



Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung zum Einsatz von Regelenergie

unter Beteiligung

der Amprion GmbH, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund,
vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beteiligte zu 1 -

der 50 Hertz Transmission GmbH, Eichenstraße 3A, 12435 Berlin,
vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beteiligte zu 2 -

der EnBW Transportnetze AG, Kriegsbergstraße 32, 70174 Stuttgart,
vertreten durch den Vorstand,

- Beteiligte zu 3 -

der transpower stromübertragungs GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth,
vertreten durch die Geschäftsführung,

- Beteiligte zu 4 -

des Bundesverbandes Neuer Energieanbieter e.V., Hackescher Markt 4, 10178 Berlin, vertreten durch den Vorstand, Verfahrensbevollmächtigte: Hogan & Hartson Raue LLP, Rechtsanwalt Christian von Hammerstein, Potsdamer Platz 1, 10785 Berlin,

- Beteiligte zu 5 -

sowie der LichtBlick AG, Zirkusweg 6, 20359 Hamburg, gesetzlich vertreten durch den Vorstand, Verfahrensbevollmächtigte: Hogan & Hartson Raue LLP, Rechtsanwalt Christian von Hammerstein, Potsdamer Platz 1, 10785 Berlin,

- Beteiligte zu 6 -

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

durch den Vorsitzenden Matthias Otte,
den Beisitzer Andreas Faxel
und den Beisitzer Dr. Jochen Patt

am 16.03.2010 beschlossen:

1. Der Beteiligten zu 1 wird aufgegeben, dem von den Beteiligten zu 2, 3 und 4 betriebenen Netzregelverbund beizutreten und dabei
 - a. Leistungsungleichgewichte in der Regelzone der Beteiligten zu 1 mit Leistungsungleichgewichten in den Regelzonen der im Netzregelverbund zusammengeschlossenen Beteiligten zu 2, 3 und 4 zu saldieren und den Einsatz von Regelenergie mit den Beteiligten zu 2, 3 und 4 so zu koordinieren, dass ein Gegeneinanderregeln, d. h. ein entgegen gerichteter Einsatz von Sekundärregelenergie und Minutenreserve, vermieden wird,
 - b. die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregel- und Minutenreserveleistung zusammen mit den Beteiligten zu 2, 3 und 4 für die Gesamtheit der Regelzonen zu bemessen und die sich durch die ge-

gemeinsame Bemessung ergebenden Reduktionspotenziale gegenüber der für jede Regelzone einzeln bemessenen Höhe der Regelleistung zu nutzen,

- c. einen deutschlandweit einheitlichen Markt für Sekundärregelenergie zu schaffen, bei dem die Angebote der Anbieter von Sekundärregelenergie aus der Regelzone der Beteiligten zu 1, das sind diejenigen Anbieter, deren Sekundärregelenergie erbringenden Technischen Einheiten in der Regelzone der Beteiligten zu 1 angeschlossen sind, mit den Angeboten von Anbietern aus den anderen Regelzonen, das sind diejenigen Anbieter, deren Sekundärregelenergie erbringenden Technischen Einheiten in den Regelzonen der Beteiligten zu 2, 3 oder 4 angeschlossen sind, im Wettbewerb stehen und bei dem die Anbieter aus der Regelzone der Beteiligten zu 1 nur noch eine datentechnische Verbindung an die Leitwarte der Beteiligten zu 1 betreiben müssen,
 - d. die in der einheitlichen Ausschreibung bei der Sekundärregelenergie erfolgreichen Angebote entsprechend ihres Arbeitspreises einzusetzen, beginnend mit dem Angebot mit dem aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber kostengünstigsten Arbeitspreis in aufsteigender Reihenfolge.
2. Den Beteiligten zu 2, 3 und 4 wird aufgegeben, die Beteiligte zu 1 in den von ihnen betriebenen Netzregelverbund zu integrieren und dabei
- a. Leistungsungleichgewichte in den im Netzregelverbund zusammengeschlossenen Regelzonen der Beteiligten zu 2, 3 und 4 mit Leistungsungleichgewichten in der Regelzone der Beteiligten zu 1 zu saldieren und den Einsatz von Regelenergie mit der Beteiligten zu 1 so zu koordinieren, dass ein Gegeneinanderregeln, d. h. ein entgegen gerichteter Einsatz von Sekundärregelenergie und Minutenreserve, vermieden wird,
 - b. die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregel- und Minutenreserveleistung zusammen mit der Beteiligten zu 1 für die Gesamtheit aller Regelzonen deutschlandweit zu bemessen und die sich durch die gemeinsame Bemessung ergebenden Reduktionspotenziale ge-

gegenüber der für jede Regelzone einzeln bemessenen Höhe der Regelleistung zu nutzen,

- c. einen deutschlandweit einheitlichen Markt für Sekundärregelung zu schaffen, bei dem die Angebote der Anbieter von Sekundärregelenergie aus den Regelzonen der Beteiligten zu 2, 3 oder 4, das sind diejenigen Anbieter, deren Sekundärregelenergie erbringenden Technischen Einheiten in den Regelzonen der Beteiligten zu 2, 3 oder 4 angeschlossen sind, mit den Angeboten von Anbietern aus der Regelzone der Beteiligten zu 1, das sind diejenigen Anbieter, deren Sekundärregelenergie erbringenden Technischen Einheiten in der Regelzone der Beteiligten zu 1 angeschlossen sind, im Wettbewerb stehen und bei dem die Anbieter nur noch eine datentechnische Verbindung an die Leitwarte des jeweiligen Anschluss-Übertragungsnetzbetreibers betreiben müssen,
 - d. die in der einheitlichen Ausschreibung bei der Sekundärregelenergie erfolgreichen Angebote entsprechend ihres Arbeitspreises einzusetzen, beginnend mit dem Angebot mit dem aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber kostengünstigsten Arbeitspreis in aufsteigender Reihenfolge.
3. Den Beteiligten zu 1, 2, 3 und 4 wird aufgegeben, für den Einsatz von Minutenreserve eine deutschlandweit einheitliche Abrufliste einzurichten und Minutenreserve nur entsprechend der in dieser Abrufliste jeweils aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber kostengünstigsten Arbeitspreise einzusetzen.
 4. Die Vorgaben der Ziffern 1a, 1b, 1c, 1d, 2a, 2b, 2c und 2d sind bis spätestens zum 31.05.2010 umzusetzen.
 5. Die Vorgabe der Ziffer 3 ist bis spätestens zum 30.09.2010 umzusetzen.
 6. Der Widerruf der Ziffern 1 und 2 bleibt vorbehalten.
 7. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

1. Hintergrund

Elektrische Energie lässt sich in Stromversorgungsnetzen nicht oder nur sehr bedingt speichern. Differenzen zwischen Einspeisung und Entnahme von elektrischer Energie führen in elektrischen Energieversorgungsnetzen daher unmittelbar zu Leistungsungleichgewichten, die Abweichungen der Netzfrequenz vom Sollwert von 50 Hz zur Folge haben. Der Einsatz von Regelenergie dient dem Ausgleich dieser Leistungsungleichgewichte und der Rückführung der Netzfrequenz auf ihren Sollwert von 50 Hz. Im Falle eines Leistungsüberschusses im Stromversorgungsnetz, d. h. einer Überspeisung, muss dem Netz elektrische Energie entzogen werden. Dies erfolgt durch den Einsatz sogenannter negativer Regelenergie. Im Falle eines Leistungsmangels, d. h. einer Unterspeisung, muss dem Energieversorgungsnetz elektrische Energie zugeführt werden. Dies erfolgt durch den Einsatz sogenannter positiver Regelenergie.

Der Ausgleich der permanenten und unvermeidlichen Leistungsungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch wurde bislang von jeder der Beteiligten zu 1 bis 4 eigenverantwortlich für ihr jeweiliges Übertragungsnetz bzw. ihre Regelzone¹ und unabhängig von anderen Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen. Die bisherige Praxis der separaten Ausregelung der Übertragungsnetze führte theoretisch und tatsächlich dazu, dass zeitgleiche, entgegen gerichtete Leistungsungleichgewichte nicht miteinander saldiert, sondern unabhängig voneinander von jedem Übertragungsnetzbetreiber für seine Regelzone durch den Einsatz von Regelenergie egalisiert wurden. In Regelzonen mit Leistungsüberschüssen wurde negative Regelenergie zum Ausgleich der Überspeisung eingesetzt, während gleichzeitig in Regelzonen mit einem Leistungsmangel positive Regelenergie zum Ausgleich der Unterspeisung aktiviert wurde. Der damit einhergehende gleichzei-

¹ Die Regelzonen sind mit den jeweiligen Übertragungsnetzen deckungsgleich.

tige, entgegen gerichtete Einsatz von Regelenergie wird auch als Gegeneinanderregeln bezeichnet.

Für die Ausregelung der Übertragungsnetze stehen den Übertragungsnetzbetreibern drei Regelenergiequalitäten zur Verfügung: die Primärregelung, die Sekundärregelung und die Minutenreserve. Die Primärregelung wird zur schnellen Stabilisierung der Netzfrequenz in Folge eines größeren Leistungsungleichgewichtes z. B. durch einen Kraftwerksausfall eingesetzt und dient der Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichtes der innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E² synchron verbundenen Übertragungsnetze. Die Primärregelung wird automatisch von allen an der Primärregelung innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E beteiligten Technischen Einheiten³ erbracht. Die Aktivierung erfolgt proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert von 50 Hz. Da die Netzfrequenz innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E in allen Übertragungsnetzen gleich ist, erfolgt die Aktivierung der Primärregelung stets gleichgerichtet. Zu einem Gegeneinanderregeln bei der Primärregelung kann es daher nicht kommen. Die Höhe der innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E vorzuhaltenden Primärregelleistung entspricht der Leistung, die beim zeitgleichen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E auszugleichen wäre. Die innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E vorzuhaltende Primärregelleistung wird entsprechend des Letztverbraucherabsatzes auf die beteiligten Regelzonen geschlüsselt. Derzeit werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern insgesamt 623 MW Primärregelleistung vorgehalten. Bei der Primärregelung existiert ein deutschlandweiter Markt, die benötigte Primärregelleistung wird nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur (Az. BK6-06-065) per Ausschreibung beschafft.

² In der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) sind derzeit 29 Übertragungsnetzbetreiber von Portugal bis Polen und von Dänemark bis Griechenland zusammengeschlossen. Diese tragen gemeinsam die Verantwortung für den sicheren Systembetrieb mit den wesentlichen Qualitätsmerkmalen wie Frequenz- und Spannungsstabilität. Kennzeichen des Zusammenschlusses ist die Synchronität der über alle Übertragungsnetze stets gleichen Netzfrequenz von 50 Hz.

³ In Folge werden alle Regelenergie erbringenden Erzeugungseinheiten wie z. B. Kraftwerke oder ab- und zu schaltbare Verbraucher zusammengefasst als „Technische Einheiten“ bezeichnet.

Die Sekundärregelung arbeitet zur Vermeidung störender Wechselwirkungen mit der Primärregelung etwas verzögert und dient der Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichtes in einer Regelzone. Die Sekundärregelung wird u. a. bei Leistungsungleichgewichten durch Kraftwerksausfälle und durch Abweichungen der tatsächlichen von der prognostizierten Last aktiviert. Neben der Frequenzhaltung hat die Sekundärregelung zusätzlich die Aufgabe, die regelzonenübergreifenden Stromflüsse im Falle einer Abweichung auf ihre Sollwerte, d. h. auf die per Fahrplan angemeldeten Werte, zurückzuführen. Der Abruf von Sekundärregelenergie aus den dafür vorgehaltenen Technischen Einheiten wird von einem sog. Leistungs-Frequenz-Regler gesteuert. Dieser ist in der Leitwarte eines jeden Übertragungsnetzbetreibers installiert. Dazu misst der Leistungs-Frequenz-Regler im Sekundenbereich die Lastflüsse aus der Regelzone heraus oder in die Regelzone hinein und vergleicht diese mit dem Sollwert des Regelzonenaustausches aus den von den Bilanzkreisverantwortlichen angemeldeten regelzonenübergreifenden Handelsfahrplänen. Differenzen des Istwerts vom Sollwert führen zusammen mit anderen Einflussgrößen wie z. B. Kraftwerksausfällen zu einer Abweichung der Leistungsbilanz der Regelzone vom Gleichgewichtszustand. Diese Abweichung wird auch als Regelzonensaldo bezeichnet. Abhängig vom Regelzonensaldo fordert der Leistungs-Frequenz-Regler den erforderlichen Bedarf an Sekundärregelenergie von den Sekundärregelenergie erbringenden Technischen Einheiten ab, um die Leistungsüber- bzw. -unterspeisung in der Regelzone auszugleichen. Die Technischen Einheiten der Sekundärregelenergieanbieter sind dazu über eine datentechnische Verbindung, im Folgenden Kommunikationsverbindung genannt, online an den Leistungs-Frequenz-Regler angebunden. Die Sollwertvorgabe des Leistungs-Frequenz-Reglers der zu erbringenden Sekundärregelenergie wird über diese Kommunikationsverbindung ebenfalls nahezu sekundlich an die Sekundärregelenergie erbringenden Technischen Einheiten übermittelt. Diese erhöhen oder reduzieren ihre Einspeiseleistung entsprechend den Vorgaben des Leistungs-Frequenz-Reglers. Die Kommunikationsverbindung verläuft vom Leistungs-Frequenz-Regler des Übertragungsnetzbetreibers zum Anbieter von Sekundärregelleistung, welcher das Soll-Signal der angeforderten Sekundärregelleistung an seine Sekundärregelenergie erbringenden Technischen Einheiten weiterverteilt. Über die Kommunikationsverbindung wird zugleich der Wert der erbrachten Ist-Regelleistung an den Leistungs-Frequenz-Regler zurückgemeldet. Für die Erbringung von Sekundärregelenergie werden die Technischen Einheiten zu Pools zusammengefasst. Die Pools können nur regelzonenscharf gebildet werden. Eine

Durchmischung von Technischen Einheiten aus mehreren Regelzonen, d. h. eine regelzonenübergreifende Poolung, ist bis jetzt nicht möglich. Die ebenfalls bestehende Möglichkeit, bei Einvernehmen zwischen Regelenergieanbieter und Übertragungsnetzbetreiber die Technischen Einheiten direkt aus der Leitwarte der Übertragungsnetzbetreiber heraus regeln zu dürfen, wird nach Kenntnis der Beschlusskammer so gut wie nicht mehr genutzt.

Die Beschaffung von Sekundärregelenergie erfolgt seit Dezember 2007 gemäß der von der Beschlusskammer mit Beschluss BK6-06-066 vom 31.08.2007 festgelegten Vorgaben im Wege einer gemeinsamen monatlichen Ausschreibung der vier Übertragungsnetzbetreiber. Danach sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ihren jeweils gesamten Bedarf an vorzuhaltender Sekundärregelleistung getrennt nach positiver und negativer Leistung grundsätzlich regelzonenübergreifend auszuschreiben. Dies bedeutet, dass die Übertragungsnetzbetreiber einem Anbieter mit einem in einer Regelzone gelegenen Pool aus Technischen Einheiten ermöglichen müssen, Sekundärregelenergie nicht nur für die Anschlussregelzone seines Pools, sondern auch für alle anderen Regelzonen erbringen zu können. Ein Anbieter, der mit seinen in einer Regelzone gelegenen Technischen Einheiten Sekundärregelung für zwei oder mehrere Regelzonen erbringen möchte, muss die Technischen Einheiten in disjunkte, jeweils nur einer Regelzone zugeordnete Unter-Pools aufteilen.

Die Bezuschlagung der im Rahmen der Ausschreibung eingegangenen Sekundärregelenergieangebote erfolgt auf Basis der Leistungspreise der Angebote, beginnend mit dem Angebot mit dem geringsten Leistungspreis in aufsteigender Reihenfolge. Der Leistungspreis dient der Vergütung der Vorhaltung der Regelleistung, d. h. der Vergütung der zur Verfügung Stellung der für die Dauer der Ausschreibungsperiode permanent für die Erbringung von Regelenergie in Bereitschaft stehenden Technischen Einheiten. Die bei der Ausschreibung erfolgreichen Angebote werden unter den Übertragungsnetzbetreibern nach der Maßgabe aufgeteilt, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber zur Deckung seines Regelleistungsbedarfs zunächst die erfolgreichen regelzoneninternen Angebote⁴ auswählt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Angebot bisher nur dann einer Regelzone

⁴ Bei regelzoneninternen Angeboten liegen die Sekundärregelleistung erbringenden Technischen Einheiten innerhalb der Sekundärregelenergie anfordernden Regelzone.

zugeteilt werden konnte, wenn der Anbieter eine Kommunikationsverbindung zu dem Leistungs-Frequenz-Regler dieser Regelzone unterhielt. Die mit Einrichtung der Kommunikationsverbindung verbundenen aufwändigen Abstimmungsprozesse z. B. hinsichtlich der verwendeten Datenübertragungsprotokolle zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Anbietern behindern die Erbringung von Sekundärregelenergie für fremde Regelzonen bislang in der Praxis erheblich. Der Abruf der Sekundärregelenergie folgt einer gesonderten Liste, die für jede Regelzone aus den ihr zugeteilten bezuschlagten Angeboten besteht, und wird mit dem vom Anbieter bei der Gebotsabgabe geforderten Arbeitspreis entgolten. Die Ab-rufreihenfolge (Merit-Order) erfolgt grundsätzlich in Reihung der Arbeitspreise.

Der Sekundärregelenergiemarkt weist mit saldierten Kosten für die Regelleistungsvorhaltung in Höhe von ca. 435 Mio. EUR im Jahr 2009 das größte Marktvolumen bezogen auf das Gesamtvolumen der saldierten Kostenblöcke für die drei Regelenergiearten in Höhe von 818 Mio. EUR im Jahr 2009 auf. Im Jahr 2009 haben die vier Übertragungsnetzbetreiber in Summe Sekundärregelleistung in Höhe von 2.678 MW bis 3.013 MW (positiv) sowie in Höhe von 2.064 MW bis 2.206 MW (negativ) ausgeschrieben.⁵ Der Markt für Sekundärregelenergie ist durch eine geringe Anzahl von Anbietern – bisher im Wesentlichen die großen Kraftwerksbetreiber – und somit durch stark eingeschränkten Wettbewerb geprägt. Die Voraussetzung der Kommunikationsverbindung an die Leistungs-Frequenz-Regler hat in der Vergangenheit zudem dazu geführt, dass bisher de facto vier getrennte Märkte für Sekundärregelenergie existierten. Mit Stand 31.12.2009 beteiligen sich insgesamt 8 Anbieter an den Ausschreibungen für Sekundärregelenergie, von denen die vier großen Kraftwerksbetreiber mit Abstand das größte Angebotsvolumen stellen. Der Markt ist somit stark oligopolistisch geprägt.

Bei länger andauernden Leistungsungleichgewichten wird Minutenreserve zur Ablösung der Sekundärregelung eingesetzt. Die Minutenreserve ist mit einer Vorlaufzeit bis hinunter zu 7,5 Minuten zu erbringen und wird für einen Zeitraum von mindestens 15 Minuten in konstanter Höhe abgerufen. Der Abruf erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber durch telefonische Aufforderung der Anbieter und wird durch einen regulären Fahrplan bestätigt. Minutenreserve wird im Vergleich zur

⁵ Siehe www.regelleistung.net.

permanent und automatisiert arbeitenden Sekundärregelung nur selten eingesetzt. Auch die daher nur geringfügig vom Gegeneinanderregeln betroffene Minutenreserve wird von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen einer gemeinsamen Ausschreibung beschafft. Die Ausschreibung erfolgt im Gegensatz zur Sekundärregelung auf täglicher Basis. Die diesbezüglichen Beschaffungsvorgaben hat die Beschlusskammer mit Beschluss BK6-06-012 vom 29.08.2006 festgelegt. Ebenso wie bei der Sekundärregelung erfolgen die Zuschlagserteilung der Minutenreserveangebote nach deren Leistungspreis und der Abruf der bezuschlagten Angebote nach deren Arbeitspreis. Der Markt für Minutenreserve ist gegenüber dem Sekundärregelenergiemarkt durch ein geringeres Marktvolumen (im Jahr 2009: ca. 251 Mio. EUR bei einer ausgeschriebenen Vorhalteleistung von 2.285 MW bis 3.508 MW positiv und von 2.073 MW bis 3.238 MW negativ)⁶ sowie durch eine deutlich höhere Wettbewerbsintensität (24 aktive Anbieter zum Stand 31.12.2009) gekennzeichnet.

Die Bemessung der Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung wird bisher separat von jedem Übertragungsnetzbetreiber in eigener Verantwortung für seine Regelzone vorgenommen. Die Bemessung der Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung erfolgt dabei gemeinsam für die beiden Regelenergiequalitäten Sekundärregelung und Minutenreserve in einem einheitlichen Berechnungsverfahren. Relevante Parameter bei der Bemessung der vorzuhaltenden Regelleistung sind im Wesentlichen die Einflussfaktoren Lastrauschen, Prognosefehler der Bilanzkreise, Kraftwerksausfälle, regelzonenübergreifende Fahrplansprünge und die sog. Defizitwahrscheinlichkeit.

Die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung gehen in die Netznutzungsentgelte ein und werden über alle Netznutzer sozialisiert. Demgegenüber werden die Kosten der eingesetzten Regularbeit von den Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der Begleichung ihrer für den Bilanzausgleich jeweils in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie getragen. Berechnungsgrundlage ist dabei der Ausgleichsenergiepreis in €/MWh. Der Ausgleichsenergiepreis wird auf viertelstündlicher Basis ermittelt. Dazu werden die Kosten bzw. Erlöse⁷ für die Inanspruchnahme von Sekundärregel- und Minutenreservearbeit durch die abgerufene Regularbeit ge-

⁶ Siehe www.regelleistung.net.

⁷ Für die Inanspruchnahme negativer Regularbeit erhalten die Übertragungsnetzbetreiber oft eine Vergütung von den Anbietern von Regelenergie.

teilt. Bedingt durch die Existenz vier räumlicher, auf die Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber begrenzter Märkte für Sekundärregelenergie galt bislang für jede Regelzone ein separater Ausgleichsenergiepreis. Das Volumen für den Bilanzausgleich – gemeint sind die aufsummierten Kosten abzüglich der aufsummierten Erlöse für die Inanspruchnahme von Regelenergie – betrug im Jahr 2009 ca. 374 Mio. €. Der größte Anteil des finanziellen Aufkommens für den Bilanzausgleich entfällt auf den Einsatz positiver Sekundärregelenergie.

Die Beschlusskammer hat Anfang des Jahres 2008 ein Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs an das Beratungsunternehmen consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (consentec) vergeben. Neben der im Rahmen des Gutachtens vorzunehmenden Überprüfung und Plausibilisierung der Höhe der von den Beteiligten zu 1 bis 4 vorgehaltenen Regelleistung haben die Gutachter auch die Regelleistungsvorhaltung in Bezug auf eine gesamtdeutsche Regelzone untersucht und erhebliche Senkungspotenziale bei einer deutschlandweiten Ausregelung in Höhe von 400 MW bei der positiven und 1.000 MW bei der negativen Regelleistung ermittelt. In Bezug auf den Einsatz von Regelarbeit gehen die Gutachter bei einer deutschlandweiten Regelzone von einer Verringerung um ca. 42% bei der positiven Regelenergie und um nahezu 30% bei der negativen Regelenergie durch die Vermeidung des Gegeneinanderregelns aus.

2. Verfahrenseinleitung

Die im consentec-Gutachten herausgearbeiteten Senkungspotenziale in Bezug auf die Höhe der Regelleistung und die Vermeidung des Gegeneinanderregelns wurden schon zu einem frühen Zeitpunkt bei der Erstellung des Gutachtens offenbar. Die Beschlusskammer hat die Erkenntnisse des consentec-Gutachtens in Verbindung mit den von vielen Bilanzkreisverantwortlichen vorgetragenen Beanstandungen des Gegeneinanderregelns und daraus resultierender überhöhter Bilanzkreis-Abrechnungen zum Anlass genommen, am 15.07.2008 unter dem Aktenzeichen BK6-08-111 ein Festlegungsverfahren zum Einsatz von Regelenergie gemäß §§ 29 EnWG, 27 Abs. 1 Nr. 3 StromNZV zu eröffnen. Ziel dieses Verfahrens ist die Senkung der Kosten der Regelenergie. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Vermeidung des Gegeneinanderregelns und auf der Intensivierung und Konkretisierung der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber zur Senkung des Aufwands für Regelenergie. Ziele des Verfahrens sind daher auch die Reduzierung der vorzuhalt-

tenden Regelleistung und die Schaffung eines einheitlichen deutschlandweiten Marktes für Sekundärregelenergie. Durch die Schaffung einheitlicher Regelenergiemärkte erhöht sich der Wettbewerbsdruck mit der Folge einer Kosten dämpfenden Wirkung.

Das Verfahren erstreckt sich auf die Sekundärregelung und auf die Minutenreserve. Die Primärregelung ist nicht Gegenstand des Verfahrens, da es bei der Primärregelung aufgrund deren Kopplung an die Netzfrequenz nicht zu einem Gegeneinanderregeln kommen kann und die Höhe der Primärregelleistung exogen vorgegeben und nicht durch eine intensivierete Zusammenarbeit der Beteiligten zu 1 bis 4 reduziert werden kann. Das Verfahren erstreckt sich auch deswegen nicht auf die Primärregelung, da bei der Primärregelung bereits ein deutschlandweit einheitlicher Markt existiert.

Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens wurde im Amtsblatt der Bundesnetzagentur, Ausgabe 14/2008 vom 30.07.2008 (Mitteilung 409/2008) und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gegeben.

3. Vorschläge der Bundesnetzagentur zur Vermeidung des Gegeneinanderregelns

Im Rahmen der Veröffentlichung der Verfahrenseinleitung hat die Beschlusskammer zwei Vorschläge zur Vermeidung des Gegeneinanderregelns und zu einer intensivierten Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei der Regelenergie vorgestellt und mit den betroffenen Marktakteuren sowie technisch-wissenschaftlichen Fachkreisen öffentlich konsultiert.

Die erste zur Diskussion gestellte Variante sah die Einrichtung einer überlagerten Regelinanz vor, die die Salden der einzelnen Regelzonen, d. h. die von den Leistungs-Frequenz-Reglern ermittelten aktuellen Werte der auszugleichenden Leistungsüber- bzw. -unterspeisungen, aufsaldiert und den Abruf von Sekundärregelenergie auf Basis der saldiierten Regelsignale initiiert und überwacht. Der Einsatz von Regelenergie erfolgt in diesem Konzept auf Grundlage einer einheitlichen deutschlandweit geltenden Abrufliste / Merit-Order, so dass aus den bisherigen vier Teilmärkten ein einziger Markt für Sekundärregelung entstehen würde. Es gäbe einen bundesweit einheitlichen Ausgleichsenergiepreis. Für Notfälle ist eine Rückfall-

möglichkeit in den Separatbetrieb der in Bereitschaft stehenden bisherigen Leistungs-Frequenz-Regler der Regelzonen vorgesehen.

Als zweite Variante hat die Beschlusskammer vorgeschlagen, die Regelzonensalden über eine datentechnische Verknüpfung der einzelnen Leistungs-Frequenz-Regler untereinander online aufzusummieren und lediglich die nach Auf saldierung in einer Regelzone noch erforderliche Regelenergie abzurufen. Der Abruf von Sekundärregelenergie und dessen Überwachung verbleibt nach wie vor in der Verantwortung der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber. Bei der zweiten Variante existieren nach wie vor vier separate Märkte für Sekundärregelung.

Zu den von der Beschlusskammer dargestellten Regelkonzepten sind im Rahmen des öffentlichen Konsultationsverfahrens insgesamt 18 Stellungnahmen von Übertragungsnetzbetreibern, Anbietern von Regelenergie, Technischen Universitäten / Lehrstühlen, Beratungsunternehmen, Interessenverbänden sowie von einzelnen anderen Marktakteuren abgegeben worden. Die Stellungnahmen begrüßen grundsätzlich eine optimierte Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber zur Senkung des Aufwands bei der Regelenergie. Insbesondere die Ziele der Vermeidung des Gegeneinanderregelns, der Reduzierung der Regelleistung und der Schaffung eines einheitlichen Marktes für Sekundärregelenergie werden unterstützt. Die Regelenergieanbieter E.ON Energy Trading SE und RWE Power AG, das Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, die Beteiligte zu 5, der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwerkswirtschaft e.V., der Verband kommunaler Unternehmen e.V., GEODE, die Trianel European Energy Trading GmbH, Evonik Degussa GmbH sowie MVV Energie AG befürworten dabei eine zentralisierte Ausregelung gemäß Variante 1. Demgegenüber lehnen die Regelenergieanbieter Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG und EnBW Trading GmbH sowie der Lehrstuhl für Elektrische Energietechnik der RWTH Aachen und das Beratungsunternehmen consentec eine zentrale Ausregelung entsprechend Variante 1 ab. EnBW Trading lehnt auch Variante 2 aufgrund fehlender Möglichkeit zur Reduzierung der Regelleistungsvorhaltung und fehlendem Nutzen für die Bilanzkreise ab. Vattenfall Generation vermisst bei Variante 2 darüber hinaus die fehlende Möglichkeit eines Abrufs nach einer einheitlichen Merit-Order. Ferner wurden in den Stellungnahmen Bedenken in Bezug auf die regelungstechnische Robustheit der konsultierten Varianten sowie deren Auswirkung auf die Systemsicherheit geäußert. Auch Unklarheiten hinsichtlich der Wechselwirkungen mit

Netzengpässen, der Verfahrensweise bei einem erforderlichen Rückfall in den Separatbetrieb der Regelzonen, sowie Unklarheiten bei der Bilanzkreisabrechnung, bei der Bestimmung der Ausgleichenergiepreise und der Einbeziehung der Minutenreserve wurden vorgetragen.

Die Beteiligten zu 2, 3 und 4 lehnen die in der Variante 1 vorgeschlagene Einrichtung einer überlagerten Regelinstanz ab, da dies die Außer-Betrieb-Setzung der separaten Übertragungsnetzbetreiber-Regler und damit die Aufgabe ihrer Systemverantwortung und Regelhoheit bedeute. Zudem sei das vorgeschlagene Konzept 1 technisch schwierig zu realisieren und fehleranfällig. Die Beteiligten zu 2, 3 und 4 bevorzugen ein auf der Variante 2 basierendes Regelkonzept, bei dem die Regelhoheit nach wie vor in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber verbleibt und bei dem das Konzept der Sicherheitszellen sowie die autarke Struktur der Regelzonen nicht angetastet würden. Dieses Konzept böte ein nahezu identisches Einsparpotenzial wie die Variante 1 hinsichtlich der Vermeidung des Gegeneinanderregelns. Weiterer Vorteil sei, dass sich grundsätzlich auch ausländische Regelzonen anschließen könnten. Ausgehend von der Variante 2 haben die drei Übertragungsnetzbetreiber konkrete Vorschläge für einen Netzregelverbund der Regelzonen unterbreitet und eine diesbezügliche Konzeptbeschreibung vorgelegt, mit der die gleichen Kosteneinsparungen wie bei einer zentralisierten Ausregelung zu erzielen seien.

Im Gegensatz dazu hält die Beteiligte zu 1 die zur Konsultation gestellte erste Variante grundsätzlich für geeignet und in etwas modifizierter Form für bereits heute schnell umsetzbar. Als Abwandlung der Variante 1 schlägt die Beteiligte zu 1 vor, die dezentralen Regelzonensalden bereits direkt aus dem Eingangsbereich der dezentralen Regler an die überlagerte Regelinstanz weiterzugeben und die Technischen Einheiten unmittelbar an die überlagerte Regelinstanz anzubinden. Der bereits existierende Regelblock-Regler der Beteiligten zu 1 könne dabei als überlagerte Regelinstanz fungieren. Zu beachten sei, dass bei einer Zentralisierung der Sekundärregelung auch die Minutenreserve koordiniert vorgehalten und eingesetzt werden müsse. Weitere Effizienzsteigerungen seien durch eine Zentralisierung weiterer Aufgaben wie Fahrplanmanagement und Bilanzkreismanagement möglich. Die Beteiligte zu 1 lehnt die Variante 2 als eine komplexe Neuentwicklung mit längerer Entwicklungs- und Erprobungszeit, die nur eine unzureichende Hebung der Effizienzpotenziale gestatte, ab. Aufbauend auf der Variante 1 hat die Beteiligte zu 1 ein konkretes Konzept eines

Zentralreglers, welcher die Ausregelung für ganz Deutschland übernimmt und die gegenwärtigen Regelzonenstrukturen überflüssig macht, vorgelegt.

Im Ergebnis der Konsultation hat sich eine eindeutige Vorzugswürdigkeit einer der beiden von der Beschlusskammer vorgestellten Varianten nicht herausgestellt. Stattdessen wurden zu beiden zur Diskussion gestellten Regelkonzepten im Rahmen der Konsultation teils erhebliche Bedenken geltend gemacht. Ferner haben die Stellungnahmen auch auf eine Vielzahl in den Vorschlägen der Beschlusskammer nicht oder in nicht ausreichender Tiefe berücksichtigter Aspekte hingewiesen. Aufgrund dessen hat sich die Beschlusskammer dazu entschlossen, den von ihr vorgeschlagenen Regelkonzepten nicht weiter nachzugehen und stattdessen die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Regelkonzepte weiter zu verfolgen.

4. Konzepte der Übertragungsnetzbetreiber

Die Beteiligte zu 1 hat aufbauend auf der von der Beschlusskammer konsultierten ersten Variante einen zentralisierten Leistungs-Frequenz-Regler – auch als **Zentralregler** bezeichnet – vorgeschlagen. Dieser regelt Deutschland wie eine Regelzone aus. Sämtliche Sekundärregelenergie erbringenden Technischen Einheiten werden vom Zentralregler auf Grundlage einer Merit-Order-Liste aus gesteuert. Die Leistungs-Frequenz-Regler der gegenwärtigen Regelzonen werden deaktiviert. Das Konzept des Zentralreglers sieht lediglich für den Störfall eine Rückfallmöglichkeit in die in Bereitschaft stehenden Regelzonen-Regler der jeweiligen Übertragungsnetze vor. Die Funktion des Zentralreglers könne der bereits existierende Regelblock-Regler von der Beteiligten zu 1 ausführen. Verbunden mit diesem Konzept sind ein bundesweiter Regelenergiemarkt und ein einheitlicher Ausgleichsenergiepreis. Durch eine Zentralisierung des Fahrplanmanagements erübrige sich die Anmeldung innerdeutscher regelzonenübergreifender Handelsfahrpläne. Mit einem Zentralregler ergäbe sich automatisch auch ein zentralisierter Minutenreserve-Abwurf. In Bezug auf die mit Einführung eines Zentralreglers einhergehenden erhöhten weiträumigen Leistungsflüsse durch den Ausgleich überspeister mit unterspeisten Regionen und in Bezug auf die erhöhten Leistungsflüsse durch die regelzonenübergreifende Aktivierung von Sekundärregelenergie schlägt die Beteiligte zu 1 eine Weiterentwicklung des sog. Regionenmodells zur Besorgung von Kapazitätsbeschränkungen im Übertragungsnetz vor.

Das Regionenmodell basiert auf einer Aufteilung des deutschen Übertragungsnetzes in einzelne Regionen entsprechend der netztopologischen Lage der Kapazitätsbeschränkungen.

Die Beteiligten zu 2, 3 und 4 haben in Anlehnung an die oben beschriebene zweite Variante das Kooperationsmodell eines **Netzregelverbunds** (auch „Topf-Modell“ oder „Online-Saldierung“ genannt) vorgeschlagen, bei dem die bisherigen Regelzonen bestehen bleiben und durch eine übergeordnete Saldierungsinstanz miteinander verknüpft werden. Das Konzept des Netzregelverbunds ist modular aufgebaut. Neben der Vermeidung des gegenläufigen Abrufs von Sekundärregelarbeit (Modul 1) sieht das Konzept der drei Übertragungsnetzbetreiber in weiteren Stufen die Reduzierung der vorzuhaltenden Regelleistung (Modul 2) sowie die Schaffung eines einheitlichen Ausgleichsenergiepreises und eines einheitlichen Marktes für Sekundärregelenergie (Module 3 und 4) vor. In einem Vororttermin in der Leitwarte der Beteiligten zu 3 am 17.11.2008 wurde der Beschlusskammer die Funktionsweise des Moduls 1 zur Vermeidung des Gegeneinanderregelns demonstriert sowie der Zeitplan für die Umsetzung des gesamten Regelkonzepts dargelegt.

Die Beteiligten zu 2, 3 und 4 haben das Konzept des Netzregelverbunds bereits im Laufe des Verfahrens in ihren Regelzonen vollständig in den Wirkbetrieb überführt und sind insoweit vorweg gegangen. Während das erste Modul des Netzregelverbunds zur Vermeidung des Gegeneinanderregelns bereits im Dezember 2008 von den drei Übertragungsnetzbetreibern realisiert wurde, erfolgte im Juni 2009 eine Anpassung der Regelleistungsvorhaltung nach Einführung von Modul 2. Die Aktivierung des Moduls 3 (nur noch eine leittechnische Verbindung zum Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber) wurde zum 01.07.2009 vorgenommen. Komplettiert wurde das Konzept nach Aussage der Beteiligten zu 2, 3 und 4 im Oktober 2009 mit der Inbetriebnahme des letzten der vier Module, das in seiner Wirkung einer einheitlichen Merit-Order-Liste für den Abruf von Sekundärregelenergie entspricht.

5. Gutachten „Optimierte Ausregelung von Leistungsungleichgewichten“

Die Beschlusskammer hat Mitte Januar 2009 ein Gutachten an ein Konsortium aus der Technischen Universität Dortmund und dem Beratungsunternehmen E-Bridge GmbH vergeben, welches die Umsetzbarkeit und Vorzugswürdigkeit der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Konzepte in Bezug auf technische und

ökonomische Belange bewerten soll. Dazu zählen insbesondere die technische Machbarkeit, der Zeitbedarf für die Umsetzung sowie die Gewährleistung der Systemsicherheit bei beiden Regelkonzepten. Zentrales Element des Gutachtens ist eine Gegenüberstellung beider Konzepte im Hinblick auf deren gesamtwirtschaftlichen Nutzen. Diesbezüglich sollten die Regelkonzepte insbesondere hinsichtlich ihres Potenzials zur Senkung des Aufwands bei der Regelenergie untersucht werden, d. h. des Grades der Vermeidung des Gegeneinanderregelns, der Höhe der Reduzierung der Regelleistungsvorhaltung sowie unter den Regelkonzepten zu erwartende Potenziale und Vorteile für den Stromhandel. Das Gutachten wurde der Beschlusskammer am 31.08.2009 vorgelegt.

Im Ergebnis kommen die Gutachter zu der Bewertung, dass beide Konzepte, Netzregelverbund und Zentralregler, in vielen Punkten ähnlich oder nahezu gleichwertig sind. Beide Konzepte sind aus Sicht der Gutachter grundsätzlich technisch machbar. Bezüglich der Stabilität und Robustheit der Regler bestehen bei beiden Konzepten keine regelungstechnischen Bedenken. Die Güte der Ausregelung ist in beiden Konzepten weitestgehend identisch. Der Zentralregler weist eine etwas geringere Komplexität auf, welche jedoch bei der Vorhaltung in Bereitschaft stehender, dezentraler Frequenzregler zwecks Rückfallmöglichkeit im Störfall aufgewogen wird. Beide Konzepte basieren im Wesentlichen auf bereits vorhandener technischer Infrastruktur und sind aus Sicht der technischen Machbarkeit als ähnlich komplex zu bewerten.

Hinsichtlich der Vermeidung des gegenläufigen Einsatzes von Regelarbeit sind der Zentralregler und der Netzregelverbund nach Aussage der Gutachter gleich effizient und schöpfen diesbezüglich das gesamte technisch mögliche Potenzial aus. In beiden Konzepten kann die Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung identisch für ganz Deutschland erfolgen. Dies gilt sowohl für die Sekundärregelleistung als auch für die Minutenreserve. Die Einsparpotenziale durch die deutschlandweite Vermeidung des Gegeneinanderregelns (ca. 120 Mio. € pro Jahr) und durch die Reduzierung der vorzuhaltenden Regelleistung (ca. 140 Mio. € pro Jahr) gegenüber dem Zustand komplett getrennt ausgeregelter Regelzonen wird von den Gutachtern in beiden Konzepten für gleich erachtet. Beide Konzepte schaffen ein gemeinsames Marktgebiet für Sekundärregelenergie und nutzen eine einheitliche Merit-Order-Liste für deren Abruf. Die Gutachter haben herausgearbeitet, dass bei Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 oder bei Einführung eines

Zentralreglers monatlich ein zusätzliches Einsparpotenzial i. H. v. rd. 16 Mio. € gegenüber dem Status Quo des Dreier-Netzregelverbunds und der separaten Ausregelung der Regelzone der Beteiligten zu 1 durch die Vermeidung des Gegeneinanderregels und durch die weitere Reduzierung der Regelleistung gehoben werden kann.

Die Systemsicherheit ist nach Auffassung der Gutachter in beiden Konzepten gewährleistet. Es wird keine Differenzierung hinsichtlich des Verhaltens bei Großstörungen gesehen, soweit beim Zentralregler eine Rückfallmöglichkeit auf dezentrale Frequenzregler, z. B. die bisherigen Regelzonenregler, vorgesehen ist. In Bezug auf die Wechselwirkung mit Übertragungsengpässen sehen die Gutachter keinen nennenswerten Unterschied zwischen beiden Modellen. Der unter dem Zentralregler verstärkt zu erwartende weiträumige Abruf von Regelenergie sowie die Leistungsflüsse durch eine deutschlandweite Saldierung verursachten nur in Sonderfällen Engpässe. Da das unter dem Netzregelverbund mögliche Aussetzen der deutschlandweiten Saldierung und der regelzonenübergreifenden Aushilfe bei der Sekundärregelung zudem nur sinnvoll bei regelzonenübergreifenden Engpässen eingesetzt werden könnten, sei laut Gutachter kein nennenswerter Unterschied in der Beeinflussung der Systemsicherheit durch den Abruf von Regelenergie in beiden Konzepten feststellbar. Der Wegfall der gegenwärtig für Netzlastberechnungen herangezogenen innerdeutschen regelzonenübergreifenden Fahrplaninformationen erfordere beim Zentralregler eine Anpassung von Betriebsprozessen. Vor Einführung des Zentralreglers sollten Mechanismen zum Ausgleich des vorstehend genannten Informationsdefizits definiert und erprobt werden. Zudem entfielen beim Zentralregler betriebliche Eingriffsmöglichkeiten zur Behebung von Netzengpässen, wie die Einschränkung des Intraday-Handels oder das Countertrading⁸.

Beim Zentralregler existieren zusätzliche Kostenvorteile i. H. v. ca. 10 Mio. € pro Jahr durch eine Zentralisierung von Aufgaben und Funktionen auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber sowie durch eine Reduzierung von Transaktionsaufwand auf Seiten der Stromlieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen durch den Wegfall regelzonenübergreifender Handelsfahrpläne. Aufwandsreduzierungen bei den Bilanzkreis-

⁸ *Countertrading* bezeichnet ein regelzonenübergreifendes Handelsgeschäft, bei dem auf der Seite des Engpasses mit dem Erzeugungsüberschuss Strom verkauft wird. Die verkaufte Strommenge wird auf der anderen Seite des Engpasses ebenfalls per Handelsgeschäft zugekauft, so dass ein dem Engpass entgegen gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss entsteht.

verantwortlichen sehen die Gutachter vor allem beim Fahrplanmanagement und bei der Bilanzkreisabrechnung. In beiden Bereichen erwarten die Gutachter einen sinkenden Abstimmungsbedarf zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen, welcher gerade bei manuellem Nachbearbeitungsbedarf zur Fehlerkorrektur bei vier Regelzonen höher als bei einer Regelzone sei. Hinsichtlich der Marktentwicklung erachten die Gutachter die Ermöglichung deutschlandweiter Pools bei Regelenergie als Vorteil des Zentralreglers. Im Wegfall der Fahrplananmeldezeiten von 45 Minuten für regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte unter dem Zentralregler wird von den Gutachtern ein nur geringer Vorteil gesehen.

Der Zeitbedarf für eine vollständige Umsetzung beider Konzepte ist nach Ansicht der Gutachter grundsätzlich ähnlich und beträgt nur wenige Monate. Der Zentralregler bedürfe jedoch der vorherigen Klärung netztechnischer und organisatorischer Fragen in Bezug auf neue Informationsquellen und Mechanismen zur Bestimmung der Netzauslastung, um die Informationen der bisher hierzu verwendeten, beim Zentralregler nicht mehr zur Verfügung stehenden regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne zu kompensieren. Sowohl der Zentralregler als auch der Netzregelverbund sind aus Sicht der Gutachter gleichermaßen zukunftstauglich. Um die ermittelten Einsparpotenziale in Bezug auf die Vermeidung des Gegeneinanderregelns und die Senkung der Regelleistungsvorhaltung zeitnah heben zu können, empfehlen die Gutachter zunächst die bundesweite Einführung des Netzregelverbunds. Dabei könne der Netzregelverbund in einer Vorstufe als sogenanntes „Testkonzept“ für eine spätere Einrichtung des Zentralreglers fungieren.

6. Stellungnahmen der Verfahrensbeteiligten und von Marktakteuren

Im Rahmen eines Gesprächstermins am 09.10.2009 haben die Gutachter die zentralen Ergebnisse ihres Gutachtens den Verfahrensbeteiligten präsentiert und mit diesen erörtert. Parallel dazu hat die Beschlusskammer Anfang Oktober 2009 das Gutachten dem Markt durch Veröffentlichung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt. Allen betroffenen Marktteilnehmern wurde bis 30.10.2009 die Gelegenheit gegeben, zum Gutachten Stellung zu nehmen. Insgesamt gingen 14 Stellungnahmen von Marktakteuren ein.

Die **Beteiligte zu 1** hält das Gutachten für unvollständig und nicht ausgewogen. Beispielsweise werde die unterschiedliche Komplexität der beiden Konzepte nicht aus-

reichend gewürdigt. Aufgrund der höheren Komplexität des Netzregelverbunds sei dessen Fehleranfälligkeit höher. Die Beteiligte zu 1 hält weiter die Bedeutung der dezentralen Regeleinheiten des Netzregelverbunds für das Störungsmanagement für überbewertet. Dezentrale Frequenzregler, wie von den Gutachtern bei Großstörungen für erforderlich erachtet, würden beim Zentralregler nicht zwingend benötigt. Die Beteiligte zu 1 hält auch die Bewertung der Gutachter in der Frage des Umgangs mit Einschränkungen der Übertragungskapazität einseitig zu Lasten des Zentralreglers bewertet. Die Problematik des Abrufs von Regelleistung bei eingeschränkten Übertragungskapazitäten sei kein Unterscheidungskriterium zwischen Zentralregler und Netzregelverbund. Diese Problematik bestehe bei Umsetzung beider Regelkonzepte unverändert fort. Im Falle von Beschränkungen der Übertragungskapazität, die mit Regelzonengrenzen übereinstimmen, könne beim Zentralregler der Export / Import von Regelleistung aus diesen / in diese Regelzonen genauso gut wie beim Netzregelverbund begrenzt werden, da sich die Pools der Regelenergieanbieter an der heutigen Regelzonenstruktur orientierten. Darüber hinaus böte der Zentralregler über den Spezialfall einer mit einer Regelzonengrenze deckungsgleichen Kapazitätsbeschränkung hinaus die Möglichkeit, diese Problematik nachhaltig und effizient zu lösen. Dies sei auf Basis des sog. Regionenmodells möglich. Die Pools der Regelenergieanbieter müssten hierzu entsprechend der sich aus der Lage der beschränkten Übertragungskapazitäten bildenden Einspeiseregionen, und nicht mehr wie bisher entsprechend der Regelzonen, gebildet werden. Ein um das Regionenmodell modifizierter Zentralregler ermögliche in seiner vollständigen Implementierung eine umfassende Lösung des Engpassmanagements in Deutschland. Den Aufbau einer zentralen Leitwarte oder eines zentralen Leitsystems hält die Beteiligte zu 1 für nicht erforderlich. Die Trennung von Netz- und Systemführung sei entgegen den Aussagen des Gutachters problemlos möglich und werde bereits heute bei beim Abruf von Minutenreserve durchgeführt. Hinsichtlich des Wegfalls der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne führt die Beteiligte zu 1 aus, bei der Frage der anderweitigen Informationsbeschaffung handele es sich um eine rein technische Frage. Zudem seien die Fahrplaninformationen an den Regelzonengrenzen nur „Hilfsgrößen“ zur Modellierung der Kraftwerkseinspeisungen und Lasten. Die Beteiligte zu 1 sieht die Frage der Qualität des sog. DACF-Prozesses⁹ als ein lösbares Problem, welches den Zent-

⁹ Day-Ahead-Congestion-Forecast: Vorhersage der Netzauslastung am Folgetag auf Basis der angemeldeten regelzonenübergreifenden Stromhandelsfahrpläne. Die regelzonenübergreifenden Fahrpläne sind dazu den Übertragungsnetzbetreibern von den Bilanzkreisverantwortlichen bis spätestens 14:30 Uhr am Vortag zu übermitteln.

ralregler wie den Netzregelverbund gleichermaßen betrifft. Die Beteiligte zu 1 sieht auch im Gutachten die Chancen und Möglichkeiten für die Marktteilnehmer unterbewertet. Die Beteiligte zu 1 erwartet erhebliche Vereinfachungen durch den Wegfall der Vorlaufzeit von 45 Minuten bei der Fahrplananmeldung und des Weiteren eine erhebliche Steigerung der Liquidität des Intraday-Marktes. Insbesondere könnte dies die Vorlaufzeit am Intraday-Spotmarkt der Strombörse EPEX erheblich verkürzen und damit eine deutlich effizientere Bewirtschaftung des von den Übertragungsnetzbetreibern zu führenden EEG-Bilanzkreises ermöglichen. Ein Zentralregler ermöglicht nach Einschätzung der Beteiligten zu 1 auch eine deutschlandweite Poolung von Lasten für die Erbringung von Minutenreserve oder eine deutschlandweite Poolung von Technischen Einheiten für die Erbringung von Primärregelleistung.

Die **Beteiligte zu 2** trägt in ihrer Stellungnahme zum Gutachten vor, eine Gesamtbeurteilung der beiden Regelkonzepte müsse eine juristische Würdigung mit einschließen. Das Gutachten habe herausgearbeitet, dass der Netzregelverbund dem Zentralregler regelungstechnisch ebenbürtig, in Fragen der Gewährleistung der Systemsicherheit sogar überlegen sei. Nur der Netzregelverbund erfülle die Voraussetzungen für die gesetzeskonforme Wahrnehmung der Systemverantwortung. Der Zentralregler erfordere zwingend eine nur langfristig umsetzbare Einführung einer zentralen Netzwerke für Deutschland. Andernfalls ergäben sich logistisch, vertraglich und haftungsseitig kaum überbrückbare Konflikte zwischen den Aufgaben Netzregelung und Netzüberwachung infolge unterschiedlicher Gebietsabdeckung und der damit für jeden Kooperationspartner nicht vollständig wahrnehmbaren Systemverantwortung. Die Beteiligte zu 2 hebt auch die von den Gutachtern herausgearbeiteten zusätzlichen Einsparpotenziale durch einen kurzfristigen, innerhalb weniger Wochen möglichen Beitritt der Beteiligten zu 1 zum Netzregelverbund hervor. Für einen fairen Kostenvergleich zwischen Netzregelverbund und Zentralregler müssten beim Zentralregler die Kosten der zusätzlichen Funktionalitäten zur Erreichung der gleichen Systemsicherheit wie beim Netzregelverbund mit berücksichtigt werden. Die Beteiligte zu 2 hält den Netzregelverbund auch für die Marktteilnehmer und Händler dem Zentralregler für gleichwertig. Denn durch den regelzonenübergreifenden Ausgleichsenergiepreis stelle sich für die Marktteilnehmer eine Situation wie bei einer einzigen Regelzone ein. Nachteilig am Zentralregler sei der Entfall der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne. Die an deren Stelle tretenden verbindlichen Einspeisefahrpläne der Kraftwerke würden die Handlungsfreiheiten der Stromerzeuger stark beeinträchtigen.

Aus Sicht der **Beteiligten zu 3** bleiben im Gutachten viele Fragen beim Zentralregler bzgl. der Auswirkungen auf die Systemsicherheit offen. Die Beteiligte zu 3 hält die bestehende Einheit zwischen systemverantwortlichem Übertragungsnetzbetreiber, zugehörigem beobachtbarem Netz und Regelzone für untrennbar. Eine kurzfristige Umsetzung des Zentralreglers hält die Beteiligte zu 3 entgegen der Einschätzung der Gutachter vor dem Hintergrund der noch vielen ungeklärten Fragen für nicht möglich.

Die **Beteiligte zu 4** trägt vor, die Komplexitätsreduktion des Zentralreglers sei allenfalls vordergründig und biete nur geringfügige Vorteile. Das Konzept des Zentralreglers würde die Systemsicherheit verschlechtern, da wie von den Gutachtern richtigerweise festgestellt, die Lastflussprognose aufgrund des Wegfalls der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne sowie die Lastflusssteuerung schwieriger würden und bei einem großflächigen Netzausfall der Versorgungswiederaufbau schwieriger würde. Die Beteiligte zu 4 führt als wesentlichen Kritikpunkt an, in wirtschaftlicher Hinsicht vergleiche das Gutachten nur eine „Zentralregler-Basisvariante“ mit dem Netzregelverbund, die Kosten und Aufwändungen der erforderlichen Zusatzmaßnahmen (z. B. Regionenmodell) blieben jedoch unberücksichtigt. Aufgrund der vielfältigen, vor Einführung des Zentralreglers durchzuführenden Maßnahmen sei eine längere Einführungsfrist zu veranschlagen. Es sei nachvollziehbar, dass für die technischen Vorzüge des Netzregelverbunds im Gutachten eine wirtschaftliche Bewertung nicht vorgenommen werden konnte. Es sei aber falsch, daraus einen wirtschaftlichen Wert von Null abzuleiten. Es stehe außer Frage, dass die Vorteile des Netzregelverbunds vorhanden seien und einen hohen Wert für die Systemsicherheit hätten. Als entscheidenden Vorteil sieht die Beteiligte zu 4 die im Gutachten zum Ausdruck kommende rasche Einführbarkeit des Netzregelverbunds. Die Beteiligte zu 1 lasse sich sehr schnell in den Netzregelverbund integrieren. Die Beteiligte zu 4 trägt weiter vor, eine von den anderen Aufgaben der Systemführung getrennte Ausregelung der Netze könne nur im Idealfall einer „Kupferplatte“ existieren. In allen anderen Fällen sei eine sehr enge Kopplung zwischen Netz- und Systemführung erforderlich. Die vielfach vorgetragene Möglichkeit eines erweiterten rückwärtsgerichteten Bilanzausgleichs (bis 16 Uhr des Folgetages) zwischen zwei Handelspartnern beim Zentralregler sei aus energiewirtschaftlicher Sicht nichts anderes als ein Arbitrieren gegenüber dem erwarteten Ausgleichsenergiepreis (eine Kostenumverteilung unter den Bilanzkreisverantwortlichen). Für die Systemführung seien die ex-post Fahrplanänderungen

nicht mehr relevant. Im Falle einer deutschen Netzgesellschaft, bei einer Eigentümer- und Verantwortungsstruktur aus einer Hand heraus, hält die Beteiligte zu 4 einen Zentralregler für denkbar. Den vorgebrachten Sicherheitsbedenken könnte durch dezentrale Strukturen wie Rückfallebenen, Regionenmodell etc. Rechnung getragen werden, so dass sich auch die Beteiligte zu 4 in der Lage sieht, einen zentralen Netzregler zu entwickeln.

Die **Beteiligten zu 5 und 6** halten eine zeitnahe Einführung des Zentralreglers für geboten. Im Gegensatz zum Zentralregler sei der Netzregelverbund nicht in der Lage, den Einsatz von Sekundärregelleistung und Minutenreserve in effizienter Weise zu optimieren. Die seit Einführung des Netzregelverbunds in den beteiligten Regelzonen gesunkene Abrufhäufigkeit von Minutenreserve deute auf eine Verschiebung zum kostenintensiven Einsatz von Sekundärregelleistung hin. Ferner führen die Beteiligten zu 5 und 6 aus, funktionierender Wettbewerb setze ausreichend Liquidität an den Märkten voraus. Durch eine Aufteilung der kurzfristigen Strommärkte in die sachlichen Märkte Sekundärregelleistung, Minutenreserve, EEG-Reserve und den Intraday-Markt sowie deren räumliche Aufteilung auf vier Regelzonen würde Liquidität unnötigerweise gesplittet. Damit fehle es an der essentiellen Voraussetzung für funktionstüchtige Märkte. Eine solche Markt-Spaltung könne nur der Zentralregler überwinden. Zudem würden die qualitativ und quantitativ wachsenden Anforderungen aufgrund der Vermarktung von EEG-Strom an der Börse, aufgrund des dynamischen Wachstums des EEG-Stromaufkommens sowie aufgrund der die Lasten verschiebenden Steuerung von Stromangebot und –nachfrage eine zunehmende Liquidität in den kurzfristigen Märkten verlangen, welche nur mit einem zentralen Netzregler zu erreichen sei. Aus Sicht der Beteiligten zu 5 und 6 ist die verbesserte Möglichkeit der Poolung von Technischen Einheiten für die Erbringung von Regelenergie ein weiterer Vorteil des Zentralreglers gegenüber dem Netzregelverbund.

Die **EnBW Regional AG** befürchtet durch den Wegfall der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne beim Zentralregler eine Erschwernis beim frühzeitigen Erkennen von Netzengpässen an den Grenzen der heutigen Regelzonen. Die Einführung des Regionenmodells beim Zentralregler beseitige die beschriebene Problematik nicht. Dies beeinflusse nicht nur die Netzsicherheit bei den Übertragungsnetzbetreibern, sondern auch bei den Verteilernetzbetreibern negativ. EnBW Regional befürchtet durch das Auseinanderfallen der Verantwortlichkeiten für das Fahrplanmanagement

und für den Netzbetrieb beim Zentralregler Unstimmigkeiten zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern, die zu einer Gefährdung des sicheren Netzbetriebs führen können. EnBW Regional bestreitet auch die von den Gutachtern ermittelten Einsparungen von Betriebskosten beim Zentralregler durch die Zentralisierung des Fahrplanmanagements, der Bilanzkreisabrechnung und der Netzausregelung.

EnBW Trading GmbH bewertet die Vorteile durch den Wegfall der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne beim Zentralregler aufgrund der in der Regel automatisierten Infrastrukturen als gering. Gleichzeitig befürchtet EnBW Trading Nachteile, wenn beim Zentralregler verbindliche Kraftwerksfahrpläne anstelle der heute üblichen indikativen Fahrpläne geliefert werden müssten. Auf die gegenwärtigen Flexibilitäten und vielfältigen Möglichkeiten bei der Besorgung von Engpässen, z. B. durch Countertrading oder durch Aussetzen der innerdeutschen Handelsfahrpläne, sollte zu Gunsten der Sicherstellung der einheitlichen Preiszone Deutschland nicht verzichtet werden. Darüber hinaus sei der Netzregelverbund bereits mit allen vier Modulen in Betrieb. Eine Umorientierung der technischen und administrativen Infrastrukturen der Marktteilnehmer sei aufgrund des damit verbundenen Aufwands zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer zu erklären.

E.ON Energy Trading SE (EET) spricht sich für die Beibehaltung des Netzregelverbunds aus. Aus Sicht von EET widerspricht das Konzept des Zentralreglers dem dritten EU-Richtlinienpaket, falls eigentumsrechtlich entflichtene Übertragungsnetzbetreiber operativ unter dem Dach eines nach wie vor zu einem großen Energiekonzern gehörenden Übertragungsnetzbetreibers ausgeregelt würden. EET hat zudem erhebliche Zweifel an der von den Gutachtern für möglich befundenen kurzfristigen Einführung des Zentralreglers und hält vielfältige, zeitaufwändige Anpassungen in den Bilanzkreis-Verträgen für erforderlich. Beim Prozess der Bilanzkreisdatenbereitstellung sei unklar, wie dieser innerhalb weniger Monate auf einen einzigen Übertragungsnetzbetreiber umgestellt werden könne. Weiterhin seien Anpassungen u. U. auch im Netzanschlussvertrag erforderlich. EET befürchtet weiterhin, dass durch den Wegfall der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne sich höhere Unsicherheiten bei der Lastflussprognose ergeben und diese zu höheren Sicherheitsmargen und damit einhergehend zu geringeren Übertragungskapazitäten im grenzüberschreitenden Stromhandel führen könnten. EET lehnt die von den Gutachtern angeregten verbindlichen Kraftwerkseinspeisefahrpläne anstelle der regelzonenübergreifenden

Stromhandelsfahrpläne ab, da jede Einschränkung der Flexibilität im Kraftwerksbetrieb zu einer Verringerung des Optimierungspotenzials und damit zu einer Reduzierung der Liquidität im Intraday-Markt führe. EET sei bewusst, dass das Fahrplanmanagement bei kleineren Bilanzkreisverantwortlichen bei mehreren Regelzonen aufwändiger als bei einem Zentralregler sei. Der daraus resultierende Mehraufwand sei aufgrund des höheren Automatisierungsgrades jedoch überschaubar. Zudem stellt EET den von den Gutachtern durchgeführten Kostenvergleich beider Konzepte in Frage, da erhebliche interne Umstellungskosten der Stromhändler bei der Umstellung auf einen Zentralregler nicht berücksichtigt worden seien. EET sieht auch den Vorteil verkürzter Vorlaufzeiten im börslichen Spotmarkt durch den Wegfall der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne beim Zentralregler überschätzt, da Vorlaufzeiten für das Hoch-/Herunterfahren von Kraftwerken sowie administrative Tätigkeiten auf Seiten der Händler ein Mindestmaß an Vorlaufzeiten unabdingbar mache.

Auch aus Sicht des **Verbandes Deutscher Gas- und Stromhändler e. V. (EFET) Deutschland** ist in dem Gutachten den Belangen der Energiehandelshäuser nicht ausreichend Rechnung getragen. Weitergehende Untersuchungen sind laut EFET insbesondere beim Engpassmanagement, bei Preiseffekten durch Redispatch, bei Vertragsmanagement und –risiken und beim Einfluss von Netzengpässen auf den Intraday-Handel erforderlich. Die fehlende Transparenz von Netzbetreiberdaten erschwere eine Bewertung von Preiseffekten.

RWE Supply & Trading GmbH trägt vor, grundsätzlich als Energiehändler ein einheitliches deutsches Netzkonzept hinsichtlich der Ausgleichsenergie zu wünschen. Der Untersuchungsgegenstand des Gutachtens sei jedoch mit tiefgreifenden Unklarheiten und Risiken auch auf der Seite der Energiehändler verbunden. Das Gutachten sei zu einseitig auf die Belange der Netzbetreiber bezogen, die Handelsseite werde nur unzureichend abgedeckt. Das Gutachten sei daher lückenhaft. Eine sachgerechte Prüfung der Händlerrisiken und –chancen sei komplex und mit entsprechendem Zeitaufwand verbunden.

Die **Trianel GmbH** betrachtet – neben dem geringen Gesamtregelenergiebedarf – die Förderung der Marktentwicklung bei der Regelenergie durch einfachere Regelenergiepoolung bei der Sekundärregelung und bei der Minutenreserve seitens industrieller Verbraucher als einen bedeutenden Vorteil des Zentralreglers. So brauche die

Mindestpoolgröße von 15 MW für Minutenreserve nicht mehr pro Regelzone sondern nur noch deutschlandweit erreicht werden, was zu einer erheblichen Ausdehnung des Regelenenergieangebots führen könne. Jedoch befürchtet Trianel, dass – während heute bei innerdeutschen Beschränkungen der Übertragungskapazität der Intraday-Handel bereits regelmäßig an Regelzonengrenzen beschränkt oder ausgesetzt werde – im Falle des Zentralreglers sogar die regelmäßige Einstellung des gesamten innerdeutschen Intraday-Handels drohen könne. Dies sei durch eine Definition geeigneter Regeln und Maßnahmen vor Einführung des Zentralreglers zu verhindern. Eine erhöhte Verbindlichkeit der am Vortag abgegebenen Kraftwerkseinspeisefahrpläne als Ersatz für die beim Zentralregler wegfallenden innerdeutschen regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne lehnt Trianel ab, da damit diese Anlagen vom Intraday-Handel ganz oder teilweise ausgeschlossen würden. Dies gelte es vor dem Hintergrund eines stetig wachsenden Bedarfs an flexibler Erzeugung zum Ausgleich der fluktuierenden EEG-Einspeisung zu vermeiden. Darüber hinaus erfordere die energiepolitisch erwünschte Integration von Windkraftanlagen eine Verstetigung deren Einspeisung durch andere Erzeugungsanlagen (z. B. Gas- und Wasserkraftwerke). Diese Verstetigung werde in Bilanzkreisen administriert und lasse sich in einem realen deutschlandweiten Bilanzkreis – wie er beim Zentralregler vorläge – einfacher durchführen als in vier Bilanzkreisen beim Netzregelverbund. Der im Gutachten vorgenommenen Bewertung hinsichtlich der Vereinfachung des Fahrplan- und Bilanzkreismanagements beim Zentralregler schließt sich Trianel an. Aus Sicht von Trianel könne der Netzregelverbund als Übergangslösung auf dem Weg zum Zentralregler dienen.

Nach Ansicht der **Vattenfall Europe AG** erfordert die Netzsituation in Deutschland einen dezentralen Ansatz für die Wahrnehmung der Systemverantwortung, welcher nur mit dem Netzregelverbund derzeit praktikierbar sei. Die Begrenzung der über die Regelzonengrenzen hinweg bei der Online-Saldierung ausgetauschten Leistung sowie die Beschränkung des Intraday-Handels seien nicht beim Zentralregler, sondern nur beim Netzregelverbund möglich. Vattenfall sieht darüber hinaus keine wesentlichen Vorteile durch eine deutschlandweite Vereinheitlichung des Fahrplan- und Bilanzkreismanagements beim Zentralregler. Nach Ansicht von Vattenfall setze die Vermischung der Verantwortlichkeiten zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern beim Zentralregler die Systemsicherheit herab. Die Netzführung werde beim Zentralregler von Teilen der Systemführung getrennt, was die Komplexität der

Abstimmungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern erhöhe. Vattenfall bemängelt im Konzept des Zentralreglers ebenfalls noch viele offene Fragen rund um das Regionenmodell, mit dem Engpässen begegnet werden soll, und befürchtet beim Zentralregler eine Verschlechterung der Qualität der Lastflussprognosen der Übertragungsnetzbetreiber.

Der **Verband der Industriellen Energie und Kraftwirtschaft e.V. (VIK)** befürwortet eine möglichst schnelle Einführung des von der Beteiligten zu 1 vorgeschlagenen Zentralreglers. Gerade kleinere Marktteilnehmer würden von den Vorteilen einer zentralen Ausregelung am meisten profitieren. Der VIK sieht den Zentralregler gegenüber dem Netzregelverbund dadurch im Vorteil, dass die nach wie vor nach Regelzonen getrennte Bewirtschaftung der Bilanzkreise kleinere Marktteilnehmer benachteilige und sich daher marktverschließend auswirke. Die auf die Regelzonen beschränkte Poolbildung für die Bereitstellung von Regelleistung, insbesondere Minutenreserve, sei unter dem Netzregelverbund ein entscheidendes Hindernis für die verstärkte Teilnahme industrieller Verbraucher als Anbieter im Reservemarkt und für einen damit einhergehenden wettbewerbsfördernden Zuwachs an Liquidität. Der regelzonenscharfe Einsatz von Regelleistung habe zur Folge, dass die Anbieter von Minutenreserve ihre regelfähigen Anlagen separat pro Regelzone zusammenfassen und besichern müssten, was den Anbieterkreis und die Angebotsmenge deutlich einschränke. Eine zentrale Ausregelung mit der Möglichkeit der regelzonenübergreifenden Poolung versetze auch kleinere Anbieter in die Lage, ihre Anlagen wirtschaftlich zu vermarkten und dürfte zu einer deutlichen Belebung des Minutenreservemarktes führen.

Der **Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)** zieht den Zentralregler ebenfalls dem Netzregelverbund vor. Die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen verursache erheblichen Aufwand im Datenverkehr in Bezug auf das Fahrplan- und Datenmanagement. Das gleiche gelte für die Verbrauchsprognosen und Energiedatensysteme. Dieser Aufwand vervielfältige sich mit der Anzahl der Regelzonen. Der Zentralregler bedeute eine wesentliche systemtechnische Vereinfachung bisheriger Verfahren mit personalwirtschaftlichen Auswirkungen und monetären Einsparungen für das gesamte Bilanzierungsverfahren.

7. Beiladungen

Mit Beschluss vom 10.09.2008 hat die Beschlusskammer die Beteiligten zu 5 und 6 auf ihre jeweiligen Anträge vom 05.08.2008 hin beigeladen.

8. Stellungnahmen anderer Behörden

Die Bundesnetzagentur hat dem Länderausschuss gem. § 60a Abs. 2 Satz 1 EnWG sowie dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

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

II.

1. Ermächtigungsgrundlage

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur, Entscheidungen zum Einsatz von Regelenergie und zur Konkretisierung der Zusammenarbeit zur Senkung des Aufwands bei der Regelenergie zu treffen, ergibt sich nach Maßgabe des § 27 Abs. 1 Nr. 3 StromNZV i. V. m. §§ 22, 29, 54 EnWG.

2. Aufgreifermessen

Das Problem des Gegeneinanderregelns war bereits im Gesetzgebungsverfahren bekannt. So führt die Begründung zu § 22 EnWG aus, dass die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere darauf zu richten ist, durch Informationen und Koordination der Übertragungsnetzbetreiber untereinander für einen sinkenden Einsatz an Regelenergie insbesondere durch die Vermeidung des Gegeneinanderregelns zu sorgen¹⁰. Insoweit entspricht die Durchführung des Festlegungsverfahrens dem Willen des Gesetzgebers, weiteren Möglichkeiten der Zusammenarbeit der Betreiber von Übertragungsnetzen zur Verringerung des Aufwands bei der Regelenergie nachzugehen.

Das Verfahren setzt auf der in den Beschlüssen BK6-06-012, BK6-06-065 und BK6-06-066 zur Beschaffung von Minutenreserve, von Primär- und Sekundärregelenergie begonnenen Ausgestaltung der Regelenergiemärkte auf. Die in diesen Beschlüssen vorgegebenen Regelungen dienten der wettbewerblichen Neuausrichtung der Beschaffung der drei Regelenergiequalitäten und wurden auf Grundlage der existierenden Strukturen der Ausregelung der Übertragungsnetze getroffen. Die drei Festlegungen BK6-06-012, BK6-06-065 und BK6-06-066 waren somit ein erster Schritt auf dem Weg zur Senkung des Aufwands bei der Regelenergie. Mit dem vorliegenden Verfahren hat die Beschlusskammer aufbauend auf den drei o. g. Festlegungen die Frage weitergehender Optimierungspotenziale bei der Regelenergie – insbesondere durch die Vermeidung des Gegeneinanderregelns, durch die Reduzierung der vorzuhaltenden Regelleistung und durch die

¹⁰ vgl. BT-Drs. 15/3917, zu § 22, S. 60

Zusammenlegung der vier getrennten Märkte bei der Sekundärregelung – aufgegriffen. Konkrete Anhaltspunkte für die erhebliche Höhe der Senkungspotenziale hatten sich durch das consentec-Gutachten ergeben. In Verbindung mit den von vielen Bilanzkreisverantwortlichen vorgetragenen Beanstandungen des Gegeneinanderregelns und daraus resultierender überhöhter Bilanzkreis-Abrechnungen hat die Beschlusskammer dies zum Anlass genommen, die Frage einer optimierten Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei der Regelenergie einer Lösung zuzuführen.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

Mit der vollständigen Umsetzung des Netzregelverbunds in den Regelzonen der Beteiligten zu 2, 3 und 4 haben sich im Verfahrensverlauf die Rahmenbedingungen geändert. Die Vorzugswürdigkeit der verfahrensgegenständlichen Regelkonzepte muss nicht mehr allein anhand theoretischer Modellbeschreibungen beurteilt werden. Die im Laufe des Verfahrens zwischen drei Übertragungsnetzbetreibern erfolgte Umsetzung des Netzregelverbunds in die Praxis erlaubt die Überprüfung der Eigenschaften des Netzregelverbunds im realen Wirkbetrieb und die Berücksichtigung von in der betrieblichen Praxis gewonnenen Erfahrungen. Die im Verfahrensverlauf zwischen drei Übertragungsnetzbetreibern erfolgte Umsetzung des Netzregelverbunds hat die Entscheidungsbasis auch dahingehend verschoben, als dass nicht mehr über die Form der Zusammenarbeit von vier separat ausregelnden Regelzonen, sondern über die Form der Zusammenarbeit zwischen drei bereits bei der Regelenergie kooperierender Übertragungsnetzbetreiber und einem nach wie vor separat ausregelnden Übertragungsnetzbetreiber zu befinden ist. Aufgrund dieser Entwicklung hat die Beschlusskammer folglich abzuwägen, ob der Netzregelverbund auf alle vier Regelzonen ausgedehnt werden soll oder ob der bereits zwischen den drei Übertragungsnetzbetreibern praktizierte Netzregelverbund aufgelöst und stattdessen ein deutschlandweiter Zentralregler einzurichten ist.

Unter Abwägung aller in Betracht zu ziehenden Umstände hat sich die Beschlusskammer für eine Anordnung der Ausdehnung des Netzregelverbunds auf alle vier deutschen Regelzonen entschieden.

So haben die im Verfahren durchgeführten Untersuchungen ergeben, dass der Netzregelverbund bei der Verwirklichung der zentralen Verfahrensziele dem Zentralregler nahezu gleichwertig ist. Durch die Integration der Beteiligten zu 1 in den Netzregelverbund wird wie im Konzept des Zentralreglers das Gegeneinanderregeln deutschlandweit nahezu vollständig vermieden (siehe 3.1.1). Ebenso sind bei der Reduktion des (Kosten)Aufwands für die Regelenergie durch Absenkung der Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung keine signifikanten Unterschiede zwischen den beiden Regelkonzepten festzustellen (3.1.2). Ebenso wird mit der Erweiterung des Netzregelverbunds auf alle vier Regelzonen auch ein einheitlicher Markt für die Sekundärregelenergie geschaffen (3.1.3) und der Einsatz von Sekundärregelenergie nach einer einzigen deutschlandweit gültigen Abrufliste / Merit-Order ermöglicht (3.1.4). Die Beschlusskammer hat bei ihrer Abwägung ebenfalls mit einfließen lassen, dass unter dem Netzregelverbund genau wie unter dem Zentralregler Einschränkungen der Übertragungskapazität wirkungsvoll begegnet werden kann (3.3.1) und im Falle von Großstörungen gezielt Gegenmaßnahmen ergriffen werden können (3.3.2). Berücksichtigt wurde auch die Tatsache, dass der Netzregelverbund den unverzüglichen Horizontalen Belastungsausgleich zur Aufteilung der EEG-Einspeisemengen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern unverändert lässt (3.2.4). Die Ebenbürtigkeit des Netzregelverbunds beim kostenminimalen Abruf von Minutenreserve gegenüber dem Zentralregler wird durch die erfolgte Anordnung der Einrichtung einer einzigen, deutschlandweit über aller Regelzonen gültigen Merit-Order für den Abruf von Minutenreserve sichergestellt (3.1.5).

Die Beschlusskammer übersieht nicht, dass der Netzregelverbund mit Blick auf die unter ihm notwendige Beibehaltung der regelzonen-individuellen Bewirtschaftung von Bilanzkreisen nicht alle möglichen organisatorischen und prozessualen Synergien bei den Bilanzkreisverantwortlichen (3.4.1) und den Übertragungsnetzbetreibern (3.4.3) zu heben vermag, und dass die unter dem Netzregelverbund notwendige Beibehaltung der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne ebenfalls die Entwicklung des untertägigen Stromhandels (3.5.1) und die Vermarktung der EEG-Strommengen (3.5.2) erschwert. Auch das Erfordernis der regelzonen-scharfen Poolung von Technischen Einheiten für die Erbringung von Regelenergie stellt mit Blick auf die Entwicklung der Regelenergiemärkte einen gewissen Nach-

teil des Netzregelverbunds gegenüber dem Zentralregler dar (3.4.2). In der Gesamtschau haben diese Umstände indes zurückzutreten.

So hatte die Beschlusskammer zunächst zu berücksichtigen, dass der Netzregelverbund seine Funktionsfähigkeit (3.2.1) und die Vereinbarkeit mit den anderen Aufgaben der Systemführung (3.2.2) bereits im Wirkbetrieb bei der Kopplung der Regelzonen der Beteiligten zu 2, 3 und 4 unter Beweis gestellt hat.

Darüber hinaus war zu berücksichtigen, dass die Umsetzung des Netzregelverbunds kurzfristig innerhalb weniger Monate erfolgen kann, während die Umsetzung eines angeordneten Zentralreglers nach Überzeugung der Beschlusskammer einen längeren Zeitraum in Anspruch genommen hätte (3.6). Denn beim Zentralregler verhindert die zwingend notwendige Entwicklung von gegenwärtig nicht vorhandenen alternativen Mechanismen zur Kompensation der unter dem Zentralregler wegfallenden – aus den regelzonenübergreifenden Handelsfahrplänen gewonnenen – Informationen zur Vorhersage der Netzauslastung dessen kurzfristige Einführung (3.2.3). Bei der Entwicklung dieser alternativen Mechanismen zur Beschaffung der Informationen über die erwartete Netzauslastung ist aufgrund deren Bedeutung für die Systemsicherheit mit Umsicht und hoher Sorgfalt vorzugehen, so dass nach entsprechender Entwicklung vor einer etwaigen Einführung im Rahmen einer Erprobungsphase ausreichende Tests durchzuführen wären. Die Beschlusskammer geht daher davon aus, dass derartige alternative Mechanismen nicht in Kürze, sondern allenfalls mittelfristig verfügbar sein werden. Insoweit stellt der unter dem Regime des Zentralreglers grundsätzlich als vorteilhaft anzuerkennende Wegfall der regelzonen-individuellen Bilanzkreisbewirtschaftung bei einer umfassenden Betrachtungsweise auf der anderen Seite ein zeitliches Hemmnis für die Einführung des Zentralreglers dar.

In dieser Situation ist die Anordnung des Netzregelverbunds zwingend. So liegt das Einsparpotenzial, das sich durch Integration der Regelzone der Beteiligten zu 1 in den Netzregelverbund oder durch Einrichtung eines Zentralreglers gegenüber dem gegenwärtigen Zustand aus drei im Rahmen des Netzregelverbunds bereits kooperierender Übertragungsnetzbetreiber und einer nach wie vor separat ausgeprägten Regelzone ergibt, in Höhe von rd. 16 Mio. € pro Monat. Angesichts dieses erheblichen Volumens des in beiden Regelkonzepten gleichermaßen erzielba-

ren Einsparpotenzials aus der Vermeidung des Gegeneinanderregelns und der Verringerung der vorzuhaltenden Regelleistung ist ein mit der Einführung des Zentralreglers in zeitlicher Hinsicht nicht abschätzbarer Aufschub der Realisierung der Optimierungspotenziale auch unter Berücksichtigung der Vorteile, die mit der Einführung des Zentralreglers für die Bilanzkreisverantwortlichen und für die Anbieter von Regelenergie verbunden sind, nicht vertretbar. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund, als die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 der späteren Hebung dieser Potenziale nicht entgegensteht, sobald die technisch-organisatorischen Voraussetzungen für die Einführung eines Zentralreglers vorliegen (3.5.3).

Im Einzelnen gilt Folgendes:

3.1. Senkung des Aufwands bei der Regelenergie

3.1.1 Vermeidung des Gegeneinanderregelns

Durch die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 wird das Gegeneinanderregeln nahezu vollständig vermieden. Der Einsatz von Regelarbeit wird auf das gleiche Niveau reduziert, wie es bei einer zentralen Regelzone der Fall wäre. Beide Regelkonzepte sind hinsichtlich der Vermeidung des Gegeneinanderregelns in gleicher Weise leistungsfähig.

Beim Netzregelverbund wird bei der Sekundärregelenergie das Gegeneinanderregeln dadurch vermieden, dass Sekundärregelenergie nur zum Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes des gesamten Netzregelverbunds, und nicht zum Ausgleich individueller Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzone eingesetzt wird. Der Gesamtbedarf an Regelenergie wird dabei auf sekundlicher Basis durch vorzeichenrichtige Aufsummierung der Einzelbedarfe der teilnehmenden Regelzonen gebildet. Bei einem positiven Gesamtsaldo, d. h. bei einem unterspeisten Netzregelverbund, wird in Höhe der Unterspeisung ausschließlich positive, bei einem negativen Gesamtsaldo, d. h. bei einem überspeisten Netzregelverbund, ausschließlich negative Sekundärregelenergie abgerufen. Ein gleichzeitiger Abruf von positiver und negativer Sekundärregelenergie ist im ungestörten Betrieb des Netzregelverbunds somit konzeptgemäß nicht möglich. Dadurch kann es beim Netzregelverbund bei der Sekundärregelenergie prinzipiell nicht zum Gegeneinanderregeln kommen. Die Beschlusskammer hat sich anhand einer exemplarischen, aus dem Wirkbetrieb stammenden, in

vier-sekündlicher Auflösung vorliegenden Aufzeichnung der Eingangs- und Ausgangssignale der Saldierungsinstanz des Netzregelverbunds davon überzeugt, dass kein Gegeneinanderregeln bei der Sekundärregelung im regulären Betrieb auftritt. Die aufgezeichneten Daten umfassen u. a. die jeweiligen Einzelbedarfe der Regelzonen, den Gesamtbedarf des Netzregelverbunds und die von jeder Regelzone abgerufene Sekundärregelleistung.

Aus technischen Gründen lässt sich das Gegeneinanderregeln bei der Sekundärregelung zwar nicht exakt zu 100% vermeiden, sondern laut Aussage der Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge nur zu etwa 98% bis 99%. Dies gilt aber gleichermaßen sowohl für den Zentralregler als auch für den Netzregelverbund und stellt insoweit kein Kriterium zur Feststellung der Vorzugswürdigkeit eines der beiden Regelkonzepte dar. Die Ursache für die nicht ganz vollständige Vermeidung des Gegeneinanderregelns liegt in der Trägheit der für die Erbringung von Sekundärregelleistung vorgehaltenen Technischen Einheiten und nicht in einer etwaigen Unvollkommenheit des Netzregelverbunds. Die für die Sekundärregelung vorgehaltenen Technischen Einheiten können die vom Leistungs-Frequenz-Regler angeforderte Soll-Sekundärregelleistung nicht instantan erbringen, sondern je nach Art der Anlage erst mit einer Verzögerung von bis zu einigen Minuten. Bei einem Vorzeichenwechsel des Regelzonensaldos – also von überspeistem zu unterspeistem Netzregelverbund oder umgekehrt – kann somit der Fall eintreten, dass auch nach dem Vorzeichenwechsel durch das verzögerte Ansprechverhalten der Technischen Einheiten noch kurzfristig dem Bedarf entgegen gerichtete Regelleistung erbracht wird und gleichzeitig bereits ein „schnelles“ Regelkraftwerk die nach dem Vorzeichenwechsel angeforderte Regelleistung erbringt. Wechselt der Saldo einer Regelzone z. B. von unterspeist zu überspeist, kann von den auf Null herunter geregelten, positive Sekundärregelleistung erbringenden Technischen Einheiten durch deren Trägheit auch nach dem Nulldurchgang des Regelzonensaldos kurzfristig noch positive Sekundärregelleistung erbracht werden. Zugleich können „schnelle“, nach dem Nulldurchgang aktivierte Technische Einheiten bereits negative Regelleistung erbringen, so dass kurzfristig eine gleichzeitige Erbringung positiver und negativer Regelleistung möglich ist.

Der Einfluss der Saldierungsinstanz im Konzept des Netzregelverbunds, welche die Regelsignale der Leistungs-Frequenz-Regler der am Netzregelverbund teilnehmenden Regelzonen aufsaldiert und den Leistungs-Frequenz-Reglern anschließend den individuellen Regelbedarf übermittelt, ist demgegenüber vernachlässigbar. Die Saldierungsinstanz führt aufgrund der im Sekundenbereich erfolgenden automatisierten Berechnungen zu keinen Einbußen bei der Vermeidung des Gegeneinanderregelns gegenüber dem Zentralregler. Die Saldierungsinstanz arbeitet mit einer Taktung im Sekundenbereich. Die Signallaufzeiten zwischen Saldierungsinstanz und den einzelnen Leistungs-Frequenz-Reglern sind aufgrund der elektronischen Datenübermittlung noch geringer. Im Vergleich dazu ist die Trägheit der Regelkraftwerke mit einigen Minuten groß. Insoweit ist die Auswirkung der Saldierungsinstanz auf die Güte der Vermeidung des Gegeneinanderregelns vernachlässigbar. Dies bestätigen auch die Gutachter der TU-Dortmund / E-Bridge. An der Gleichwertigkeit der beiden Regelkonzepte wurden auch in den im Rahmen der Konsultation zum Gutachten eingegangenen Stellungnahmen keine Zweifel geäußert.

Im Rahmen des Netzregelverbunds wird nicht nur das Gegeneinanderregeln bei der Sekundärregelung vermieden. Durch ein operatives Betriebskonzept wird auch das Gegeneinanderregeln bei der Minutenreserve verhindert. Das operative Betriebskonzept, welches der Beschlusskammer vorliegt, sieht einen Abruf von Minutenreserve vor, wenn die eingesetzte Sekundärregelleistung einen vorab definierten Anteil an der im Netzregelverbund vorgehaltenen Sekundärregelleistung übersteigt. Maßgeblich für den Abruf von Minutenreserve ist also nicht der Zustand der jeweils eigenen Regelzone, sondern der Zustand / der Regelzonensaldo aller am Netzregelverbund teilnehmenden Regelzonen, also der Gesamtsaldo. Da damit für alle am Netzregelverbund teilnehmenden Regelzonen die gleiche Auslösebedingung für den Einsatz von Minutenreserve gilt, wird grundsätzlich verhindert, dass zeitgleich von einem Übertragungsnetzbetreiber positive und von einem anderen Übertragungsnetzbetreiber negative Minutenreserve abgerufen wird. Damit ist der Netzregelverbund dem Zentralregler in dieser Frage ebenbürtig. Bei einem zentralen Abruf von Minutenreserve aus einer Hand ist ein zeitgleicher entgegen gerichteter Einsatz von Minutenreserve systemimmanent nicht möglich. Die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge haben bestätigt, dass durch das operative Betriebskonzept ein gegenläufiger Abruf von Minutenreserve wirksam verhindert werden kann. Von der Beschlusskammer durch-

geführte Auswertungen des auf den Internetseiten der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Einsatzes von Minutenreserve bestätigen, dass es seit Einführung des operativen Betriebskonzepts so gut wie keinen gegenläufigen Einsatz von Minutenreserve bei den am Netzregelverbund teilnehmenden Übertragungsnetzbetreibern gegeben hat.

Der Netzregelverbund vermeidet zusammen mit dem operativen Betriebskonzept nicht nur den gleichzeitigen Abruf positiver und negativer Sekundärregelenergie bzw. positiver und negativer Minutenreserve. Im Rahmen des Netzregelverbunds wird auch das Gegeneinanderregeln zwischen Sekundärregelung und Minutenreserve nahezu vollständig verhindert. Die Beschlusskammer hat sich durch Auswertung der auf den Internetseiten der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Regelenergieeinsätze davon überzeugt, dass nur in wenigen Einzelfällen Minutenreserve mit entgegen gesetztem Vorzeichen zur aktivierten Sekundärregelenergie abgerufen wird. Diese Einzelfälle sind hinzunehmen, denn ein Gegeneinanderregeln zwischen Sekundärregelung und Minutenreserve lässt sich aufgrund der dem Minutenreserveeinsatz zu Grunde liegenden Prognoseentscheidung nie gänzlich ausschließen. Dies wird auch von den Gutachtern der TU Dortmund / E-Bridge bestätigt. Der Prognosecharakter einer Entscheidung zum Einsatz von Minutenreserve ist der Tatsache geschuldet, dass der Einsatz von Minutenreserve mit einem Vorlauf von mehr als 7,5 Minuten auf die kommende Viertelstunde erfolgt. Der für den Einsatz von Minutenreserve verantwortliche Mitarbeiter in der Leitwarte eines Übertragungsnetzbetreibers muss dazu abschätzen bzw. vorhersagen, wie sich der Zustand der Regelzone in der kommenden Viertelstunde entwickeln wird. Entwickelt sich der Zustand der Regelzone / der Gesamtheit der Regelzonen im Netzregelverbund während der Vorlaufzeit oder während der Aktivierung der Minutenreserve anders als erwartet, kann der Einsatz von Minutenreserve überflüssig werden oder sogar das Leistungsungleichgewicht verstärken. Wechselt z. B. der Regelzonensaldo (im Netzregelverbund der Gesamtsaldo) kurzfristig nach Aktivierung der Minutenreserve das Vorzeichen, verstärkt die abgerufene Minutenreserve das sich zwischenzeitlich eingestellte Leistungsungleichgewicht mit dem umgekehrten Vorzeichen, anstelle es zu kompensieren. In diesem Fall versucht die automatisch wirkende Sekundärregelung nicht nur, den Regelzonensaldo wieder auf Null zurückzuführen, sondern zusätzlich auch den Minutenreserveeinsatz zu kompensieren. Minutenreserve und Sekundärregelung arbeiten in diesen Fällen gegeneinander, es kommt zum Gegeneinanderregeln zwischen Minu-

tenreserve und Sekundärregelung. Diese Fälle treten aber nur selten auf und sind auch bei einer separat ausgeregelten Regelzone, also auch unter dem Zentralregler, nicht zu vermeiden. Das systembedingt nie gänzlich vermeidbare Gegeneinanderregeln zwischen Minutenreserve und Sekundärregelung ist daher kein Grund, von der Erweiterung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 abzusehen und stattdessen die Einführung des Zentralreglers anzuordnen.

3.1.2 Reduzierung der vorzuhaltenden Regelleistung

Durch die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 kann auch die insgesamt vorgehaltene Regelleistung, d. h. die Summe aus vorzuhaltender Sekundärregel- und Minutenreserveleistung, weiter reduziert werden. Die Reduzierung der insgesamt vorzuhaltenden Regelleistung kann in einem Umfang erfolgen, welches dem Verringerungspotenzial der Regelleistung beim Zentralregler gleichwertig ist.

Die Bemessung der vorzuhaltenden Regelleistung erfolgt gemeinsam für die beiden Regelenergiequalitäten Sekundärregelung und Minutenreserve. Relevante Parameter bei der Bemessung der vorzuhaltenden Regelleistung sind im Wesentlichen die Einflussfaktoren Lastrauschen, Prognosefehler der Bilanzkreise, Kraftwerksausfälle, regelzonenübergreifende Fahrplansprünge und die sog. Defizitwahrscheinlichkeit. Laut Aussage der Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge sind die Einflussfaktoren Lastrauschen, Prognosefehler der Bilanzkreise, Kraftwerksausfälle und Defizitwahrscheinlichkeit in beiden Konzepten identisch, so dass die Dimensionierung der Regelleistung auf Basis dieser Größen in beiden Regelkonzepten zum gleichen Ergebnis führt. In Bezug auf den Einflussfaktor der regelzonenübergreifenden Fahrplansprünge, welcher Fahrplansprünge aufgrund des Horizontalen Belastungsausgleiches¹¹ einschließt, führt das Gutachten aus, dass trotz nach wie vor beim Netzregelverbund bestehender regelzonenübergreifender innerdeutscher Handelsfahrpläne diese bei der Bemessung der Regelleistung im Netzregelverbund nicht explizit be-

¹¹ Der Horizontale Belastungsausgleich (HoBa) dient der unverzüglichen Aufteilung sämtlicher eingespeister EEG-Strommengen unter den Übertragungsnetzbetreibern entsprechend dem Letztverbraucherabsatz in den Regelzonen.

rücksichtigt werden müssen. Da beim Zentralregler systemimmanent keine innerdeutschen regelzonenübergreifenden Fahrplansprünge aufgrund des Wegfalls der innerdeutschen regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne existieren und diese Einflussgröße daher bei der Dimensionierung der Regelleistung beim Zentralregler wegfällt, ist laut Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge die Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung in beiden Konzepten identisch.

Obwohl die Beschlusskammer den gutachterlichen Ausführungen, dass die unter dem Netzregelverbund nach wie vor existierenden innerdeutschen Fahrplansprünge bei der Dimensionierung der Regelleistung beim Netzregelverbund nicht berücksichtigt werden müssen, nicht zu folgen vermag, ist davon auszugehen, dass die Regelleistung beim Netzregelverbund auch bei Einbeziehung der innerdeutschen Fahrplansprünge nur geringfügig über der Regelleistung beim Zentralregler liegen dürfte. Anlass für diese Bewertung ist zum einen die Tatsache, dass neben den innerdeutschen Fahrplansprüngen auch die Fahrplansprünge ins angrenzende Ausland bei der Bemessung der Regelleistung zu berücksichtigen sind. Dies gilt sowohl für den Netzregelverbund als auch für den Zentralregler. Fahrplansprünge gehen daher in beiden Regelkonzepten – wenn auch in unterschiedlicher Ausprägung – bei der Bemessung der Regelleistung ein. Zum anderen ist der Einfluss der innerdeutschen Fahrplansprünge im Vergleich zur Gesamtheit der anderen Einflussgrößen als nicht dominierend anzusehen. Einer vorläufigen Ausdehnung des Netzregelverbunds auf alle vier Regelzonen steht die Unschärfe eines beim Netzregelverbund möglicherweise geringfügig niedrigeren Reduktionspotenzials bei der Regelleistung nicht entgegen.

Die im Rahmen des Netzregelverbunds in der bisherigen Praxis vorgehaltene Sekundärregelleistung ist zwar geringer als erwartet gesunken. Es bestehen jedoch keine Anhaltspunkte dafür, dass dies einer Fehlfunktion oder Unvollkommenheit des Netzregelverbunds zuzuschreiben wäre und in der Praxis die Regelleistung nicht in gleichem Umfang wie beim Zentralregler reduziert werden kann.

Mit Einführung des Moduls 2 zum Juni 2009 wurde die regelzonenübergreifende Nutzung der freien Sekundärregelleistung der anderen am Netzregelverbund teilnehmenden Übertragungsnetzbetreiber und dadurch die gemeinsame Dimensionierung der Regelleistung im Netzregelverbund ermöglicht. Die vorgehaltene positive Sekundärregelleistung ist seitdem unter dem Netzregelverbund um rd.

300 MW oder 15% abgesenkt worden. Die vorgehaltene negative Sekundärregelleistung wurde – entgegen den Erwartungen – um rd. 100 MW oder 7% erhöht. Die Reduzierung der positiven Sekundärregelleistung im Netzregelverbund ist deutlich geringer als das Reduktionspotenzial, welches entsprechend dem consentec-Gutachten erwartet werden konnte. Für die negative Sekundärregelleistung hatte das consentec-Gutachten statt der eingetretenen Leistungserhöhung sogar eine Verringerung der vorzuhaltenden Regelleistung von 27% bei einer gemeinsamen Ausregelung erwarten lassen. Die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge erklären diese Unterschiede damit, dass sich die Berechnungen im consentec-Gutachten auf eine gemeinsame Ausregelung aller vier Regelzonen beziehen. Die Regelzone der Beteiligten zu 1 ist bei den consentec-Berechnungen also eingeschlossen. Im derzeit betriebenen Dreier-Netzregelverbund der Beteiligten zu 2, 3 und 4 könne daher noch nicht das ganze Absenkungspotenzial ausgeschöpft werden. Zudem habe consentec eine Datenbasis aus dem Jahr 2007 bei der Berechnung der Höhe der Regelleistung zur Verfügung gestanden. Seitdem hätten sich jedoch erhebliche Veränderungen bei den Eingangsdaten für die Bemessung der Regelleistung ergeben, u. a. durch Änderungen bei der Berücksichtigung von Prognoseabweichungen der Windstrommengen bei der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises bei den Beteiligten zu 3 und 4. Auch in den Stellungnahmen zum Gutachten wurden keine dahingehenden Zweifel am Netzregelverbund geäußert, dass beim Netzregelverbund die Regelleistung nicht in dem Umfang wie beim Zentralregler abgesenkt werden könne.

Zu der Einschätzung der Beschlusskammer, dass der Netzregelverbund dem Zentralregler bei der Reduzierung der Regelleistung nahezu ebenbürtig ist, trägt bei, dass bisher zwar die vorgehaltene Sekundärregelleistung bei weitem nicht in dem Umfang wie erwartet im Netzregelverbund gesunken ist. Stattdessen ist aber die vorgehaltene Minutenreserveleistung zum Teil stärker als nach dem consentec-Gutachten zu erwarten reduziert worden. Das sich in Summe aus Sekundärregel- und Minutenreserveleistung ergebende Reduktionspotenzial hat damit zumindest bei der positiven Regelenergie bereits einen erheblichen Umfang erreicht, so dass nach Eingliederung der Beteiligten zu 1 in den Netzregelverbund eine Gesamtreduktion in der von consentec ermittelten Höhe weiterhin möglich scheint. Die Beschlusskammer wird gleichwohl die Reduzierung der vorgehaltenen Regelleistung nach Eingliederung der Beteiligten zu 1 in den Netzregelver-

bund und die weitere Entwicklung der vorgehaltenen Regelleistung im Blick behalten.

Die vorstehenden Ausführungen gelten für den Fall eines jederzeit uneingeschränkt möglichen Transports von Regelenergie im gesamten deutschen Übertragungsnetz. Der Fall eingeschränkter Übertragungskapazitäten, der einem freizügigen Transport von Regelenergie entgegensteht und der ggf. eine gemeinsame, einschränkungsfreie Dimensionierung der Regelleistung nicht zulässt, ist einer gesonderten Betrachtung zu unterziehen. Beschränkungen der Transportkapazitäten im Übertragungsnetz, die einen freien Transport von Regelleistung behindern, betreffen beide Regelkonzepte gleichermaßen und stellen kein Unterscheidungsmerkmal bezüglich der Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung dar. Ist der Transport von Regelleistung aufgrund von Beschränkungen der Transportkapazitäten nur noch eingeschränkt möglich und hat dies Auswirkungen auf die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung, ist diesem Umstand in beiden Regelkonzepten gleichermaßen Rechnung zu tragen.

3.1.3 Schaffung eines einheitlichen Marktes für die Sekundärregelenergie

Durch die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 wird ein bundesweit einheitlicher Markt für Sekundärregelenergie geschaffen. Die bisherige, in Regelzonen zersplitterte und mit teilweise nur zwei oder drei Anbietern stark oligopolistisch geprägte Marktstruktur wird im Netzregelverbund durch ein einziges Marktgebiet für Sekundärregelung abgelöst, in dem alle Anbieter in unmittelbarem Wettbewerb miteinander stehen. Durch den erhöhten Wettbewerb ist eine kosten dämpfende Wirkung bei der Regelleistungsvorhaltung zu erwarten. Der Netzregelverbund ist hinsichtlich der Schaffung eines bundesweit einheitlichen Marktes für Sekundärregelenergie dem Zentralregler ebenbürtig.

Die Schaffung eines einheitlichen bundesweiten Marktes für Sekundärregelenergie im Netzregelverbund ist ein erheblicher Fortschritt gegenüber dem bisherigen, von der Zersplitterung in regelzonen-individuelle Märkte gekennzeichneten Zustand und ist zum Aufbrechen der gegenwärtigen stark oligopolistischen Strukturen geboten. Zwar haben die Übertragungsnetzbetreiber die Sekundärregelenergie bereits bisher bundesweit einheitlich ausgeschrieben. Die im Rahmen der Ausschreibung eingegangenen Angebote wurden jedoch bislang entsprechend ihrer durch die Kommuni-

kationsverbindungen an die Leistungs-Frequenz-Regler gekennzeichneten Verfügbarkeiten den jeweiligen Regelzonen zugeordnet. Bis zur Einführung des Dreier-Netzregelverbunds in den Regelzonen der Beteiligten zu 2, 3 und 4 standen daher in einzelnen Regelzonen nur zwei oder drei Anbieter in Wettbewerb zueinander. Dies gilt für die Regelzone der Beteiligten zu 1 teilweise noch heute. Der Wettbewerb ist dementsprechend nur schwach ausgeprägt. Es ist davon auszugehen, dass der geringe Wettbewerb zu überhöhten Preisen und damit zu überhöhten Kosten für die Regelleistungsvorhaltung geführt hat. Die stark oligopolistisch geprägten Strukturen auf den Regelenergiemärkten werden auch von der Monopolkommission in ihrem „Sondergutachten Strom und Gas 2009“¹² bemängelt, in dem sie ausführt:

„Primärregelenergie- und Sekundärregelenergiemarkt sind weiterhin durch die Strukturen eines bilateralen Oligopols gekennzeichnet. Bezogen auf die einzelnen Regelzonen lassen sich die Märkte für Primär- und Sekundärregelenergie als beschränkte Monopsone bezeichnen.“

Die Schaffung eines einheitlichen Marktes für Sekundärregelenergie ist bereits für die am Netzregelverbund gegenwärtig teilnehmenden Regelzonen der Beteiligten zu 2, 3 und 4 mit Einführung des Moduls 3 zum Juli 2009 in die Praxis umgesetzt. Die seitdem vergangene Zeitspanne ist noch zu kurz, um bereits signifikante Auswirkungen auf die Entwicklung der Kosten bei der Vorhaltung der Sekundärregelleistung im Netzregelverbund feststellen zu können. Der von der Beteiligten zu 2 aus netztechnischen Gründen vorgehaltene Kernanteil bei der negativen Sekundärregelung, der eine Bezuschlagung regelzoneninterner Angebote abweichend von der Merit-Order – also mit höheren Leistungspreisen – zulässt, erschwert die Feststellung einer eindeutigen Kostenentwicklung bei der Sekundärregelung im Netzregelverbund zusätzlich. Insofern ist eine Kosten senkende Wirkung der gemeinsamen Vorhaltung der Sekundärregelleistung im Netzregelverbund derzeit noch nicht offensichtlich. Den gleichen Schwierigkeiten bei der Feststellung der Kostenentwicklung bei der Sekundärregelenergie sähe man sich grundsätzlich auch gegenüber, wenn die Beteiligten zu 2, 3 und 4 statt des Netzregelverbunds eine zentrale Ausregelung eingeführt hätten. Die Beschlusskammer bezweifelt jedoch nicht, dass der Wettbewerb seine Kosten senkende oder zumindest Kosten dämpfende Wirkung entfalten und durch den Beitritt

¹² Sondergutachten der Monopolkommission „Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb“ gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Juli 2009

der Beteiligten zu 1 zum Netzregelverbund diese Entwicklung sich weiter verstärken wird.

Markteintritte neuer Anbieter von Sekundärregelenergie führen darüber hinaus bei einem einheitlichen Markt zu einer größeren Kosten senkenden oder Kosten dämpfenden Wirkung als bei dem Nebeneinander mehrerer Einzelmärkte. Denn bei einem einheitlichen Markt substituiert ein preislich günstiges Angebot eines neuen Wettbewerbers automatisch das bisher teuerste Angebot des Gesamtmarktes, welches ohne das Angebot des neuen Wettbewerbers gerade eben noch den Zuschlag erhalten hätte. Bei einem Nebeneinander mehrerer Einzelmärkte substituiert ein preislich günstiges Angebot jedoch nur das teuerste bezuschlagte Angebot des jeweiligen Einzelmarktes und nicht des Gesamtmarktes. Auch das Gutachten der TU Dortmund / E-Bridge bestätigt, dass durch die Einrichtung eines deutschlandweiten Marktes für Sekundärregelenergie von einer Erhöhung der Wettbewerbsintensität und damit einhergehend von niedrigeren Preisen für die Regelleistungsvorhaltung auszugehen ist. Die Schaffung eines bundesweit einheitlichen Marktes für Sekundärregelenergie wird auch von vielen Marktakteuren im Rahmen ihrer Stellungnahmen zum Gutachten der TU Dortmund / E-Bridge begrüßt. Die Schaffung eines einheitlichen Marktes für Sekundärregelenergie ist aus Sicht der Beschlusskammer neben der Vermeidung des Gegeneinanderregelns und der Reduzierung der vorzuhaltenden Regelleistung ein weiterer wesentlicher Fortschritt, der durch die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 erreicht wird.

Die Vorhaltung von Kernanteilen, die z. B. der Beteiligten zu 2 im Falle der negativen Sekundärregelenergie zur Vermeidung von Netzüberlastungen in Zeiten hoher Wind einspeisung seitens der Bundesnetzagentur zugestanden wurde (BK6-08-266), schränkt zwar die Einheitlichkeit des Marktes für Sekundärregelenergie grundsätzlich ein. Dies ist aber kein Grund, auf die Schaffung eines einheitlichen Marktes für Sekundärregelenergie für die nicht regelzonenintern benötigten Angebote zu verzichten und damit Effizienzpotenziale ungenutzt zu lassen. Denn zum einen handelt es sich bei der Vorhaltung von Kernanteilen um eine auf den Abschluss von Netzausbaumaßnahmen befristete gestattete Maßnahme. Zum anderen gilt die Kernanteilsproblematik gleichermaßen sowohl für den Netzregelverbund als auch für den Zentralregler. Auch unter einem Zentralregler wäre sicherzustellen, dass in einem vom restlichen Netz durch temporäre Beschränkungen der Übertragungskapazität abgegrenz-

ten Netzbereich ausreichend Regelleistung vorgehalten wird. Die die Einheitlichkeit des Marktes für Sekundärregelung einschränkenden Kernanteile sind daher kein Unterscheidungsmerkmal zwischen Netzregelverbund und Zentralregler. Der Netzregelverbund ist somit insgesamt hinsichtlich der Schaffung eines bundesweit einheitlichen Marktes für Sekundärregelung einem Zentralregler ebenbürtig.

Bei der Minutenreserve existiert bereits ein bundesweit einheitlicher Markt. Durch Integration der Regelzone der Beteiligten zu 1 in den Netzregelverbund bleibt der einheitliche Markt für Minutenreserve unberührt. Gleiches gälte auch bei Einführung des Zentralreglers.

3.1.4 Einsatz von Sekundärregelenergie nach einer einheitlichen Abrufliste

Die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 führt nicht nur zu einer Verringerung der Kosten der Regelleistungsvorhaltung. Die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 bewirkt auch eine Reduzierung der Kosten für den Abruf von Sekundärregelarbeit.

Bisher wurde Sekundärregelenergie nach getrennten Abruflisten / Merit-Ordern eingesetzt – bis zur Einführung des Netzregelverbunds nach vier Merit-Ordern entsprechend der Zahl der Regelzonen, derzeit nach zwei Merit-Ordern, eine für die Beteiligte zu 1 und eine für den Netzregelverbund. Der Abruf nach einer gemeinsamen Merit-Order erfolgt im gegenwärtig von den Beteiligten zu 2, 3 und 4 aufgespannten Netzregelverbund seit Inbetriebnahme des Moduls 4 zum Oktober 2009. Durch den Abruf von Sekundärregelenergie aus getrennten Merit-Ordern wird nur das Angebot mit dem in der jeweiligen Merit-Order kostengünstigsten Arbeitspreis und nicht das Angebot mit dem insgesamt kostengünstigsten Arbeitspreis abgerufen. Dadurch entstehen Mehrkosten, die bisher im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung von den Bilanzkreisverantwortlichen getragen wurden. Mit Erweiterung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 werden diese Mehrkosten vermieden, da aufgrund der bundesweit einheitlichen Merit-Order automatisch immer das oder die Angebote mit den günstigsten Arbeitspreisen eingesetzt werden. Ein sich auf alle vier Regelzonen erstreckender Netzregelverbund ist in dieser Frage dem Zentralregler gleichwertig, bei dem der Abruf systemimmanent entsprechend des über alle im Rahmen der Ausschreibung erfolgreichen Angebote jeweils kostengünstigsten Arbeitspreises erfolgt.

3.1.5 Einsatz von Minutenreserve nach einer einheitlichen Abrufliste

Durch die Anordnung, dass auch der Abruf von Minutenreserve nach einer einheitlichen Merit-Order zu erfolgen hat, wird erreicht, dass auch bei der Minutenreserve eine Gleichwertigkeit zum Zentralregler gegeben ist.

Die Zusammenarbeit bei der Regelenergie unter dem Netzregelverbund bezieht sich allein auf die Sekundärregelung. Die Minutenreserve ist von der optimierten Kooperation bei der Regelenergie zunächst nicht umfasst. Dass auch bei der Minutenreserve ein Gegeneinanderregeln vermieden wird, ist kein Resultat des Netzregelverbunds sondern ist – wie vorstehend geschildert – dem eigens dafür von den Beteiligten zu 2, 3 und 4 entwickelten operativen Betriebskonzept für den Abruf von Minutenreserve zu verdanken. Die sich auf die Summe aus Sekundärregel – und Minutenreserveleistung beziehende Reduzierung der Höhe der Regelleistung ist unter dem Netzregelverbund auch nur deswegen möglich, da aufgrund von bereits existierenden Übertragungsnetzbetreiber-internen Aushilfsvereinbarungen ein Übertragungsnetzbetreiber auch auf von anderen Übertragungsnetzbetreibern vorgehaltene, verfügbare Minutenreserveleistung zurückgreifen kann. Dass die Zusammenarbeit bei der Regelenergie unter dem Netzregelverbund sich nur auf die Sekundärregelung und nicht auf die Minutenreserve erstreckt, kommt u. a. dadurch zum Ausdruck, dass der Abruf von Minutenreserve in dem von den Beteiligten zu 2, 3 und 4 aufgespannten Dreier-Netzregelverbund nach wie vor nach regelzonen-individuellen, d. h. nach getrennten Abruflisten erfolgt. Eine gemeinsame Abrufliste für Minutenreserve wie bei der Sekundärregelung existiert unter dem Netzregelverbund nicht. Auch das operative Betriebskonzept für den Einsatz von Minutenreserve im Netzregelverbund klammert die Frage des kostenminimalen Abrufs von Minutenreserve entsprechend des Arbeitspreises aus. Die durch den Abruf des nur in der jeweiligen Merit-Order – aber nicht deutschlandweit – kostengünstigsten Angebotes verursachten Mehrkosten sind ein Nachteil gegenüber dem Zentralregler. Unter einem Zentralregler wäre auch der Abruf von Minutenreserve – analog zur Sekundärregelenergie – zentralisiert, so dass automatisch immer auf das aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber kostengünstigste Angebot zugegriffen wird.

Die Beschlusskammer hält es für nicht effizient, wenn der kostenminimale Einsatz von Regelarbeit unter dem Netzregelverbund auf die Sekundärregelenergie beschränkt bliebe. Auch die Nachvollziehbarkeit der Bildung der Ausgleichsenergiepreise würde erschwert oder sogar unmöglich gemacht, wenn bei der Minutenreserve der Abruf nach wie vor nach separaten, regelzonen-individuellen und nicht nach einer einzigen, deutschlandweit einheitlichen Abrufliste erfolgte. Daher ist es aus Sicht der Beschlusskammer geboten, auch den Abruf von Minutenreserve nur nach einer einzigen, deutschlandweit gültigen Abrufliste durchzuführen.

3.2. Auswirkungen auf den Netzbetrieb

3.2.1. Technische Eignung

Der Netzregelverbund ist für die Regelzonen der drei Beteiligten zu 2, 3, und 4 bereits im Wirkbetrieb und hat seine grundsätzliche Funktionsfähigkeit insoweit bereits unter Beweis gestellt. Zweifel an der Funktionsfähigkeit des Netzregelverbunds bei Ausdehnung auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 bestehen nicht.

Durch Einführung des sich auf alle vier Regelzonen erstreckenden Netzregelverbunds wird kein neues, bisher noch nie in der Praxis erprobtes Kooperationsmodell umgesetzt. Bei der Einführung des sich auf alle vier Regelzonen erstreckenden Netzregelverbunds handelt es sich lediglich um die Erweiterung eines bereits seit mehreren Monaten im Wirkbetrieb laufenden Systems. Mögliche Anfangsschwierigkeiten und Startprobleme, wie sie bei Einführung solcher Systeme nie gänzlich auszuschließen sind, dürften daher – sofern sie aufgetreten sind – bereits überwunden sein. Zu dieser Bewertung trägt bei, dass die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge bei beiden Regelkonzepten keine regelungstechnischen Bedenken hinsichtlich der Stabilität und Robustheit haben.

Der Beschlusskammer sind bisher auch keine Schwierigkeiten bekannt geworden, die Anlass zu grundlegenden Zweifeln an der Funktionsweise des Netzregelverbunds gegeben hätten. Der Beschlusskammer liegen keine Beschwerden seitens der Anbieter von Regelenergie vor, die auf so erhebliche Unregelmäßigkeiten oder Schwierigkeiten beim Abruf von Regelarbeit hindeuten, dass erhebliche Probleme beim Praxisbetrieb des Netzregelverbunds zu befürchten sind. Auch Klagen von Bilanzkreisverantwortlichen hinsichtlich grundsätzlicher Schwierigkei-

ten bei der Bilanzkreisabrechnung im gegenwärtigen Dreier-Netzregelverbund, die einer Erweiterung des Netzregelverbunds entgegenstehen, liegen der Beschlusskammer nicht vor. Auch anderweitige Erkenntnisse, die die Funktionsfähigkeit des Netzregelverbunds oder dessen regelungstechnische Stabilität in Frage stellen oder die auf Schwierigkeiten bei der Einbeziehung der Regelzone der Beteiligten zu 1 hindeuten, sind der Beschlusskammer nicht zur Kenntnis gebracht worden.

Zwar steigt der Komplexitätsgrad mit Einbeziehung jeder weiteren Regelzone zum Netzregelverbund an. Durch die automatisierte informationstechnische Aufsaldierung der einzelnen Regelzonensalden und die computergestützte Kommunikation zwischen der Saldierungsinstanz und den einzelnen Leistungs-Frequenz-Reglern der teilnehmenden Regelzonen ist ein Scheitern der Erweiterung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 aufgrund überbordender Komplexität jedoch nicht zu erwarten. Diese Sichtweise wird von den Gutachtern der TU Dortmund / E-Bridge geteilt, die trotz der gegenüber dem Zentralregler höheren Komplexität des Netzregelverbunds keinen Zweifel an dessen Funktion auch bei vier teilnehmenden Regelzonen haben. Auch in den Stellungnahmen der Marktakteure werden keine Zweifel an der grundsätzlichen Funktionsfähigkeit des Netzregelverbunds unter Einbeziehung der Regelzone der Beteiligten zu 1 geäußert.

3.2.2. Wechselwirkung mit anderen Aufgaben der Systemführung

Die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 beeinflusst die anderen, einem Übertragungsnetzbetreiber obliegenden Systemführungsaufgaben wie Netzsteuerung, Spannungs-Blindleistungsoptimierung oder Störungsmanagement nicht. Folgeprobleme bei anderen Prozessen der Systemführung sind durch die Erweiterung des Netzregelverbunds nicht zu erwarten.

Unter dem Netzregelverbund bleibt die Verantwortung für die Ausregelung der Übertragungsnetze wie auch die Wahrnehmung der anderen Aufgaben der Systemführung grundsätzlich in den Händen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber. Die Verknüpfung der Leistungs-Frequenz-Regler der einzelnen Regelzonen mit der Saldierungsinstanz führt lediglich zu einem veränderten Regelenergieeinsatz, berührt andere Aufgaben der Systemführung jedoch nicht. Die Tatsache, dass der Netzregelverbund bereits seit Herbst 2009 in seiner vollen Ausprägung im Wirkbetrieb ist, ist ein

Zeichen für die grundsätzliche Vereinbarkeit des Netzregelverbunds mit den anderen Systemführungsaufgaben. Da der Kammer keine anderweitigen Erkenntnisse vorliegen, die die Vereinbarkeit des Netzregelverbunds mit den anderen Systemführungsaufgaben in Frage stellen, steht einem Beitritt der Beteiligten zu 1 zum Netzregelverbund aus diesem Blickwinkel heraus nichts entgegen.

Die Vereinbarkeit der Regelaufgabe mit den anderen Aufgaben der Systemführung gilt auch für den Zentralregler und ist kein Unterscheidungsmerkmal zwischen beiden Regelkonzepten. Der Vortrag der Beteiligten zu 2, 3 und 4, unter dem Zentralregler müsse zugleich eine zentrale deutsche Netzware zur Wahrnehmung der Aufgaben der Systemführung eingerichtet werden, vermag die Beschlusskammer nicht zu überzeugen. Zwar mag nicht jede einzelne Aufgabe und Tätigkeit der Systemführung unter einem Zentralregler in der bisherigen Form unverändert fortgeführt werden können. U. U. sind Anpassungen durchzuführen, um die Beibehaltung der bei den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern verbleibenden Ausübung der Systemführung zu ermöglichen. Diese Bewertung ist dabei etwas zurückhaltender als die Beurteilung der Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge, die auch dem Zentralregler attestieren, dass dieser die anderen Aufgaben der Systemführung unberührt lässt. Allein die Tatsache, dass der Vorschlag der Trennung der Ausregelung der Übertragungsnetze von den anderen Aufgaben der Systemführung aus dem Kreise der Übertragungsnetzbetreiber selber kommt, lässt erhebliche Zweifel an der von den Beteiligten zu 2, 3 und 4 vorgetragenen prinzipiellen Untrennbarkeit der Ausregelung von den anderen Aufgaben der Systemführung aufkommen. Diese Zweifel der Beschlusskammer werden bestärkt durch die bereits in einigen Ländern, z. B. in Großbritannien, praktizierte Trennung der Aufgaben der Systemführung von anderen Aufgaben des Netzbetriebs. Zwar mögen die in anderen Ländern existierenden Lösungen nicht in jedem Fall eins zu eins auf die Verhältnisse in Deutschland übertragbar sein. Die Vielfältigkeit der Strukturen des Netz- und Systembetriebs zeigt jedoch, dass die in Deutschland bisher praktizierte Einheit zwischen Regelverantwortung und Systemführung nicht zwingend ist.

3.2.3. Vorhersage der Netzbelastung

Die auch unter dem Netzregelverbund bestehende Verpflichtung der vor Lieferbeginn in Form von Fahrplänen anzuzeigenden regelzonenübergreifenden Handelsgeschäfte ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern die Beibehaltung der gegenwärtigen Prozesse und Mechanismen bei der Vorhersage der Netzauslastung. Die unter dem Zentralregler wegfallende Anzeigepflicht innerdeutscher Handelsgeschäfte vor Lieferbeginn erfordert eine anderweitige Beschaffung der für die Prognose der Netzauslastung relevanten Informationen.

Die Übertragungsnetzbetreiber verwenden die am Vortag für den Folgetag angemeldeten regelzonenübergreifenden Fahrpläne im Rahmen des sog. DACF-Prozesses zur Vorhersage der Leistungsflüsse in den Übertragungsnetzen am Folgetag. Dies ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern, potentielle Überlastungen einzelner Netzelemente bereits frühzeitig zu erkennen und Gegenmaßnahmen z. B. durch Schaltmaßnahmen im Netz zu ergreifen. Auf diesem Weg kann potentiellen Überlastungen bereits vorsorglich entgegengetreten werden. Die Beteiligten zu 2, 3 und 4 sehen in den regelzonenübergreifenden Handelsfahrplänen einen wesentlichen Vorteil des Netzregelverbunds gegenüber dem Zentralregler. Die Beschlusskammer erachtet die Beibehaltung der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne jedoch nur insoweit als Vorteil für den Netzregelverbund, so lange für die Vorhersage der Netzbelastung keine anderweitigen Mechanismen oder Prozesse existieren, die eine zur gegenwärtigen Prognose gleichwertige Vorhersage der Netzbelastung ermöglichen. Die Beschlusskammer schließt sich den Gutachtern der TU Dortmund / E-Bridge an, die bei Einführung des Zentralreglers eine Kompensation der dann nicht mehr existierenden Informationen aus den regelzonenübergreifenden Handelsfahrplänen zur Abbildung des Netzzustands fordern. Die Gutachter regen dazu die Abstützung auf verbesserte Kraftwerkseinspeisefahrpläne an. Dabei muss es sich jedoch aus Sicht der Beschlusskammer keineswegs um verbindliche Einspeisefahrpläne handeln – wie von der Beteiligten zu 2 und in anderen Stellungnahmen befürchtet, wodurch Optimierungspotenziale und Flexibilitäten beim Kraftwerkseinsatz reduziert werden könnten. Da im Laufe des Verfahrens keine konkreten Mechanismen bzw. Prozesse zur Kompensation der unter dem Zentralregler wegfallenden Fahrplaninformationen vorgeschlagen wurden – auch von der Beteiligten zu 1 nicht - , folgert

die Beschlusskammer, dass derartige alternative Mechanismen gegenwärtig nicht verfügbar sind. An der grundsätzlichen Möglichkeit der Entwicklung solcher Mechanismen hat die Beschlusskammer jedoch keine Zweifel und folgt hier der Einschätzung der Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge.

Die Möglichkeit einer sinkenden Qualität der regelzonenübergreifenden Fahrpläne unter dem Netzregelverbund ist vor dem Hintergrund der erheblichen Einsparpotenziale durch die Vermeidung des Gegeneinanderregelns und durch die Reduzierung der Regelleistung in Kauf zu nehmen.

Unter dem Netzregelverbund ist trotz Beibehaltung der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne eine Verschlechterung der Qualität der Netzlastprognosen zukünftig nicht auszuschließen. Die für alle Regelzonen geltende Einheitlichkeit des Ausgleichsenergiepreises unter dem Netzregelverbund kann trotz der nach wie vor fortbestehenden Vorgabe der Führung ausgeglichener Bilanzkreise dazu führen, dass die Bilanzkreisverantwortlichen ihren Schwerpunkt zukünftig darauf legen, die Gesamtheit aller ihrer Bilanzkreise, und nicht mehr wie bisher jeden Bilanzkreis einzeln, ausgeglichen zu bewirtschaften. Denn die Abrechnung der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie erfolgt zwar nach wie vor für jeden Bilanzkreis separat. Durch die in allen Regelzonen gleiche Bepreisung der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie mit einem einheitlichen Ausgleichsenergiepreis wird ein Bilanzkreisverantwortlicher jedoch wirtschaftlich so gestellt, als ob nur für die über alle seine Bilanzkreise saldiert in Anspruch genommene Ausgleichsenergie Ausgleichsenergiekosten bzw. -erlöse anfallen. Über- oder Unterspeisungen in einem einzelnen Bilanzkreis könnten daher durch die Bilanzkreisverantwortlichen bewusst in Kauf genommen werden, wenn zeitgleich ein anderer Bilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen eine entsprechend gegenläufige Unausgeglichenheit aufweist. Dieser Umstand lässt befürchten, dass trotz der nach wie vor fortbestehenden Vorgabe der Führung eines ausgeglichenen Bilanzkreises die Sorgfalt und die Umsicht bei den Bilanzkreisverantwortlichen, die sie bisher in die Bewirtschaftung ihrer einzelnen Bilanzkreise und in die Erstellung der regelzonenübergreifenden Fahrpläne gesteckt haben, nachlassen. Diese Bedenken werden auch von den Gutachtern der TU Dortmund / E-Bridge grundsätzlich geteilt. Die Bedenken sind aus Sicht der Kammer jedoch nicht hinreichend konkret, so dass sie der Erweiterung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 nicht entgegenstehen.

3.2.4. Horizontaler Belastungsausgleich

Die Erweiterung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 lässt den unverzüglichen Horizontalen Belastungsausgleich zur Aufteilung der EEG-Einspeisemengen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern gegenüber dem bisherigen Zustand unverändert. Entscheidungsrelevante Differenzierungsmerkmale zwischen beiden Regelkonzepten im Hinblick auf den Horizontalen Belastungsausgleich liegen nicht vor.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, die nach dem EEG vergüteten Strommengen aufzunehmen und vollständig am Spotmarkt einer Strombörse zu veräußern. Die Bilanzierung der EEG-Strommengen hat in einem separaten sog. EEG-Bilanzkreis zu erfolgen. Die Aufteilung der in ganz Deutschland eingespeisten und nach dem EEG vergüteten Strommengen erfolgt zwischen den Übertragungsnetzbetreibern entsprechend des Letztverbraucherabsatzes der Regelzonen in einem nahe Echtzeit, auf viertelstündiger Basis durchgeführten Ausgleichmechanismus, dem sog. Horizontalen Belastungsausgleich. Der den Übertragungsnetzbetreibern nach dem Horizontalen Belastungsausgleich zugewiesene, im Rahmen einer nahe Echtzeit durchgeführten Hochrechnung ermittelte Anteil der deutschlandweiten EEG-Einspeiseleistung wird auf die Leistungs-Frequenz-Regler der Regelzone aufgeschaltet. Durch die Beibehaltung der Regelzonen bleibt die Durchführung des Horizontalen Belastungsausgleich beim Netzregelverbund unangetastet.

Die Beibehaltung des Horizontalen Belastungsausgleichs unter dem Netzregelverbund führt zu keinen wirtschaftlichen Nachteilen gegenüber dem Zentralregler. Unter einem Zentralregler fallen die einzelnen Leistungs-Frequenz-Regler weg; und damit auch die bisherige Aufschaltung der nach dem Horizontalen Belastungsausgleich ermittelten Istwerte der EEG-Einspeiseleistung auf die einzelnen Leistungs-Frequenz-Regler. Dies stellt zwar eine strukturelle Vereinfachung gegenüber dem Netzregelverbund dar, führt jedoch zu keinem offensichtlichen Vorteil gegenüber dem Netzregelverbund. Denn die Einführung eines Zentralreglers ändert nichts an der jedem Übertragungsnetzbetreiber nach dem EEG auferlegten Verpflichtung, die EEG-Strommengen entsprechend des Letztverbraucherabsatzes in seiner Regelzone an der Börse zu veräußern und dazu einen eigenen

EEG-Bilanzkreis zu führen. Der Unterschied zwischen Zentralregler und Netzregelverbund besteht lediglich darin, dass nicht der jeweilige Leistungs-Frequenz-Regler der Einzelregelzone, sondern der Zentralregler Abweichungen zwischen dem im Rahmen der nahe Echtzeit durchgeführten Hochrechnung ermittelten Anteil der deutschlandweiten EEG-Einspeiseleistung und den an der Börse veräußerten Strommengen bilanziert und ggf. durch Aktivierung von Regelenergie ausgleicht. Die Bilanzierung erfolgt dabei auch unter einem Zentralregler für jeden EEG-Bilanzkreis separat. Da unter dem Netzregelverbund der Regelenergieeinsatz und die daraus resultierenden Ausgleichsenergiepreise die gleichen wie beim Zentralregler sind, sind die durch Unausgeglichheiten des EEG-Bilanzkreises entstehenden Kosten durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie in beiden Regelkonzepten gleich. Auch die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge konstatieren, dass der Wegfall des Horizontalen Belastungsausgleichs unter dem Zentralregler nicht zu Einsparungen führt.

3.3. Wahrung der Systemsicherheit

3.3.1. Einschränkungen der Übertragungskapazität

Die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 erlaubt die Beibehaltung der gegenwärtig zur Behebung von temporären Einschränkungen der Übertragungskapazität eingesetzten, auf Eingriffe in den regelzonenübergreifenden Handel basierenden Maßnahmen. Diese unter dem Netzregelverbund gegenüber dem Zentralregler zusätzlich zur Verfügung stehenden Maßnahmen entfalten ihre Wirkung jedoch nur dann, wenn die Kapazitätsbeschränkungen entlang von Regelzonengrenzen verlaufen, und sind kein grundsätzlicher Vorteil gegenüber dem Zentralregler. Auch das unter dem Netzregelverbund mögliche richtungsabhängige Aussetzen der Online-Saldierung und das Aussetzen des regelzonenübergreifenden Abrufes von Sekundärregelenergie kann nur bei regelzonenübergreifenden Netzüberlastungen nutzstiftend eingesetzt werden.

Regelzonenübergreifende Stromtransporte sind unter dem Netzregelverbund nach wie vor den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern vor Beginn der Lieferung per Fahrplan anzumelden. Die Übertragungsnetzbetreiber können angemeldete Fahrpläne bei drohenden Netzüberlastungen ablehnen und damit die Stromlieferung von einer Regelzone in eine andere Regelzone unterbinden. Zusätzlich zu dem Aussetzen regelzonenübergreifender Stromlieferungen können die Übertragungsnetzbetreiber

durch eigene regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte entgegen der drohenden Überlastichtung – auch Countertrading genannt – potentiellen Beschränkungen der Übertragungskapazität weiter entgegentreten. Gegenwärtig werden nach Kenntnis der Beschlusskammer diese Maßnahmen fast ausschließlich von der Beteiligten zu 2 an der Regelzonengrenze zur Beteiligten zu 4 eingesetzt. Die Regelzone der Beteiligten zu 2 ist derzeit noch nicht in dem Umfang mit der Regelzone von der Beteiligten zu 4 verbunden, als dass auch in Zeiten hoher Windeinspeisung jederzeit ausreichend Übertragungskapazität zum Abtransport der eingespeisten Windenergie in die Lastzentren West- und Süddeutschlands existiert. Andere, von latenten Überlastungen gekennzeichnete Regelzonengrenzen, die ein Aussetzen der regelzonenübergreifenden Stromlieferungen und Countertrading über Ausnahmefälle hinaus erforderlich machen, sind der Beschlusskammer nicht bekannt.

Die Möglichkeit des Aussetzens des untertätigen Stromhandels und die Möglichkeit des Countertradings unter dem Netzregelverbund stellen jedoch keinen grundsätzlichen Vorteil gegenüber dem Zentralregler dar. Das Aussetzen regelzonenübergreifender Stromlieferungen und das Countertrading flankieren lediglich andere Engpassmaßnahmen wie z. B. Redispatch¹³, da das Aussetzen regelzonenübergreifender Stromlieferungen und das Countertrading nur in Ausnahmefällen ihre Wirkung entfalten können. Dass das Aussetzen regelzonenübergreifender Stromlieferungen lediglich eine „flankierende Maßnahme zu den eigentlichen Engpassbehebungsmaßnahmen“ ist, wird auch von der Beteiligten zu 2 bestätigt. Die entlastende Wirkung auf den von Überlast bedrohten Betriebsmitteln durch Aussetzen regelzonenübergreifender Stromlieferungen und durch Countertrading kann nur dann eintreten, wenn die von Überlastung bedrohten Netzbereiche parallel zu den Grenzen der Regelzonen verlaufen. Liegen die von Überlast bedrohten Netzbereiche innerhalb einer Regelzone, bleibt die Aussetzung regelzonenübergreifender Fahrplanlieferungen ohne entlastende Wirkung. Der Beteiligten zu 1 ist daher zuzustimmen, dass „die Anwendbarkeit dieser Form des Engpassmanagements, das auf den Regelzonengrenzen aufsetzt, sehr limitiert“ ist. Die limitierte Anwendbarkeit des Aussetzens regelzonenübergrei-

¹³ *Redispatch* bezeichnet den (vertraglich vereinbarten) Eingriff eines Übertragungsnetzbetreibers in die Fahrweise der Kraftwerke zur Entlastung von Überlast bedrohter Betriebsmittel. In Analogie zum *Countertrading* weist der Übertragungsnetzbetreiber auf der Seite mit dem Erzeugungsüberschuss ein oder mehrere Kraftwerke zur Reduzierung ihrer Einspeisung an. Gleichzeitig weist der Übertragungsnetzbetreiber ein oder mehrere Kraftwerke auf der anderen Seite zur Steigerung der eingespeisten Leistung an.

fenden Stromhandels und des Countertradings wird auch von den Gutachtern der TU Dortmund / E-Bridge bestätigt.

Die Möglichkeit des Aussetzens des untertätigen Stromhandels und die Möglichkeit des Countertradings unter dem Netzregelverbund stellen insbesondere deswegen keinen grundsätzlichen Vorteil gegenüber dem Zentralregler dar, als dass die gegenwärtig bestehenden Netzrestriktionen zwischen der Regelzone der Beteiligten zu 2 und der Beteiligten zu 4 in absehbarer Zeit überwunden sein werden. Bereits in Kürze, möglicherweise sogar noch mit der im Jahr 2010 angestrebten Inbetriebnahme der vierten Grenzkuppelleitung zwischen der Beteiligten zu 2 und der Beteiligten zu 4 (Krümmel – Schwerin), ist bereits mit einer Entspannung der von temporären Überlastungen gekennzeichneten Regelzonengrenze zur Beteiligten zu 4 zu rechnen. Eine vollständige Entspannung tritt nach Aussage der Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge nach Fertigstellung der bereits teilweise in Bau befindlichen fünften Grenzkuppelleitung (Remptendorf – Redwitz) zwischen der Beteiligten zu 2 und der Beteiligten zu 4 ein. Die gegenwärtigen temporär auftretenden Situationen mit drohenden Überlastungen sind dann an der Regelzonengrenze zwischen der Beteiligten zu 2 und der Beteiligten zu 4 nicht mehr zu erwarten. Maßnahmen zur Vermeidung von Netzüberlastungen sind dann nicht mehr zu ergreifen. Das Aussetzen der regelzonenübergreifenden Stromlieferungen und das Countertrading werden obsolet.

Die Möglichkeit des Aussetzens des regelzonenübergreifenden Handels und das Countertrading sind weiterhin auch deswegen nicht als grundsätzlicher Vorteil des Netzregelverbunds gegenüber dem Zentralregler anzusehen, da ihre Engpass entlastende Wirkung in den eng vermaschten deutschen Übertragungsnetzen in der Regel gering ist. Sollten zukünftig erneut temporäre Netzüberlastungen entlang Regelzonengrenzen auftreten – obwohl dies aufgrund des Regelzonenzuschnitts derzeit als unwahrscheinlich anzusehen ist – ist eine zielgerichtete Entlastung der überlasteten Betriebsmittel durch diese Maßnahmen nicht zu erwarten. Die physikalische Quelle und Senke einer Stromlieferung können bei einem regelzonenübergreifenden Handelsgeschäft und beim Countertrading aus netztopologischer Sicht jeweils weit von den von der Überlastung bedrohten Betriebsmitteln entfernt liegen. Der Teil des Stroms von der Quelle zur Senke, welcher über die von der Überlastung bedrohten Betriebsmittel fließt, ist daher zumeist gering. Ein großer Teil des Stroms fließt über andere – engpassfreie – Wege von der Quelle zur Senke. Das Aussetzen des Han-

delsgeschäfts bzw. die Anwendung des Countertradings entfalten in diesen Fällen in der Regel nur eine geringe entlastende Wirkung für das von Überlast bedrohte Netzelement. Andere Maßnahmen zur Beseitigung von temporären Überlastungen wie beispielsweise Redispatch können effektiver eingesetzt werden, da zielgerichtet auf diejenigen Kraftwerke zugegriffen werden kann, bei denen eine Leistungserhöhung bzw. -reduktion die größte entlastende Wirkung auf den Engpass entfaltet. Die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge bestätigen dies, indem sie feststellen, dass „Redispatch für allgemeine Engpässe die Ziel gerichtete Maßnahme“ darstellt. Die grundsätzliche begrenzte Wirksamkeit des Countertradings wird auch von der Beteiligten zu 2 nicht bestritten, in dem Effizienz Nachteile gegenüber dem Redispatch nur für die Fälle negiert werden, in denen „eine eindeutige Lastflussrichtung vorherrscht und eine eindeutige netzseitige Schwachstelle gegenüber Redispatch identifiziert werden kann“.

Das richtungsabhängige Aussetzen der Online-Saldierung und des regelzonenübergreifenden Abrufes der Sekundärregelenergie kann zwar unter dem Netzregelverbund unterstützend eingesetzt werden, um temporären regelzonenübergreifenden Netzüberlastungen entgegenzutreten. Hierin ist jedoch kein struktureller Vorteil des Netzregelverbunds gegenüber dem Zentralregler zu sehen. Denn bezüglich der Einsatzmöglichkeiten gelten die gleichen Einschränkungen wie beim Aussetzen des regelzonenübergreifenden Handels oder wie beim Countertrading. Die von Einschränkungen der Übertragungskapazität betroffenen Netzbereiche müssen entlang von Regelzongrenzen verlaufen. Die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge führen dahingehend unterstützend aus, dass der Einsatz von Regelenergie und die Online-Saldierung grundsätzlich keine Maßnahme des Engpassmanagements sind.

Einschränkungen der Übertragungskapazitäten sind unter beiden Regelkonzepten grundsätzlich unabhängig von der Frage der Ausregelung der Netze zu begegnen. Aufgrund des hohen Vermaschungsgrades und des geographischen Zuschnitts der deutschen Übertragungsnetze kann bei zukünftig auftretenden Einschränkungen der Übertragungskapazitäten nicht davon ausgegangen werden, dass diese deckungsgleich mit Regelzongrenzen sind. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass Einschränkungen der Übertragungskapazitäten regelzonenintern auftreten oder sogar durch mehrere Regelzonen verlaufen. In diesen Fällen sind unter beiden Regelkonzepten Modelle zu entwickeln, z. B. wie von der Beteiligten zu 1 vorgeschlagen auf

Basis des Regionenmodells, wie zukünftig auftretenden Engpässen grundsätzlich begegnet werden soll.

3.3.2. Verhalten im Großstörungsfall

Mit der Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 können die einzelnen Leistungs-Frequenz-Regler im Falle von Großstörungen weiter wie bisher für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs eingesetzt werden. Einbußen der Systemsicherheit mit Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone von der Beteiligten zu 1 sind nicht zu erwarten. Keines der Regelkonzepte hat einen signifikanten Vorteil gegenüber dem anderen Regelkonzept hinsichtlich der Behebung von Großstörungen.

Unter Großstörungen sind erhebliche Störungen des regulären Netzbetriebs zu verstehen, bei denen einzelne Netzbereiche nicht versorgt sind, bei denen ein Lastabwurf in größerem Umfang erfolgt ist oder bei denen das synchrone europäische Verbundnetz aufgebrochen ist, d. h. sich Teilnetze oder Inselnetze gebildet haben. Großstörungen – insbesondere die kritischen Teil- oder Inselnetzbildungen – sind bisher in Deutschland nur sehr selten aufgetreten. Zuletzt trat in Deutschland eine Großstörung am 04.11.2006 auf, als die Regelzone der Beteiligten zu 4 in zwei Netzbereiche zerfiel und nachfolgend das europäische Verbundnetz sich ebenfalls in mehrere Teilnetze aufspaltete. Bei einer derartigen Großstörung, die zu einer Auftrennung des synchronen europäischen Verbundnetzes oder zu einer Inselnetzbildung führt, wird i. d. R. die Leistungs-Frequenz-Regelung blockiert und in eine reine Frequenzregelung umgeschaltet. Dadurch soll die Netzstabilität gewährleistet und in den betroffenen Netzen die Netzfrequenz wieder auf den Sollwert von 50 Hz zurückgeführt werden. Die per Fahrplan angemeldeten regulären regelzonenübergreifenden Stromlieferungen, deren Einhaltung die Leistungs-Frequenz-Regelung sicherstellt, können bei Großstörungen nicht mehr eingehalten werden.

Die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 erfordert keine wesentlichen Anpassungen bei den für die Behebung von Großstörungen vorgehaltenen Notfallkonzepten. Die Regelzonen bleiben in ihren heutigen Grenzen bestehen. Die Verantwortlichkeiten der Leitwarten bleiben unberührt. Insoweit zieht der Beitritt der Beteiligten zu 1 zum Netzregelverbund keine grundsätzlichen

Veränderungen oder Anpassungen der Notfallkonzepte für die Behebung von Großstörungen nach sich.

Eine Vorzugswürdigkeit eines der beiden Regelkonzepte bezüglich der Besorgung von Großstörungen ist der Beschlusskammer nicht ersichtlich. Unter einem deutschlandweit agierenden Netzregelverbund können die nach einer Großstörung intakt gebliebenen Regelzonen wie bisher die Teilbereiche zerfallener Regelzonen stützen. Dadurch kann eine Ausweitung der Großstörung vermieden und die Re-Synchronisation mit dem restlichen Verbundnetz vorbereitet werden. Die vergleichsweise rasche Behebung der Großstörung am 04.11.2006 durch Re-Synchronisation der Teilnetze bestätigt zwar für diesen Fall den Stützungs- und Stabilisierungseffekt einer dezentralen Ausregelung. Daraus jedoch einen grundsätzlichen Sicherheitsvorteil gegenüber dem Zentralregler abzuleiten – wie von der Beteiligten zu 2 vorgetragen – ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar. Denn der Stützungseffekt im Netzregelverbund ist an die Existenz intakter Regelzonen nach einer Großstörung geknüpft. Ob diese Voraussetzung auch unter anderen Störungsszenarien unterstellt werden darf, ist zumindest fraglich. Des Weiteren kann aus dem Stützungseffekt der Regelzonen am 04.11.2006 keine grundsätzlich schlechtere Störungsbeseitigung unter dem Zentralregler gefolgert werden. Nicht auszuschließen ist, dass unter einem Zentralregler die Re-Synchronisierung der Teilnetze noch schneller gelungen oder es gar nicht zur Netzauftrennung gekommen wäre.

Die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge halten in Bezug auf Großstörungen beide Regelkonzepte grundsätzlich für gleichwertig. Sie empfehlen zwar für den Zentralregler dezentrale Regler als Rückfallinstanzen, die im Störfall ebenfalls im reinen Frequenzmodus betrieben werden und die betroffenen Netzbereiche stützen. Den von den Gutachtern angeregten Rückgriff auf die gegenwärtigen Leistungs-Frequenz-Regler der vier Regelzonen als Rückfallinstanzen versteht die Beschlusskammer dabei jedoch nur als Startlösung, welche ggf. durch für die Störungsbeseitigung besser geeignete dezentrale Strukturen zu ersetzen wäre. Mit einer Auftrennung des Verbundsystems ist – wie von der Beteiligten zu 1 vorgetragen und wie am 04.11.2006 der Fall – vorwiegend entlang hoch belasteter Korridore zu rechnen. Grundsätzlich flexibel gestaltbare dezentrale Reglerstrukturen als Rückfallinstanzen des Zentralreglers tragen diesen „Grenzen“ besser Rechnung als die starren gegenwärtigen Leistungs-Frequenz-Regler der Regelzonen. Die von den Gutachtern für

den Zentralregler empfohlenen dezentralen Regler als Rückfallinstanzen sind deshalb nicht zwangsläufig als Nachteil des Zentralreglers gegenüber dem Netzregelverbund aufzufassen.

3.4. Auswirkungen auf die betroffenen Akteure

3.4.1. Auswirkungen auf Bilanzkreisverantwortliche und Stromhändler

Der betriebliche Mehraufwand auf Seiten der Bilanzkreisverantwortlichen und Stromhändler bei einem sich auf alle vier Regelzonen erstreckenden Netzregelverbund gegenüber dem Zentralregler ist zu Gunsten der kurzfristigen Hebung der Einsparpotenziale durch die Vermeidung des Gegeneinanderregelns und durch die Reduzierung der Höhe der Regelleistung in Kauf zu nehmen. Das von den Gutachtern der TU Dortmund / E-Bridge auf Seiten der Bilanzkreisverantwortlichen und Stromhändler ermittelte Einsparpotenzial i. H. v. rd. 8 Mio. € pro Jahr durch Zentralisierung des Fahrplanmanagements und der Bilanzkreisabrechnung kann zu einem späteren Zeitpunkt – zum Beispiel im Wege einer späteren Einführung des Zentralreglers – gehoben werden.

Durch die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 ändert sich aus Sicht eines Stromhändlers bzw. Bilanzkreisverantwortlichen gegenüber dem heutigen Zustand mit Ausnahme der Bildung eines über dann alle vier Regelzonen einheitlichen Ausgleichsenergiepreises nichts. Ein Stromhändler, der in mehreren Regelzonen Kunden beliefern möchte, muss die Kunden entsprechend ihrer Regelzonen nach wie vor in separaten Bilanzkreisen bewirtschaften. Dazu muss er mit jedem Übertragungsnetzbetreiber entweder selbst einen Bilanzkreisvertrag abschließen, oder er ordnet seine Kunden einem Bilanzkreis eines anderen Händlers zu. In letzterem Fall sind vertragliche Absprachen mit dem anderen Bilanzkreisverantwortlichen zu treffen¹⁴. Der Händler muss für jeden seiner Bilanzkreise separat die für den Folgetag erwartete Stromentnahme seiner Kunden prognostizieren und durch die Einstellung entsprechender Strommengen ausgleichen. Energielieferungen in andere Bilanzkreise sind bei beiden betroffenen Übertragungsnetzbetreibern durch einen Fahrplan anzumelden. Stellt ein Bilanzkreisverantwortlicher nach der vortägigen Fahrplanabgabe Abweichungen des Verbrauchsverhaltens der von ihm belieferten Kunden gegenüber der vortags prognostizierten Menge fest, so kann er dem abwei-

¹⁴ In der Regel führen Stromhändler vielfach jedoch eigene Bilanzkreise, um Angaben über die von ihnen belieferten Kunden nicht anderen Bilanzkreisverantwortlichen, die potentielle Wettbewerber sein können, offenzulegen.

chenden Verbrauchsverhalten seiner Kunden durch Anpassung der in seinen Bilanzkreis eingestellten Energiemengen Rechnung tragen. Dazu können Fahrpläne untertägig mit einem Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden bis zum Erfüllungszeitpunkt geändert werden. Ein Bilanzkreisverantwortlicher hat dadurch die Möglichkeit, kurzfristig erkannte Abweichungen noch durch Handelsgeschäfte oder durch eine geänderte Fahrweise seiner Kraftwerke auszugleichen und eine Über- oder Unterpeisung seines Bilanzkreises und damit die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zu vermeiden. Im Anschluss an die Belieferung erhalten die Bilanzkreisverantwortlichen von den Übertragungsnetzbetreibern für jeden ihrer Bilanzkreise Abrechnungen über die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie. Die Rechnungen werden überprüft, und Unstimmigkeiten sind mit den Übertragungsnetzbetreibern aufzuarbeiten.

Unter dem Netzregelverbund gelten die vorstehend beschriebenen Strukturen unverändert fort. Unter einem Zentralregler mit nur noch einer Regelzone könnte ein heute regelzonenübergreifend agierender Marktteilnehmer jedoch seine Bilanzkreise zu einem einzigen Bilanzkreis zusammenführen. Die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge haben im Rahmen einer Befragung von Marktteilnehmern herausgefunden, dass insbesondere kleinere Marktakteure, deren Prozesse einen geringeren Automatisierungsgrad als die der großen Stromhändler aufweisen, von der Reduzierung der Zahl der Bilanzkreise profitieren würden. Gerade das Fahrplanmanagement und die Bilanzkreisabrechnung erfordern auf Seiten der Bilanzkreisverantwortlichen oft erheblichen manuellen Nachbearbeitungsbedarf. Insbesondere kleine Marktteilnehmer gaben in der Befragung durch die Gutachter an, bei nur noch einer Regelzone – wie es unter dem Zentralregler der Fall wäre – Aufwand in Höhe von rd. ein bis zwei Vollzeitkräften einsparen zu können. Die Beschlusskammer bewertet dieses Einsparpotenzial als nicht unerheblich, da gerade kleine Marktakteure, unter denen vielfach auch Marktneulinge sind, personell i. d. R. schlank aufgestellt sind. Die Verwendung bislang für die Zwecke der Bilanzkreisabrechnung und des Fahrplanmanagements gebundenen Arbeitskräftepotenzials in anderen Unternehmensbereichen bedeutet gerade für diese Händler eine Entlastung, deren Dimension von dem von den Gutachtern ermittelten Einsparpotenzial i. H. v. 8 Mio. € pro Jahr aus Sicht der Beschlusskammer nur unzureichend wiedergegeben wird. In vielen im Laufe des Verfahrens geführten Gesprächen haben Marktteilnehmer gegenüber der Beschlusskammer die entlastende Wirkung einer einzigen deutschlandweiten Regelzone durch

Reduzierung des Aufwands beim Fahrplanmanagement und bei der Bilanzkreisabrechnung bestätigt. Da insbesondere von kleineren Marktteilnehmern wettbewerbliche Impulse ausgehen, ist durch eine Optimierung des Geschäftsbetriebs eine Verstärkung des Wettbewerbs zu erwarten. Im Wegfall der regelzonenübergreifenden Fahrpläne und in der Vereinfachung der Bilanzkreisabrechnung sehen auch viele der Stellungnahmen zum Gutachten der TU Dortmund / E-Bridge einen Vorteil des Zentralreglers gegenüber dem Netzregelverbund.

Zwar betreffen die Erleichterungen durch Wegfall der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne und durch Reduzierung auf nur noch eine Bilanzkreisabrechnung nur diejenigen Bilanzkreisverantwortlichen, die Bilanzkreise in mehreren Regelzonen führen. Laut Aussage der Gutachter handelt es sich dabei gegenwärtig um etwa 100 Bilanzkreisverantwortliche. Durch die Vereinfachung des Fahrplanmanagements und der Bilanzkreisabrechnung profitiert jedoch auch die große Zahl der Bilanzkreisverantwortlichen / Händler, die bisher nur in einer Regelzone aktiv sind.¹⁵ Denn für diese Bilanzkreisverantwortlichen / Händler ist die Belieferung von Kunden in anderen Regelzonen i. d. R. mit einem hohen anfänglichen Aufwand verbunden. Der Händler muss z. B. für die Regelzone des Kunden einen neuen Bilanzkreisvertrag mit dem dortigen Übertragungsnetzbetreiber schließen oder die Neukunden einem fremden Bilanzkreis zuordnen und hierfür entsprechende Vereinbarungen mit einem fremden Bilanzkreisverantwortlichen treffen. Des Weiteren besteht auch unter dem Netzregelverbund unverändert die Verpflichtung fort, sämtliche zumutbaren Anstrengungen bei der Erstellung der Verbrauchsprognose des Bilanzkreises auf sich zu nehmen. Gerade bei einem neuen Bilanzkreis mit nur wenigen Neukunden, über deren Verbrauchsverhalten dem Bilanzkreisverantwortlichen zu Beginn der Belieferung noch wenig Erfahrungswerte vorliegen, können Prognosefehler leicht zu erheblichen, u. U. sogar sanktionsbewehrten Unausgeglichheiten führen. Diese Umstände halten Stromhändler oftmals davon ab, die Belieferung auf Kunden in anderen Regelzonen auszudehnen. Die Beibehaltung der vier Regelzonen unter dem Netzregelverbund wirkt insoweit wettbewerbshemmend.

¹⁵ Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber waren mit Stand 31.12.2009 in der Regelzone der Beteiligten zu 1 rd. 340, in der Regelzone der Beteiligten zu 2 rd. 300, in der Regelzone der Beteiligten zu 3 rd. 250 und in der Regelzone der Beteiligten zu 4 rd. 280 Stromhändler als Bilanzkreisverantwortliche registriert. Einige dieser Bilanzkreisverantwortlichen / Stromhändler führen mehrere Bilanzkreise.

Die Bildung eines über alle Regelzonen einheitlichen Ausgleichsenergiepreises unter dem Netzregelverbund vereinfacht die Abrechnung der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie für die Bilanzkreisverantwortlichen und erhöht insgesamt die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Berechnung der Ausgleichsenergiepreise. Ein Differenzierungsmerkmal zum Zentralregler stellt diese Eigenschaft jedoch nicht dar.

Durch Bildung eines für alle Regelzonen gleichen Ausgleichsenergiepreises werden die Bilanzkreise im Netzregelverbund bei der Abrechnung der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie finanziell so gestellt, als gäbe es nur einen deutschlandweiten Bilanzkreis pro Händler. Bilanzkreisverantwortliche werden so gestellt, als ob Überspeisungen in einer Regelzone mit Unterspeisungen in einer anderen Regelzone saldiert werden. Die Kosten der von den Bilanzkreisverantwortlichen in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie bemessen sich am Gesamtsaldo der Über- und Unterspeisungen der Bilanzkreise eines Bilanzkreisverantwortlichen und werden als Produkt des Gesamtsaldos aller seiner Bilanzkreise mit dem für alle Regelzonen gleichen Ausgleichsenergiepreis berechnet. Anstelle von bisher vier Ausgleichsenergiepreisen muss ein Bilanzkreisverantwortlicher in den Bilanzkreisabrechnungen nur noch einen Ausgleichsenergiepreis verarbeiten. Dies vereinfacht die Bilanzkreisabrechnung. Allerdings sinken die Kosten für die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch eine Einführung eines einheitlichen Ausgleichsenergiepreises nicht. Die Kosten werden lediglich anders auf die Bilanzkreisverantwortlichen verteilt. Denn die geänderte Systematik bei der Berechnung der Ausgleichsenergiepreise lässt die Höhe der eingesetzten Regelarbeit und damit deren Kosten unverändert. Die Höhe der eingesetzten Regelarbeit ist allein durch das Leistungsungleichgewicht des gesamten Netzregelverbunds determiniert. Insoweit erkennt die Beschlusskammer die mit der Bildung eines einheitlichen Ausgleichsenergiepreises einhergehende strukturelle Vereinfachung für die Bilanzkreisverantwortlichen an, sieht jedoch in der Bildung eines einheitlichen Ausgleichsenergiepreises keine substantielle Verbesserung gegenüber dem bisherigen Zustand. Da unter dem Zentralregler ein einheitlicher Ausgleichsenergiepreis systemimmanent ist, stellt diese Eigenschaft kein Unterscheidungsmerkmal zwischen beiden Regelkonzepten dar.

3.4.2. Auswirkungen auf Anbieter von Regelenergie

Die Beibehaltung der regelzonenscharfen Poolung von Technischen Einheiten für die Erbringung von Regelenergie und die daraus resultierende Behinderung der Entwicklung der Regelenergiemärkte ist ein struktureller Nachteil des Netzregelverbunds gegenüber dem Zentralregler, steht aber der zumindest vorläufigen Einführung des Netzregelverbunds nicht entgegen.

Die Bildung von regelzonenübergreifenden Pools, d. h. die Zusammenfassung Technischer Einheiten aus mehreren Regelzonen für die Erbringung von Regelenergie, ist im Netzregelverbund nicht möglich. Ursache dafür ist, dass die Höhe der erbrachten Regelleistung stets eindeutig einer Regelzone zugeordnet und in deren Leistungsbilanz berücksichtigt werden muss. Wird Regelleistung aus einem auf eine Regelzone beschränkten Pool heraus erbracht, ist diese Voraussetzung erfüllt. In diesem Fall lässt sich die erbrachte Regelleistung eindeutig der Erbringungsregelzone zuordnen. Beim Netzregelverbund kann dadurch z. B. das Ist-Signal der erbrachten Sekundärregelleistung, welches der Anbieter von Sekundärregelenergie an den die Regelleistung anfordernden Leistungs-Frequenz-Regler des Anschluss-Übertragungsnetzbetreibers zurückmeldet, eindeutig der die Sekundärregelenergie benötigenden Regelzone zugeordnet werden.

Anders verhält es sich jedoch bei einem Regelzonen-übergreifenden Pool. Da ein Anbieter von Regelenergie grundsätzlich die freie Wahl hinsichtlich des Einsatzes seiner Technischen Einheiten bei der Erbringung von Regelenergie hat, liegen den Übertragungsnetzbetreibern keine Informationen über den Ort bzw. die Regelzone der Erbringung der Regelenergie vor. Die Regelleistung kann daher entweder komplett aus einer oder auch anteilig aus mehreren Regelzonen, z. B. zu jeweils der Hälfte aus zwei Regelzonen heraus, erbracht werden. Aufgrund der den Übertragungsnetzbetreibern i. d. R. nicht vorliegenden Informationen, aus welchen Technischen Einheiten heraus die angeforderte Regelenergie erbracht wird, ist eine Aufschlüsselung der erbrachten Regelleistung entsprechend den Erbringungsregelzonen nicht möglich. Die erbrachte Regelleistung kann nicht entsprechend der tatsächlich in jeder Regelzone erbrachten Leistung in den betroffenen Leistungs-Frequenz-Reglern Berücksichtigung finden, sondern müsste fälschlicherweise so in den Leistungs-Frequenz-Reglern der beteiligten Regelzonen bilanziert werden, als ob sie vollständig aus einer Regelzone heraus erbracht worden wäre. Die Leistungsbilanzen in den be-

troffenen Regelzonen würden dadurch verfälscht mit möglicherweise nachteiligen Folgen für die Stabilität des Netzregelverbunds. Eine derartige Situation ist zu vermeiden. Diese Problematik ließe sich im Falle der Sekundärregelenergie zwar prinzipiell dadurch heilen, in dem neben dem Ist-Signal der insgesamt erbrachten Regelleistung zusätzlich die erbrachte Regelleistung aufgeschlüsselt nach Erbringungsregelzonen zu übermitteln wäre. Dies ist jedoch gegenwärtig nach Kenntnis der Beschlusskammer nicht der Fall und würde den ohnehin bereits komplizierten Datenaustausch im Netzregelverbund um einer weiteren Komplexitätsstufe erhöhen.

Die Beschränkung auf regelzonenscharfe Pools im Netzregelverbund stellt gerade für kleine Anbieter eine erhebliche Erschwernis dar. Interessenten, die den Eintritt in den Markt für Sekundärregelenergie oder Minutenreserve erwägen, kann dadurch sogar eine Teilnahme verwehrt bleiben. Die für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten richtigerweise zu gewährleistende hohe Verfügbarkeit der Regelenergie erbringenden Technischen Einheiten erfordert die Vorhaltung von Reserveanlagen bzw. Reservekraftwerken. Andernfalls ist die hohe Verfügbarkeit nicht sicher zu stellen, da z. B. nicht auszuschließenden Kraftwerksausfällen zu begegnen ist. Ein Anbieter mit nur zwei Technischen Einheiten ist daher in der Regel gezwungen, Regelenergie nur aus einer Einheit anzubieten und die zweite Einheit zur Absicherung der ersten vorzuhalten. Liegen beide Einheiten in der gleichen Regelzone – wie beim Zentralregler automatisch der Fall – ist eine Teilnahme am Regelenergiemarkt möglich. Liegen beide Technischen Einheiten jedoch in unterschiedlichen Regelzonen, bleibt dem Anbieter unter dem Netzregelverbund eine Teilnahme am Regelenergiemarkt verwehrt. In der ebenfalls möglichen direkten Ansteuerung der Sekundärregelenergie erbringenden Technischen Einheiten aus der Leitwarte des Übertragungsnetzbetreibers sieht die Beschlusskammer keine über Ausnahmefälle hinausgehende Alternative zur Poolbildung. Denn es ist davon auszugehen, dass ein Kraftwerksbetreiber, um den es sich bei der Sekundärregelung in der Regel handelt, einem Dritten keinen Eingriff in die Fahrweise seiner Kraftwerke zugestehen wird.

Die Beschlusskammer misst der Wettbewerb fördernden Bedeutung einer regelzonenübergreifenden Poolung eine große Bedeutung zu und bewertet daher das sich daraus ergebende Potenzial für die Marktentwicklung optimistischer als die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge, die die Vorteile des Zentralreglers hinsichtlich der Entwicklung der Regelenergiemärkte durch die Ermöglichung deutschlandweiter Pools

bestätigen, die Vorteile einer regelzonenübergreifenden Poolung jedoch zurückhaltend beurteilen. Die Einschätzung der Beschlusskammer speist sich u. a. aus den in den Stellungnahmen zum Gutachten der TU Dortmund / E-Bridge zum Ausdruck kommenden vielfachen Bedenken hinsichtlich der Beschränkung auf die regelzonenscharfe Poolung von Regelkraftwerken. Sowohl Trianel, die Beteiligten zu 5 und 6 als auch der VIK sehen in einem deutschlandweiten Pool einen erheblichen Vorteil des Zentralreglers gegenüber dem Netzregelverbund und versprechen sich dadurch insbesondere für abschaltbare Lasten eine vereinfachte Teilnahme am Markt für Minutenreserve. Trianel führt dazu aus, unter einem Zentralregler betrage die „Mindestpoolgröße“ entsprechend der Vorgabe aus der Festlegung BK6-06-012 nur einmal 15 MW zuzüglich der Besicherung, unter dem Netzregelverbund jedoch vier mal 15 MW zuzüglich jeweils regelzonenindividueller Besicherung. Der VIK erwartet, dass eine regelzonenübergreifende Poolung bei der Minutenreserve gerade kleinere Anbieter in die Lage versetzt, ihre Anlagen wirtschaftlich zu vermarkten und geht in diesem Fall von einer deutlichen Belebung des Minutenreservemarktes aus. Auch die Monopolkommission sieht in einer regelzonenübergreifenden Poolung die Möglichkeit, die Regelenergiemärkte stärker dem Wettbewerb zu öffnen¹⁶.

Mit Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 entfällt zwar die bislang erforderliche Aufteilung der zumeist nur in einer Regelzone gelegenen Technischen Einheiten eines Anbieters auf zwei oder mehrere Unter-Pools, wenn der Anbieter gleichzeitig Sekundärregelenergie in mehreren Regelzonen vermarkten möchte. Die Aufteilung in Unter-Pools ist bislang erforderlich, da nicht zeitgleich aus einem Pool heraus Sekundärregelenergie für mehrere Regelzonen erbracht werden kann. Diese Verbesserung unter dem Netzregelverbund vermag jedoch die Nachteile durch die weiterhin geltende Beschränkung auf regelzonenscharfe Pools nicht aufzuwiegen.

Die Aufteilung der in einer Regelzone gelegenen Technischen Einheiten eines Anbieters von Sekundärregelung in mehrere – bis zur Einführung des Netzregelverbunds theoretisch bis zu vier – Unter-Pools war nach Kenntnis der Beschlusskammer in der Praxis vielfach mit erheblichem organisatorischen Aufwand und Schwierigkeiten auf Seiten der Anbieter verbunden. Ursache dafür waren u. a. die Zuordnung der verfü-

¹⁶ Sondergutachten der Monopolkommission „Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb“ gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Juli 2009

baren Technischen Einheiten zu den einzelnen Unter-Pools und die mit der Zuordnung zu den Unter-Pools einhergehenden Beschränkungen bei der Angebotsstellung sowie beim Einsatz der Regelenergie. Weitere Ursachen für die Schwierigkeiten durch die Aufteilung der Technischen Einheiten in Unter-Pools waren die nicht einheitlichen Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Übertragungsprotokolle und Datenformate bei den Kommunikationsverbindungen an die Leistungs-Frequenz-Regler. Diese Erschwernisse haben in der Vergangenheit Anbieter davon abgehalten, Sekundärregelenergie in anderen Regelzonen zu erbringen. Unter dem Netzregelverbund entfällt die Unterteilung der Technischen Einheiten einer Regelzone in Unter-Pools. Insoweit stellt die Bildung regelzonenscharfer Gesamtpools eine organisatorische und strukturelle Vereinfachung für die Anbieter gegenüber dem bisherigen Zustand dar. Des Weiteren entfallen durch die Schaffung eines bundesweit einheitlichen Marktes für Sekundärregelenergie auch bisher erforderliche mehrfache Tätigkeiten wie z. B. die Analyse des Angebotsverhaltens der für jede Regelzone jeweils anderen Bieter, die separate Abrechnung der vorgehaltenen Regelleistung und der erbrachten Regelenergie oder die bisher parallel durchzuführenden Anpassungen der Verträge zur Erbringung von Regelenergie mit den Übertragungsnetzbetreibern. Es ist davon auszugehen, dass Marktneulingen hierdurch der Markteintritt erleichtert werden dürfte. Die darüber hinaus erstrebenswerte regelzonenübergreifende Poolung bleibt allerdings Anbietern von Regelenergie unter dem Netzregelverbund verwehrt. Diese Möglichkeit eröffnet nur der Zentralregler.

Die Möglichkeit der Poolung ist dabei immer vor dem Hintergrund aufgrund von Netzrestriktionen eventuell vorzunehmender Einschränkungen zu beurteilen, die ggf. zur Bildung von Pools entsprechend der sich aufgrund der Netzrestriktionen ergebenden Regionen führen können. Dies gilt gleichermaßen sowohl unter dem Zentralregler als auch unter dem Netzregelverbund, da einem eingeschränkten Transport von Regelleistung über hoch ausgelastete Netzelemente hinweg grundsätzlich unter beiden Regelkonzepten entgegenzutreten ist. Dies träfe die Regelenergieanbieter unter dem Netzregelverbund sogar härter als unter dem Zentralregler. Denn unter dem Zentralregler müsste bei Netzrestriktionen nur ein deutschlandweiter Gesamtpool geteilt werden. Beim Netzregelverbund hingegen müssten bei regelzonenintern verlaufenden Netzrestriktionen die bereits auf die Regelzonen beschränkten Pools nochmals aufgespaltet werden. Dies würde die Flexibilität der Anbieter weiter reduzieren und könnte sogar eine Angebotsstellung verhindern.

Durch die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 verringert sich der Aufwand für die Anbieter von Sekundärregelenergie durch den Wegfall der regelzonenübergreifenden Kommunikationsverbindungen an die Leistungs-Frequenz-Regler anderer Regelzonen. Unter dem Netzregelverbund benötigt ein Anbieter von Sekundärregelenergie nur noch die Kommunikationsverbindung an den Leistungs-Frequenz-Regler des Anschluss-Übertragungsnetzbetreibers, also desjenigen Übertragungsnetzbetreibers, in dessen Regelzone die Technischen Einheiten zur Erbringung von Sekundärregelung stehen. Der Datenaustausch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anbietern wird im Netzregelverbund vollständig und ausschließlich über diese Kommunikationsverbindung abgewickelt. Für einen Anbieter von Regelenergie, der bisher z. B. aus einer der Regelzonen des Netzregelverbunds heraus Sekundärregelenergie für die Regelzone der Beteiligten zu 1 erbringt, fallen mit Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 die regelzonenübergreifende Kommunikationsverbindung an den Leistungs-Frequenz-Regler der Beteiligten zu 1 weg. Er benötigt zukünftig nur noch die Anbindung an seinen Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber. Dadurch entfallen die Betriebskosten für die regelzonenübergreifenden Kommunikationsverbindungen. Der wirtschaftliche Nutzen für die Anbieter ist allerdings in einer laut Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge nur geringen Größenordnung.

Ein Vorteil des Netzregelverbunds gegenüber dem Zentralregler kann durch den Wegfall der regelzonenübergreifenden Kommunikationsverbindungen auch deswegen nicht abgeleitet werden, da auch unter dem Zentralregler nur noch eine Kommunikationsverbindung, nämlich an den Zentralregler, erforderlich ist. Zwar kann beim Zentralregler bei einer zur Besorgung von Großstörungen erforderlichen Bündelung der Technischen Einheiten zusätzlich zur Kommunikationsverbindung an den Zentralregler auch eine Kommunikationsverbindung an den in Bereitschaft mitlaufenden Leistungs-Frequenz-Regler des jeweiligen Anschluss-Übertragungsnetzbetreibers erforderlich werden. Die beim Zentralregler mögliche zweifache Kommunikationsverbindung wird aber durch die unter dem Netzregelverbund nach wie vor erforderlichen mehrfachen Kommunikationsverbindungen aufgewogen, wenn ein Anbieter über Pools für die Sekundärregelung in mehreren Regelzone verfügt. Aufgrund der Zusammenfassung der Regelenergie erbringenden Technischen Einheiten zu an die Regelzonengrenzen gebundenen Pools unter dem Netzregelverbund benötigt ein

Anbieter, der in allen vier Regelzonen über Technische Einheiten für die Erbringung von Sekundärregelenergie verfügt, nach wie vor vier Online-Anbindungen, um am Markt für Sekundärregelung teilzunehmen – eine für die Anbindung jedes regelzonen-scharfen Pools an den Leistungs-Frequenz-Regler des jeweiligen Anschluss-Übertragungsnetzbetreibers. Diese nach wie vor unter dem Netzregelverbund erforderlichen mehrfachen Kommunikationsverbindungen wiegen nach Ansicht der Beschlusskammer die möglicherweise bestehenden geringfügigen Vorteile des Netzregelverbunds in Bezug auf die Kommunikationsverbindungen auf.

3.4.3. Betrieblicher Aufwand bei den Übertragungsnetzbetreibern

Der betriebliche Mehraufwand auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber eines sich über alle vier Regelzonen erstreckenden Netzregelverbunds gegenüber dem Zentralregler steht einer zumindest vorläufigen Einführung des Netzregelverbunds nicht entgegen. Der von den Gutachtern der TU Dortmund / E-Bridge ermittelte Mehraufwand des Netzregelverbunds gegenüber dem Zentralregler von rd. 1,5 Mio. € pro Jahr beim Fahrplanmanagement und bei der Bilanzkreisabrechnung ist zu Gunsten der kurzfristigen Hebung der Einsparpotenziale durch die Vermeidung des Gegeneinanderregelns und durch die Reduzierung der Höhe der Regelleistung in Kauf zu nehmen.

Die Beibehaltung der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne unter dem Netzregelverbund lässt den mit der Bearbeitung der Fahrpläne auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber verbundenen Kontroll- und manuellen Nachsteuerungsbedarf unverändert. Der Kontroll- und Nachsteuerungsbedarf ergibt sich aus Fehlern und Unstimmigkeiten, die die Übertragungsnetzbetreiber bei der Überprüfung der Konsistenz der jeweils von beiden bei einer Stromlieferung beteiligten Bilanzkreisen wechselseitig anzumeldenden Fahrpläne feststellen. In diesen Fällen ist i. d. R. manueller Nachbearbeitungsbedarf und Kontaktaufnahme mit beiden beteiligten Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich. Obwohl die Prozesse des Fahrplanmanagements weitestgehend automatisiert erfolgen, erfordert die Aufklärung von Fehlern und Unstimmigkeiten laut Aussagen von Marktakteuren in den Stellungnahmen zum Gutachten der TU Dortmund / E-Bridge hohen manuellen Nachbearbeitungsbedarf. Der Nachbearbeitungsbedarf steigt dabei mit der Anzahl der Fahrpläne an. Dieser Nachbearbeitungsbedarf reduzierte sich, wenn sich die Zahl der Fahrpläne spürbar verringerte. Die Beschlusskammer vermag den Ausführungen der EnBW Regional nicht zu fol-

gen, die unter einem Zentralregler keine Reduzierung der Zahl der abzuwickelnden Fahrpläne erwartet. Den Ausführungen der EnBW Regional kann u. a. deswegen nicht gefolgt werden, da der Wegfall der regelzonenübergreifenden Fahrpläne zwischen den drei bereits am Netzregelverbund teilnehmenden Übertragungsnetzbetreibern ignoriert wurde. Obwohl auch die derzeit am Netzregelverbund teilnehmenden Übertragungsnetzbetreiber die Höhe des von den Gutachtern ermittelten Einsparpotenzials bezweifeln, wird auch von ihnen nicht bestritten, dass Synergieeffekte beim Wegfall der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne gehoben werden können.

Ähnliche Überlegungen gelten für die Bilanzkreisabrechnung. Statt unter dem Netzregelverbund nach wie vor für jede Regelzone getrennten Bilanzkreisabrechnungen würden unter dem Zentralregler die Stromlieferungen bzw. Stromhandelsgeschäfte eines Händlers in nur noch einer einzigen Bilanzkreisabrechnung zusammengefasst. Dass auch bei einem weitgehend automatisierten Prozess wie der Bilanzkreisabrechnung nicht viermal identische Strukturen vorgehalten werden müssen und Synergiepotenziale durch eine Zentralisierung gehoben werden können, liegt auf der Hand.

Der Vortrag der Beteiligten zu 2, 3 und 4, ein wirtschaftlicher Vergleich zwischen Netzregelverbund und Zentralregler sei unzutreffend, wenn nicht ein um das Regionenmodell vervollständigter Zentralregler mit regionalen Leitwarten und verbindlichen Einspeisefahrplänen für Kraftwerke zum Vergleich herangezogen werde, vermag nicht zu überzeugen. Denn wie vorstehend bereits ausgeführt, sind verbindliche Einspeisefahrpläne keineswegs zwingend, um den Wegfall der regelzonenübergreifenden Handelsfahrpläne unter dem Zentralregler zu kompensieren. Auch die Existenz regionaler Leitwarten unter dem Zentralregler entspricht nicht dem Konzept des Zentralreglers und wird von den Gutachtern auch nicht für erforderlich erachtet. Das Regionenmodell wird nach Kenntnis der Beschlusskammer von allen Übertragungsnetzbetreibern unabhängig von der Frage der Ausregelung der Netze zur Besorgung von Einschränkungen der Transportkapazität entwickelt. Eine ggf. spätere Einführung des Regionenmodells kann daher nicht dem Zentralregler angelastet werden.

3.5. Marktentwicklung und Zukunftstauglichkeit

3.5.1. Untertägiger Handel

Die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 lässt die gegenwärtigen Strukturen im untertägigen Handel unverändert. Die Beibehaltung der Fahrplananmeldung bei regelzonenübergreifenden Stromlieferungen und deren hierfür vorzusehenden Vorlaufzeiten stellen einen Nachteil gegenüber dem Zentralregler dar.

Mit Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 bleiben nicht nur die Einschränkungen für die Bilanzkreisverantwortlichen – zusätzlicher Aufwand beim Fahrplanmanagement und bei der Bilanzkreisabrechnung – bestehen. Die Fortexistenz der regelzonenübergreifenden Fahrplananmeldungen und deren Vorlaufzeit von gegenwärtig 45 Minuten schränken auch die Flexibilität der Handelsteilnehmer ein, da regelzonenübergreifende Optimierungen des Kraftwerkseinsatzes sowie der Ausgleich kurzfristig auftretender Leistungsungleichgewichte in Bilanzkreisen mit Bilanzkreisen in anderen Regelzonen erschwert werden. Betroffen hiervon sind insbesondere kleinere und mittlere Marktteilnehmer, deren Personalstärke und deren Automatisierungsgrad der Systeme die Nutzung der prinzipiell vorhandenen Möglichkeiten gegenwärtig nur teilweise zulässt. Ein Vertreter eines städtischen Energieversorgers hat gegenüber der Beschlusskammer beispielsweise vorgebracht, mit Energieversorgern aus anderen Regelzonen bestehende Aushilfsvereinbarungen zur wechselseitigen Besicherung der Kraftwerke nur eingeschränkt nutzen zu können. Denn nachts oder am Wochenende sei die Leitwarte zur Steuerung der Kraftwerke nur mit für die Kraftwerkssteuerung geschultem Personal besetzt. Dieses Personal verfüge aber i. d. R. über keine handelstechnische Qualifikation, die für regelzonenübergreifende Fahrplanmanagement erforderlich sei. Zur Besicherung eines Kraftwerks könne daher nachts und an Wochenenden auf kein regelzonenfremdes Kraftwerk zurückgegriffen werden, sondern die Besicherung müsse durch eigene Anlagen erfolgen. Insoweit könnten die prinzipiell bestehenden Flexibilitäten beim Kraftwerkseinsatz durch Zusammenarbeit mit anderen Kraftwerksbetreibern nur sehr eingeschränkt genutzt werden. Diese Einschränkungen träten unter einem Zentralregler nicht auf. Unter einem Zentralregler kann zudem der Kraftwerkseinsatz deutschlandweit bis zu dem Zeitpunkt der Aktivierung der An- bzw. Abfahrrampen der beteiligten Kraftwerke disponiert werden, so dass unter dem Zentralregler eine maximal mögli-

che Optimierung des Kraftwerkseinsatzes sowie ein weitest möglicher Ausgleich kurzfristig auftretender Leistungsungleichgewichte erzielbar ist.

Marktteilnehmer haben weiterhin gegenüber der Beschlusskammer geäußert, von der mit der Einrichtung eines Zentralreglers einhergehenden Zusammenführung der vier Handelspunkte zu einem Handelspunkt sei ein grundlegender Impuls für den Energiemarkt durch eine Erhöhung der Liquidität und der Wettbewerbsintensität zu erwarten. Auch Marktakteure, deren Aktivitäten bisher auf eine Regelzone beschränkt seien, würden profitieren, da ihnen mit einem Marktgebiet Deutschland ohne prinzipiellen Mehraufwand ein Mehrfaches an Möglichkeiten offen stünde. Die Beschlusskammer hält diese Sichtweise für plausibel. Angesichts des erheblichen Zuwachses der im untertägigen Handel allein an der EPEX gehandelten Strommengen ausgehend von rd. 1,4 GWh pro Tag im Jahr 2006 auf über 23 GWh pro Tag im Januar 2010 gepaart mit der wachsenden Anforderung an die kurzfristige Vermarktung der EEG-Strommengen hält die Beschlusskammer eine Marktplattform, welche einen Handel bis nahe Echtzeit ermöglicht, für erstrebenswert. Auch die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge sehen hinsichtlich der Marktentwicklung Vorteile für das Konzept des Zentralreglers durch den Wegfall der heutigen 45-minütigen Vorlaufzeit für regelzonenübergreifende Fahrplananmeldungen. Auch die Beteiligten zu 1 und die Beteiligten zu 5 und 6 messen der weiteren Entwicklung des untertägigen Handels eine große Bedeutung zu und sehen darin einen Vorteil des Zentralreglers gegenüber dem Netzregelverbund.

Die vorgenannten Nachteile gegenüber dem Zentralregler stehen jedoch der Einführung des Netzregelverbunds nicht entgegen. Denn die mit der Beibehaltung der regelzonenübergreifenden Fahrpläne einhergehenden Einschränkungen sind keine Verschlechterung gegenüber dem gegenwärtigen Zustand, sondern schreiben den gegenwärtigen Status Quo lediglich fort. Vor dem Hintergrund der mit der Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 kurzfristig realisierbaren Einsparpotenziale durch die Vermeidung des Gegeneinanderregelns und durch die Reduzierung der Regelleistung können die fehlenden Impulse des Netzregelverbunds für die Marktentwicklung zumindest übergangsweise in Kauf genommen werden.

3.5.2. Integration der EEG-Strommengen

Die Beibehaltung der regelzonenübergreifenden Fahrpläne und deren Vorlaufzeit erschweren die Vermarktung der volatilen Einspeisung aus EEG-Anlagen. Die In-Anspruchnahme von Ausgleichsenergie bei der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises und der damit einhergehende Einsatz von Regelarbeit kann unter dem Netzregelverbund aufgrund der allenfalls beschränkten Möglichkeit zur Verkürzung der Vorlaufzeit für den untertägigen börslichen Handel nicht in dem Umfang wie beim Zentralregler reduziert werden.

Die Veräußerung der EEG-Strommengen an der Börse ist untertäglich bis zu 75 Minuten vor Lieferbeginn möglich. Abweichungen der EEG-Einspeisung von der Prognose, die später z. B. durch aktuellere Prognosen nahe Echtzeit erkannt werden, können nicht mehr durch reguläre Kaufs- und Verkaufsgeschäfte an der Börse ausgeglichen werden, sondern müssen durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie egalisiert werden. Bei einem Wegfall der regelzonenübergreifenden Fahrpläne – wie unter dem Zentralregler der Fall – würde ein Teil der gegenwärtig innerhalb der 75-minütigen Vorlaufzeit durchgeführten Prozesse – nämlich das Erstellen der sich aus den Börsengeschäften ergebenden Fahrpläne, deren Versendung an die Übertragungsnetzbetreiber sowie die sich daran anschließenden Kontrollprozesse – obsolet werden. Die 75-minütige Vorlaufzeit könnte sich durch den Wegfall dieser Prozesse auf die für die Abwicklung des reinen Handelsgeschäftes erforderlichen Prozesse verringern. Die deutsche Strombörse EPEX hat gegenüber der Beschlusskammer bestätigt, dass eine Verkürzung der Vorlaufzeit am Intraday-Markt möglich sei, falls Fahrpläne – wie unter einem Zentralregler der Fall – auch nach Beginn des Lieferzeitraums bzw. rückwirkend angemeldet werden können.

Nach der Beschlusskammer vorliegenden Daten zu den EEG-Einspeisemengen der Beteiligten zu 1 ist ein erhebliches Einsparpotenzial durch die Verkürzung der Vorlaufzeit des börslichen Intraday-Handels zu erwarten. Aus den Daten der Beteiligten zu 1 geht hervor, dass bei einer Verkürzung der Vorlaufzeit von gegenwärtig 75 Minuten auf 15 Minuten die für die Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises in Anspruch genommene Ausgleichsenergie allein in der Regelzone der Beteiligten zu 1 um mehrere 100.000 MWh pro Jahr reduziert werden könnte. Diese Menge könnte – eine entsprechende Liquidität vorausgesetzt – anstelle der In-Anspruchnahme teurer Ausgleichsenergie am Intraday-Handel der Börse vermarktet werden. Auch bei einer auf-

grund eingeschränkter Liquidität nur teilweisen Vermarktung am Intraday-Handel der Börse offenbart die enorme Größe dieser Zahl das erhebliche mit der Reduzierung der Vorlaufzeit für den börslichen Handel verbundene Potenzial. Eine monetäre Bewertung dieses Reduktionspotenzials in absoluter Höhe liegt der Beschlusskammer zwar nicht vor. Anzusetzen wäre hierfür grundsätzlich die Differenz aus dem Ausgleichsenergiepreis und dem am Intraday-Markt erzielten Kaufs- bzw. Verkaufspreis für die jeweilige Stunde. Da die Ausgleichsenergiepreise i. d. R. deutlich höher als die sich am Intraday-Markt einstellenden Kaufs- bzw. Verkaufspreise sind, ist jedoch ein hohes Einsparpotenzial durch eine Verkürzung der Vorlaufzeit für den börslichen Handel wahrscheinlich. Dieses Einsparpotenzial könnte unter dem Zentralregler zu einer Reduzierung der enormen Kosten der EEG-Umlage beitragen. Durch die Beibehaltung der regelzonenübergreifenden Fahrpläne ist unter dem Netzregelverbund keine vergleichbare Reduzierung der börslichen Vorlaufzeiten möglich. Die Höhe der in Anspruch zu nehmenden Ausgleichsenergie für die Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises ist damit unter dem Netzregelverbund systematisch höher als unter einem Zentralregler.

3.5.3. Reversibilität der Regelkonzepte

Die Ausdehnung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 lässt eine spätere Einführung eines Zentralreglers zu.

Da der Netzregelverbund die bisherigen Reglerstrukturen unangetastet lässt, steht der Netzregelverbund einer möglichen späteren Einführung eines Zentralreglers nicht im Wege. Durch die Rückfalloption in den Separatbetrieb der einzelnen Regelzonen kann jederzeit ein Zustand herbeigeführt werden, wie er bei Einleitung des Verfahrens – nämlich in der getrennten Ausregelung der Übertragungsnetze – bestand. Mit der Erweiterung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 sind keine Prozesse und Mechanismen insbesondere in Beziehung mit den Bilanzkreisverantwortlichen und Anbietern von Regelenergie so umzustellen, dass ein späterer Übergang zum Zentralregler unmöglich gemacht würde. Die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge führen hierzu aus, dass der Netzregelverbund jederzeit in ein Konzept des Zentralreglers überführt werden könne. Diese Voraussetzung erachtet die Beschlusskammer als wesentlich, um die Möglichkeit einer späteren Einführung eines Zentralreglers offen zu halten. Angesichts der vielfältigen, in der Gesamtheit beachtlichen Potenziale und Verbesserungen, die einen Zentralregler gegenüber dem

Netzregelverbund auszeichnen, ist die Reversibilität des Netzregelverbunds verbunden mit der Möglichkeit der späteren Einführung des Zentralregler unabdingbar, um die Erweiterung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 bejahen zu können.

3.6. Zeitbedarf für die Einführung

Der Netzregelverbund kann im Gegensatz zum Zentralregler kurzfristig auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 ausgedehnt werden. Vor Einführung eines Zentralreglers erforderliche Anpassungen und Tests lassen eine kurzfristige Einführung des Zentralreglers nicht zu.

Der Netzregelverbund ist innerhalb nur eines Jahres in seiner vollen Ausprägung von den drei beteiligten Übertragungsnetzbetreibern in den Wirkbetrieb überführt worden. Die rasche Umsetzung wurde durch den Umstand begünstigt, dass die Schnittstellen zu den anderen Marktakteuren bis auf kleine Anpassungen im Wesentlichen unverändert geblieben sind. Die mit der intensivierten Zusammenarbeit bei der Regelenergie verbundenen Änderungen und Anpassungen betreffen schwerpunktmäßig Übertragungsnetzbetreiber-interne Prozesse und Mechanismen. Daher ist davon auszugehen, dass die Erweiterung des Netzregelverbunds auf die Regelzone der Beteiligten zu 1 innerhalb kurzer Zeit umsetzbar ist. Demgegenüber benötigt die Implementierung des Zentralreglers geeignete Maßnahmen, „um den Wegfall der Fahrplaninformationen und der an diese geknüpften Eingriffsmöglichkeiten sowie den Verlust des entsprechenden Erfahrungswissens zu kompensieren“ – wie die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge ausführen. Diese Maßnahmen sind vor einer Umsetzung des Zentralreglers zu entwickeln und zu testen. Da die Entwicklung dieser Maßnahmen ein hohes Maß an Sorgfalt und Umsicht erfordert, und durch entsprechende Testreihen die Zuverlässigkeit und Belastbarkeit der Maßnahmen unter Beweis gestellt werden müssen, ist eine ausreichend lange Vorbereitungszeit für die Einführung eines Zentralreglers zu veranschlagen. Die Einführung eines Zentralreglers muss im laufenden Betrieb erfolgen. Fehler müssen daher bei dessen Einführung nach menschlichem Ermessen ausgeschlossen werden können. Andernfalls drohen schwerwiegende Konsequenzen für die Netzstabilität. Dies erfordert ein entsprechend behutsames und sorgfältiges Vorgehen. Dies steht einer kurzfristigen Einführung eines Zentralreglers entgegen. Auch in den Stellungnahmen zum Gutachten wird eine kurzfristige Einführung des Zentralreglers vielfach für nicht möglich erachtet. EET äußert

diesbezüglich erhebliche Bedenken und weist u. a. auf vielfältige, zeitaufwändige Anpassungen in den Bilanzkreis-Verträgen und Unklarheiten beim Prozess der Bilanzkreisdatenbereitstellung hin. Die Beschlusskammer hält die von den Gutachtern und in den Stellungnahmen geäußerten Bedenken hinsichtlich einer kurzfristigen Einführung des Zentralreglers für nachvollziehbar.

Die Gutachter der TU Dortmund / E-Bridge haben für die Umsetzung der Module 3 und 4 im Dreier-Netzregelverbund inklusive der Integration der Beteiligten zu 1 in den Netzregelverbund einen Zeitbedarf von wenigen Monaten veranschlagt. In anderen, vergleichbaren Fällen, in denen die Umsetzung von Vorgaben der Bundesnetzagentur im Wesentlichen im Binnenverhältnis der Übertragungsnetzbetreiber erfolgen konnten, werden gewöhnlich Umsetzungsfristen von zwei oder drei Monaten zugestanden. Der vorliegend zugestandene Umsetzungszeitraum bis zum 31.05.2010 liegt im Rahmen dieser Fristen und wird von der Beschlusskammer angesichts der vorstehenden Ausführungen als erreichbar angesehen.

In Bezug auf den Abruf von Minutenreserve nach einer einzigen, deutschlandweit gültigen Merit-Order (Ziffer 3 des Tenors) hat die Beschlusskammer den Beteiligten zu 1, 2, 3 und 4 eine großzügigere Umsetzungsfrist zugestanden. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass die hierzu erforderlichen Umstellungen und Schritte teils erst noch entwickelt und erprobt werden müssen. Daher hält die Beschlusskammer eine Umsetzungsfrist bis zum 30.09.2010 für angemessen.

Rechtsbehelfsbelehrung

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

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

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

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

Matthias Otte

Andreas Fixel

Dr. Jochen Patt

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer