwendigkeit zur Durchführung einer Wirkleistungsanpassung wegen einer Störung des Übertragungsnetzes und damit auf einen aus den tatsächlichen Gegebenheiten folgenden Sachgrund abstelle. Eine etwaige unzureichende Vergütung müsse im Parallelverfahren gegen die Festlegung der BK8 gerügt werden. 76

Eine Ungleichbehandlung folge aber auch nicht daraus, dass die nicht an der Redispatch-Maßnahme mitwirkenden Kraftwerksbetreiber ihre 77

Vermarktungsmöglichkeiten weiterhin uneingeschränkt ausschöpfen könnten. Die Vermarktungsmöglichkeiten seien durch Redispatch größtenteils schon nicht eingeschränkt. Insbesondere sei die Vermarktung der Kraftwerke auf dem Day-Ahead-Markt ohne Einschränkung möglich. Der angewiesene Anlagenbetreiber stehe nach der Durchführung der Redispatch-Maßnahme wirtschaftlich so als wäre der ursprünglich gemeldete Fahrplan umgesetzt worden und die angeordnete Maßnahme hätte nicht stattgefunden. Lediglich die Vermarktung auf dem Intraday-Markt unterliege Einschränkungen. Der Entzug der Verantwortlichkeit für den Kraftwerkseinsatzplan sei aber zu Recht erfolgt. Insoweit sei eine etwaige Ungleichbehandlung jedenfalls gerechtfertigt.

Die beteiligte Übertragungsnetzbetreiberin X. GmbH hat zu den Ausführungen der Betroffenen Stellung genommen. Sie ist der Ansicht, Tenorziffer 1 der streitgegenständlichen Festlegung verstoße nicht gegen die Entflechtungsvorgaben in §§ 6 ff EnWG. Ein Konflikt mit Entflechtungsvorschriften scheidet bereits aus teleologischen und normsystematischen Gründen aus. Darüber hinaus erfüllten Redispatch-Maßnahmen auch nicht die Voraussetzungen einer Erzeugungsfunktion. Art. 2 Nr. 1 der Richtlinie 2009/72/EG (Binnenmarktrichtlinie Strom) definiere Erzeugung als „Produktion von Elektrizität“. Redispatch-Maßnahmen erfüllten diese Definition nicht. Selbst wenn man „Produktion von Elektrizität“ mit dem Umfang der Wirkleistungseinspeisung gleichsetze, fehle es an der Ausübung einer Erzeugungsfunktion durch die Übertragungsnetzbetreiber, da die maßgeblichen wirtschaftlichen Risiken bei den Kraftwerksbetreibern verblieben.

Eine Gefahr, dass sich Übertragungsnetzbetreiber durch eine Intensivierung des Einsatzes von Redispatch-Maßnahmen ihrer Investitionspflichten nach §§ 11ff EnWG entziehen könnten, bestehe nicht. Der Einsatz von netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 EnWG, einschließlich Redispatch, sei kein maßgebliches planerisches Kriterium, sondern umfasse kurzfristige Eingriffe, um die Netzsicherheit und die Systemstabilität zu gewährleisten. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten auch kein Interesse an vermehrten Redispatch-Maßnahmen, um Vorteile bei ihrer Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien am Spotmarkt zu generieren. Zum einen sei die Vermarktung von EEG-Strom gesetzlich streng reglementiert. Zum anderen könnten die Übertragungsnetzbetreiber den Umfang der erzeugten und zu vermarktenden EEG-Strommengen nicht strategisch beeinflussen.

Wegen der weiteren Einzelheiten des Sach- und Streitstandes wird auf die zu den Akten gereichten Schriftsätze und Anlagen, den beigezogenen Verwaltungsvorgang sowie das Protokoll zur Senatssitzung verwiesen.

B. 81

Die zulässige Beschwerde ist teilweise begründet. Die Festlegung ist aus den mit den Verfahrensbeteiligten in der Senatssitzung erörterten Gründen rechtswidrig und die Betroffene dadurch in ihren Rechten verletzt. Allerdings führt dies lediglich zur Aufhebung der Festlegung.

I. 83

Die form- und fristgerecht eingelegte Beschwerde ist zulässig, insbesondere ist sie 84

als Bescheidungsbeschwerde statthaft (§§ 75 Abs. 1, 78 Abs. 1, 3, 83 Abs. 4 EnWG).

Die Betroffene erstrebt mit dem Neubescheidungsantrag nicht vorrangig die Beseitigung der Festlegung, sondern eine Korrektur hinsichtlich einzelner, ihrer Ansicht nach rechtswidriger Regelungen. Dieses Rechtsschutzziel kann sie jedoch nur im Wege der Verpflichtungs- bzw. Bescheidungsbeschwerde erlangen. Zwar steht der Erlass und die Ausgestaltung der Festlegung im Ermessen der Bundesnetzagentur, die Betroffene hat jedoch einen Anspruch auf eine ermessensfehlerfreie Entscheidung. § 13 Abs. 1a EnWG dient auch dem Schutz der Interessen der Betroffenen als Anlagenbetreiber. Dies ergibt sich schon daraus, dass ein Eingriff nur gegen „angemessene Vergütung“ zulässig ist. Eine Berücksichtigung der Interessen der Anlagenbetreiber ergibt sich jedoch nicht erst auf der Stufe der Vergütung, sondern bereits beim Eingriff selbst, da dieser in die Berufsausübungsfreiheit der Anlagenbetreiber nach Art. 12 Abs. 1 GG eingreift. Damit kann das Bestehen eines subjektiven Rechts der Betroffenen auf die begehrten Korrekturen nicht von vornherein verneint werden (vgl. BGH, Beschluss vom 15.05.2012, EnVR 46/10, RN 16). 85

II. 86

Die Beschwerde ist, soweit mit ihr inzidenter die Aufhebung der Festlegung begehrt wird, begründet. Die Festlegung ist hinsichtlich der Tenorziffern 2 Satz 3 (netz-knotenbezogene Nennwertgrenze) und 3 Satz 2 (Wirkleistungsbezug durch Speichieranlagen) materiell rechtswidrig. Im Übrigen sind die Regelungen der Festlegung nicht zu beanstanden. Da die Festlegung inhaltlich nicht teilbar ist, ist sie jedoch insgesamt aufzuheben. Ein Neubescheidungsanspruch steht der Betroffenen nicht zu. 87

Ein Neubescheidungsanspruch kommt schon deshalb nicht in Betracht, weil § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG der Bundesnetzagentur ermöglicht, zu entscheiden, ob sie überhaupt eine Regelung von Redispatch-Maßnahmen und ihrer Vergütung trifft. Ein Neubescheidungsanspruch würde diese Ermessensentscheidung, das Aufgreifermessen („ob“), unzulässig einschränken. Eine Ermessensreduzierung auf Null ist weder dargelegt noch ersichtlich. 88

1. Ermächtigungsgrundlage 89

Die Bundesnetzagentur war gemäß § 13 Abs. 1a EnWG grundsätzlich zum Erlass der streitgegenständlichen Festlegung ermächtigt. Die Tenorziffern 2 Satz 3 und 3 Satz 2 sind jedoch von dieser Ermächtigungsgrundlage nicht mehr gedeckt. Die gegen weitere Tenorziffern unter dem Gesichtspunkt der fehlenden Ermächtigungsgrundlage erhobenen Rügen der Betroffenen sind allerdings unbegründet. 90

1.1. Voraussetzungen 91

Aufgrund des mit Wirkung zum 04.08.2011 neu in das Energiewirtschaftsgesetz eingefügten § 13 Abs. 1a EnWG sind Betreiber von Anlagen zur Speicherung und zur Erzeugung von elektrischer Energie mit einer näher bestimmten Nennleistung im Falle der Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des 92

Elektrizitätsversorgungssysteme kraft Gesetzes verpflichtet, auf Anforderung durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber gegen angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen. Nach der bis zum 27.12.2012 geltenden Fassung bezog sich diese Verpflichtung ursprünglich auf Betreiber von Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer Nennleistung ab 50 MW und einer Spannung von mindestens 110 kV. Durch das dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 20.12.2012 ist der Anwendungsbereich von Absatz 1a dahingehend ausgeweitet worden, dass mit Wirkung ab dem 28.12.2012 Anlagen zur Speicherung und zur Erzeugung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW zur Anpassung verpflichtet sind. Die Ausweitung ist bis zum 31.12.2017 befristet (vgl. Art. 2 Nr. 3 i.V.m. Art. 8 Abs. 2 des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 20.12.2012, BGBl. I. S. 2743).

Schon vor der Einfügung des Abs. 1a in § 13 EnWG standen den Übertragungsnetzbetreibern gemäß § 13 EnWG ein Stufensystem von Maßnahmen im Netz und gegenüber Netznutzern auf Erzeuger- und Verbraucherseite zu (BT-Drs. 15/3917 vom 14.10.2004, S. 57), um die ihnen nach §§ 12, 13 EnWG übertragene Systemverantwortung ausüben zu können. Ist die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in ihrer Regelzone gefährdet oder gestört, sind sie gemäß § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG auf einer ersten Stufe berechtigt und verpflichtet, netzbezogene (Nr. 1) oder marktbezogene (Nr. 2) Maßnahmen zu ergreifen. Netzbezogene Maßnahmen iSv. § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG betreffen lediglich den technischen Netzbetrieb ohne Kosten und Beeinträchtigungen von Netznutzern zu verursachen (Bourwieg in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl., § 13 RN 12; König in: BerlKommEnR, 3. Aufl., § 13 RN 15 m.w.N.), wie beispielsweise die Beeinflussung der Lastflüsse im Netz durch Schaltungen sowie die Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder (vgl. TransmissionCode 2007, Anhang A 1. S.1). Marktbezogene Maßnahmen iSv. § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG sind solche, die die Netznutzer mit einbeziehen und regelmäßig auf der Grundlage entsprechender vertraglicher Vereinbarungen gegen Vergütung getroffen werden (Bourwieg in: Britz/Hellermann/Hermes, a.a.O., § 13 RN 13, König in: BerlKommEnR, a.a.O., § 13 RN 21 m.w.N.). Dazu gehört auch der Redispatch von Erzeugungsanlagen. In der Vergangenheit erfolgten Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG aufgrund freiwilliger Vereinbarungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern.

93

Reichen netz- und marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 EnWG nicht aus, um eine Gefährdungs- oder Störungssituation rechtzeitig und vollständig abzuwenden, sind die Übertragungsnetzbetreiber auf einer zweiten Stufe berechtigt und verpflichtet, auf gesetzlicher Grundlage sogenannte Notfallmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG zu ergreifen (vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 57), indem sie sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anpassen oder diese Anpassung verlangen. Gemäß § 13 Abs. 2a Satz 1 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei Maßnahmen gemäß Abs. 1, Abs. 1a und Absatz 2 die Verpflichtungen nach § 8 Abs. 1 EEG und § 4 Abs. 1, Abs. 2 Satz 2 KWKG einhalten (sog. EE-/KWK-Vorrangprinzip).

94

Zur Einführung des § 13 Abs. 1a EnWG sah sich der Gesetzgeber deshalb

95

veranlasst, weil entsprechende Befugnisse der Übertragungsnetzbetreiber zur Wirkleistungsanpassung in der Vergangenheit teilweise von Kraftwerksbetreibern entweder in Frage gestellt oder die Wirk- und Blindleistungserzeugung von der Kostenerstattung abhängig gemacht wurde oder einzelne Kraftwerksbetreiber an Maßnahmen wie dem Redispatch gar nicht mitwirkten. Der neu eingefügte Absatz 1a sollte daher nach den Ausführungen des Gesetzgebers einen Ausgleich zwischen den wechselseitigen Interessen schaffen, indem Anpassungsbefugnisse gegenüber größeren Kraftwerken gegen Zahlung einer angemessenen Vergütung unmittelbar gesetzlich vorgegeben werden (BT-Drs. 17/6072 vom 06.06.2011, S. 71).

§ 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG ermächtigt die Regulierungsbehörde, Festlegungen zu treffen zur Konkretisierung des Adressatenkreises der Regelung in § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG, zu erforderlichen technischen Anforderungen, die gegenüber den Betreibern betroffener Erzeugungsanlagen aufzustellen sind, zu Methodik und Datenformat der Anforderung durch den Betreiber von Übertragungsnetzen sowie zu Kriterien für die Bestimmung der angemessenen Vergütung. 96

Von dieser Ermächtigung hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur durch die angegriffene Festlegung vom 30.10.2012 (BK6-11/098) Gebrauch gemacht. 97

1.2. Tenorziffer 2 Satz 3: 98

Die Regelung in Tenorziffer 2 Satz 3 der Festlegung ist jedoch nicht von der Ermächtigung gemäß § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG gedeckt und daher rechtswidrig. 99
Zwar ist die Bundesnetzagentur gemäß § 13 Abs. 1a Satz 3, 1. Alt. EnWG grundsätzlich zur Konkretisierung des Adressatenkreises berechtigt. Die Tenorziffer 2 regelt auch den Adressatenkreis. Zu Recht ist von Anlagenbetreibern jedoch eingewandt worden, dass die Regelung den Adressatenkreis durch die netzknotenbezogene Betrachtungsweise entgegen der Vorgaben in § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG unzulässig erweitert.

Nach Tenorziffer 2 Satz 1 der Festlegung erstreckt sich die Verpflichtung, sich der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung durch die Übertragungsnetzbetreiber zu unterwerfen, auf alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer elektrischen Netto-Nennwirkleistung größer oder gleich 50 MW. 100
Maßgeblich ist nach Tenorziffer 2 Satz 3 der Festlegung die Summe der Netto-Nennwirkleistungen aller an einem Netzknoten, also demselben Netzanschlusspunkt angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie eines Betreibers (siehe nachfolgende Ausführungen unter Ziffer 2.1.1.). Dadurch werden aber auch Anlagen verpflichtet, die für sich gesehen unter der Nennwertgrenze von 50 MW liegen. Wie sich in der mündlichen Verhandlung vom 21.01.2015 ergeben hat, rechnen mehrere Kraftwerksbetreiber, die kleinere Anlagen als 50 MW an einem Netzknoten betreiben, mit der Heranziehung ihrer Anlagen oder sind sogar schon konkret vom Übertragungsnetzbetreiber angesprochen worden. § 13 Abs. 1a EnWG unterwirft dem Redispatch jedoch nur Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie und Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie - zum Zeitpunkt des Erlasses der Festlegung - mit einer Nennleistung von ursprünglich 50 MW. Zwar ist seit dem Inkrafttreten des dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (BGBl. 2012, I,

S. 2743f.) am 28.12.2012 die Nennleistungsgrenze auf 10 MW herabgesetzt worden, so dass zumindest ab diesem Zeitpunkt die Einbeziehung von Anlagen ab 10 MW nach § 13 Abs.1a EnWG zulässig wäre. Allerdings werden durch die netzknotenbezogene Regelung auch Anlagen mit einer Nennleistung unter 10 MW erfasst. Die netzknotenbezogene Betrachtungsweise der Bundesnetzagentur ist im Gesetz nicht vorgesehen. Die Mindestnennleistungsgrenze von ursprünglich 50 MW (jetzt 10 MW) des § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG bezieht sich nicht auf die addierte Nennwirkleistung aller an einem Netzknoten angeschlossener Anlagen eines Betreibers, sondern auf die jeweiligen Einzelanlagen (Erzeugungseinheit). Dies ergibt die Auslegung der Vorschrift nach Wortlaut, Gesetzesbegründung, Systematik und Sinn und Zweck.

Dem Wortlaut der Vorschrift lässt sich nicht entnehmen, dass sich die Mindestnennleistungsgrenze auf alle in der Verantwortung eines Betreibers stehenden Anlagen an einem Netzknoten bezieht. Der Begriff des Netzknotens wird ebenso wenig genannt wie die Formulierung „Anlagen mit einer Nennleistung von *insgesamt* 50 MW“. Auch aus der Verwendung des Wortes „Anlagen“ im Plural folgt nicht, dass der Gesetzgeber auf eine netzknotenbezogene Betrachtung der Mindestnennleistungsgrenze abstellen wollte. Die Verwendung des Plurals macht lediglich deutlich, dass alle Anlagenbetreiber, unabhängig von der Zahl ihrer Anlagen, verpflichtet sind. Die Verwendung des Singulars, wonach „Betreiber *einer* Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie und *einer* Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie“ zum Redispatch verpflichtet sind, hätte demgegenüber zu Unklarheiten über den Umfang der Verpflichtung geführt (nur Betreiber mit einer einzigen Anlage). Dass der Verwendung des Plurals nicht die von der Bundesnetzagentur beigemessene Bedeutung zukommt, zeigt sich auch daran, dass im weiteren Verlauf des Satzes 1 auf „die Erzeugungsanlage“ im Singular abgestellt wird („in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das *die Erzeugungsanlage* eingebunden ist“). Ansonsten hätte es heißen müssen „in das die Erzeugungsanlagen eines Betreibers eingebunden sind“. Damit spricht schon der Wortlaut dafür, dass bei der Mindestnennwertgrenze auf die einzelne Anlage (Erzeugungseinheit) abzustellen ist. Auch die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur ist im Verwaltungsverfahren zunächst nicht von einem netzknotenbezogenen Verständnis des § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG ausgegangen, sondern hat in ihrem Eckpunktepapier vom 06.01.2012 (Bl. 496ff, 498 VV) „alle Blöcke von Erzeugungs- und Speichieranlagen mit einer elektrischen Nennleistung ab 50 MW“ als verpflichtet angesehen. Erst auf Anregung einzelner Netzbetreiber (W.-AG, Bl. 803f. VV, Y., Bl. 857f. VV) hat die Bundesnetzagentur eine netzknotenbezogene Betrachtungsweise favorisiert.

101

Die Gesetzesmaterialien sprechen ebenfalls dafür, dass sich die Nennleistungsgrenze auf die jeweilige Anlage und nicht auf sämtliche Anlagen eines Betreibers an einem Netzknoten bezieht. Nach der Gesetzesbegründung schafft der neu eingeführte Absatz 1a einen Ausgleich zwischen den wechselseitigen Interessen, indem Anpassungsbefugnisse „*gegenüber größeren Kraftwerken*“ gegen Zahlung einer angemessenen Vergütung unmittelbar gesetzlich vorgegeben werden (BT-Drs. 17/6072, S. 71). Verpflichtet werden sollen danach nur „größere Kraftwerke“. Diese Vorgabe steht jedoch einer netzknotenbezogenen Betrachtung entgegen, da diese auch die Verpflichtung kleinerer Kraftwerke zur Folge hätte. Dass kleinere Anlagen zunächst nicht einbezogen werden sollten, zeigt aber auch

102

die Absenkung der Leistungsgrenze von 50 MW auf 10 MW durch das dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (BGBl. 2012, I, S. 2743f.). Wäre der Gesetzgeber von einem netzknotenbezogenen Verständnis ausgegangen, wären Anlagen unterhalb der 50 MW-Grenze, soweit sie an einem Netzknoten liegen, von der ursprünglichen Regelung bereits erfasst gewesen. Die Begründung der Gesetzesänderung enthält jedoch keinerlei Hinweise darauf, dass der Gesetzgeber mit der Absenkung nun zusätzlich diejenigen Anlagen erfassen wollte, die nicht schon ohnehin über den Netzknoten verpflichtet waren. Er führt lediglich aus, dass die Leistungsgrenze zur Bestimmung der betroffenen Kraftwerke von 50 auf 10 Megawatt gesenkt würde, weil die Erfahrungen im Umgang mit Versorgungsengpässen im Winter 2011/12 gezeigt hätten, dass auch diese Kraftwerke mit geringerer Leistung entscheidenden Einfluss auf den Erhalt der Systemstabilität haben könnten. Vor diesem Hintergrund erschien ihm eine Absenkung des Schwellenwertes und damit eine Ausweitung des Kreises der potentiell Verpflichteten zielführend (BT-Drs. 17/11705, S. 50). Dass der Gesetzgeber wie schon in der Begründung zur vorherigen Fassung erneut von „Kraftwerken“ („betroffenen Kraftwerke“, „diese Kraftwerke mit geringerer Leistung“) spricht, belegt vielmehr, dass hinsichtlich der Nennwertleistungsgrenze auf das einzelne Kraftwerk und nicht auf die Gesamtheit der an einem Netzknoten befindlichen Kraftwerke eines Betreibers abzustellen ist.

Die Gesetzesänderung und ihre Begründung ist im Rahmen der Auslegung des § 13 Abs. 1a EnWG auch nicht irrelevant. Etwas anderes lässt sich insbesondere nicht den Ausführungen des Senats im Beschluss vom 18.12.2013, VI-3 Kart 92/09 (V), entnehmen, wonach die Erwägungen in der Begründung einer Gesetzesänderung als nachgeschobene Rechtsauffassung im Rahmen der genetischen Auslegung zur Ermittlung des vom Gesetzgeber zuvor Gewollten nicht maßgebend sind. Anders als bei der Ordnungsänderung des § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV (BR-Drs. 447/13 vom 05.07.2013, S. 28), auf die sich der Senatsbeschluss vom 18.12.2013 bezieht, enthält die Begründung der Herabsetzung der Leistungsgrenze in der Bundestags-Drucksache 17/11705 keinerlei ausdrückliche Erwägungen zum Verständnis der bisherigen Regelung. Von einer nachgeschobenen Rechtsauffassung kann daher keine Rede sein.

Auch systematische Erwägungen sprechen dafür, dass der Adressatenkreis i.S.v. § 13 Abs. 1a EnWG nur Betreiber von Anlagen erfasst, die je für sich genommen eine Leistung von 50 MW erreichen und nicht im Wege der Zusammenrechnung sämtlicher an einem Netzknoten angeschlossener Anlagen. Denn an anderen Stellen im Gesetz hat der Gesetzgeber die Zusammenrechnung mehrerer Anlagen ausdrücklich angeordnet. So enthält § 117 a Satz 2 EnWG die Vorgabe, dass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zum Zweck der Ermittlung der elektrischen Leistung im Sinne des Satzes 1 Nr. 1 (bis zu 500 Kilowatt) unter bestimmten Voraussetzungen als eine Anlage gelten. Auch § 117a Satz 5 EnWG enthält eine Zusammenrechnungsklausel bezüglich der elektrischen Leistung mehrerer Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG bzw. § 3 Abs. 2 KWKG. Ferner ist auch in § 19 Abs. 1 EEG ausdrücklich angeordnet, dass mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen zum Zwecke der Ermittlung der Vergütung unter bestimmten Voraussetzungen als eine Anlage gelten. Daraus kann geschlossen werden, dass der Gesetzgeber eine Zusammenrechnung der Nennleistungen mehrerer Anlagen an einem Netzknoten ebenfalls ausdrücklich

angeordnet hätte. Dafür spricht auch § 10 Abs. 1 der Reservekraftwerksverordnung vom 27.06.2013 (ResKVO, BGBl. I S. 1947), in der der Verordnungsgeber im Hinblick auf die Pflichten der Betreiber von Anlagen zur Anzeige einer Stilllegung nach § 13a Abs. 1 EnWG, zur Unterlassung der Stilllegung nach § 13a Absatz 1 Satz 2 und nach § 13a Absatz 3 EnWG, zur Bereithaltung der Anlage nach § 13a Abs. 3 EnWG sowie zur Anpassung der Einspeisung nach § 13 Abs. 1a EnWG ausdrücklich angeordnet hat, dass Anlagen oder Teilkapazitäten von Anlagen eines Betreibers, bei denen die Summe der Nettonennwirkleistungen aller an einem Netzknoten angeschlossenen Anlagen den jeweiligen Schwellenwert überschreitet, als eine Anlage gelten. Dass der Verordnungsgeber in der Begründung auf Seite 23 darauf verweist, dass Anlagen oder Teilkapazitäten von Anlagen unterhalb der Nennleistungsschwelle gleichwohl in Summe zu einer Gefährdung der Systemsicherheit führen können und deshalb § 10 Abs. 1 ResKVO festlegt, dass auf die Summe der Netto-Nennwirkleistungen aller an einem Netzknoten angeschlossenen Anlagen abzustellen ist, lässt entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur keine Rückschlüsse auf das vom Gesetzgeber bei § 13 Abs. 1a EnWG zuvor Gewollte zu. Zum einen handelt es sich nicht um die Erklärung des Gesetzgebers, sondern um die der Bundesregierung, für die sich im Rahmen der Normauslegung des § 13 Abs. 1a EnWG jedoch keinerlei Anhaltspunkte ergeben und die schon von daher unbeachtlich ist. Zum anderen nimmt der Verordnungsgeber nicht etwa auf das sich unmittelbar aus der Norm des § 13 Abs. 1a EnWG ergebende Verständnis Bezug, sondern auf die Definition der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur in der hier streitgegenständlichen Festlegung, die er für die Auslegung der Norm im Rahmen der ResKVO entsprechend anwendbar erklärt. Ergäbe sich die netzknotenbezogene Betrachtung unmittelbar aus § 13 Abs. 1a EnWG, wäre dieser Hinweis – ebenso wie die Anordnung der Fiktion in § 10 Abs. 1 ResKVO – nicht erforderlich gewesen.

Auch nach dem Sinn und Zweck des Schwellenwerts ist hinsichtlich des Nennleistungswerts auf das jeweilige Kraftwerk (Erzeugungseinheit) und nicht auf die Summe der an einem Netzknoten angeschlossenen Kraftwerke eines Betreibers abzustellen. Der Gesetzgeber wollte lediglich „größere Kraftwerke“ verpflichten. Die Mindestnennleistungsgrenze hat dabei den Zweck, die betroffenen – größeren - Kraftwerke näher zu bestimmen. Kraftwerke unterhalb der Nennleistungsgrenze von 50 MW hat der Gesetzgeber hingegen zunächst nicht für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems als systemrelevant angesehen. Dies hat sich erst aufgrund der Erfahrungen im Umgang mit den Versorgungsengpässen im Winter 2011/12 geändert, die gezeigt hatten, dass auch Kraftwerke mit einer Nennwertleistung von mindestens 10 MW entscheidenden Einfluss auf den Erhalt der Systemstabilität haben können (BT-Drs. 17/11705 vom 28.11.2012, S. 50). Bezugspunkt für die Nennleistungsgrenze ist damit das Kraftwerk, also die Anlage, nicht der dahinter stehende Kraftwerksbetreiber. Anlagen, die unterhalb der Nennleistungsgrenze liegen, sollen mangels Systemrelevanz nicht verpflichtet sein. Bei netzknotenbezogener Betrachtungsweise würden aber auch Kraftwerke, die unterhalb dieser Bagatellgrenze liegen, in die Verpflichtung zur Wirkleistungsanpassung einbezogen, sofern sie an einem Netzknoten liegen. Soweit eine netzbezogene Betrachtung hätte erfolgen sollen, hätte der Gesetzgeber entweder eine ausdrücklich Regelung vorgenommen oder zumindest in der Gesetzesbegründung – wie der Verordnungsgeber in § 10 Abs. 1 ResKVO – zwischen Anlagen und Teilkapazitäten

von Anlagen oder - wie die Bundesnetzagentur in dem Eckpunktepapier vom 06.01.2012 – Blöcken von Erzeugungs- und Speichieranlagen unterschieden. Anhaltspunkte für das Vorliegen einer Regelungslücke sind nicht vorhanden. Der Gesetzgeber wollte mit der 50 MW-Grenze auf Anlagen und nicht auf den Betreiber oder den Netzknoten abstellen. Insoweit verbietet sich eine Ausfüllung durch eine netzknotenbezogene Betrachtungsweise, unabhängig davon, dass eine solche für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität grundsätzlich nützlich und geeignet wäre.

Die Ausweitung des Adressatenkreises durch die Bundesnetzagentur kann auch nicht damit begründet werden, dass die Redispatch-Anweisung zu Gunsten der Anlagenbetreiber netzknotenbezogen erfolgen soll. Die Möglichkeit, die Anlage für die Redispatch-Maßnahme selbst auswählen zu können, ist nicht davon abhängig, dass für alle an einem Netzknoten gelegenen Anlagen eine Verpflichtung zum Redispatch besteht. Ebenso wenig kann die netzknotenbezogene Betrachtungsweise die Gefahr einer Gesetzesumgehung verhindern. Eine Umgehungsmöglichkeit besteht - theoretisch - nicht nur im Falle der anlagenbezogenen Betrachtungsweise der Bagatellgrenze durch eine bewusst geringere Dimensionierung der Einzelanlage, sondern auch im Falle der netzknotenbezogenen Betrachtung durch die vertragliche Übertragung der Betreibereigenschaft. 106

1.3. Tenorziffer 3 Satz 2 107

Auch die Regelung in Tenorziffer 3 Satz 2 der Festlegung, wonach die Wirkleistungseinspeisung für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie auch negativ, d.h. ein Wirkleistungsbezug sein kann, ist rechtswidrig. Die den Übertragungsnetzbetreibern eingeräumte Befugnis zur Anweisung eines Wirkleistungsbezugs ist von § 13 Abs. 1a EnWG nicht gedeckt. 108

Schon nach dem Wortlaut des § 13 Abs. 1a EnWG bezieht sich die Verpflichtung der Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie und von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie nur auf die Wirkleistungseinspeisung. Dies korrespondiert mit dem Verständnis von Redispatch als Maßnahme des Erzeugungsmanagements, die auf die Anpassung der Stromeinspeisungen an die Bedürfnisse der Netzsicherheit abzielt. Davon zu unterscheiden ist das Lastmanagement, das auf eine Anpassung des Stromverbrauchs gerichtet ist. Das Lastmanagement ist zwar eine marktbezogene Maßnahme, die jedoch nicht in § 13 Abs. 1a EnWG, sondern in § 13 Abs. 4a EnWG (große Verbrauchsanlagen), § 14a EnWG (unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung) und § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG (sonstige Verbrauchsanlagen) geregelt ist. Schon vor diesem Hintergrund verbietet sich eine Gleichsetzung der Wirkleistungseinspeisung mit dem Wirkleistungsbezug. Daran ändert auch die Formulierung „negative Wirkleistungseinspeisung“ nichts. Auch die ausdrückliche Nennung von Speichieranlagen neben Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie lässt nicht zwingend den Schluss auf die Zulässigkeit der Anforderung eines Wirkleistungsbezugs zu. Die explizite Nennung von Speichieranlagen ist vielmehr dem Umstand geschuldet, dass das Energiewirtschaftsgesetz in § 3 Nr. 15 EnWG zwischen Anlagen zur Erzeugung und solchen zur Speicherung von elektrischer Energie unterscheidet. Speicher wären daher entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur nicht schon automatisch von 109

dem Begriff „Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie“ umfasst, zumindest ergäben sich berechnete Zweifel an ihrer Adressatenstellung, da Speicher sowohl Strom einspeisen als auch verbrauchen können. Dass Speicheranlagen nur unter dem Aspekt der Erzeugungsanlage erfasst sind, ergibt sich jedoch aus der ausdrücklichen Beschränkung auf die Wirkleistungseinspeisung. In den Sätzen 2 und 3 des § 13 Abs. 1a EnWG werden Speicher- und Kraftwerke darüber hinaus nur noch unter dem Begriff der „Erzeugungsanlagen“ zusammengefasst. Auch dies belegt, dass Speicher lediglich wegen ihrer Erzeugungsfunktion in § 13 Abs. 1a EnWG einbezogen worden sind.

Auch aus der Gesetzesbegründung ergibt sich nichts Gegenteiliges. Der Gesetzgeber wollte mit der Einbeziehung von Speicheranlagen den potentiellen Adressatenkreis erweitern, „um nach Ausschöpfung von Maßnahmen nach Absatz 1 bei konventionellen Kraftwerken den Umfang von Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu minimieren“. Dass es ihm dabei nicht nur um die Anpassung der Einspeisungen durch Speicher, sondern auch um die Anpassung des Bezugs von elektrischer Energie ging, ist nicht ersichtlich. 110

Dass der Wirkleistungsbezug bei Speichern nicht identisch ist mit der Wirkleistungseinspeisung, ergibt sich auch aus § 118 Abs. 6 EnWG. Danach ist der Bezug der zu speichernden elektrischen Energie unter bestimmten Voraussetzungen nicht entgeltspflichtig. Diese Regelung wäre jedoch nicht erforderlich, wenn es sich bei dem Wirkleistungsbezug von Speichern nicht um eine - grundsätzlich entgeltspflichtige - Netznutzung, sondern um eine (negative) Einspeisung handelte, da diese nach § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV unentgeltlich ist. 111

Schließlich steht auch der Sinn und Zweck der Norm der Einbeziehung des Wirkleistungsbezugs von Speicheranlagen in die gesetzlich begründete Redispatch-Verpflichtung nach § 13 Abs. 1a EnWG entgegen. § 13 Abs. 1a EnWG bezweckt die Anpassung von Einspeisungen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Wie bereits ausgeführt, ist der Wirkleistungsbezug jedoch keine Einspeisung. Dass der Wirkleistungsbezug von Speicheranlagen grundsätzlich ebenfalls geeignet wäre, die Systemstabilität zu gewährleisten, rechtfertigt keine andere Bewertung. Einen solchen hat der Gesetzgeber im Rahmen des § 13 Abs. 1a EnWG nicht angeordnet. Dass sich in der Vergangenheit Speicheranlagen auch im Pumpbetrieb an Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG beteiligt haben, lässt keine Rückschlüsse auf das Verständnis von § 13 Abs. 1a EnWG zu. Denn auf freiwilliger vertraglicher Grundlage ist der Gestaltungsrahmen in das Belieben der Parteien gestellt. Vorliegend geht es aber um das gesetzliche Eingriffsrecht der Übertragungsnetzbetreiber. Dessen Umfang muss der Gesetzgeber nach dem Wesentlichkeitsgrundsatz wegen des damit verbundenen Eingriffs in Grundrechte der Kraftwerks- und Speicheranlagenbetreiber selbst bestimmen (BVerfG, Beschluss vom 08.08.1978, 2 BvL 8/77, juris RN 75; BVerfGE 116, 24, 58; Jarass/Pieroth, Grundgesetz, Art. 20 RN 54, 58ff). 112

1.4. Weitere Tenorziffern. 113

Die gegen weitere Tenorziffern erhobenen Rügen zur fehlenden Ermächtigungsgrundlage sind jedoch nicht begründet. 114

1.4.1. Tenorziffer 1

115

Die Regelungen in Tenorziffer 1 decken sich mit den gesetzlichen Vorgaben zur Zulässigkeit von Redispatch-Maßnahmen und sind daher letztlich nicht zu beanstanden. Denn unter welchen Voraussetzungen eine Redispatch-Maßnahme zulässig ist, hat der Gesetzgeber in § 13 Abs. 1, Abs. 1a, Abs. 3 EnWG selbst ausdrücklich geregelt. Nach § 13 Abs. 1 EnWG sind marktbezogene Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers, zu denen auch die Anforderung der Wirkleistungsanpassung nach § 13 Abs. 1a EnWG gehört, zulässig, „sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist“. Nach der in § 13 Abs. 3 EnWG enthaltenen Legaldefinition liegt eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Der Begriff der „Störung“ ist nicht legal definiert. Nach allgemeinem Wortverständnis liegt eine Störung jedoch vor, wenn sich die Gefährdung verwirklicht hat (Theobald in: Danner/Theobald, Energierecht, I EnWG, § 13 B 1, RN 6; Ruge in: Rosin u.a., Praxiskommentar zum EnWG, Stand Dezember 2012, § 13 RN 63; Salje, EnWG, § 13 RN 5).

116

Tenorziffer 1 der Festlegung gibt letztlich das wieder, was der Gesetzgeber vorgegeben hat. Die Vorgabe in Tenorziffer 1 Satz 1 EnWG, wonach eine Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie durch die Übertragungsnetzbetreiber dann zulässig ist, wenn aufgrund von Netzbelastungsberechnungen oder aufgrund anderer gesicherter Erkenntnisse andernfalls strombedingte Überlastungen von Betriebsmitteln oder Verletzungen betrieblich zulässiger Spannungsbänder zu erwarten sind, entspricht den Vorgaben in § 13 Abs. 1, Abs. 1a, Abs. 3 EnWG. Soweit die Bundesnetzagentur die Gefährdungslage nicht in der Wortwahl des § 13 Abs. 3 EnWG mit „kurzfristigen Netzengpässen“, sondern mit der Erwartung „strombedingter Überlastungen von Betriebsmitteln oder Verletzungen betrieblich zulässiger Spannungsbänder“ beschreibt, ist damit keine Änderung des Regelungsinhalts des § 13 Abs. 1a, Abs. 3 EnWG verbunden. Wie sich aus der Gesetzesbegründung zum gleichzeitig mit § 13 EnWG (BGBl. 2991 I, S. 1554) geänderten § 11 EEG 2012 (BGBl. 2011 I S. 1634) ergibt, entspricht diese Umschreibung der Definition des Gesetzgebers, der einen Netzengpass ausdrücklich bei Überschreitungen von Spannungsbändern oder der Strombelastbarkeit der Leitungen als gegeben ansieht (BT-Drs. 17/6071 vom 06.06.2011, S. 64). Da ausweislich der Gesetzesbegründung die Regelung des § 11 EEG 2012 im Zusammenhang mit § 13 EnWG zu sehen ist (BT-Drs. 17/6071, a.a.O.), ist diese Definition des Netzengpasses auch für § 13 Abs. 3 EnWG maßgeblich. Tenorziffer 1 Satz 1 der Festlegung bezieht sich dabei auf die Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, Tenorziffer 1 Satz 3 auf die in § 13 Abs. 1 EnWG genannte Störung.

117

Auch mit dem Einschub in Tenorziffer 1 Satz 1 der Festlegung „wenn aufgrund von Netzbelastungsberechnungen oder aufgrund anderer gesicherter Erkenntnisse“ sowie dem Hinweis in Tenorziffer 1 Satz 2, wonach dem anerkannten Stand der

118

Technik entsprechende Methoden zur Berücksichtigung von etwaigen Ausfällen von Netzbetriebsmitteln und von Erzeugungsanlagen bei den Netzbelastungsberechnungen zu berücksichtigen sind, definiert die Bundesnetzagentur keine neuen, vom Gesetz nicht vorgesehenen Eingriffsvoraussetzungen. Sie stellt lediglich fest, was das Gesetz durch den Begriff „Gefährdung“ ohnehin voraussetzt.

Der in § 13 Abs. 1 EnWG genannte Begriff der „Gefährdung“ erfordert nach § 13 Abs. 3 EnWG die Besorgnis eines der dort aufgeführten kritischen Netzzustände. Zu besorgen ist einer der kritischen Netzzustände, wenn für deren Eintritt eine hinreichende Wahrscheinlichkeit besteht (Ruge in: Rosin u.a., Praxiskommentar EnWG, a.a.O., § 13 RN 61). Der Begriff „besorgen“ setzt damit zwangsläufig eine Prognose der Übertragungsnetzbetreiber voraus. Nach den allgemeinen rechtlichen Anforderungen an Prognosen muss der Netzbetreiber dabei insbesondere den Sachverhalt zutreffend feststellen und davon ausgehend schlüssige Annahmen treffen (Bourwieg in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl., § 13 RN 8; König in: BerlKommEnR, a.a.O., § 13 RN 123, König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 422 m.w.N. zum allgemeinen Gefahrenabwehrrecht in FN 1853). Wenngleich dem Übertragungsnetzbetreiber bei der Beurteilung, ob Netzengpässe drohen, ein gewisser Spielraum zugestanden werden muss (vgl. König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 423), darf er nicht willkürlich handeln. Um prognostizieren zu können, ob Netzengpässe bestehen, bedarf es daher objektiver Methoden wie der in Tenorziffer 1 genannten Netzbelastungsberechnungen oder anderer gesicherter Erkenntnisse. Denn die Gründe von durchgeführten Anpassungen sind den Betroffenen und der Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 5 EnWG mitzuteilen und gegebenenfalls zu belegen. Die Festlegung setzt damit in Tenorziffer 1 nicht mehr voraus als § 13 Abs. 3 EnWG selbst, insbesondere wird keine bestimmte Methode vorgeschrieben. Sowohl nach § 13 Abs. 3 EnWG als auch nach Tenorziffer 1 der Festlegung bleibt es den Übertragungsnetzbetreibern überlassen, anhand welcher objektiver und nachprüfbarer Methoden sie die Gefahr eines Netzengpasses feststellen. Insoweit haben diese im Transmission Code 2007 Netzengpässe aber mit Hilfe des n-1-Kriteriums definiert. Dieses besagt, dass der sichere Netzbetrieb auch noch gewährleistet sein muss, wenn ein Betriebsmittel ausfällt (Transmission Code 2007, S. 76; Erbring/Kuring/Ruge in: Säcker, Handbuch zum deutsch-russischen Energierecht, 2010, S. 107ff, RN 145, 166). Die Festlegung greift in Tenorziffer 1 diese Vereinbarung auf, wobei sie das n-1-Kriterium nur als Beispiel einer etablierten Methode anführt und im Übrigen methodenoffen ist. Eine Verletzung von § 13 EnWG liegt damit nicht vor. Es ist auch nicht ersichtlich, inwieweit die Betroffene durch den Hinweis auf die Anwendung etablierter und dem anerkannten Stand der Technik entsprechender Methoden bei der Gefahrenanalyse überhaupt beschwert ist. Die Anwendung solcher Methoden sichert – zugunsten der betroffenen Anlagenbetreiber - eine objektive Vorgehensweise bei der vorzunehmenden Prognose über das Vorliegen einer Gefahrenlage.

Auch Tenorziffer 1 Satz 4, wonach eine Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten nicht zulässig ist, stellt keine die Ermächtigungsgrundlage überschreitende Regelung dar, sondern einen Hinweis auf die bestehende Rechtslage. Denn Leistungsungleichgewichte in der jeweiligen Regelzone werden von den

Übertragungsnetzbetreibern durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen, §§ 2 Nr. 9, 6ff StromNZV. Die Beschaffung der Regelenergie erfolgt in gemeinsamen Ausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 22 EnWG in transparenter und nicht-diskriminierender Weise entsprechend der Vorgaben in §§ 6ff StromNEV i.V.m. § 24 Abs. 1 Nr. 1 EnWG und in Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 27 Abs. 1 Nr. 2 und 3 StromNZV i.V.m. § 29 EnWG (Ruge in: Rosin u.a., Praxiskommentar EnWG, a.a.O., § 13 RN 77). Diese Vorgaben würden umgangen, wenn die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten erforderliche Energie durch Redispatch-Maßnahmen beschafft würde. Insofern sind Erzeugungsmanagement (Redispatch) und Regelleistung Instrumente, die strikt voneinander unterschieden werden müssen (König: in Säcker, BerlKommEnR, a.a.O., § 13 RN 36; König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 469f.).

Die Nennung der gesetzlichen Eingriffsvoraussetzungen in Tenorziffer 1 der Festlegung war auch erforderlich, um den Anwendungsbereich der Festlegung deutlich zu machen, nachdem im Verwaltungsverfahren darüber diskutiert wurde, ob eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung – und damit der Anwendungsbereich der Festlegung – auf die Vermeidung strombedingter Überlastungen beschränkt werden sollte (vgl. S. 32 der Festlegung). Ferner wird durch Tenorziffer 1 klargestellt, dass sich die Festlegung nur auf die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung bezieht und nicht auf die in § 13 Abs. 1a EnWG zusätzlich vorgesehene Anpassung der Blindleistungseinspeisung. 121

1.4.2. Tenorziffer 3: 122

Soweit die Betroffene nicht nur - mit Erfolg - konkret die fehlende Ermächtigungsgrundlage für Tenorziffer 3 Satz 2 der Festlegung gerügt hat, sondern darüber hinaus ganz allgemein für Tenorziffer 3, kann dem nicht gefolgt werden. Die Regelungen in Tenorziffer 3 der Festlegung sind - mit Ausnahme von Tenorziffer 3 Satz 2 (Wirkleistungsbezug von Speicheranlagen) – nicht zu beanstanden. 123

Der in Tenorziffer 3 Satz 1 geregelte Umfang der Wirkleistungsanpassung deckt sich mit der Regelung in § 13 Abs. 1a Satz 2 EnWG, wonach die Anpassung auch die Anforderung einer Einspeisung aus Erzeugungsanlagen, die derzeit nicht einspeisen und erforderlichenfalls erst betriebsbereit gemacht werden müssen, umfasst. 124

Dass Tenorziffer 3 Satz 3 eine netzknotenbezogene Anweisung vorsieht, ist ebenfalls nicht zu beanstanden. Wie bereits ausgeführt, ist eine Verpflichtung von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie über eine netzknotenbezogene Betrachtungsweise der Nennwertgrenze nicht von § 13 Abs.1a EnWG gedeckt. Etwas anderes gilt hingegen für die Anweisung. Denn wie sich aus der Begründung der Festlegung ergibt (S.39), soll die Vorgabe, dass sich die Anweisung zur Anpassung der Wirkleistung auf die Gesamtheit aller an einem Netzknoten angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Speicher eines Betreibers zu beziehen hat, dem Betreiber dieser Erzeugungsanlagen bzw. Speichers ermöglichen, die zur Durchführung der Maßnahme erforderlichen Blöcke selbst auswählen zu können. Die Regelung begründet damit keine Verpflichtung sämtlicher an einem Netzknotenpunkt angeschlossenen Anlagen eines Betreibers, sondern 125

gewährt dem Betreiber lediglich ein Wahlrecht, anstelle der nach der Merit Order eigentlich anzuweisenden Anlage (auch noch) eine andere Anlage für die Wirkleistungsanpassung einzusetzen. Dies entsprach dem Wunsch einiger Kraftwerks- und Speicherbetreiber im Verwaltungsverfahren, der damit begründet wurde, dass ein blockspezifischer Einsatz wegen technischer Interdependenzen mehrerer Anlagen nicht immer praktikabel sei und es nicht angemessen erscheine, die Blockeinsatzoptimierung dem Übertragungsnetzbetreiber zu überantworten. Dass § 13 Abs. 1a EnWG den Begriff Netzknoten nicht verwendet, ist in diesem Zusammenhang unerheblich, da das Wahlrecht zugunsten der Netzbetreiber eingeräumt worden ist.

Bei den weiteren Regelungen in Tenorziffer 3 handelt es sich um die Konkretisierung der Methodik der Anforderung sowie der technischen Anforderungen, die gegenüber den Betreibern betroffener Erzeugungsanlagen aufzustellen sind. Diese Regelungen dienen im Übrigen nur dem Schutz der Anlagenbetreiber und beschweren diese von daher schon nicht. 126

1.4.3. Tenorziffer 4: 127

Die Regelung der Merit Order in Tenorziffer 4 ist von der Ermächtigungsbefugnis in § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG umfasst. Mit der Merit Order hat die Bundesnetzagentur die Reihenfolge der Anforderung festgelegt und damit bestimmt, welche konkrete Anlage jeweils zur Wirkleistungsanpassung herangezogen werden soll. Gegenstand der Regelung ist damit nicht das „ob“ der Inanspruchnahme, sondern das „wer“. Denn *ob* ein Eingriff zulässig ist, ergibt sich aus § 13 Abs. 1a EnWG und der mit dessen Regelungsinhalt korrespondierenden Tenorziffer 1 der Festlegung. Demgegenüber wird mit der Merit Order der bereits durch Tenorziffer 2 grundsätzlich bestimmte Adressatenkreis weiter eingegrenzt, indem anhand der vorgegebenen Kriterien der Adressat einer Anweisung im Falle einer konkreten Engpasssituation bestimmt wird. Dies ist von der Festlegungsermächtigung zur „Konkretisierung des Adressatenkreises“ in § 13 Abs. 1a Satz 1 1. Alt. EnWG umfasst. Bei diesem Regelungsgegenstand geht es um die Frage, welche Betreiber von Kraftwerken oder Speichern verpflichtet sind, Redispatch-Maßnahmen durchzuführen. Wer überhaupt als Adressat in Betracht kommen kann, ergibt sich schon aus § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG. Insofern hat der Gesetzgeber im Sinne des Wesentlichkeitsgrundsatzes eine eigene Entscheidung getroffen und der Bundesnetzagentur nur die nähere Konkretisierung überlassen. Mit der Merit Order wird aber genau dies vollzogen, ohne dabei über den gesetzlichen Rahmen hinauszugehen. 128

Adressat der Anweisung ist der Betreiber der Anlage, die nach der Merit Order entweder in absteigender Reihenfolge (Wirkleistungserhöhung) oder in aufsteigender Reihenfolge (Wirkleistungsreduzierung) als nächste heranzuziehen ist. Da die im Rahmen des Quotienten zu berücksichtigende netzstützende Wirkung jeweils auf das von einer Überlast bedrohte Betriebsmittel bzw. auf das von einer Spannungsgrenzwertverletzung bedrohte Netzelement bezogen ist, ergibt sich wegen des Einflusses der räumlichen Nähe der Anlage auf die netzstützende Wirkung für jeden Bezugspunkt jeweils eine andere Reihenfolge der in Betracht kommenden Adressaten. Die Merit Order ist damit eine Methodik, den – vom Gesetzgeber vorgegebenen und von der Bundesnetzagentur in Tenorziffer 2 näher 129

bestimmten - Adressatenkreis für den Fall einer konkreten Engpasssituation weiter einzugrenzen. Gleichzeitig ist sie aber auch eine Systematik, aus der sich ergibt, in welcher Reihenfolge die Anweisung zur Wirkleistungsanpassung auszusprechen ist. Insofern ist die Regelung der Tenorziffer 4 auch von der Ermächtigungsbefugnis nach § 13 Abs. 1a Satz 3 3. Alt. EnWG zur Festlegung der „Methodik der Anforderung“ umfasst. Unter Methodik ist nach allgemeinem Wortverständnis die „festgelegte Art des Vorgehens“ zu verstehen (Duden online, Suchbegriff „Methodik“, abrufbar unter <http://www.duden.de/node/655656/revisions/1216350/view>). Tenorziffer 4 legt mit der Merit Order – neben dem „wer“ - auch das „wie“ der Anweisung im Rahmen einer systematischen Vorgehensweise fest. Insofern erklärt sich auch, wieso die Regelung der Merit Order nicht im Zusammenhang mit der Bestimmung des Adressatenkreises in Tenorziffer 2 geregelt ist, wie teilweise moniert wird. Systematisch ist der Inhalt der Festlegung nachvollziehbar dahingehend gegliedert, dass in Tenorziffer 1 die Eingriffsvoraussetzungen wiedergegeben und gleichzeitig der Anwendungsbereich der Festlegung bestimmt werden und sodann in Tenorziffer 2 der Adressatenkreis, in Tenorziffer 3 der Umfang der Anweisung und schließlich in Tenorziffer 4 die Methodik der Anweisung festgelegt werden. Die Bestimmung einer Reihenfolge ist durchaus auch sinnvoll und steht im Übrigen in der Entscheidungsbefugnis der Bundesnetzagentur. Ob die Regelung inhaltlich zutreffend und praktikabel ist, ist keine Frage der fehlenden Rechtsgrundlage, sondern der materiellen Rechtmäßigkeit.

1.4.4. Tenorziffer 5

130

Ohne Erfolg wendet sich die Betroffene gegen die Regelungen in Tenorziffer 5 der Festlegung, wonach es dem anweisenden Übertragungsnetzbetreiber obliegt, bei einer Anpassung der Wirkleistungseinspeisung durch Speicher- oder Erzeugungsanlagen den energetischen Ausgleich des Eingriffs sicherzustellen. Es spricht viel dafür, dass die Bundesnetzagentur die Regelung zumindest wegen ihres Zusammenhangs mit der Anforderung einer Wirkleistungsanpassung auf § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG stützen konnte. Letztlich kann jedoch dahinstehen, ob die Regelung vom Katalog des § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG umfasst ist. Denn Tenorziffer 5 verpflichtet ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber, so dass die Kraftwerksbetreiber schon nicht beschwert sind. Dem kann auch nicht entgegengehalten werden, dass die Regelung in Tenorziffer 5 mit den Regelungen der Festlegung, welche den Betreibern von Erzeugungsanlagen Pflichten auferlegen, in untrennbarem sachlichem und rechtlichem Zusammenhang stehen. Denn die Regelung führt lediglich zu einer Entlastung der Anlagenbetreiber. Durch die Anordnung, dass der Übertragungsnetzbetreiber den energetischen Ausgleich des Eingriffs über den Intraday-Handel bzw. gegebenenfalls auch über bilaterale Handelsgeschäfte herzustellen hat, wird die bilanzielle Neutralität von Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung und damit der erforderliche Ausgleich der Systembilanz bewirkt. Alternativ hätte – wie beim strombedingten Redispatch – ein anderes Kraftwerk zur gegenläufigen Wirkleistungsanpassung herangezogen werden können, was jedoch zu einer Ausweitung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1a EnWG und einer damit einhergehenden zusätzlichen Belastung von Kraftwerksbetreibern geführt hätte. Durch die Regelung wird ferner der Einsatz von Regelenergie vermieden, den letztlich die Anlagenbetreiber als Ausgleichsenergie wirtschaftlich zu tragen hätten. Dementsprechend ist auch in Tenorziffer 7 Satz 2 der Festlegung geregelt, dass die Bilanzkreise, denen die Erzeugungsanlagen oder

131

Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zugeordnet sind, so zu stellen sind, als habe eine Anpassung der Wirkleistung nicht stattgefunden.

1.4.5. Tenorziffer 10

132

Die Rüge der Betroffenen, Tenorziffer 10 sei nicht von der Ermächtigungsgrundlage in § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG gedeckt, hat keinen Erfolg. 133

Die Freistellung von Regelenergie und zur Besicherung vorgehaltener Leistungsscheiben von der Teilnahme an Redispatch-Maßnahmen in Tenorziffer 10 stellt lediglich eine „Klarstellung“ (S. 59 der Festlegung) dessen dar, was sich ohnehin aus § 13 Abs. 1a EnWG ergibt. § 13 Abs. 1a EnWG gilt „für die Durchführung von Maßnahmen nach Absatz 1 Nummer 2“, wozu ausdrücklich der Einsatz von Regelenergie gehört, bezieht sich jedoch neben der Blindleistungseinspeisung ersichtlich nur auf das Erzeugungsmanagement, d.h. auf Redispatch-Maßnahmen (Wirkleistungsanpassungen). Diese stehen alternativ neben dem Einsatz von Regelenergie (König: in Säcker, BerlKommEnR, 3. Aufl., § 13 RN 36; König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 469f.; vgl. auch Transmission Code 2007, Anhang A.1). Es handelt sich um Instrumente, die strikt voneinander unterschieden werden müssen. Redispatch-Maßnahmen dienen als Maßnahmen des kurzfristigen Engpassmanagements der Beseitigung von Netzüberlastungen und Spannungshaltungsproblemen. Der Einsatz von Regelenergie dient ausschließlich der Egalisierung von Leistungsungleichgewichten in der Regelzone (§§ 3 Nr. 1, 22 Abs.1 EnWG, § 2 Nr. 9 StromNZV). Werden Regelenergiekapazitäten im Rahmen des Engpassmanagements ausgeschöpft, stehen diese ihrem eigentlichen Zweck zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten nicht mehr zur Verfügung. Redispatch-Maßnahmen erfolgen darüber hinaus zur gezielten Entlastung überlasteter Betriebsmittel anlagenscharf (nach der hier streitgegenständlichen Festlegung netzknotenscharf), der Einsatz von Regelenergie nur regelzonenscharf und damit für die Leitungsentlastung nur bedingt effizient. Der Abruf von Regelenergie im Rahmen des Redispatch kommt daher allenfalls im Rahmen von Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG in Betracht (vgl. König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 470; Bundesnetzagentur, Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit, 31.08.2011, S. 72). Die Klarstellung in Tenorziffer 10, dass Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1a EnWG nicht den Einsatz von Regelenergie umfassen, wiederholt daher lediglich das, was sich aus den gesetzlichen Vorgaben ohnehin ergibt. Unabhängig davon, dass § 27 Abs.1 Nr. 3 StromNZV die Regulierungsbehörde ohnehin ermächtigt, Festlegungen zum Einsatz von Regelenergie zu treffen, bedurfte es einer ausdrücklichen Ermächtigungsgrundlage in § 13 Abs. 1a EnWG mithin nicht. 134

Dies gilt auch für die Feststellung, dass zur Besicherung vorgehaltene Leistungsscheiben vom Übertragungsnetzbetreiber nicht im Rahmen der Wirkleistungsanpassung eingesetzt werden dürfen. Die Besicherung von Kraftwerken dient der Vorhaltung einer Reserve für den Fall eines Kraftwerksausfalls und gewährleistet, dass eine durch den Kraftwerksausfall bedingte Unausgeglichenheit des Erzeuger-Bilanzkreises nicht entstehen kann. Ergänzend 135

sieht § 5 Abs. 4 StromNZV vor, dass Übertragungsnetzbetreiber das durch einen ungeplanten Kraftwerksausfall entstehende Ungleichgewicht zwischen Einspeisungen und Entnahmen für die ersten vier Viertelstunden ausgleichen müssen. Damit zielt auch die für die Besicherung vorgehaltene Reserve letztlich auf eine Egalisierung von Leistungsungleichgewichten in der Regelzone ab. Das Verbot, derartige Leistungsscheiben aus der Verpflichtung zur Wirkleistungsanpassung herauszunehmen, richtet sich im Übrigen an die Übertragungsnetzbetreiber und wirkt nur zu Gunsten der Anlagenbetreiber, so dass es auch an einer Beschwer der Betroffenen fehlt.

2. Bestimmtheit

136

Die Festlegung ist auch nicht im Hinblick auf die Anforderungen an die inhaltliche Bestimmtheit von Verwaltungsakten rechtswidrig.

137

Grundsätzlich wird dem Bestimmtheitsgebot des § 37 VwVfG dann Genüge getan, wenn der Adressat aus dem verfügenden Teil in Zusammenhang mit den Gründen vollständig, klar und unzweideutig erkennen kann, was von ihm gefordert wird (BGH, Beschluss vom 19.06.2007, KVR 17/06, RN 37). Dabei ist nicht notwendig, dass der Inhalt der Regelung im Tenor der Verfügung so zusammengefasst ist, dass alle Aspekte aus sich heraus verständlich sind. Vielmehr genügt es, dass sich der Regelungsinhalt aus dem Bescheid einschließlich seiner Begründung ergibt (BGH, WuW DE-R 195, 196 m. w. N.; Kopp/Ramsauer, VwVfG, 15. Aufl., § 37 RN 5, 12).

138

Diesen Anforderungen genügt die angegriffene Festlegung.

139

2.1. Tenorziffer 2:

140

Tenorziffer 2 ist hinreichend bestimmt.

141

2.1.1. Netzknoten

142

Die Verwendung des Begriffs „Netzknoten“ in Tenorziffer 2 Satz 3 führt nicht zur Unbestimmtheit der Festlegung. Dasselbe gilt für die Tenorziffern 3 Satz 3 und 8 Satz 4.

143

Auch wenn verschiedene situationsspezifische Netzknotenbegriffe existieren, wie beispielsweise nach § 2 Nr. 11 StromNEV für das Pooling, ist die im Rahmen der streitgegenständlichen Festlegung maßgebliche Definition zweifelsfrei bestimmbar. In der Begründung zu Tenorziffer 2 Satz 3 der Festlegung führt die Bundesnetzagentur aus, dass auf „die Summe der Netto-Nennwirkleistungen aller an einen Netzanschlusspunkt angeschlossenen Einzel-Erzeugungsanlagen und – Speicher eines Betreibers“ abzustellen ist (S. 37). Auch die weitere Begründung stellt auf „die Gesamtheit aller an einen Anschlusspunkt angeschlossenen Anlagen“ ab (S. 37). Daraus ergibt sich mit hinreichender Deutlichkeit, dass die Bundesnetzagentur den Begriff „Netzknoten“ als Synonym für den Begriff „Netzanschlusspunkt“ verwendet. Nichts anderes ergibt sich aus der Begründung zu Tenorziffer 3 Satz 3, die bezüglich der Anweisung zur Anpassung der Wirkleistung ebenfalls auf die Gesamtheit aller an einem Netzknoten angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Speicher eines Betreibers abstellt. In der Begründung wird Netzknoten ausdrücklich als „Anschlusspunkt bzw. Netzknoten“ und

144

„Anschlusspunkt“ bezeichnet (S. 39). Der Netzanschlusspunkt beschreibt die Anlagenteile, an denen die Anlagen des Netzbetreibers und des Netzkunden miteinander verbunden sind. Vor dem Hintergrund, dass sowohl § 13 Abs. 1a EnWG als auch die angegriffene Festlegung Betreiber von Erzeugungs- und Speicheranlagen erfasst, die an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, ergibt sich, dass es sich bei einem Netzknoten allein um den Anschlusspunkt dieser Anlagen an das Elektrizitätsversorgungsnetz handeln kann. Dementsprechend stellt bei dem von Anlagenbetreibern beschriebenen Fall des sogenannten getrennten Zwei-Sammelschienen-Betriebs, bei dem zwei Sammelschienen in einer Umspannanlage zweitweise ungekoppelt betrieben werden, jede Sammelschiene einen Netzknoten i.S.d. Festlegung dar.

Der Hinweis einzelner Anlagenbetreiber, aus Sinn und Zweck der Vorschrift ergebe sich ein übertragungsnetzbezogener Netzknotenbegriff, wonach auf die Verbindung zwischen dem fraglichen Übertragungsnetz und dem Elektrizitätsverteilernetz abzustellen sei, überzeugt hingegen nicht. Die Redispatch-Festlegung dient im Rahmen der gesetzlichen Ermächtigungsgrundlage zwar der Konkretisierung der Anforderungen an Maßnahmen zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone. Eine Beschränkung des Netzknotens auf Verbindungen zwischen Übertragungsnetz und Elektrizitätsverteilernetz, an das die fraglichen Anlagen angeschlossen sind, lässt sich daraus jedoch nicht herleiten. § 13 Abs. 1a EnWG bezieht sich klar auf Anlagen zur Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie. Wie bereits ausgeführt bezeichnet ein Anschlusspunkt jedoch deren Verbindung zum Elektrizitätsversorgungsnetz. Für eine andere Auslegung besteht angesichts dessen kein Raum, insbesondere stellt die Verbindung zwischen Verteilernetz und Übertragungsnetz keinen Anschlusspunkt dar. Üblicherweise wird bei der Verbindung zwischen Verteiler- und Übertragungsnetz von einem Verbindungspunkt oder von einem Umspannwerk bzw. einer Umspannstation gesprochen. Etwas anderes ergibt sich auch nicht daraus, dass auf der Informationsplattform der vier Übertragungsnetzbetreiber auf der Internetseite „netztransparenz.de“ bei Redispatch-Maßnahmen in der Rubrik „Betroffene Kraftwerke“ Kraftwerkpools genannt werden („R. KW-Pool“, „I. KW-Pool“). Dies lässt keine Rückschlüsse auf eine missverständliche Bedeutung des Begriffs „Netzknoten“ zu. Denn die Rubrik nennt entgegen seiner Bezeichnung nicht immer nur das betroffene Kraftwerk. Teilweise wird nur der Ort der Redispatch-Maßnahme, teilweise das konkrete Kraftwerk, teilweise aber auch nur die Betreiberin des Kraftwerks, nicht jedoch der Ort oder der Namen des konkret herangezogenen Kraftwerks aufgeführt. So wird beispielsweise auch die Z. AG genannt, die ebenfalls mehrere Kraftwerke betreibt. Dass lediglich die Betreiberin der Kraftwerke genannt wird, lässt damit nicht den Schluss auf einen „übertragungsnetzbezogenen“ Netzknotenbegriff zu.

2.1.2. ausländische Anlagenbetreiber

Die teilweise geltend gemachten Unklarheiten über die Adressatenstellung von ausländischen Stromerzeugern und Speicheranlagenbetreibern mit Anschluss an ein deutsches Übertragungsnetz bestehen ebenfalls nicht. Dass Tenorziffer 2 dazu keine Regelung enthält, ist unerheblich. Vielmehr bestimmt sich der Anwendungsbereich der nach § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG erlassenen Festlegung

nach dem Anwendungsbereich des EnWG. Als Bundesgesetz findet dieses räumlich auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland Anwendung. Ergänzend gilt § 109 Abs. 2 EnWG, wonach das EnWG Anwendung findet auf alle Verhaltensweisen, die sich im Geltungsbereich dieses Gesetzes auswirken, auch wenn sie außerhalb des Geltungsbereichs dieses Gesetzes veranlasst würden. Liegt der Anschluss der Anlage in Deutschland, gilt damit das EnWG und folglich auch die Festlegung.

2.1.3. Einbeziehung KWK-Anlagen

148

Dass Tenorziffer 2 KWK-Anlagen unter gewissen Voraussetzungen verpflichtet, sich Redispatch Maßnahmen zu unterwerfen, Tenorziffer 3 Satz S. 6 jedoch die durch Wärmeauskopplung nicht disponiblen Leistungsscheiben von KWK-Anlagen nicht ausdrücklich erwähnt, führt entgegen der Ansicht der Betroffenen ebenfalls nicht zur Unbestimmtheit der Regelungen in Bezug auf den Umfang der Einbeziehung von KWK-Anlagen. Nach Tenorziffer 2 Satz 2 der Festlegung sind nur solche Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die zumindest in einem Betriebszustand eine disponible, d.h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfenen elektrische Netto-Nennwirkleistung größer oder gleich 50 MW erzeugen können, zum Redispatch verpflichtet. In der Begründung stellt die Bundesnetzagentur ausdrücklich klar, dass sich die Verpflichtung nur auf diejenigen Leistungsscheiben bezieht, die keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfen sind, während die Leistungsscheiben, die aufgrund der Wärmeproduktion Einschränkungen bei der Anpassung der Wirkleistungserzeugung unterworfen sind, bereits nach § 13 Abs. 2a EnWG von der Verpflichtung zur Teilnahme am Redispatch grundsätzlich ausgeschlossen sind. Einer zusätzlichen Erwähnung dieser Leistungsscheiben in Tenorziffer 3 bedurfte es daher nicht.

2.2. Tenorziffer 4

150

Die Regelung in Tenorziffer 4 Satz 1 ist ebenfalls hinreichend bestimmt. Die Rügen der Betroffenen sowie weiterer Kraftwerksbetreiber haben keinen Erfolg.

2.2.1. netzstützende Wirkung

152

Die Bundesnetzagentur hat in der Festlegung auf Seite 44 ausreichend deutlich gemacht, was unter dem Begriff „netzstützende Wirkung“ zu verstehen ist. Danach beschreibt die netzstützende Wirkung im Falle eines strombedingten Redispatch, um welche Leistung der Lastfluss auf dem von Überlast bedrohten Netzelement durch Anpassen der Wirkleistungseinspeisung der betroffenen Erzeugungsanlagen und Speicher reduziert wird. Im Falle einer spannungsbedingten Wirkleistungsanpassung beschreibt die netzstützende Wirkung die bewirkte Spannungsänderung an dem von einer Spannungsgrenzwertverletzung bedrohten oder betroffenen Netzknoten. Die Ermittlung der durch eine Anlage an einem bestimmten Netzknoten bewirkten Lastflussänderung bzw. Spannungsänderung bezogen auf deren Änderung der Einspeiseleistung erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber. Dass die Bundesnetzagentur diesbezüglich keine Vorgaben gemacht hat, steht im Einklang mit § 13 Abs. 1a EnWG, der zur Ermittlung der erforderlichen Wirkleistungsanpassung keine Methoden vorgibt, sondern diese methodenoffen voraussetzt. Um die netzstützende Wirkung zu ermitteln, führen die Übertragungsnetzbetreiber nach den Ausführungen der

Bundesnetzagentur in den Beschwerdeverfahren sog. Sensitivitätsuntersuchungen durch, indem im modulierten Netz verschiedene Szenarien simuliert werden. Diese Vorgehensweise entspricht den Handlungsempfehlungen bei der Vornahme von Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG im Leitfadens des BDEW und VKU („Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern“ vom 12.12.2012, S. 16, 27). Auch der Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (BR-Drs. 10/08 vom 04.01.2008) ging im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG bereits von der Durchführung einer Sensitivitätsanalyse aus. Dabei darf der Netzbetreiber die Wechselwirkung zwischen einer Einspeisungsänderung an einem Netzknoten und dem Leistungsfluss über ein Netzbetriebsmittel vereinfacht als einen linearen Zusammenhang, den so genannten Sensitivitätsfaktor, beschreiben. Für das gesamte Netz ergibt sich somit eine Sensitivitätsmatrix, die den Zusammenhang abbildet, wie stark die an einem bestimmten Netzknoten eingespeiste Leistung die Leistungsflüsse über die verschiedenen Netzleitungen beeinflusst. Damit kann der Netzbetreiber ermitteln, welche Anlage in ihrer Einspeiseleistung beschränkt werden muss, um einen bestehenden Netzengpass zu beheben (vgl. BR-Drs. 10/08, Seite 107). Es handelt sich um eine anerkannte Methode, die netzstützende Wirkung zu berechnen. Der sich danach ergebende Wert kann sodann in den Quotienten eingestellt werden. Vor diesem Hintergrund kann keine Rede davon sein, dass die Übertragungsnetzbetreiber mangels Vorgaben zur Bemessung der netzstützenden Wirkung die Kriterien aufstellen, anhand derer die Einsatzreihenfolge zu bestimmen ist. Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen lediglich die netzstützende Wirkung nach einer anerkannten Methode. Die Reihenfolge der anzuweisenden Anlagen ergibt sich jedoch zwingend aus der Vorgabe in Tenorziffer 4, nämlich aus dem Quotienten von netzstützender Wirkung und Vergütung.

Dass die netzstützende Wirkung von der jeweiligen Netzschaltung abhängig ist, wie 154 teilweise geltend gemacht wird, steht ihrer Bestimmtheit nicht entgegen. Die Merit Order wird bei einem drohenden oder bestehenden Engpass erstellt. Dieser wird aber auf der Grundlage der aktuellen Netzschaltung prognostiziert, so dass auch die netzstützende Wirkung entsprechend der aktuellen Netzschaltung berechnet wird. Vor diesem Hintergrund kann es auch im Falle des sogenannten getrennten Zwei-Sammelschienen-Betriebs nicht dazu kommen, dass der Redispatch in einem Teil der Netzgruppe wirkt, in dem gerade kein Engpass besteht.

Die netzstützende Wirkung der Erzeugungsanlage ist nach der Festlegung abstrakt, 155 d.h. unabhängig von der freien Leistungsscheibe einer Anlage zu bestimmen. Eine konkrete Betrachtungsweise scheidet schon deshalb aus, weil die Meldepflichten bezüglich der freien Leistungsscheiben nach Tenorziffer 8 Satz 4 der Festlegung lediglich netzknotenbezogen erfolgen, die Merit Order jedoch anlagenscharf aufgestellt wird.

Dass der Übertragungsnetzbetreiber wegen der nur netzknotenbezogenen Meldung 156 freier Leistungsscheiben nicht weiß, ob er eine bestimmte Anlage überhaupt in die Merit Order aufnehmen kann, steht der Berechnung der netzstützenden Wirkung einer Anlage sowie der Merit Order auch nicht entgegen. Die Festlegung enthält keine Vorgabe dahingehend, dass die netzstützende Wirkung anhand der freien Leistungspotentiale zu berechnen ist. Vielmehr wird diese – wie ausgeführt -

unabhängig von den freien Leistungsscheiben anhand von Sensitivitätsuntersuchungen ermittelt. Die freien Leistungsscheiben – nach Tenorziffer 8 Satz 4 der Festlegung bezogen auf den Netzknoten - sind erst im Rahmen der Anweisung zu berücksichtigen. Für die Aufstellung der Merit Order spielen sie keine Rolle.

2.2.2. Merit Order für spannungsbedingten Redispatch 157

Es ist auch nicht zu beanstanden, dass Tenorziffer 4 für strombedingte und spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen nicht die Bildung unterschiedlicher Merit Order vorsieht. Die Bundesnetzagentur hat den Unterschied zwischen einem spannungsbedingten und einem strombedingten Redispatch gesehen und dementsprechend die netzstützende Wirkung für beide gesondert definiert (vgl. S. 44 der Begründung). Sie hat ferner ausdrücklich die Bildung einer Merit Order im Falle von Spannungsproblemen angeordnet und der Forderung der Übertragungsnetzbetreiber und einiger Anlagenbetreiber, die Merit Order auf strombedingte Überlastungen zu beschränken, eine Absage erteilt (S. 46f. der Begründung). Dementsprechend werden für strombedingte und spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen jeweils unterschiedliche Merit Order gebildet. Dies folgt daraus, dass die netzstützende Wirkung je nachdem, ob ein strom- oder spannungsbedingter Engpass besteht, unterschiedlich ist. Die Merit Order wird nicht abstrakt, sondern immer bezogen auf das konkret zu behebende Netzproblem (Strom- oder Spannungsgrenzwertverletzung) sowie unter Berücksichtigung von dessen Lokalität im Übertragungsnetz vorgenommen.

Die Wirkleistungseinspeisung ist für eine Änderung der Spannung auch nicht irrelevant. Richtig ist zwar, dass die Spannung letztlich durch die Blindleistungseinspeisung beeinflusst wird. Insoweit ist jedoch zu unterscheiden zwischen der Einspeisung von Blindleistung ohne Änderung der Wirkleistung und mit Änderung der Wirkleistung. Die Festlegung umfasst nur die Wirkleistungsanpassung zur Ermöglichung der Blindleistungseinspeisung (vgl. S. 11 der Festlegung). Um Blindleistung in der benötigten Menge einspeisen zu können, kann es erforderlich sein, dass ein Kraftwerk, seine Wirkleistungseinspeisung reduziert oder umgekehrt wenigstens auf Mindestlast hochfährt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher zu prognostizieren, welche Wirkleistungsanpassung einzelner Kraftwerke für die zur Beseitigung oder Verhinderung einer Spannungsgrenzwertverletzung erforderliche Blindleistungsmenge im Netz erforderlich ist.

Es bestehen auch keine Unklarheiten über Zeitpunkt und Häufigkeit der Bildung der Merit Order. Diese ist für jeden Netzengpass individuell und jeweils neu aufzustellen. Dies folgt schon daraus, dass die für die Aufstellung der Merit Order maßgebliche netzstützende Wirkung wegen ihrer Abhängigkeit von der Entfernung der Anlage zum Engpass immer nur für das konkret bedrohte Netzelement ermittelt wird. Insoweit bestehen auch keine Probleme, einen Wechsel zwischen den unterschiedlichen Vergütungsregelungen bei der Bildung der Merit Order zu berücksichtigen.

2.2.3. unbestimmte Rechtsbegriffe 161

Die Verwendung der unbestimmten Rechtsbegriffe „*sicherer Betriebszustand*“ in 162

Tenorziffer 4 Satz 4 und „*netztechnische Notwendigkeit*“ in Tenorziffer 4 Satz 5 der Festlegung sind hinreichend bestimmbar. Die Rügen einiger Kraftwerksbetreiber gehen fehl. Aufgrund der Tatsache, dass Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1a EnWG sowie Tenorziffer 1 der Festlegung nur im Falle von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone aufgrund strombedingter Überlastungen oder Spannungsgrenzwertverletzungen zulässig sind, sichern Tenorziffer 4 Satz 4 und 5 der Festlegung – zugunsten der Anlagenbetreiber –, dass der Umfang und die Dauer der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung nur zur Erreichung des mit der Redispatch-Maßnahme verfolgten Zwecks – Beseitigung des Engpasses bzw. der Spannungsgrenzwertverletzung – erfolgen darf. Ein sicherer Betriebszustand ist demnach erreicht, sobald die strombedingte oder spannungsbedingte Gefährdung oder Störung beseitigt ist. Ob dies der Fall ist, ergibt sich aus den in Tenorziffer 1 erwähnten Netzbelastungsberechnungen oder aufgrund anderer gesicherter Erkenntnisse der Übertragungsnetzbetreiber. Im Falle der strombedingten Überlastung wird – nach einhelliger Meinung sämtlicher Akteure – auf das n-1-Kriterium abgestellt. Liegt keine strombedingte Überlastung von Betriebsmitteln oder die Verletzung betrieblich zulässiger Spannungsbänder mehr vor, entfällt dementsprechend auch die „*netztechnische Notwendigkeit*“ für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung.

2.2.4. Widerspruch zwischen Tenorziffern 3 und 4

163

Dass die Anweisung zur Wirkleistungsanpassung nach Tenorziffer 3 bezogen auf den Netzknoten, an dem eine Gesamtheit von Anlagen eines Betreibers angeschlossen ist, erfolgt, während die Reihenfolge der Heranziehung der Anlagen nach Tenorziffer 4 anlagenscharf bestimmt wird, führt nicht zur Widersprüchlichkeit der Regelungen. Die netzbezogene Anweisung nach Tenorziffer 3 soll nur das Wahlrecht der Anlagenbetreiber sichern, verpflichtet ist aber letztlich nur die sich aus der Merit Order ergebende Anlage. Dass die Merit Order anlagenscharf zu bilden ist, ergibt sich schon daraus, dass im Rahmen des zu bildenden Quotienten auf die Vergütung abgestellt wird. Es würde wenig Sinn machen, die Vergütung netzknotenbezogen zu ermitteln, da diese anlagenspezifisch sehr unterschiedlich sein kann und die Merit Order mit der Einbeziehung der Vergütung gerade den Zweck verfolgt, die Maßnahmen zur Wirkleistungsanpassung möglichst kosteneffizient durchzuführen. Auch die Regelung in Tenorziffer 3 Satz 3 wäre überflüssig, wenn die Merit Order nicht anlagenscharf, sondern netzknotenbezogen ermittelt würde. Unklarheiten bezüglich der verpflichteten Anlage ergeben sich demnach grundsätzlich nicht.

164

Dasselbe gilt für die Frage, auf welche Anlage für die Vergütung abzustellen ist. Entgegen der Auffassung einiger Kraftwerksbetreiber ist der Übertragungsnetzbetreiber trotz seiner Unkenntnis darüber, welche der an demselben Netzknoten angeschlossenen Anlagen der Betreiber für die Wirkleistungsanpassung heranzieht, in der Lage, den Quotienten aus netzstützender Wirkung einerseits und der für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zu entrichtenden Vergütung andererseits nach Tenorziffer 4 S. 2 der Festlegung zu bestimmen. Denn die Merit Order wird unabhängig davon, welche Anlage eines Betreibers später die Wirkleistungsanpassung vornimmt, anlagenscharf bestimmt, d.h. für jede einzelne Anlage wird deren netzstützende

165

Wirkung und die für deren Heranziehung zu zahlende Vergütung ermittelt und anschließend eine Reihung vorgenommen. Auch insoweit bestehen keine Unklarheiten. Selbst wenn tatsächlich eine andere Anlage die Wirkleistungsanpassung durchführt, wird die Anlage bzw. der Netzknoten angewiesen, an dem sich die aus der Merit Order ergebende günstigste Anlage liegt. Wie im Senatstermin bestätigt worden ist, erhält der Anlagenbetreiber aber die Vergütung für die Anlage, die die Redispatch-Maßnahme tatsächlich ausführt. Soweit einige Kraftwerksbetreiber darin einen Verstoß gegen das Wirtschaftlichkeitsprinzip nach § 1 Abs. 1 EnWG sehen, ist schon nicht ersichtlich, inwieweit sie dadurch beschwert sein sollen. Dasselbe gilt für die Rüge weiterer Kraftwerksbetreiber, wonach durch die netzknotenbezogene Anweisung und das damit verbundene Wahlrecht des Anlagenbetreibers die festgelegte Einsatzreihenfolge konterkariert werde.

Soweit Kraftwerksbetreiber geltend gemacht haben, die Festlegung sei unbestimmt, 166 weil sie nicht sicherstelle, dass die Inanspruchnahme nur im Rahmen der freien Leistungsscheiben der verpflichteten Anlage erfolge, kann dem nicht gefolgt werden. Dass die Wirkleistungsanpassung auch über die freien Leistungspotentiale der „Platz 1-Anlage“ hinaus erfolgen kann, solange an demselben Netzknoten noch freie Leistungsscheiben anderer Anlagen des Betreibers zur Verfügung stehen, beruht nicht auf der – nur das Wahlrecht des Anlagenbetreibers sichernden – netzknotenbezogenen Anweisung, sondern ist – von der Festlegung ganz bewusst beabsichtigte – Folge der nur netzknotenbezogenen Meldung freier Leistungsscheiben nach Tenorziffer 8, die die Anlagenbetreiber in geringerem Maße belastet als die anlagenscharfe Meldung. Ein Verstoß der Merit Order gegen den Bestimmtheitsgrundsatz folgt daraus nicht.

2.2.5. Vergütung 167

Die Bildung der Merit Order nach Ziffer 4 ist auch nicht wegen der Einbeziehung der 168 zu entrichtenden Vergütung unklar.

2.2.5.1. gesonderte Vergütungsfestlegung 169

Dass die Vergütung nicht in der Festlegung der Beschlusskammer 6, sondern in der 170 der Beschlusskammer 8 geregelt ist, führt für sich gesehen weder zur Rechtswidrigkeit der Festlegung im Allgemeinen noch der Merit Order im Besonderen. Die Methodik zur Bestimmung der Einsatzreihenfolge ist in der hier streitgegenständlichen Festlegung geregelt. Die im Rahmen des Quotienten aus netzstützender Wirkung und Vergütung zu berücksichtigende Vergütung ist nach den Vorgaben der Festlegung der Beschlusskammer 8 zu bestimmen.

2.2.5.2. fehlende Datengrundlage 171

Der Einwand einiger Kraftwerksbetreiber, die Vergütung sei nicht schon im Voraus 172 bei Erstellung der Merit Order bestimmbar, da dem Übertragungsnetzbetreiber die dazu erforderliche Datengrundlage fehle, greift ebenfalls nicht durch.

Sowohl für den individuellen Aufwandsersatz nach Tenorziffer 2 der 173 Vergütungsfestlegung als auch für die Bagatellvergütung nach Tenorziffer 3 der Vergütungsfestlegung sind historische Werte heranzuziehen, die dem

Übertragungsnetzbetreiber zu melden sind. Die von manchen Anlagenbetreibern aufgeworfene Problematik der täglichen Aktualisierung der Preise stellt sich daher nicht. Da es nicht auf die mit der Redispatch-Maßnahme verbundenen aktuellen Kosten ankommt, steht die für die Bestimmung der Vergütung im Rahmen der Merit Order erforderliche Datengrundlage grundsätzlich im Voraus zur Verfügung. Für den individuellen Aufwandsersatz nach Tenorziffer 2 der Vergütungsfestlegung sind die Anschaffungswerte des letzten Quartals maßgeblich. Diese sind nach Tenorziffer 7a der Vergütungsfestlegung vom Anlagenbetreiber auf Verlangen des Übertragungsnetzbetreibers zu belegen und nachzuweisen. Um die Merit Order erstellen zu können, wird der Übertragungsnetzbetreiber die Daten daher jeweils rechtzeitig zum Abschluss eines Quartals anfordern. Für die Bagatellvergütung sind die Börsenpreise des vorherigen Kalendermonats maßgeblich. Diese Daten sind nach Tenorziffer 7b der Vergütungsfestlegung laufend monatlich zu übermitteln und zu aktualisieren. Ausweislich der Begründung der Festlegung sind diese Werte jeweils einmal monatlich zu melden (vgl. S. 16, 18 der Festlegung). Der genaue Zeitpunkt für die Meldung ist in der Festlegung zwar nicht genannt, aus der Verpflichtung diese „laufend“ zu übermitteln und zu aktualisieren, ergibt sich jedoch, dass diese *unverzüglich* nach Ablauf des Betrachtungszeitraums zu erfolgen hat. Die darüber hinaus zu vergütenden zusätzlichen Aufwendungen für An- oder Abfahrvorgänge bestimmen sich – entsprechend der Erläuterungen in Ziffer 5.1.3.1. der Vergütungsfestlegung - ebenfalls nach den in der Finanzbuchhaltung des Vorquartals ausgewiesenen Werten, die auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers nach Tenorziffer 7 a) der Festlegung mitzuteilen sind. Angesichts der klaren Regelungen in Tenorziffer 7 der Vergütungsfestlegung kann eine (vorherige) Mitteilungsverpflichtung der Anlagenbetreiber nicht ernsthaft in Zweifel gezogen werden.

Allerdings ist davon auszugehen, dass die Daten des Vorquartals sowie die des Vormonats in der Regel nicht schon am ersten Tag der Folgeperiode vorliegen werden. Das Problem der Datenlücken stellt sich jedoch nur für einen kurzen Zeitraum, der darüber hinaus nicht zwingend relevant sein muss, da die Merit Order nur im konkreten Engpassfall aufgestellt wird. Für die Bagatellvergütung sieht Tenorziffer 4 im Übrigen ausdrücklich eine Ausnahmeregelung vor, wenn die Bagatellregelung nicht zu sachgerechten Ergebnissen führen kann. Beispielhaft ist in der Begründung (S. 20) aufgeführt, dass dem Übertragungsnetzbetreiber keine belastbaren Daten des letzten Kalendermonats vorliegen und er nicht in der Lage ist, die Grenzkosten zu schätzen. In einem solchen Fall ist ein individueller Aufwandsersatz gemäß Ziffer 2 vorzunehmen, bei dem es auf die Anschaffungswerte des Vorquartals ankommt. Damit reduziert sich das Problem des Vorliegens einer kurzfristigen Datenlücke auf Zeiten des Quartalsbeginns. Solche Datenlücken zu Beginn des Betrachtungszeitraums sind jedoch nicht zu vermeiden, wenn man nicht – den Interessen der Anlagenbetreiber zuwider - generell auf zeitlich noch weiter zurückliegende Daten abstellen möchte. Soweit noch keine belastbare Datenbasis vorliegt, muss der Übertragungsnetzbetreiber zur Erstellung der Merit Order die Vergütung daher schätzen. Davon geht auch die Vergütungsfestlegung auf Seite 20 aus. Die Übertragungsnetzbetreiberin X. hat in der mündlichen Verhandlung unwidersprochen vorgetragen, dass sie die Kosten jeder Anlage kennt. Damit erscheint eine Schätzung jedenfalls grundsätzlich möglich. Notfalls muss der Übertragungsnetzbetreiber kurzfristig auf ältere Daten zurückgreifen. Ein willkürliches Vorgehen ist dadurch nicht zu besorgen. Insofern ist

174

zu beachten, dass die Schätzung nur auf die Erstellung der Merit Order beschränkt ist, die Vergütung wird jedoch nach den tatsächlichen Kosten der Anlage gezahlt, so dass eine Beschwer der Anlagenbetreiber nicht gegeben ist. Nach § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG steht dem Anlagenbetreiber für die Wirkleistungsanpassung eine angemessene Vergütung zu. Soweit die Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8 demgegenüber nur einen Aufwandsersatz vorsieht, ist diese rechtswidrig und ist – mit Beschlüssen vom heutigen Tag in den Beschwerdeverfahren gegen die Festlegung der Beschlusskammer 8, auf die verwiesen wird - aufzuheben.

2.2.5.3. Vergütungsvarianten

175

Auch die weiteren von den Anlagenbetreibern geäußerten Bedenken gegen die Bestimmbarkeit der konkret zu zahlenden Vergütung führen nicht zur Unbestimmtheit der Regelung in Tenorziffer 4. Mit der Einbeziehung der Vergütung, die auf den ausdrücklichen Wunsch der Anlagenbetreiber zurückzuführen ist, soll nicht nur die für die Beseitigung des Engpasses oder der Spannungsgrenzwertverletzung erforderliche netzphysikalische Wirkung der Wirkleistungsanpassung berücksichtigt werden, sondern auch die Kosteneffizienz der Maßnahme. Dabei geht es aber nicht darum, die Wirklichkeit 1:1 wiederzugeben, vielmehr stellt die Merit Order lediglich eine Methodik zur bestmöglichen Reihung der einzelnen im Engpassfall in Betracht kommenden Anlagen dar. Verzerrungen lassen sich dabei jedoch nicht gänzlich ausschließen. Auch die Anlagenbetreiber haben auf ausdrückliche Nachfrage des Senats im Termin nichts dazu vorgetragen, wie man die Reihenfolge sinnvoller oder einfacher gestalten könnte. Ausreichend ist daher, dass die Vergütung – notfalls im Wege der Schätzung – jedenfalls ungefähr im Voraus bestimmbar ist. Dies ist jedoch der Fall.

176

So ist nicht unklar, welche der drei Vergütungsvarianten der Festlegung der Beschlusskammer 8 der Übertragungsnetzbetreiber wählen wird. Die Vergütungsfestlegung sieht zwar verschiedene Abrechnungsalternativen vor, nämlich den individuellen Aufwandsersatz nach Ziffer 2, die pauschale Vergütung nach der Bagatellregelung in Ziffer 3 oder die zusätzliche Vergütung eines Leistungsanteils nach Ziffer 5. Diese Varianten knüpfen jeweils an den Umfang der aktuellen Redispatchmenge im Verhältnis zur Vorjahresmenge an. Dass die Vergütung damit jeweils von dem Ausmaß der Heranziehung eines Kraftwerksbetreibers zu Redispatch-Maßnahmen abhängig ist, steht der Bildung der Merit Order ebenfalls nicht entgegen.

177

Grundsätzlich ist bis zur Bagatellgrenze von 0,9 % der Einspeisemengen des Vorjahres einer Erzeugungsanlage eine pauschale Vergütung nach Tenorziffer 3 der Vergütungsfestlegung zu zahlen. Bei Überschreiten dieser Grenze ist für die weiteren Redispatch-Mengen ein individueller Aufwandsersatz nach Tenorziffer 2 zu leisten. Die Daten liegen dem Übertragungsnetzbetreiber vor. Er ist daher in der Lage, bei Aufstellung der Merit Order zu erkennen oder zumindest abschätzen zu können, ob und wann mit einer aktuellen Wirkleistungsanpassung die Grenzwerte überschritten werden. Die zur Bestimmung der Höhe der Vergütung erforderlichen historischen Daten liegen ihm aufgrund der Meldungen der Anlagenbetreiber ebenfalls vor oder können zumindest von ihm geschätzt werden. Nur in Ausnahmefällen ist anstelle der pauschalen Vergütung nach Tenorziffer 3 auch für

178

Mengen unterhalb der 0,9 % Grenze ein individueller Aufwandsersatz zu zahlen, Tenorziffer 4 der Vergütungsfestlegung. In der Begründung wird auf S. 19 beispielhaft aufgeführt, welche Situationen ein Abweichen ausnahmsweise zulassen. Die dort genannten Ausnahmesituationen lassen sich für den Übertragungsnetzbetreiber schon bei Aufstellung der für jeden Engpassfall erstellten Merit Order absehen. Das gilt auch für den Fall, dass die Erzeugungsanlage im Kalendermonat vor der Redispatch-Maßnahme nicht im Normalbetrieb eingespeist hat und der Übertragungsnetzbetreiber die angemessene Vergütung nach Tenorziffer 3d) anhand vergleichbarer Erzeugungsanlagedaten der letzten 12 Vormonate abzuleiten hat. Ob die Regelung ihrerseits unbestimmt ist, wie teilweise geltend gemacht worden ist, kann dahinstehen, da dies keinen Einfluss auf die Bestimmbarkeit der Merit Order hat. Unzureichende Vorgaben zur Bestimmung vergleichbarer Erzeugungsanlagedaten stellen allenfalls die Belastbarkeit der herangezogenen Daten in Frage. Der Erstellung der Merit Order als solcher steht die Berücksichtigung solcher Daten im Quotienten netzstützende Wirkung/Vergütung hingegen nicht entgegen. Selbst wenn dem Übertragungsnetzbetreiber ein Vergleich gänzlich unmöglich sein sollte, führt dies lediglich dazu, dass er die Bagatellvergütung für im Kalendervormonat nicht im Normalbetrieb einspeisende Anlagen nicht ermitteln und statt dessen in Anwendung von Tenorziffer 4 der Vergütungsfestlegung den individuellen Aufwandsersatz gemäß Tenorziffer 2 zu leisten und der Merit Order zugrunde zu legen hat.

Bei Redispatch-Mengen, die mehr als 10 % der Einspeisemengen des Vorjahres ausmachen, kann der Übertragungsnetzbetreiber nach Tenorziffer 5 zusätzlich in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur einen Leistungsanteil vergüten. Auch dieser ist damit grundsätzlich bestimmbar. Nur soweit ein solcher Abstimmungsprozess nicht rechtzeitig bis zur Erreichung der 10 %-Grenze stattgefunden hat, kann das Leistungsentgelt bei Aufstellung der Merit Order möglicherweise vorübergehend nicht berücksichtigt werden. Da es sich nur um einen zusätzlichen Vergütungsanteil handelt, bleibt die grundsätzlich zu zahlende Basisvergütung aber weiterhin bestimmbar und kann in die Merit Order eingestellt werden. Dass die Merit Order die Vergütung in diesem Fall nicht vollständig abbildet, mag zwar im Einzelfall zu einer unrichtigen Reihung führen. Da die Anlagenbetreiber jedoch für die Wirkleistungsanpassung die tatsächlich angefallene Vergütung vom Übertragungsnetzbetreiber erhalten, sind sie dadurch nicht beschwert. 179

2.2.5.4. Übergangsfrist in Tenorziffer 9 der Vergütungsfestlegung 180

Soweit Kraftwerksbetreiber teilweise gerügt haben, Tenorziffer 4 der hier streitgegenständlichen Festlegung und Tenorziffer 9 der Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8 seien widersprüchlich, bedarf es nach Ablauf der Übergangsfrist zum 31.12.2013 dazu keiner Entscheidung mehr. 181

2.2.5.5. Vertrag 182

Der ex-ante-Bestimmung der Vergütung und damit der Merit Order steht auch nicht das Erfordernis eines vorherigen Vertragsschlusses nach Tenorziffer 1 der Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8 entgegen. Zwar gibt die Vergütungsfestlegung in Tenorziffer 1 vor, dass bei Verträgen über strombedingte 183

Anpassungen der Wirkleistungseinspeisungen i.S.d. § 13 Abs. 1a EnWG nach Maßgabe der Festlegung BK6-11-098 eine Vergütungsregelung zu vereinbaren ist, die den festgelegten Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung entspricht. § 13 Abs. 1a EnWG verpflichtet Anlagenbetreiber jedoch kraft Gesetzes zur Mitwirkung an einer Redispatch-Maßnahme. Dementsprechend setzt auch die Festlegung der Beschlusskammer 6 keinen Vertragsschluss voraus. Auch für die Vergütung ist ein Vertragsschluss nicht erforderlich. Die Festlegung der Beschlusskammer 8 gilt sowohl für freiwillige auf vertraglicher Basis erbrachte als auch nach § 13 Abs. 1a EnWG kraft gesetzlicher Verpflichtung erbrachte Redispatch-Leistungen. Dies ergibt sich schon aus der Bezugnahme in Tenorziffer 1 der Vergütungsfestlegung auf § 13 Abs. 1a EnWG. Ferner wird in der Begründung des Aufgreifermessens in der Festlegung der Beschlusskammer 8 ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die gesetzliche Verpflichtung nach § 13a Abs. 1 EnWG einer konkretisierenden Ausgestaltung im Hinblick auf die Vergütungshöhe bedarf, um eine diskriminierungsfreie, sich an sachlichen Kriterien orientierende Vergütung von Redispatch-Maßnahmen und spannungsbedingten Eingriffen zu ermöglichen.

2.2.5.6. Unmöglichkeit 184

Da die Vergütung bestimmbar ist, liegt im Hinblick auf die Aufstellung der Einsatzreihenfolge auch kein Fall der tatsächlichen Unmöglichkeit vor. Die streitgegenständliche Festlegung ist daher nicht gemäß § 44 Abs. 2 Nr. 4 VwVfG nichtig, wie teilweise geltend gemacht worden ist. 185

Etwas anderes ergibt sich auch nicht daraus, dass die gegen die Vergütungsfestlegung eingelegten Beschwerden Erfolg haben und der Senat die Festlegung mit Beschlüssen vom heutigen Tag aufhebt. Damit entfallen zwar die Vorgaben zur Bestimmung der Vergütung vorübergehend bis zur Festlegung einer etwaigen neuen Vergütungsfestlegung. Der Vergütungsanspruch der Anlagenbetreiber ergibt sich allerdings schon unmittelbar aus dem Gesetz aus § 13 Abs. 1a EnWG, wonach Redispatch-Maßnahmen nur gegen angemessene Vergütung durchzuführen sind. Da die Bestimmung der angemessenen Vergütung – unabhängig vom Schicksal der Festlegung der Beschlusskammer 8 – aber grundsätzlich möglich ist, liegt keine tatsächliche Unmöglichkeit vor, die gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 4 VwGO zur Nichtigkeit der hier streitgegenständlichen Festlegung führen würde. 186

2.3. Tenorziffer 5 187

Auch die gegen die Bestimmtheit der Tenorziffer 5 über den energetischen Ausgleich gerichteten Rügen der Betroffenen und weiterer Kraftwerksbetreiber haben keinen Erfolg. 188

Nach der Festlegung bleibt nicht offen, ob der energetische Ausgleich einer Redispatch-Maßnahme anhand der geplanten Fahrweise des Kraftwerks bemessen wird oder anhand der tatsächlichen Fahrweise des Kraftwerks. Der energetische Ausgleich zielt ausweislich Seite 47 der Festlegung auf die Gewährleistung der bilanziellen Neutralität der Maßnahme. Denn mit der Anweisung eines Kraftwerks zum spannungsbedingten Redispatch fehlt es an der bilanziell egalisierenden gegenläufigen Wirkleistungsanpassung. Diese soll der Übertragungsnetzbetreiber 189

durch Abschluss eines Intraday-Geschäfts oder bilateralen Handelsgeschäfts herstellen. Dementsprechend richtet sich der energetische Ausgleich, also der Umfang des vom Übertragungsnetzbetreiber abzuschließenden Gegengeschäftes, nach dem in den Redispatch-Bilanzkreis eingestellten Redispatch-Fahrplan.

Auch die Voraussetzungen für das Eingreifen der Ausnahme nach Tenorziffer 5 Satz 3 der Festlegung sind hinreichend bestimmt. Die Beschlusskammer hat auf Seite 48 der Festlegung ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sie sich von den – in der Begründung dargestellten - Stellungnahmen habe überzeugen lassen, dass eine Beschränkung auf den energetischen Ausgleich über Börsengeschäfte aufgrund deren Anonymität zu kontraproduktiven Effekten führen könne und sie daher bilaterale Handelsgeschäfte für Ausnahmefälle zulasse und gleichzeitig den Bedenken nicht immer ausreichender Liquidität des börslichen Intraday-Handels Rechnung trage. Daraus ergibt sich, dass bilaterale Handelsgeschäfte immer dann zulässig sind, wenn die den energetischen Ausgleich vornehmende Anlage in räumlicher Nähe zu dem von der Spannungsgrenzwertverletzung betroffenen Standort liegt, weil dadurch die Effektivität des spannungsbedingten Redispatch unterlaufen würde. Vor diesem Hintergrund musste die Bundesnetzagentur auch nicht erwägen oder definieren, wann die genannte Gefahr nicht besteht. Eine solche ist – im Umkehrschluss – nicht gegeben, wenn die den energetischen Ausgleich durchführende Anlage räumlich weiter von dem betroffenen Standort entfernt ist und zwar so weit, dass ihre Ausgleichsmaßnahme keinen Einfluss auf das zu beseitigende Spannungsproblem hat. Soweit die Betroffene darauf hinweist, mit ihr sei bislang kein entsprechendes Handelsgeschäft abgeschlossen worden, steht dies der Bestimmtheit der Regelung nicht entgegen. Der energetische Ausgleich setzt nicht zwingend den Abschluss eines Handelsgeschäfts voraus. Dass es zu derartigen Handelsgeschäften mit der Betroffenen nicht gekommen ist, lässt daher keinerlei Rückschlüsse auf eine nicht ausreichende Bestimmtheit der Regelung oder sonstige offene „operative Fragen“ zu.

Es bestehen auch keine Unklarheiten bei der Anwendung der Tenorziffer 5 der Festlegung auf Pumpspeicherkraftwerke. Ebenso wie bei allen anderen Anlagen erstreckt sich der energetische Ausgleich auf die konkret angewiesene Wirkleistungsanpassung. Erhöht das Pumpspeicherkraftwerk seine Einspeisung, muss eine andere Anlage seine Einspeisung reduzieren und umgekehrt. Der energetische Ausgleich bezieht sich bei Pumpspeicherkraftwerken hingegen nicht auch auf den späteren Zeitraum, bei dem die Anlage wegen der fehlenden Wassermenge im Oberbecken keinen Strom produzieren kann. Produziert die Anlage keinen Strom, speist sie auch nicht ein, so dass es keines energetischen Ausgleichs bedarf. Soweit es der Betroffenen lediglich um verpasste Handelsgeschäfte geht, sind diese nicht über einen energetischen Ausgleich des Übertragungsnetzbetreibers zu kompensieren; vielmehr regelt die Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8, ob und inwieweit ein finanzieller Ersatz zu leisten ist. Nach Tenorziffer 2 sowie der Begründung der Vergütungsfestlegung auf Seite 20f. sind Schattenpreise jedoch nicht berücksichtigungsfähig. Ob dieser Ausschluss zu Unrecht erfolgt ist, betrifft nicht die Regelung des energetischen Ausgleichs in der hier streitgegenständlichen Festlegung, sondern die Rechtmäßigkeit der Vergütungsfestlegung.

191

2.4. Tenorziffer 10

192

Auch die Regelungen über die Disponibilität der Anlagen in Bezug auf Leistungsscheiben für Regelenergie und für Besicherungszwecke in Tenorziffer 10 verstoßen nicht gegen den Bestimmtheitsgrundsatz. 193

Tenorziffer 10 bestimmt, dass Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, die zur Erbringung von Regelenergie und zur Besicherung vorgehalten werden, nicht für Redispatch-Maßnahmen verwendet werden dürfen, wobei deren Einsatz im Rahmen von Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG jedoch unberührt bleibt. 194

Schon aus dem sich aus der Begründung zu Tenorziffer 10 (S.59f.) ergebenden Sinn und Zweck der Regelung, wonach eine Zweckentfremdung der vorgehaltenen Regelenergie aus Gründen der Systemsicherheit unzulässig ist, ergibt sich, dass auch Leistungsscheiben, die nur unter Verletzung der Anforderungen von Sekundärregelreserve bzw. Minutenreserve zur Verfügung gestellt werden könnten, nicht von Redispatch-Maßnahmen umfasst werden. Damit ist ein Kraftwerk auch dann von der Erbringung von Redispatch-Maßnahmen befreit, soweit nur der Leistungsgradient und nicht die gesamte Leistung des Kraftwerks der Anforderung von Sekundärregelreserve bzw. Minutenreserve unterliegt. Unklarheiten ergeben sich diesbezüglich nicht. 195

Das gilt auch, soweit Anlagenbetreiber darauf hinweisen, es sei unklar, ob Tenorziffer 10 Satz 1 der Festlegung auf die gesamte präqualifizierte Leistung oder nur auf die für vorgehaltene/erbrachte Regelenergie eingesetzte Leistung abziele. Nach dem eindeutigen Wortlaut der Regelung sind von der Ausnahmeregelung nur die Leistungsscheiben umfasst, die für Regelenergie „vorgehalten“ und damit gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber vertraglich gebunden sind. Die präqualifizierte Leistung ist hingegen nicht derart gebunden. Durch die Teilnahme an einem Präqualifikationsverfahren erbringen potentielle Anbieter für die verschiedenen Arten von Regelleistung den Nachweis, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung einer oder mehrerer Arten von Regelleistung erfüllen. Die Präqualifikation erfolgt bei dem Anschlussübertragungsnetzbetreiber, der den Anbieter sodann auch über das Ergebnis des Präqualifikationsverfahrens informiert. Sobald die präqualifizierte Leistung die jeweilige Mindestangebotsgröße überschreitet, schließt der Anschlussübertragungsnetzbetreiber mit dem Anbieter je Regelenergieart einen Rahmenvertrag. Dieser ist wiederum Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Regelleistung. Die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung von Regelleistung erfolgt sodann diskriminierungsfrei auf Basis des angebotenen Preis-Leistungsverhältnisses getrennt für die einzelnen Regelenergiearten (siehe auch TansmissionCode 2007 „Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ sowie Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung www.regelleistung.net). Erst mit der Auftragserteilung werden die entsprechenden Leistungsscheiben einer Anlage „vorgehalten“. 196

Schließlich ist auch nicht unklar, ob Anlagen, die gemäß Ziffer 10 freigestellt sind, nur von der Verpflichtung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder von der Festlegung insgesamt befreit sind. Tenorziffer 10 erklärt nicht Anlagen, sondern die näher bezeichneten Leistungsscheiben für nicht disponibel. Die Anlagen unterfallen daher grundsätzlich dem Anwendungsbereich der Festlegung. Anlagen, die nach 197

Tenorziffer 10 (Regelenergie und Besicherung) privilegiert Leistungsscheiben vorhalten, sind, soweit sie weitere freie Leistungsscheiben vorhalten, daher in vollem Umfang auch den Meldepflichten nach Tenorziffer 8 unterworfen. Anlagen, die ausschließlich Regelenergie vorhalten, können nach Tenorziffer 8 keine freien Leistungsscheiben melden, müssen allerdings Restriktionen, nämlich das Vorhalten von Regelenergie, nach Tenorziffer 8 Satz 5 melden.

3. Verstoß gegen § 13 EnWG 198

Die Festlegung verstößt nicht gegen die Systematik des § 13 EnWG. 199

3.1. Stufenverhältnis 200

Die Rüge der Betroffenen, die Festlegung berücksichtige das Stufenverhältnis des § 13 EnWG nicht ausreichend, wonach Maßnahmen i.S.d. § 13 Abs. 1a EnWG erst nach Ausschöpfung der Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG in Betracht kommen, geht fehl. Ein derartiges absolutes Vorrangverhältnis von freiwilligen Maßnahmen lässt sich § 13 EnWG nicht entnehmen. 201

Richtig ist zwar, dass § 13 EnWG - wie bereits unter B.II.1.1. ausgeführt - ein Stufensystem von Maßnahmen im Netz und gegenüber Netznutzern auf Erzeuger- und Verbraucherseite vorsieht. Danach muss der Übertragungsnetzbetreiber im Falle der Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf einer ersten Stufe zunächst netz- und sodann marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EnWG ergreifen. Nur wenn Maßnahmen nach Absatz 1 zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung nicht ausreichen, sind die Übertragungsnetzbetreiber auf einer zweiten Stufe berechtigt und verpflichtet, auf gesetzlicher Grundlage einseitig Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG gegenüber Erzeugungsanlagen anzuordnen, um deren Einspeisung – ohne Vergütung – an das für die Systemsicherheit notwendige Niveau anzupassen (BT-Drs. 15/3917 vom 14.10.2004, S. 57; BT-Drs. 17/6072 vom 06.06.2011, S. 71). Dieses Stufensystem ist durch die Einfügung des § 13 Abs. 1a EnWG jedoch nicht erweitert worden. Absatz 1a begründet zwar nach dem Willen des Gesetzgebers ein gesetzliches Eingriffsrecht des systemverantwortlichen Netzbetreibers, so dass die Maßnahmen auch gegen den Willen der Anlagenbetreiber durchgesetzt werden können. Trotz der fehlenden Freiwilligkeit handelt es sich jedoch um eine marktbezogene Maßnahme. Dies ergibt eine Auslegung der Norm nach Wortlaut, Verordnungsbegründung, Systematik sowie Sinn und Zweck. 202

Bereits nach dem Wortlaut bezieht sich § 13 Abs. 1a EnWG auf marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG („Für die Durchführung von Maßnahmen nach Absatz 1 Nummer 2...“). Dies belegt auch die systematische Stellung des § 13 Abs. 1a EnWG unmittelbar in Anschluss an die marktbezogenen Maßnahmen (König, Engpassmanagement in der deutschen und internationalen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 437). Zwischen den einzelnen marktbezogenen Maßnahmen ordnet das Gesetz jedoch kein Vorrangverhältnis einzelner Maßnahmen an. Auch aus der Gesetzesbegründung ergibt sich nichts Gegenteiliges. Dort wird lediglich auf das Stufenverhältnis zwischen Absatz 1 und 2 hingewiesen. Für § 13 Abs. 1a EnWG bestätigt der Gesetzgeber jedoch dessen 203

Zugehörigkeit zu § 13 Abs. 1 EnWG. Insofern führt er aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nach Absatz 1 gefährdet oder gestört ist, bei der Durchführung von marktbezogenen Maßnahmen auch auf den gesetzlich ausgestalteten Anspruch nach Absatz 1a EnWG zurückgreifen können. Eine Rangfolge gegenüber anderen marktbezogenen (freiwilligen) Maßnahmen lässt sich daraus nicht herleiten.

Schließlich ergibt sich auch aus dem Sinn und Zweck des § 13 Abs. 1a EnWG, dass 204 zwischen freiwilligen Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG und solchen nach § 13 Abs. 1a EnWG kein Rangverhältnis besteht. Mit § 13 Abs. 1a EnWG wollte der Gesetzgeber den Kreis der zum Redispatch potentiell Verpflichteten zugunsten der Systemsicherheit erweitern. Maßnahmen zur Verhinderung von Netzengpässen sollten nicht mehr nur mit einigen Freiwilligen durchgeführt werden können, sondern mit allen am Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossenen Anlagenbetreibern mit einer Nennleistung ab 50 MW, um eine effektive Beseitigung der Gefahr für die Systemsicherheit zu gewährleisten. Dies setzt aber voraus, dass jeweils derjenige der potentiell Verpflichteten die Maßnahme durchführt, der dies am effektivsten kann. Ein absolutes Vorrangverhältnis zugunsten freiwillig abgeschlossener Redispatch-Verträge stünde dem jedoch entgegen. Vor diesem Hintergrund ist nicht zu beanstanden, dass die Festlegung in Tenorziffer 1 kein Vorrangverhältnis für freiwillig erbrachte Maßnahmen vorschreibt.

Auch der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit erfordert keine entsprechende Vorgabe 205 in der Festlegung, denn der Übertragungsnetzbetreiber darf bei jeder Störung/Gefährdung des Netzbetriebs – wie auch sonst bei § 13 Abs. 1 Nr.1 und 2 EnWG – ohnehin nur verhältnismäßige Maßnahmen ergreifen. Kommen daher im Einzelfall verschiedene gleich effektive Maßnahmen in Frage, müssen die Übertragungsnetzbetreiber diejenige auswählen, die mit den geringsten Auswirkungen auf die Versorgung und die Netznutzer verbunden ist (vgl. Salje, EnWG, § 13 RN 19; Bourwieg in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl., § 13 RN 11).

Es war auch nicht erforderlich, dass die Festlegung die Anweisung zur 206 Wirkleistungsanpassung von der vorherigen Ausschöpfung netzbezogener Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG abhängig macht. Das Verhältnis der Maßnahmen nach Absatz 1 Nr. 1 und Nr. 2 hat der Gesetzgeber in der Gesetzesbegründung zu § 13 EnWG bereits selbst vorgegeben. Danach stehen beide Maßnahmen zwar auf erster Stufe, vorrangig sind jedoch netzbezogene und sodann marktbezogene Maßnahmen einzusetzen (BT-Drs. 15/3917 vom 14.10.2004, S. 57). Daran hat die Einführung von § 13 Abs. 1a EnWG nichts geändert, da diese vom Gesetzgeber den Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zugeordnet wird. Eine entsprechende Regelung in der Festlegung erübrigt sich daher. Ihr Fehlen kann damit auch nicht die Unverhältnismäßigkeit der Festlegung begründen. Dies gilt unabhängig davon, ob man die vom Gesetzgeber vorgegebene Rangfolge nicht als absolutes, sondern – mangels ausdrücklicher Anordnung im Gesetz selbst - nur als grundsätzliches Rangverhältnis ansieht (vgl. Ebring/Kuring/Ruge in: Säcker, Handbuch zum deutsch-russischen Energierecht, 2010, S. 107ff, RN 178; Ruge in: Rosin u.a., a.a.O., § 13 EnWG, RN 73;

Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, a.a.O., § 13 RN 11). Denn auch in diesem Fall verbliebe es bei dem Grundsatz, dass der Übertragungsnetzbetreiber, wie bereits ausgeführt, ohnehin nur verhältnismäßige Maßnahmen und damit die mit den geringsten Auswirkungen ergreifen darf.

3.2. Junktimvorgabe

207

Die Aufteilung der Regelungen über die Redispatch-Maßnahme als solches und die dafür zu entrichtende Vergütung in zwei verschiedenen Festlegungen verstößt nicht gegen § 13 Abs. 1a EnWG. Aus der in § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG enthaltene Junktimvorgabe, wonach die Wirkleistungsanpassung nur gegen Zahlung einer angemessenen Vergütung verlangt werden kann, folgt nicht, dass beide Themenkomplexe zwingend gleichzeitig und in einer einzigen Festlegung geregelt werden müssen. Vielmehr steht es nach § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG im (Aufgreif-)Ermessen der Regulierungsbehörde, welchen der genannten Bereiche sie regeln will. Unabhängig davon hat die Bundesnetzagentur aber die Festlegungen zur Wirkleistungsanpassung und zur Vergütung gleichzeitig erlassen. Dabei nimmt insbesondere die Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8 ausdrücklich bereits in Tenorziffer 1 auf die Festlegung der Beschlusskammer 6 Bezug und bestätigt den inneren Zusammenhang zwischen den Vergütungsregeln und den in der streitgegenständlichen Festlegung enthaltenen Regelungen.

Die Aufspaltung in zwei Festlegungen führt auch nicht zwangsläufig zu widersprüchlichen Regelungen. So ist beispielsweise nichts dafür ersichtlich, dass die Bundesnetzagentur die Vergütungsfrage der Opportunitätskosten im Hinblick auf den Entzug der Verantwortlichkeit des Anlagenbetreibers für den Kraftwerkseinsatzplan anders entschieden hätte, wenn beides in derselben Festlegung geregelt worden wäre. Maßgebend ist daher nicht die einheitliche Regelung in derselben Festlegung, sondern die materielle Rechtmäßigkeit der einzelnen Regelungen. Soweit die Vergütung nach Auffassung der Betroffenen nicht angemessen ist, lässt dies die Rechtmäßigkeit der Festlegung der Beschlusskammer 6 unberührt. Denn zur Durchführung der Wirkleistungsanpassung sind die Anlagenbetreiber schon kraft Gesetzes verpflichtet.

4. Verstoß gegen §§ 6 ff. 11 EnWG

210

Die Rüge der Betroffenen, die Festlegung sei wegen Verstoßes gegen die Entflechtungsvorgaben des §§ 6 ff EnWG sowie wegen fehlender Regelungen zum Vorrang der Investitionsverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber nach §§ 11ff EnWG rechtswidrig, hat keinen Erfolg. Weder verwischt die Festlegung die Grenzen zwischen Netz- und Erzeugungsbereich noch bedurfte es einer Vorrangregelung mit Ahndungsandrohung in Bezug auf die Investitionspflichten der Übertragungsnetzbetreiber.

211

Gemäß §§ 6 Abs. 1, 8 Abs. 2 EnWG dürfen Übertragungsnetzbetreiber keine Funktion der Erzeugung ausüben. Es kann dahinstehen, ob diese mit der Anweisung einer Redispatch-Maßnahme überhaupt die Voraussetzung einer Erzeugungsfunktion erfüllen, woran jedoch schon erhebliche Zweifel bestehen. Ein Verstoß der Festlegung gegen die Entflechtungsvorschriften scheidet schon deshalb aus, weil sich das Anweisungsrecht der Übertragungsnetzbetreiber nicht erst aus

212

der Festlegung der Bundesnetzagentur ergibt, sondern bereits unmittelbar aus § 13 Abs. 1a EnWG. § 13 Abs. 1a EnWG i.V.m. den Vorgaben der Festlegung konkretisieren die Maßnahmen, welche der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen seiner Systemverantwortung zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung zu ergreifen berechtigt und verpflichtet ist. Redispatch stellt daher eine originäre Funktion des Netzbetriebs und nicht eine Funktion der Erzeugung dar. Dies wird bereits daraus deutlich, dass § 13 EnWG dem Abschnitt 1 „Aufgaben der Netzbetreiber“ zugeordnet ist. Redispatch-Maßnahmen sind nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG nur zulässig, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der Regelzone gefährdet oder gestört ist (vgl. auch BT-Drs. 18/6072 vom 06.06.2011. S. 71). Sie dienen daher der Netzsicherheit zur Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Energieversorgung (§ 1 Abs. 1 EnWG). Entflechtungsvorgaben zielen demgegenüber auf die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Energieversorgung ab (§ 1 Abs. 2 EnWG). Ein Vorrang zugunsten des freien Wettbewerbs besteht nicht, vielmehr hat der Gesetzgeber durch die Einführung des § 13 Abs. 1a EnWG der Versorgungssicherheit im Engpassfall den Vorrang eingeräumt.

Es ist auch nicht davon auszugehen, dass das Anweisungsrecht die Unabhängigkeit 213 der Netzbetreiber aufgrund eines Anreizes, sich über eine Intensivierung des Einsatzes von Redispatch-Maßnahmen seiner Investitionspflichten nach §§ 11ff EnWG zu entziehen, gefährdet. Nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG sind Netzbetreiber verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Übertragungsnetzbetreiber haben dabei dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage für die Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und durch eine ausreichende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen, § 12 Abs. 3 EnWG. Zu diesem Zweck müssen die Übertragungsnetzbetreiber den Regulierungsbehörden jährlich einen Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung (§ 12a EnWG) sowie auf dieser Grundlage einen Netzentwicklungsplan (§ 12b EnWG) vorlegen und genehmigen lassen. Die Netznutzer erhalten jeweils Gelegenheit zur Äußerung. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen dem Netzentwicklungsplan eine zusammenfassende Erklärung beifügen über die Art und Weise, wie die Ergebnisse der Beteiligten in dem Netzentwicklungsplan berücksichtigt wurden und aus welchen Gründen gerade dieser Netzentwicklungsplan gewählt wurde, § 12b Abs. 4 EnWG. Schon durch diese Vorgaben wird einem etwaig bestehenden Anreiz, sich über eine Intensivierung des Einsatzes von Redispatch-Maßnahmen einer Investitionspflicht nach § 11 EnWG zu entziehen, entgegengewirkt. Soweit im Einzelfall missbräuchliches Verhalten festzustellen ist, besteht zusätzlich die Möglichkeit regulierungsbehördlicher Aufsichtsmaßnahmen nach § 65 EnWG. An der grundsätzlichen Verpflichtung, Redispatch-Maßnahmen im Engpassfall durchzuführen, ändert dies allerdings nichts. Davon gehen offensichtlich auch die Betroffenen aus, wenn sie eine Regelung in der Festlegung fordern, dass eine Anweisung im Falle eines Engpasses, der auf einen unzureichenden, gegen § 11 EnWG verstoßenden Netzausbau zurückzuführen sei, als Notfallmaßnahme vom Kraftwerksbetreiber zwar hinzunehmen und ihm angemessen zu vergüten, jedoch als Folge eines missbräuchlichen Verhaltens des Übertragungsnetzbetreibers zu ahnden sei. Angesichts der genannten Rechtsvorschriften, die bereits sicherstellen,

dass die Vorgaben für den Netzausbau eingehalten werden, erübrigt sich eine solche Regelung.

Schließlich gefährdet das Anweisungsrecht die Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers auch nicht im Hinblick auf seine Tätigkeit als Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien am Spotmarkt. Ein besonderes Interesse an einer Intensivierung von Redispatch-Maßnahmen ergibt sich nicht. Redispatch-Maßnahmen sind nur im Engpassfall zulässig. Über die Gründe der durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen besteht eine Informations- und Nachweispflicht, § 13 Abs. 5 EnWG. Schon dies wirkt einem Missbrauch entgegen. Im Übrigen ist die Vermarktung von EEG-Strom gesetzlich reglementiert. Darüber hinaus ist auch nicht dargelegt oder ersichtlich, dass der Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit hat, den erzeugten und zu vermarktenden EEG- Strommengen strategisch zu beeinflussen. 214

5. Verstoß gegen § 1 EnWG 215

Die Rüge der Betroffenen und weiterer Kraftwerksbetreiber, die Merit Order (Tenorziffer 4) verstoße gegen den sich nach § 1 Abs. 1 EnWG ergebenden Gesetzeszweck der Preisgünstigkeit der Versorgung, hat keinen Erfolg. 216

5.1. Kosteneffizienz 217

Dass die mit der Redispatch-Maßnahme verbundenen Kosten in dem Quotienten aus netzstützender Wirkung und Vergütung aufgrund der Regelungen der Vergütungsfestlegung nicht hinreichend abgebildet werden, führt nicht zu einem Verstoß gegen den Grundsatz der Preis- oder Kostengünstigkeit. 218

Preisgünstigkeit verlangt eine Versorgung mit Elektrizität und Gas zu Wettbewerbspreisen, ersatzweise zu möglichst geringen Kosten. Dies setzt voraus, dass die Versorgung rationell, effizient und kostensparend durchgeführt wird. Ziel sind möglichst günstige Strom- und Gaspreise (BT-Drs. 13/7274, Seite 14 (Einzelbegründung zu § 1 EnWG 1998), vgl. auch Salje, EnWG, § 1 RN 32; Wirtz in: Rosin u.a., Praxiskommentar zum EnWG, a.a.O., § 1 RN 38). Preisgünstigkeit zielt jedoch nicht lediglich auf möglichst billigen Energiebezug für die Endkunden, sondern nimmt auch die individuelle Leistungsfähigkeit der Energieversorgungsunternehmen und die Notwendigkeit der Erhaltung von Investitionskraft und -bereitschaft sowie die Erzielung von angemessenen Gewinnen in den Blick (Hellermann/Hermes in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl., § 1 RN 28). Maßgebend ist daher, welche Kosten für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen tatsächlich anfallen. 219

Die Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8 gewährleistet keine angemessene Vergütung, da sie u.a. Opportunitätskosten nicht berücksichtigt sowie im Rahmen der Bagatellvergütung die Grenzkosten nicht angemessen abbildet (vgl. Beschlüsse des Senats vom heutigen Tage in den Beschwerdeverfahren gegen die Vergütungsfestlegung). Dies führt jedoch nicht zur Ungeeignetheit der Merit Order im Hinblick auf das Postulat der Kostengünstigkeit. Insoweit ist zwischen der Merit Order als solcher, also der in der streitgegenständlichen Festlegung vorgeschriebenen Methodik der Reihung, und den Auswirkungen einzelner 220

Kostenpositionen auf die Merit Order zu unterscheiden. Sind Kostenpositionen nicht sachgerecht erfasst, wirkt sich dies naturgemäß auf die Merit Order aus, weil diese allgemein auf die Vergütung Bezug nimmt. Die Frage der Angemessenheit der Vergütung und der sachgerechten Erfassung einzelner Kostenbestandteile ist jedoch im Rahmen der Vergütungsfestlegung zu klären. Im Rahmen der hier streitgegenständlichen Festlegung kann es hingegen nur darum gehen, ob die Methodik als solche zu sachgerechten Ergebnissen führt. Dies ist jedoch zu bejahen. Mit der Berücksichtigung der netzstützenden Wirkung sowie der Vergütung wird einerseits die netzphysikalische Effektivität der Wirkleistungsanpassung, andererseits aber auch die Kosteneffizienz der Maßnahme berücksichtigt. Ob die Maßnahme kosteneffizient ist, richtet sich im Rahmen der Merit Order jedoch nach dem jeweils vorgegebenen Vergütungssystem und damit nach der relativen Kostengünstigkeit und nicht nach der materiellen Kostengerechtigkeit. Diese kann nur durch die jeweilige Vergütungsordnung selbst gewährleistet werden. Dies gilt unabhängig davon, ob die Vergütung in einer gesonderten Festlegung geregelt ist oder in einer einheitlichen Redispatch-Festlegung. Das Merit Order-Modell der streitgegenständlichen Festlegung ist jedoch geeignet, eine objektive Reihung nach der relativen Kostengünstigkeit zu gewährleisten und das sich aus der Vergütungsordnung ergebende kosteneffizienteste Kraftwerk/Kraftwerkspaar auszusuchen. So erfolgt die Reihung der Anlagen - bislang - entsprechend der sich aus der Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8 ergebenden Vergütung nach ihrer relativen Kosteneffizienz. Auch für den Fall, dass die Bundesnetzagentur nach der Aufhebung der Vergütungsfestlegung eine neue, rechtmäßige Vergütungsfestlegung erlässt, ist das Merit-Order Modell grundsätzlich geeignet, eine objektive Reihung nach den Kriterien physikalische Wirkung und Vergütung zu gewährleisten.

5.2. Anstieg Redispatch-Volumen und –Kosten 221

Das Merit Order-Modell führt nicht zu einem übergroßen Redispatch-Volumen und damit zu einem Anstieg der Redispatch-Kosten. 222

Nach Tenorziffer 4 erfolgt die Wirkleistungsanpassung bei einer 223
Wirkleistungserhöhung beginnend mit der Erzeugungs- oder Speicheranlage mit dem höchsten Quotienten aus netzstützender Wirkung und Vergütung in abfallender Reihenfolge. Bei einer Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung ist die Reihung beginnend mit der Erzeugungs- oder Speicheranlage mit dem geringsten Quotienten aus netzstützender Wirkung und Vergütung in aufsteigender Reihenfolge vorzunehmen. Dieser Mechanismus führt jedoch nicht zu einem Anstieg des Redispatch-Volumens und damit der Redispatch-Kosten. Die Annahme der Betroffenen sowie weiterer Anlagenbetreiber, die Heranziehung der „teuersten“ Anlagen bei gleichzeitig geringer netzstützender Wirkung im Falle der Wirkleistungsreduzierung führe wegen der zur Erreichung der zur Engpassbeseitigung erforderlichen physikalischen Wirkung zu einer Erhöhung des Umfangs der Wirkleistungsreduzierung und damit auch zu einer höheren Vergütung, wobei der Effekt durch den erforderlichen energetischen Ausgleich auf der anderen Seite des Engpasses noch verstärkt werde, geht fehl.

Die Methodik der Merit Order schließt eine Erhöhung des Redispatch-Volumens und 224
der Kosten aus. Denn bei der Reihung ist zunächst auf die netzstützende Wirkung

und erst bei annähernd gleicher netzstützender Wirkung auf die Vergütung abzustellen. Dies ergibt die Auslegung der Regelung, für die nicht nur auf den verfügbaren Teil, sondern ergänzend auf die Begründung (S.44f.) zu Tenorziffer 4 abzustellen ist. In der Begründung stellt die Bundesnetzagentur aber vorrangig auf die netzphysikalische Wirkung ab. Auf Seite 44 unten legt sie dar, dass das vorrangige Aktivieren von Anlagen mit einer hohen netzphysikalischen Wirkung nicht nur deswegen geboten sei, um den Umfang der Wirkleistungsanpassung und damit den Eingriff in die Fahrweise der Kraftwerke und Speicher möglichst gering zu halten. Sie weist auch ausdrücklich auf die von den Anlagenbetreibern beschriebene multiplizierende Wirkung auf der anderen Seite des Engpasses hin. So führt sie aus, das vorrangige Aktivieren von Anlagen mit einer hohen netzphysikalischen Wirkung sei auch deswegen geboten, da im Falle eines strombedingten Redispatch eine wechselseitige Beeinflussung der Anlagen auf beiden Seiten des Engpasses existiere und die Nutzung von Anlagen mit einer nur geringen netzphysikalischen Wirkung auf der einen Seite des Engpasses nicht nur einseitig das Eingriffsvolumen erhöhe. Durch die Einbeziehung der Vergütung könne die nach der Merit Order nach ihrer netzstützenden Wirkung als nächste kommende Anlage übersprungen werden, wenn – bei ähnlicher netzstützender Wirkung – die zu entrichtende Vergütung für das Hochfahren deutlich höher als die Vergütung der übernächsten Anlage sei. Auch der Übertragungsnetzbetreiber X. hat in der mündlichen Verhandlung bestätigt, dass bei der Merit Order primär auf die netzstützende Wirkung und sekundär auf die Vergütung abgestellt wird. Dadurch könne es nicht zu dem Fall kommen, dass Kraftwerke mit geringer netzstützender Wirkung große Wirkleistungsmengen „verschieben“ müssten. Vielmehr findet nach den Ausführungen von X. eine Paarungsbetrachtung nach der netzstützenden Wirkung statt. Danach muss die netzstützende Wirkung des herunterfahrenden Kraftwerks, der des heraufahrenden Kraftwerks entsprechen. Bei dieser Vorgehensweise wird gewährleistet, dass das Redispatch-Volumen und die –kosten möglichst gering gehalten werden.

Gleichzeitig gewährleistet die Merit Order, dass die Kosten volkswirtschaftlich effizient sind. Beim strombedingten Redispatch werden zur Behebung des Engpasses gerade nicht nur ein, sondern mindestens zwei Kraftwerke angewiesen, und zwar jeweils mindestens eines vor und hinter dem Engpass. Dadurch wird gleichzeitig der energetische Ausgleich hergestellt und - durch die jeweils für das anzuweisende herunter- und heraufahrende Kraftwerk zu erstellende Merit Order - die mit der jeweiligen Wirkleistungsanpassung verbundenen Kosten mit einbezogen. Bei der Wirkleistungsreduzierung werden die – bei annähernd identischer netzstützender Wirkung - „teureren“ Anlagen, die eine höhere Vergütung an den Übertragungsnetzbetreiber als Kompensation für die ersparten Brennstoffkosten zu entrichten haben, herangezogen. Bei der Wirkleistungserhöhung werden die „preiswertesten“ Anlagen herangezogen, mit der Folge, dass der Übertragungsnetzbetreiber an diese auch nur eine geringere Vergütung zahlen muss. Diese Vergütung soll durch die Vereinnahmung möglichst hoher zu zahlender ersparter Aufwendungen der herunterfahrenden Kraftwerksbetreiber kompensiert werden. Dadurch wird erreicht, dass der Saldo der von den herunterfahrenden Kraftwerksbetreibern sowie den Übertragungsnetzbetreibern geleisteten Zahlungen – wie von den Anlagenbetreibern gefordert – möglichst niedrig bleibt. Demzufolge werden die Kosten, die an die Verbraucher weitergewälzt werden, i.S.d. Ziels der Preisgünstigkeit der Versorgung, möglichst geringfügig gehalten. Etwaige Erlöse

225

kommen ihnen nach § 9 StromNEV zugute. Allerdings ist das System der Merit Order nicht darauf ausgelegt, möglichst Überschüsse zugunsten der Übertragungsnetzbetreiber bzw. der Netznutzer zu generieren. Dies gilt insbesondere auch, soweit sich die zu zahlende oder zu erstattende Vergütung nach der Bagatellregelung der Tenorziffer 3 der Vergütungsregelung richtet. Denn die von den herunterfahrenden Kraftwerken nach Tenorziffer 3b der Vergütungsfestlegung an den Übertragungsnetzbetreiber zu erstattenden Aufwendungen nach Grenzkostenersparnis liegen regelmäßig nicht über der vom Übertragungsnetzbetreiber an die hochfahrenden Kraftwerksbetreiber zu zahlenden Vergütung nach Tenorziffer 3a der Vergütungsfestlegung.

Der Hinweis eines Kraftwerksbetreibers, die von den vor dem Engpass liegenden Kraftwerksbetreibern zu zahlenden ersparten Aufwendungen richteten sich nach den höchsten Grenzkosten am Markt, die von dem Übertragungsnetzbetreiber an das hinter dem Engpass liegende Kraftwerk zu zahlende Vergütung entspreche den geringsten am Markt verfügbaren Grenzkosten, geht schon im Ansatz fehl. Die für jede Engpassseite gesondert zu bildende Merit Order betrachtet jeweils nur die Kosten der einen Engpassseite. Das zur Wirkleistungsreduzierung anzuweisende Kraftwerk hat daher nur im Vergleich zu den anderen Anlagen auf derselben Engpassseite die höchsten Grenzkosten. Entsprechendes gilt für das herauffahrende Kraftwerk. Dieses hat nur die geringsten Grenzkosten im Vergleich zu den übrigen in Betracht kommenden Anlagen. Im Vergleich zu dem herunterfahrenden Kraftwerk vor der Engpassseite wird es jedoch regelmäßig höhere Grenzkosten aufweisen. Insofern geht die Bundesnetzagentur im Grundsatz zutreffend davon aus, dass ein Unternehmen erst dann am Markt aktiv werden wird, wenn es zumindest seine Grenzkosten decken kann (vgl. S. 16 der Vergütungsfestlegung). Wird daher eine einspeisende Anlage zur Wirkleistungsreduzierung angewiesen, wird diese – regelmäßig – „im Geld gelegen“ haben. Eine Anlage, die zur Wirkleistungserhöhung angewiesen wird, hat offensichtlich nicht alle Kapazitäten vermarktet. Dies lässt regelmäßig darauf schließen, dass ihre Grenzkosten über dem Marktpreis liegen, sie also nicht oder nur knapp „im Geld liegt“. Vor diesem Hintergrund ist die Vergütung einer hochfahrenden Anlage regelmäßig höher als die ersparten Aufwendungen einer herunterfahrenden Anlage. Dass es auch Situationen gibt, in denen ein Kraftwerk einspeist, obwohl es seine Grenzkosten nicht deckt, ist unbestritten, stellt aber das Merit-Order-Modell nicht in Frage, insbesondere führt es nicht zu einer unverhältnismäßigen Belastung der einzelnen Kraftwerksbetreiber. Denn dem zur Wirkleistungsreduzierung angewiesene Kraftwerksbetreiber bleibt die Vergütung des von ihm vor der Redispatch-Anweisung abgeschlossenen Handelsgeschäfts erhalten, da die von ihm nicht eingespeiste Menge durch das hinter dem Engpass liegende Kraftwerk eingespeist wird. Er hat lediglich die ersparten Aufwendungen herauszugeben, die dadurch anfallen, dass er das Kraftwerk nicht, wie ursprünglich beabsichtigt, fährt. Es handelt sich daher gerade nicht um Gewinne, die eigentlich dem Kraftwerksbetreiber zustehen. Soweit die ersparten Aufwendungen im Rahmen der Bagatellvergütung der Vergütungsfestlegung zu hoch ermittelt werden, betrifft dies – wie ausgeführt - nicht die Merit Order als solche, sondern die Rechtmäßigkeit der Vergütungsfestlegung. Dies gilt auch für den Ausgleich der mit Redispatch-Maßnahmen verbundenen Auswirkungen auf Min-Take und Max-Take Verpflichtungen im Rahmen von Gasbezugsverträgen von Gaskraftwerksbetreibern.

Beim spannungsbedingten Redispatch wird nur die angewiesene Anlage betrachtet, 227

da der energetische Ausgleich durch den Übertragungsnetzbetreiber im Wege des Intraday-Handels oder aufgrund eines bilateralen Handelsgeschäfts erfolgt. Andernfalls hätte auch beim spannungsbedingten Redispatch der energetische Ausgleich über die gegenläufige Redispatchanweisung des Übertragungsnetzbetreibers erfolgen müssen. Dies hätte aber das Redispatch-Volumen vergrößert, weshalb sich die Kraftwerks- und Speicheranlagenbetreiber im Verwaltungsverfahren ausdrücklich gegen eine solche Vorgehensweise ausgesprochen haben.

6. Aufgreifermessen

228

Die Bundesnetzagentur hat ihr Aufgreifermessen sachgerecht ausgeübt.

229

Nach § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, Festlegungen zu den vier genannten Themenkomplexen zu erlassen. Die Ermächtigung soll ihr ausweislich der Gesetzesbegründung ermöglichen, in einem Feld von erheblicher Bedeutung für die Netzstabilität konkrete bundeseinheitliche Regelungen festzulegen, um die Pflichten zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Betreibern der betroffenen Erzeugungsanlagen praxisgerecht auszugestalten (BT-Drs. 17/6072 vom 06.06.2011, S. 71). Damit hat ihr der Gesetzgeber ein weites Ermessen eingeräumt. Dies betrifft sowohl die Frage, ob sie überhaupt eine Festlegung erlässt (Aufgreifermessen), als auch die Frage des Inhalts der Festlegung (Gestaltungs-/Auswahlermessen). Die Ermessensentscheidung ist nach den auch im Energiewirtschaftsrecht geltenden allgemeinen Grundsätzen gerichtlich nur daraufhin überprüfbar, ob die Behörde die gesetzlichen Grenzen des Ermessens überschritten (Ermessensüberschreitung), ihr Ermessen überhaupt nicht ausgeübt (Ermessensnichtgebrauch) oder von dem Ermessen in einer dem Zweck der Ermächtigung nicht entsprechenden Weise Gebrauch gemacht hat (Ermessensfehlgebrauch).

230

Nach diesen Maßgaben liegt eine rechtsfehlerhafte Ausübung des Entschließungsermessens der Bundesnetzagentur nicht vor. Mit der Festlegung wollte sie eine gesicherte und einheitliche Rechtsgrundlage für Redispatch-Einsätze schaffen. Dabei hat sie zutreffend darauf abgestellt, dass die gesetzliche Verpflichtung nach § 13 Abs. 1a EnWG für eine eindeutige, transparente und Unklarheiten vermeidende Durchführung von Redispatch-Maßnahmen in der Praxis nicht ausreicht. Die gesetzliche Regelung bestimmt nur die Grundzüge, nicht jedoch die konkrete Umsetzung, weswegen es zur Vermeidung von Diskriminierungspotential einer konkretisierenden Ausgestaltung bedarf. Beispielhaft hat die Bundesnetzagentur die Konkretisierungsbedürftigkeit im Hinblick auf den nach § 13 Abs. 1a EnWG weit aufgespannten Adressatenkreis bezüglich der Behandlung von KWK-Anlagen, die über eine nur beschränkte Verfügbarkeit bei der Stromerzeugung verfügen, sowie im Hinblick auf die Einbindung der Verteilernetzbetreiber aufgeführt, um der Gefahr unklarer Zweifelsfälle und organisatorischer Defizite entgegenzuwirken.

231

Ferner hat die Bundesnetzagentur die Notwendigkeit konkretisierender Vorgaben wegen der Uneinheitlichkeit bestehender Verträge über in der Regel strombedingte Wirkleistungsanpassungen aus Gründen der Diskriminierungsfreiheit als erforderlich

232

angesehen. Sie hat dies damit begründet, dass die Verträge teilweise noch auf Zeiten zurückgingen, in denen Übertragungsnetzbetreiber und Kraftwerksbetreiber gemeinsam zu einem integrierten Unternehmen gehörten und Einzel- und Sonderregelungen beinhalteten, die eine gegenüber den anderen Marktteilnehmern diskriminierungsfreie Durchführung von Eingriffen in die Wirkleistungseinspeisung fraglich erscheinen ließen. Auch dies lässt Ermessensfehler nicht erkennen. Uneinheitliche Verträge führen zwangsläufig zu einer Ungleichbehandlung einzelner Anlagenbetreiber und bergen damit jedenfalls eine Diskriminierungsgefahr. Dies gilt insbesondere auch für Verträge zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kraftwerksbetreibern, die aus einer Zeit stammen, als die Vertragspartner einem integrierten Unternehmen angehörten, und daher Sonderregelungen enthalten. Auch der Gesetzgeber hat bei Einführung des § 13 Abs. 1a EnWG auf die uneinheitlich ausgestalteten Verträge hingewiesen (BT-Drs. 17/072 vom 06.06.2011, S. 71).

Auch vor dem Hintergrund, dass die Anzahl der Eingriffe in die Fahrweise der Kraftwerke und Speicher wegen der Abschaltung der Atomkraftwerke und der zunehmenden Einspeisung von EEG-Anlagen zugenommen hat, ist die von der Bundesnetzagentur gezogene Schlussfolgerung, dass das bisherige rein privatwirtschaftliche Modell nicht mehr geeignet gewesen ist, eine diskriminierungsfreie Durchführung von Redispatch-Maßnahmen zu gewährleisten, nicht ermessensfehlerhaft und ein Bedürfnis für eine bundesweite Vereinheitlichung der Vorgaben durch den Erlass der Festlegung nachvollziehbar. 233

Dass die Bundesnetzagentur gegen Diskriminierungen grundsätzlich auch im Wege von Missbrauchsverfügungen nach §§ 30, 31 EnWG vorgehen könnte, macht die Ermessensausübung entgegen der Ansicht einzelner Anlagenbetreiber nicht fehlerhaft. Zum einen ist die Vereinheitlichung der Vorgaben für Redispatch-Maßnahmen das effektivere Mittel zur Gewährleistung der Diskriminierungsfreiheit als die Anordnung von Einzelmaßnahmen, zum anderen sind Missbrauchsverfügungen auch nicht geeignet, die mit der Festlegung weiter bezweckte Klarheit und Transparenz für alle Marktteilnehmer bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen zu schaffen. Denn die Bundesnetzagentur hat die Regelungsbedürftigkeit im Beschluss auch damit begründet, dass infolge der mit der Abschaltung der acht Kernkraftwerke einhergegangenen sprunghaften Zunahme der Häufigkeit und des Umfangs von Maßnahmen zum strombedingten Redispatch und der seitdem bestehenden Notwendigkeit zur Durchführung von spannungsbedingten Redispatch klare Vorgaben für die Durchführung von Wirkleistungsanpassungen geboten sind, um ein ausreichendes Maß an Transparenz zu schaffen. Auch dabei handelt es sich um nicht zu beanstandende Erwägungen. Im Beschwerdeverfahren hat die Bundesnetzagentur ergänzend vorgetragen, dass die zuvor praktizierte privatwirtschaftliche Ausgestaltung von Redispatch-Vereinbarungen nicht mehr geeignet gewesen sei, die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit angesichts der zunehmenden Anzahl von Engpässen hinreichend sicher zu stellen, weil einige Kraftwerksbetreiber ihre Teilnahme an Redispatch-Maßnahmen verweigert hätten. Dieser Umstand hatte die Bundesnetzagentur veranlasst, bereits vor Erlass des § 13 Abs. 1a EnWG ein Verwaltungsverfahren zu eröffnen, um Redispatch-Maßnahmen einheitlich und verpflichtend vertraglich zu regeln (Bl. 1, 2 VV). Die teilweise fehlende Bereitschaft von Kraftwerksbetreibern, an Redispatch-Maßnahmen überhaupt oder zu angemessenen Konditionen teilzunehmen, waren 234

auch der Anlass für den Gesetzgeber, das gesetzliche Anweisungsrecht des Übertragungsnetzbetreibers in § 13 Abs. 1a EnWG einzuführen (BT-Drs. 17/072 vom 06.06.2011, S. 71). Vor diesem Hintergrund ist das Bestreiten der fehlenden Bereitschaft einiger Kraftwerksbetreiber durch einzelne Anlagenbetreiber nicht nachvollziehbar. Angesichts der je nach Lage des Engpasses nur geringen Anzahl der für Redispatch-Maßnahmen in Betracht kommenden Anlagenbetreiber kann die fehlende Bereitschaft auch nur einzelner Kraftwerksbetreiber bereits zu einer Gefährdung der Netzsituation und damit der Systemsicherheit führen. Es ist daher gut nachvollziehbar, dass die Bundesnetzagentur einheitliche Vorgaben für Redispatch-Maßnahmen regeln wollte. Es ist nicht fernliegend, dass das System freiwilliger Vereinbarungen in Zukunft nicht oder jedenfalls nicht so wie in der Vergangenheit weiter funktioniert hätte.

Vor diesem Hintergrund kann dahinstehen, ob die Countertrading-Mengen mit in die 235 Abwägung einzubeziehen waren. Jedenfalls auch ohne Berücksichtigung des Countertradings hat die Bundesnetzagentur ihr Aufgreifermessen anhand nachvollziehbarer Gründe sachgerecht ausgeübt. Dabei hat sie durch die gewählten Formulierungen, die Notwendigkeit konkretisierender Vorgaben „ergibt sich bereits“, „folgt auch aus“ und „ergibt sich nicht zuletzt aus“ deutlich gemacht, dass jeder Ermessensgrund für sich gesehen den Erlass der Festlegung rechtfertigt. Der Ermessensgrund „Countertrading-Mengen“ war daher für den Erlass der Festlegung nicht kausal (Kopp/Schenke, VwGO, 20. Aufl., § 114 RN 6a). Eine Einbeziehung der auf Countertrading-Maßnahmen entfallenden Kosten in den Abwägungsprozess des Aufgreifermessens hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur hingegen nicht vorgenommen.

7. Ermessen/Verhältnismäßigkeit: Ausschluss Intraday 236

Die Bundesnetzagentur hat ihr Ermessen sachgerecht ausgeübt und dabei den 237 Grundsatz der Verhältnismäßigkeit beachtet.

Das Verbot der Fahrplananpassungen und der damit verbundene Ausschluss der 238 verpflichteten Anlagen vom Intraday-Markt ist nicht zu beanstanden.

7.1. Regelung 239

Den Ausführungen auf Seite 53 der Festlegung kommt Regelungscharakter zu. 240 Bezogen auf den Streitfall ist zwischen einem Verwaltungsakt in Form einer Sachentscheidung nach § 29 EnWG oder in Form eines feststellenden Verwaltungsakt, der eine bestehende Rechtslage rechtsverbindlich feststellt, und einem schlichten Hinweis auf die Rechtslage, der bloßen Mitteilung oder Auskunft ohne Regelungscharakter, zu unterscheiden (vgl. Pietzcker in Schoch/Schneider /Bier, VwGO, 26. Ergänzungslieferung, § 42 Abs. 1 RN 26). Dabei kann es sich auch um einen schlichten Hinweis handeln, wenn dieser in die Begründung eines Verwaltungsakts aufgenommen worden ist (Stelkens in Stelkens/Bonk/Sachs, Verwaltungsverfahrensgesetz, 7. Auflage, § 35 RN 86). Ob und wie weit eine verbindliche Regelung getroffen werden soll, entscheidet allein die Behörde. Maßgeblich ist jedoch der objektive Erklärungswert, d.h. der am objektiven Inhalt zu messende Bindungswille. Entsprechend § 133 BGB ist im Wege der Auslegung zu ermitteln, wie ihn der durch die Erklärung Betroffene einschließlich eines

Drittbetroffenen bei verständiger Würdigung verstehen durfte (BVerwGE 60, 223, 228f.; 41, 305, 306; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 25.06.2014, VI-3 Kart 93/13 (V), S. 10 BA; Beschluss vom 23.09.2009, VI-3 Kart 25/08 (V) m.w.N.).

Vorliegend handelt es sich nicht lediglich um einen schlichten Hinweis auf die Rechtslage ohne Regelungscharakter. Insoweit kann dahinstehen, ob es sich bei den Ausführungen auf Seite 53 der Begründung um eine Sachentscheidung nach § 29 EnWG – nach Ansicht der Bundesnetzagentur im Beschwerdeverfahren i.V.m. § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG - bezüglich der Rechte und Pflichten von Kraftwerksbetreibern oder um einen feststellenden Verwaltungsakt in Bezug auf die bestehende Rechtslage nach § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG handelt, da es sich in beiden Fällen um einen Verwaltungsakt handelt. Die Beschlusskammer hat die Zulässigkeit einer jederzeitigen, insbesondere auch während eines anstehenden Eingriffs zur Wirkleistungsanpassung möglichen Aktualisierung der Einspeisezeitreihen durch die Anlagenbetreiber ausdrücklich verneint und ihre Entscheidung auch näher begründet. Angesichts der im vorangegangenen Verwaltungsverfahren von I., F. und dem YZ. geforderten jederzeitigen Zulässigkeit einer Anpassung und dem sich daraus ergebenden Klärungsbedarf bestand hinreichender Anlass für die Bundesnetzagentur, verbindlich anzuordnen, dass eine jederzeitige Anpassung nicht zulässig ist. Insoweit hat sie in der Begründung des Verbots ausdrücklich auf die Stellungnahmen der Betroffenen I., F. und des YZ. Bezug genommen. Die streitgegenständliche Passage ging damit aus der Sicht eines objektiven Empfängers über einen schlichten Hinweis auf die bestehende Rechtslage hinaus, da sich die Bundesnetzagentur mit dem Begehren der Marktteilnehmer und Verbände auseinandergesetzt, dieses abgewogen und entschieden hatte. Ein solcher Abwägungs- und Begründungsprozess spricht aber maßgeblich für den Entscheidungs- und damit Regelungscharakter der Ausführungen.

241

Es ist hierbei unerheblich, dass sich die Konkretisierung aus der Begründung der Festlegung ergibt. Der Inhalt eines Verwaltungsakts muss sich nicht allein aus dem Anordnungssatz ergeben, vielmehr sind neben den bekannten oder ohne weiteres erkennbaren Umständen vor allem die dem Verwaltungsakt beigefügte Begründung zur Auslegung des Regelungsinhalts heranzuziehen (vgl. nur Kopp/Ramsauer, VwVfG, 15. Aufl., § 37 RN 6; Stelkens in Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 8. Auflage, § 37, RN 3, § 43, RN. 58). Die Ausführungen auf Seite 53 der beziehen sich auf Tenorziffer 7 Satz 4 und konkretisieren diese näher. So sind sie dem Gliederungspunkt „3.7. Bilanzielle Abwicklung“ zugeordnet, der sich ausschließlich mit Tenorziffer 7 befasst und stehen konkret im Zusammenhang mit den Ausführungen zu Tenorziffer 7 Satz 4. Nach Tenorziffer 7 Satz 1 haben Übertragungsnetzbetreiber und Betreiber von Erzeugungsanlagen einen Kraftwerksfahrplan im Viertelstundenraster auszutauschen, der Beginn, Ende und zeitlichen Verlauf der Wirkleistungsanpassung beschreibt. Bei Differenzen zwischen dem Fahrplan des Übertragungsnetzbetreibers und dem Bestätigungsfahrplan des Bilanzkreises der Anlage gilt der Fahrplan des Übertragungsnetzbetreibers vorrangig. Nach Tenorziffer 7 Satz 4 ist Referenzgröße, auf die dieser Fahrplan aufsetzt, die aktuellste, vom Anlagenbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber vor Beginn der Maßnahme übermittelte Einspeisezeitreihe der betroffenen Anlage. Damit beschränkt sich die Regelung nicht nur auf die bilanzielle Abwicklung der Redispatch-Maßnahme, sondern nimmt auch den vor Beginn der Redispatch-

242

Maßnahme gemeldeten Fahrplan zur Gesamteinspeiseleistung in Bezug. Hintergrund dafür ist nach den Ausführungen der Bundesnetzagentur auf Seite 52, einen eindeutigen Bezugspunkt zur Bestimmung der Höhe der Wirkleistungsanpassung zu definieren. Damit ist auch eindeutig, dass sich der Ausschluss zur Fahrplananpassung nicht nur auf die physikalische Anpassung, sondern auch auf die virtuelle Anpassung erstreckt, denn ansonsten könnte die letzte vor Beginn der Redispatch-Maßnahme übermittelte Einspeisezeitreihe nicht Bezugspunkt zur Bestimmung der Höhe der Wirkleistungsanpassung sein.

7.2. umfassender Ausschluss

243

Die Festlegung geht demnach von einem umfassenden Ausschluss der untätigen

244

Fahrplananpassung durch Anlagenbetreiber und damit der Teilnahme am Intraday-Handel aus. Etwas anderes ergibt sich auch nicht aus dem Vortrag der Bundesnetzagentur im Beschwerdeverfahren, wonach Einschränkungen der untätigen Fahrplananpassung gegenüber den Anlagenbetreibern nicht als absolutes Verbot gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern zu verstehen sei, diese vielmehr im Einzelfall untätige Fahrplanänderungen akzeptieren könnten, wenn die Situation dies erlaube. In der mündlichen Verhandlung hat die Bundesnetzagentur ergänzend vorgetragen, es habe lediglich der Rechtsanspruch des Kraftwerksbetreibers auf Intraday-Geschäfte während einer Redispatch-Maßnahme ausgeschlossen werden sollen. Intraday-Handel solle dann weiter möglich sein, wenn der zuständige Übertragungsnetzbetreiber keine Einwände erhebe. Für ein solches Verständnis finden sich in der Begründung allerdings keine Anhaltspunkte. Die Bundesnetzagentur hat die Zulässigkeit einer jederzeitigen Wirkleistungsanpassung mit der Gefahr des Unterlaufens der Redispatch-Maßnahme begründet. Dabei hat sie nicht etwa auf eine konkrete Gefahr im Einzelfall, sondern allgemein und damit auf die abstrakt bestehende Gefahr hingewiesen.

245

Ausgeschlossen ist die Fahrplananpassung nach der Festlegung für die Dauer der Redispatch-Maßnahme. Maßgebend ist daher die Wirkleistungsanpassung als solche. Deren Dauer bemisst sich nach dem Inhalt der konkreten Anweisung. Eine Beschränkung der Verantwortlichkeit für den Kraftwerkseinsatzplan besteht daher nicht schon ab 14.30 Uhr des Vortages bzw. ab Anweisung bis zum Abschluss der möglicherweise erst am nächsten Tag durchgeführten eigentlichen Redispatch-Maßnahme, sondern nur während der physikalischen Umsetzung der Redispatch-Maßnahme. Dies ergibt sich mit hinreichender Deutlichkeit aus der Begründung, in der die Beschlusskammer ausschließlich die Aktualisierung einer Einspeisezeitreihe während einer Redispatch-Maßnahme in Bezug nimmt (vgl. S. 53). Nur diese war auch Gegenstand der Stellungnahmen von I., F. und YZ. im Verwaltungsverfahren (vgl. Bl. 645, 651 (F.), Bl. 684 (I.), Bl. 862 (YZ.)).

246

Außerhalb einer Redispatch-Maßnahme bestehen hingegen keine Bindefristen für Kraftwerkseinsatzpläne für die Zeit ab 14.30 Uhr. Dies geht ebenfalls klar aus der Begründung der Festlegung (S. 56) hervor. Dort hat die Beschlusskammer den im Eckpunktepapier konsultierten Vorschlag von A., Bindefristen für die Kraftwerkseinspeisezeitreihen in der Zeit zwischen 14.30 Uhr und 16 Uhr sowie

247

zwischen 19 Uhr und 20 Uhr vorzugeben, ausdrücklich abgelehnt. Insoweit verbleibt es außerhalb von Redispatch-Maßnahmen bei dem Recht der Kraftwerksbetreiber, nach Maßgabe von § 5 Abs. 2 StromNZV ihre Fahrpläne anzupassen.

7.3. Verhältnismäßigkeit

248

Das Verbot der Fahrplananpassungen und der damit verbundene Ausschluss der verpflichteten Anlagen vom Intraday-Markt ist zur Erreichung des mit der Redispatch-Maßnahme erstrebten Zwecks, die Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Systemsicherheit und -zuverlässigkeit, grundsätzlich erforderlich.

249

Die Wirkleistungsanpassung muss in einer Weise erfolgen, die in ihrer netztechnisch-physikalischen Wirkrichtung der Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers entspricht. Denn eine Redispatch-Maßnahme bezieht sich auf den physikalischen Lastfluss und damit auf eine Einschränkung der Einspeisung der Anlage. Die Redispatch-Anforderung darf daher nicht durch gegenläufige Intraday-Geschäfte physikalisch unterlaufen werden. Dies wäre aber der Fall, wenn bei einer Wirkleistungsreduzierung die frei gewordenen Energiemengen oder die bis dahin noch freien Mengen vermarktet würden. Dasselbe gilt, wenn bei einer Wirkleistungserhöhung der Kraftwerks- oder Speichereinrichtungen die angewiesene Anlage nicht hochführe, sondern die Redispatch-Menge anderweitig über den Intraday-Handel beschaffe, was mit Blick auf seine Grenzkosten aus wirtschaftlichen Gründen durchaus sinnvoll sein könnte, jedoch wegen der geringeren netzstützenden Wirkung einer anderen Anlage kontraproduktiv wirkte.

250

Auch in dem in der Begründung der Festlegung beispielhaft genannten Fall, wonach der Kraftwerksbetreiber bei einer Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung von Minimal- auf Maximalleistung die Redispatch-Menge - im Hinblick auf für ihn im Vergleich zur Day-Ahead-Vermarktung günstigere Intraday-Preise - als marktgetriebene Stromproduktion umdeklariert und zur Erhaltung des energetischen Gleichgewichts seines Bilanzkreises die Leistung eines anderen, auf der gleichen Seite des Engpasses liegenden Kraftwerks in gleicher Höhe reduziert, wird die Wirkleistungsanpassung in ihrer Wirkung reduziert oder sogar aufgehoben. Insofern birgt auch die physikalische Anpassung in gleicher Richtung sowie die bloß virtuelle Anpassung grundsätzlich die Gefahr des Unterlaufens der Redispatch-Maßnahme. Zwar entspricht die physikalische Anpassung der Redispatch-Anweisung und konterkariert für sich gesehen nicht die Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers. In jedem Fall ist jedoch ein energetischer Ausgleich der Maßnahme erforderlich, der bei den Auswirkungen der marktgetriebenen Anpassung durch den Kraftwerksbetreiber nicht außer Acht gelassen werden kann. Da der Übertragungsnetzbetreiber nach der Festlegung nur für den energetischen und bilanziellen Ausgleich der angewiesenen Redispatch-Mengen verantwortlich ist, muss der Anlagenbetreiber bzw. dessen Bilanzkreisverantwortlicher den energetischen Ausgleich der vom Anlagenbetreiber selbst vermarkteten Energiemengen – je nach Anweisungsrichtung durch eine Wirkleistungsreduzierung oder – Erhöhung eines anderen Kraftwerks – sicherstellen. Wenn sich dieses Kraftwerk in räumlicher Nähe zum angewiesenen Kraftwerk befindet, führt dies allerdings, wie die Bundesnetzagentur in der

251

Festlegung zu Recht ausgeführt hat, zu kontraproduktiven Effekten mit der Folge, dass die Wirksamkeit der Redispatch-Maßnahme reduziert oder aufgehoben wird. Diese Gefahr besteht zwar grundsätzlich auch beim energetischen Ausgleich einer spannungsbedingten Redispatch-Maßnahme über den Intraday-Handel durch den Übertragungsnetzbetreiber. Allerdings kann dieser in diesem Fall auf bilaterale Geschäfte zurückgreifen (vgl. S. 48 der Festlegung).

Beim strombedingten Redispatch verschärft sich die Situation noch, da zur Auflösung des Engpasses zwingend (mindestens) zwei Anlagen – eine vor, eine hinter dem Engpass – zu gegenläufigen Wirkleistungsanpassungen angewiesen werden müssen. Ein energetischer Ausgleich erübrigt sich damit. Bei einer marktgetriebenen Anpassung entsprechend der Redispatch-Anweisung bestünde wiederum grundsätzlich die Gefahr, dass bei einem durch den Anlagenbetreiber oder dessen Bilanzkreisverantwortlichen veranlassten Ausgleich durch ein Kraftwerk auf derselben Seite des Engpasses die Wirksamkeit der Redispatch-Maßnahme reduziert oder aufgehoben würde. Eine physikalische Erhöhung der Wirkleistung durch den Anlagenbetreiber in Richtung der Anweisung hätte zudem zur Folge, dass auch das Kraftwerk auf der anderen Seite des Engpasses seine Einspeisung in derselben Höhe weiter reduzieren müsste, um den Engpass zu beseitigen. Wie die Übertragungsnetzbetreiberin X. im Senatstermin erläutert hat, muss daher immer eine Paarungsbetrachtung stattfinden, d.h. fährt vor dem Engpass ein Kraftwerk z.B. 200 MW herunter, muss hinter dem Engpass ein Kraftwerk gefunden werden, was ebenfalls eine Wirkleistungsanpassung von genau 200 MW in gegenläufiger Richtung durchführt. Dies wird durch die Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers nach der Merit Order jeweils sichergestellt. Dass dies bei marktgetriebenem Handeln der Anlagenbetreiber in entsprechender Weise gesichert ist, ist weder dargelegt noch ersichtlich.

252

Aber selbst wenn man davon ausginge, dass der Übertragungsnetzbetreiber auch im Falle eines die Redispatch-Anweisung ersetzenden Intraday-Geschäfts für die Anweisung der gegenläufig zur marktgetriebenen Anpassung auf der anderen Engpassseite durchzuführenden Wirkleistungsanpassung zuständig bleibt, birgt dies Gefahren für die Effektivität der Redispatch-Maßnahme. Denn der Übertragungsnetzbetreiber müsste bei einer kurzfristigen Änderung der Fahrweise eines Kraftwerks ebenfalls kurzfristig die entsprechende Gegenmaßnahme anweisen und – sofern die Fahrplanänderung des Anlagenbetreibers in ihrer physikalischen Wirkung noch über die Redispatch-Anforderung hinausgeht – weitere Folgemaßnahmen ergreifen. Er liefere damit quasi den Intraday-Geschäften der angewiesenen Anlagenbetreiber ständig hinterher. Damit würde die Komplexität der Engpassbeseitigung für den Übertragungsnetzbetreiber zunehmen und die Beseitigung der Störung oder Gefährdung der Netzsicherheit erschwert werden. Insoweit kann der Umfang der Redispatch-Maßnahmen nicht negiert werden. Die Übertragungsnetzbetreiber X. und B. haben in der mündlichen Verhandlung bestätigt, dass angesichts der Vielzahl der zu treffenden Maßnahmen die unbeschränkte Zulässigkeit von Intraday-Geschäften die Durchführbarkeit ihres operativen Geschäfts erheblich erschweren und daher die Netzsicherheit gefährden würde. Der Übertragungsnetzbetreiber X. hat unwidersprochen dargelegt, dass von ihm große Redispatch-Mengen zu bewältigen sind, deren Umfang in den letzten Wochen vor dem Senatstermin x bis x GW betragen habe. Es geht daher nicht um das „übliche Tagesgeschäft“, bei dem Fahrpläne mit einem zeitlichen Vorlauf von

253

mindestens einer Viertelstunde zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden können und dem Übertragungsnetzbetreiber im Engpassfall bei regelzonenübergreifenden Fahrplananpassungen ein Ablehnungsrecht zusteht (§ 5 Abs. 2 StromNZV). Vielmehr liegt mit dem Redispatch-Fall eine Sondersituation vor, da das Eintreten einer Engpassituation oder Spannungsgrenzwertbeeinträchtigung nicht erst geprüft wird, sondern die Gefährdung oder Störung von den Übertragungsnetzbetreibern bereits konkret bejaht wurde. Vor diesem Hintergrund kann auch die Tatsache, dass Intraday-Geschäfte mit einem längeren Vorlauf, nämlich 45 Minuten vor Beginn der Stunde, getätigt werden können, die Situation im Engpassfall nicht nachhaltig entschärfen.

Fahrplananpassungen aufgrund von Intraday-Geschäften unter Vorbehalt des Übertragungsnetzbetreibers zu stellen, ist kein gleich geeignetes Mittel. Denn auch in diesem Fall müsste der Übertragungsnetzbetreiber zunächst sämtliche Fahrplanänderungen auf ihre Vereinbarkeit mit der Netzsicherheit prüfen, dies jedoch in einer Situation, in der er eine Gefährdung oder Störung der Netzsicherheit bereits bejaht und aufgrund dessen die Redispatch-Maßnahme angewiesen hat. Angesichts der Vielzahl der zu treffenden Maßnahmen und der nicht unerheblichen Redispatch-Mengen würde das operative Geschäft des Übertragungsnetzbetreibers erheblich erschwert, wodurch sich negative Auswirkungen auf die ohnehin schon gefährdete Netzsicherheit nicht ausschließen ließen. Hinzu kommt, dass für den Anlagenbetreiber im Voraus auch gar nicht ersichtlich wäre, ob das von ihm getätigte Intraday-Geschäft vom Übertragungsnetzbetreiber genehmigt würde, mit der Folge, dass er sich gegebenenfalls schadensersatzpflichtig macht. Ein Anlagenbetreiber hat insoweit im Senatstermin nachvollziehbar darauf hingewiesen, dass eine Rücksprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber nicht praktikabel sei. Soweit dies in der Praxis von Übertragungsnetzbetreibern in Einzelfällen anders gehandhabt wird, ist dies nicht zu beanstanden, vermag aber die grundsätzlich bestehende Gefahr des Unterlaufens von Redispatchmaßnahmen und damit die Erforderlichkeit eines Verbots von Fahrplan-anpassungen nicht in Frage zu stellen. 254

Das Verbot der Fahrplananpassungen und damit des Intraday-Handels ist jedoch nur dann verhältnismäßig, wenn den Anlagenbetreibern Opportunitätseinbußen vergütet werden. Andernfalls sind Anlagen, die sich in räumlicher Nähe zu dem Engpass befinden und daher regelmäßig zum Redispatch herangezogen werden, gegenüber den übrigen Anlagenbetreibern benachteiligt. Denn Opportunitäten stellen entgangene Gewinnmöglichkeiten dar, die nur deswegen nicht wahrgenommen werden können, weil ein Kraftwerksbetreiber Redispatch-Maßnahmen erbringen muss. Soweit die Bundesnetzagentur darauf verweist, dass Intraday-Handel lediglich ermögliche, kurzfristige Abweichungen von Verbrauchsprognosen auszugleichen, greift dies zu kurz. Der Intraday-Handel ist inzwischen ein relevanter und erheblicher Markt, um Renditen und Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. 255

Auch der Hinweis der Bundesnetzagentur, dass der Intraday-Handel in einer Netz-engpasssituation ohnehin eingeschränkt sei, Intraday-Chancen nicht nutzbar seien, trifft in dieser Allgemeinheit nicht zu. Grundsätzlich können Fahrpläne auch im Redispatch-Fall kurzfristig geändert werden (§ 5 Abs. 2 S. 1 StromNZV). Durch die bloße Möglichkeit des Übertragungsnetzbetreibers, eine Fahrplanänderung abzulehnen (§ 5 Abs. 2 S. 2 StromNZV), wird der Markt nicht von vornherein und 256

regelmäßig beschränkt. So können auch die nicht zum Redispatch angewiesenen Netzbetreiber während eines Netzengpasses weiterhin uneingeschränkt am Intraday-Handel teilnehmen. Damit wird im Redispatch-Fall nicht jeder Intraday-Handel ausgeschlossen, sondern nur dem zum Redispatch konkret verpflichteten Kraftwerksbetreiber der Intraday-Handel verwehrt, der daher gegenüber den übrigen Anlagenbetreibern wirtschaftlich benachteiligt ist. Soweit die Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8 die Vergütung von Opportunitätskosten nicht vorsieht, ist diese rechtswidrig (vgl. Beschlüsse vom heutigen Tag in den Beschwerdeverfahren gegen die Vergütungsfestlegung der Beschlusskammer 8). Dies führt jedoch nicht gleichzeitig zur Rechtswidrigkeit der streitgegenständlichen Festlegung, denn der entsprechende Vergütungsanspruch ergibt sich bereits unmittelbar aus § 13 Abs. 1a EnWG (angemessene Vergütung).

8. Art. 12, Art. 3 GG

257

Die streitgegenständliche Redispatch-Festlegung verstößt auch nicht unter dem Gesichtspunkt der unzureichenden Vergütung gegen Art. 12 Abs. 1 i.V.m. Art. 3 Abs. 1 GG.

258

Redispatch-Anweisungen nach § 13 Abs. 1a EnWG greifen in die unternehmerische Freiheit der Kraftwerksbetreiber und damit in das nach Art. 12 Abs. 1 GG geschützte Grundrecht auf freie Berufsausübung ein. Sie sind jedoch grundsätzlich im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, die ein Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges darstellt (BVerfG, Beschluss vom 16.03.1971, 1 BVR 52/66 juris RN 82; BVerfGE 13,97 (107)), gerechtfertigt und aufgrund des gesetzlich eingeräumten Anspruchs auf angemessene Vergütung verhältnismäßig (vgl. nur zur Statthaftigkeit von Regelungen der Berufsausübung BVerfG, Beschluss vom 17.10.1984, 1 BvL 18/82 u. a., NJW 1985, 963f.). Allerdings setzt die Vergütungsfestlegung den Anspruch auf angemessene Vergütung nicht ausreichend um, da sie die mit dem Eingriff in den Betrieb der Erzeugungsanlage durch den Übertragungsnetzbetreiber verbundenen Kosten nur unzureichend kompensiert. Dies führt zu einer nicht gerechtfertigten Ungleichbehandlung der in Anspruch genommenen Kraftwerksbetreiber gegenüber den nicht in Anspruch genommenen Kraftwerksbetreibern, die ihre Kapazitäten weiterhin voll flexibel am Markt anbieten und damit die Chancen aus alternativen Vermarktungsmöglichkeiten realisieren können. Die angewiesenen Anlagenbetreiber werden daher innerhalb der betroffenen Berufsgruppe ohne zureichende sachliche Gründe wesentlich stärker als andere belastet, so dass Art. 12 Abs. 1 GG i.V.m. Art. 3 Abs. 1 GG verletzt ist. Die Rechtsverletzung ergibt sich aber nicht aus der Inanspruchnahme zum Redispatch, zu dem der Anlagenbetreiber ohnehin schon kraft Gesetzes verpflichtet ist, sondern allein aus der unzureichenden Vergütung der Maßnahme. Die unzureichenden Vergütungsregelungen führen daher zur Rechtswidrigkeit und Aufhebung der Festlegung der Beschlusskammer 8, nicht jedoch gleichzeitig zur Rechtswidrigkeit der hier streitgegenständlichen Festlegung unter dem Gesichtspunkt der Unverhältnismäßigkeit. Mit dem Wegfall der Vergütungsfestlegung entfällt auch nicht gleichzeitig der Anspruch auf angemessene Vergütung. Dieser ergibt sich vielmehr bereits unmittelbar aus dem Gesetz.

259

9. Gesamtaufhebung

260

Auch wenn nur die Regelungen in Tenorziffer 2 Satz 3 und Tenorziffer 3 Satz 2 der

261

streitgegenständlichen Festlegung rechtswidrig sind, handelt es sich dabei um zentrale Regelungen, die zur Gesamtaufhebung der Festlegung führen. Schon die Rechtswidrigkeit der Tenorziffer 2, die den Adressatenkreis der Festlegung näher definiert, führt dazu, dass die übrigen Regelungen keinen Bestand haben können. Denn diese setzen die Bestimmung des Adressatenkreises voraus. Es kann auch nicht davon ausgegangen werden, dass die Bundesnetzagentur die Festlegung auch ohne die netzknotenbezogene Bestimmung der Nennwertgrenze der verpflichteten Anlagen bestimmt hätte. Vielmehr hat sie der Festlegung insgesamt ein netzknotenbezogenes Verständnis zugrunde gelegt. So geht sie auch in den Tenorziffern 3 und 8 von einer netzknotenbezogenen Betrachtungsweise aus.

C. 262

I. 263

Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 Satz 1 EnWG. Die Betroffene hat in der Sa- 264

che obsiegt. Soweit sie mit dem Antrag auf Neubescheidung nicht obsiegt, stellt dies 265 wirtschaftlich das Obsiegen nicht in Frage.

II. 266

Den Gegenstandswert für das Beschwerdeverfahren hat der Senat bereits im 267 Termin vom 21.01.2015 im Hinblick auf die wirtschaftliche Bedeutung und nach den übereinstimmenden Angaben der Beteiligten auf 50.000 Euro für jedes Verfahren festgesetzt (§ 50 Abs. 1 Nr. 2 GKG, § 3 ZPO), im Hinblick auf die Verbindung der Verfahren VI-3 Kart 331/12 (V) und VI-3 Kart 333/12 (V) mithin auf insgesamt € 100.000.

D. 268

Die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof ist zuzulassen, weil die 269 streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung i.S.d. § 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG haben.

Rechtsmittelbelehrung: 270

Die Rechtsbeschwerde kann nur darauf gestützt werden, dass die Entscheidung auf 271

einer Verletzung des Rechts beruht (§§ 546, 547 ZPO). Sie ist binnen einer Frist von 272 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 Satz 2, 80 Satz 2 EnWG).
