



- Beschlusskammer 6 -

Az: BK6-08-226

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung zum Bilanzkreis für Energie nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz

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

durch den Vorsitzenden Dr. Frank-Peter Hansen,

den Beisitzer Andreas Fixel

und den Beisitzer Dr. Jochen Patt

am 12.05.2009 beschlossen:

1. Die im Rahmen der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises von den Übertragungsnetzbetreibern durchzuführende Beschaffung bzw. Veräußerung der Strommengen zur Herstellung des von Letztverbraucher beliefernden Elektrizitätsversorgungsunternehmens abzunehmenden Bandes hat über einen börslich organisierten Handelsplatz zu erfolgen.
2. Über den vortäglichen Handel ist für jede Stunde des Folgetages die Differenz zwischen der gemäß Vortagesprognose vorhergesagten Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien und dem zu liefernden Band zu beschaffen bzw. zu

veräußern. Der Ausgleich hat in voller Höhe zu erfolgen. Sämtliche Kauf- bzw. Verkaufsangebote sind preisunabhängig einzustellen.

3. Die Abweichungen zwischen den sich aus den untertäglichen Prognosen ergebenden Einspeiseleistungen und den auf Basis der Vortagesprognose bereits beschafften bzw. veräußerten Strommengen sind über den untertäglichen Handel auszugleichen.
4. Den Übertragungsnetzbetreibern wird gestattet, übergangsweise zur Abdeckung von Zeiten unzureichender Liquidität des untertäglichen Spotmarktes eine zusätzliche Leistungsreserve („EEG-Reserve“) nach folgender Maßgabe vorzuhalten:
 - a. Die Beschaffung von EEG-Reserve erfolgt in einem transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren nach Maßgabe des § 22 EnWG. Die Ausschreibung hat über die Internetseiten der Übertragungsnetzbetreiber zu erfolgen.
 - b. Die EEG-Reserve darf einzig zum Ausgleich des EEG-Bilanzkreises eingesetzt werden.
 - c. Die Ausschreibung des gesamten Bedarfs an EEG-Reserve erfolgt kalendermonatlich getrennt nach positiver und negativer EEG-Reserve.
 - d. Die Mindestangebotsgröße beträgt 15 MW.
 - e. Negative Arbeitspreise sind zulässig.
 - f. Eine Präqualifikation der technischen Einrichtungen der Anbieter von EEG-Reserve ist nicht zulässig.
 - g. Die Vorhaltung von EEG-Reserve ist befristet bis längstens zum 31.12.2010.
5. Bei nachgewiesenen Einschränkungen der Übertragungskapazitäten, die eine regelzoneninterne Erzeugung bzw. einen regelzoneninternen Verbrauch der im Rahmen der EEG-Bandlieferung zu beschaffenden bzw. zu veräußernden Strommengen erfordern, kann auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber und nach dessen Bewilligung durch die Bundesnetzagentur von den Vorgaben der vorstehenden Ziffern 1. bis 4. abgewichen werden.

6. Die Beschaffung bzw. Veräußerung der Strommengen zur Herstellung des Bandes darf auf einen anderen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen eines Dienstleistungsverhältnisses übertragen werden.
7. Zur Herstellung von Transparenz haben die Übertragungsnetzbetreiber folgende Daten auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen:
 - a. Die Vortagesprognose der erwarteten Einspeisung aus Windenergie in ihrer Regelzone ist bis spätestens 18:00 Uhr in mindestens stündlicher Auflösung zu veröffentlichen.
 - b. Die auf Grundlage einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Referenzanlagen erstellte Online-Hochrechnung der tatsächlichen Einspeisung von Windenergie in der Regelzone ist unverzüglich und in gleicher zeitlicher Auflösung wie die Vortagesprognose zu veröffentlichen.
 - c. Die für jede Stunde am Intraday-Markt beschaffte bzw. veräußerte Strommenge ist zu veröffentlichen. Die Daten sind spätestens am Folgetag bis 18:00 Uhr zu veröffentlichen.
 - d. Eine anonymisierte Liste aller bezuschlagten Angebote von EEG-Reserve mit Angabe der Angebotsleistung und des Leistungspreises ist zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung hat unverzüglich nach der Ausschreibung zu erfolgen.
 - e. Die abgerufene EEG-Reserve ist unter Angabe der Abrufleistung und des Erbringungszeitraums in stündlicher Auflösung zu veröffentlichen. Die Daten sind ebenfalls spätestens am Folgetag bis 18:00 Uhr zu veröffentlichen.
 - f. Die Differenz zwischen der gemäß der jeweils aktuellen Einspeiseprognose insgesamt zur Herstellung des Bandes zu beschaffenden oder zu veräußernden Strommengen und den hierfür insgesamt über den vor- und untertäglichen Spotmarkt oder über den Abruf von EEG-Reserve beschafften bzw. veräußerten Strommengen ist in stündlicher Auflösung am Folgetag bis 18:00 Uhr zu veröffentlichen.
 - g. Die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie zum Ausgleich des EEG-Bilanzkreises ist in viertelstündlicher Auflösung unverzüglich nach Vorlage der Bilanzkreisabrechnung zu veröffentlichen.

- h. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf Aufforderung der Bundesnetzagentur oder spätestens bis zum 15. Februar eines Jahres für das Vorjahr folgende Daten an diese zu übermitteln:
 - i. Preise, Mengen und Stunde(n) der im börslichen Handel beschafften bzw. veräußerten Strommengen
 - ii. Arbeitspreise, Mengen, Anbieter und Stunde(n) der in Anspruch genommenen EEG-Reserve.
- 8. Die Vorgaben sind beginnend mit dem 01.08.2009 umzusetzen.
- 9. Der Widerruf der Regelungen der Ziffern 1 bis 7 wird vorbehalten.

Gründe

I.

1. Hintergrund

Gemäß § 36 Abs. 1 des novellierten, am 01.01.2009 in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang und den zeitlichen Verlauf von Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, zu vergüten sowie die Energiemengen unverzüglich untereinander vorläufig auszugleichen. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, haben gemäß § 37 EEG den von dem für sie regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abgenommenen Strom anteilig nach der Maßgabe eines rechtzeitig bekannt gegebenen, der tatsächlichen Stromabnahme angenäherten Profils abzunehmen und zu vergüten. Aus diesen Verpflichtungen ergibt sich für die Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe, die fluktuierende, stark witterungsabhängige Einspeisung aus erneuerbaren Energien in eine Profillieferung, derzeit gemäß Branchenlösung vom 02.11.2005 ein Monatsband, umzuwandeln. Die Lieferung der eingespeisten Strommengen aus erneuerbaren Energien von den Anlagenbetreibern über die Übertragungsnetzbetreiber zu den Letztverbraucher beliefernden Stromhändlern wird auch als physische Wälzung bezeichnet.

Die Umwandlung der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien in ein Monatsband wird auch als EEG-Veredelung bezeichnet. Das Monatsband basiert auf einer bundesweiten Prognose der erwarteten Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EEG-Einspeisung) und des Letztverbraucherabsatzes. Die Höhe des Monatsbandes wird derzeit gemäß der Branchenlösung jeweils im Vormonat durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) unter Verwendung der von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Prognosen zur erwarteten EEG-Einspeisung und unter Verwendung des von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen erwarteten Letztverbraucherabsatzes ermittelt. Abweichungen der vorläufig ermittelten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien von der für diesen Monat vorhergesagten Menge werden in den folgenden Monaten bis zum Jahresende anteilig über die Monatsprognosen für diese Monate ausgeglichen. Für die Bestimmung der vorläufigen Einspeisung wird eine sog. Online-Hochrechnung der gemessenen Einspei-

sung aus Referenzwindanlagen herangezogen. Abweichungen der per testiertem Jahresabschluss festgestellten tatsächlichen Einspeisemenge von der vorläufig auf Basis der Referenzanlagen ermittelten Einspeisung in einem Jahr werden im dem dem Betrachtungsjahr übernächsten Jahr ausgeglichen. Die Höhe des Monatsbandes lag im Jahresmittel 2008 etwa bei rd. 8.500 MW.

Die EEG-Veredelung ist neben der Regelenergie eine der zentralen Aufgaben, die die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Systemverantwortung wahrnehmen. Die Bedeutung dieser Aufgabe lässt sich daraus ermessen, dass die tatsächliche Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufgrund ihres volatilen Charakters erheblich über sowie auch erheblich unter dem für jeden Monat festgelegten Band liegen kann. Mehreinspeisungen z. B. bei Starkwindwetterlagen von bis zu 10.000 MW gegenüber dem Monatsband sind möglich. Auch Mindereinspeisungen von vielen Tausend MW sind bei entsprechenden Wetterlagen – z. B. Windstille – möglich.

Da die Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien stark mit der jeweiligen Wetterlage korreliert ist, sind belastbare Vorhersagen über die zu erwartende Einspeisung i. d. R. erst mit ein oder zwei Tagen Vorlauf möglich. Einspeiseprognosen mit einem größeren zeitlichen Vorlauf sind aufgrund der stark eingeschränkten Prognosefähigkeit nur sehr ungenau. Die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung zum Monatsband lassen sich daher in der Regel nur am Vortag oder untertäglich ausgleichen. Aufgrund der teilweise erheblichen auszugleichenden Strommengen und der Kurzfristigkeit des Ausgleichs hat die EEG-Veredelung enorme Auswirkungen auf die Systemsicherheit der Stromnetze. Dies spiegelt sich nicht zuletzt in dem erheblichen finanziellen Volumen wieder, welches die Übertragungsnetzbetreiber derzeit für den EEG-Ausgleich aufwenden. Die den Übertragungsnetzbetreibern im Jahr 2007 entstandenen Kosten für die Aufgabe der EEG-Veredelung beliefen sich in Summe auf 571 Mio. €. Die den Übertragungsnetzbetreibern im Jahr 2008 entstandenen Kosten lagen in einer ähnlichen Größenordnung.

Die enormen, teilweise sehr kurzfristig auszugleichenden Strommengen beeinflussen auch in erheblicher Weise die Preisbildung an den täglichen und untertäglichen Strommärkten. Bei einem hohen Winddargebot sinken die Strompreise üblicherweise deutlich, da in diesem Fall mit einer hohen, teure konventionelle Erzeugung verdrängenden Einspeisung aus Windstrom zu rechnen ist. Der umgekehrte Fall kann bei

Schwachwindwetterlagen mit nur geringen eingespeisten Strommengen aus erneuerbaren Energien eintreten. Dann müssen ggf. teure konventionelle Kraftwerke zusätzlich angefahren oder aktiviert werden. Zeitpunkt und Höhe der zu erwartenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sind somit für die Preisbildung an den Stromhandelsmärkten ein wichtige Informationen mit hoher wettbewerblicher Relevanz.

Die bisherige Praxis bei der Beschaffung der Ausgleichsleistung bzw. -energie für die Herstellung des Monatsbandes unterscheidet sich von Übertragungsnetzbetreiber zu Übertragungsnetzbetreiber. Während einige Übertragungsnetzbetreiber für die EEG-Veredelung den vortäglichen („day-ahead“) oder den untertäglichen („intraday“) Spotmarkt der EEX nutzen bzw. eine eigene Leistungsreserve (auch Windreserve oder EEG-Ausgleichsenergie genannt) vorhalten, übernahmen bei anderen Übertragungsnetzbetreibern bisher konzern-verbundene Dienstleister den Ausgleich von Bilanzabweichungen zwischen Prognose und Ist-Einspeisung. Bei letzterer Ausgestaltung der EEG-Bandlieferung erlangte der konzern-verbundene Dienstleister i. d. R. früher als andere Marktakteure Kenntnis über die exakte Höhe der auszugleichenden, für die Preisbildung an den Stromhandelsmärkten wichtigen Strommengen. Dies galt u. a. deshalb, da die Dienstleister im Gegensatz zu den anderen Marktakteuren über die aus Referenzanlagen bestimmte Hochrechnung der aktuellen Ist-Einspeisung aus den Windenergieanlagen verfügten und daraus wichtige Erkenntnisse über die gerade aktuelle und kurzfristige weitere Entwicklung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien gewinnen konnten. Darüber hinaus werden seitens einiger Übertragungsnetzbetreiber EEG-Ausgleichsmengen auch bilateral über den sogenannten OTC-Handel¹ vermarktet.

Der Mechanismus der physischen Wälzung wird im Allgemeinen als ineffizient angesehen. Insbesondere die Lieferanten der Letztverbraucher haben erhebliche Schwierigkeiten mit den sich im Laufe des Jahres aufgrund der unterjährigen Anpassungen immer wieder verändernden Monatsbändern, da sie jeweils ihre eigene Beschaffung entsprechend anpassen müssen. Dies verursacht erhebliche Kosten bei den Lieferanten. Im Rahmen der Novellierung des EEG wurde daher diskutiert, ob die im bisherigen EEG aus dem Jahr 2004 verankerte physische Wäl-

¹ OTC: „Over The Counter“

zung der aus EEG-Anlagen eingespeisten Strommengen an Letztverbraucher versorgende Energieversorgungsunternehmen abgeschafft werden soll. Im EEG-2009 ist diese Art der Wälzung zwar weiterhin enthalten. Allerdings wurde mit § 64 Abs. 3 eine Regelung in das EEG-2009 aufgenommen, die den Verordnungsgeber mit Zustimmung des Deutschen Bundestages ermächtigt, den Ausgleichsmechanismus neu zu regeln und die physische Wälzung an Letztverbraucher versorgende Energieversorgungsunternehmen abzuschaffen. Der Prozess zur Erstellung einer Verordnung zur Neuregelung des Ausgleichsmechanismus ist zwar angestoßen. Ob aber eine solche Verordnung auch zeitnah in Kraft tritt, ist derzeit nicht gesichert.

2. Bisherige Aktivitäten der Bundesnetzagentur

Bereits frühzeitig nach In-Kraft-Treten des EnWG 2005 wurde ein Diskussionsprozess mit den beteiligten Marktakteuren zur Eruierung von Möglichkeiten zur Neugestaltung des Prozesses der EEG-Veredelung begonnen. Im Rahmen dieses Diskussionsprozesses sind einige Marktteilnehmer – darunter die MVV Energie AG (MVV), der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) und E.ON Sales & Trading GmbH – an die Bundesnetzagentur herangetreten und haben Vorschläge unterbreitet, wie die EEG-Veredelung im Rahmen eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahrens durchgeführt werden könnte.

Der Vorschlag der MVV sah vor, die EEG-Veredelung als Dienstleistung über einen sogenannten EEG-Tranchen-Ausgleichsmarkt (ETAM) per Ausschreibung zu beschaffen. Die Ausschreibung sollte Tranchen von je 10 MW installierter EEG-Leistung umfassen und Mitte eines Monats für den Folgemonat erfolgen. Ein Anbieter sollte, sofern er den Zuschlag in der Ausschreibung erhalten hat, ein Band liefern, welches aus der für den Folgemonat erwarteten EEG-Auslastung multipliziert mit der bezuschlagten Tranchen-Leistung berechnet wird. Im Gegenzug sollte der Anbieter die schwankende Einspeisung aus EEG-Anlagen entsprechend seinem Anteil – berechnet aus Tranchenleistung dividiert durch die gesamte installierte Leistung aus EEG-Anlagen – aufnehmen. Der Vorschlag der MVV Energie wurde jedoch im weiteren Verlauf nicht weiter verfolgt, da er mit hohen Transaktionskosten für die Übertragungsnetzbetreiber und die Anbieter behaftet gewe-

sen wäre. Zudem wäre das auszugestaltende System durch die vorgesehenen informationstechnischen Anbindungen der Anbieter relativ aufwändig zu implementieren gewesen. Weiterhin war durch die hohen Anforderungen an die physikalische Flexibilität der Teilnehmer davon auszugehen, dass diese Bedingungen nur von einem kleinen Teilnehmerkreis – hierzu gehören insbesondere die mit den vier Übertragungsnetzbetreibern im Konzern verbundenen Erzeugungsgesellschaften sowie größere kommunale Unternehmen – erfüllt werden können.

Der Vorschlag des VIK sah vor, für die Anpassung der fluktuierenden Einspeisung an das zu liefernde Monatsband den kurzfristigen Stromhandel zu nutzen. Am Vortag könnten die für die Deckung der Bandlieferung erforderlichen Strommengen von den Übertragungsnetzbetreibern am Spotmarkt einer Strombörse beschafft bzw. überschüssige Strommengen verkauft werden. Die verbleibenden Mengen könnten nach Veröffentlichung der Börsenpreise über eine noch zu etablierende, regelzonen-übergreifende Internetplattform von den ÜNB als Stundenarbeitsprodukt beschafft werden. Untertäglich könnten Differenzen zwischen der Vortagsprognose und den untertäglichen Prognosen über eine Stundenreserve gedeckt werden. Die Anforderungen an diese Stundenreserve sollten gering sein.

Der Vorschlag der E.ON Sales & Trading GmbH basierte auf dem VIK-Vorschlag. Im Unterschied dazu sollten die Übertragungsnetzbetreiber das zu liefernde Monatsband für den Folgemonat jeweils im Vormonat täglich in gleich großen Tranchen an der EEX einkaufen. Die im Rahmen der Vortagesprognose prognostizierte EEG-Menge sollte dann vollständig an der EEX verkauft werden. Die Absicherung der an der EEX verkauften EEG-Erzeugung sollte durch Kontrahierung von Stundenreserveprodukten mit einer Vorlaufzeit von mindestens einer Stunde als positive und negative Leistung erfolgen. Für untertägliche Änderungen durch aktuellere untertägliche Prognosen sollte der Intraday-Markt genutzt werden. Der Vorschlag der E.ON Sales & Trading GmbH wurde jedoch im weiteren Verlauf u. a. deswegen nicht weiter verfolgt, da dieses Modell für die Übertragungsnetzbetreiber durch die langfristige Beschaffung im Voraus mit einem hohen Finanzierungsbedarf verbunden gewesen wäre.

Die einzelnen Vorschläge mündeten nach einer vertieft geführten Diskussion in ein den Übertragungsnetzbetreibern am 22.02.2008 vorgestelltes Konzept zur Neugestaltung der EEG-Veredelung. Kern dieses Konzeptes war die vollständige Beschaffung bzw. Veräußerung (im Folgenden auch gemeinsam als „Vermarktung“ bezeichnet) der zur Herstellung des EEG-Bandes fehlenden oder überschüssigen EEG-Mengen am vortäglichen bzw. untertäglichen börslichen Handel. Nach Auswertung der Stellungnahmen der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur ihr Konzept zur Ausgestaltung des Prozesses der EEG-Veredelung im Rahmen eines Eckpunktepapiers zusammengefasst und dieses am 24.09.2008 veröffentlicht. Kernelement war dabei wie bereits in den den Übertragungsnetzbetreibern am 22.02.2008 vorgestellten Überlegungen die Beschaffung der für die EEG-Bandlieferung noch fehlenden bzw. die Veräußerung der zur Herstellung des Monatsbandes überschüssigen Energiemengen an einem börslich organisierten Handelsplatz. Dabei sollte ausschließlich der vortägliche oder untertägliche Handel genutzt werden. Weiteres zentrales Element der Eckpunkte vom 24.09.2008 war die vollständige Vermarktung der zur EEG-Veredelung benötigten Strommengen über eine gemeinsame, von den Übertragungsnetzbetreibern zu gründende Vermarktungsgesellschaft. Neben Kauf bzw. Verkauf der noch fehlenden bzw. überschüssigen Strommengen sollte die Vermarktungsgesellschaft auch die zur Mengenbestimmung erforderlichen Prognosen der erwarteten Einspeiseleistungen aus Erneuerbaren Energien erstellen. Alternativ zur Vermarktung über eine gemeinsame Vermarktungsgesellschaft sollte die Aufgabe der Vermarktung von einem Übertragungsnetzbetreiber an einen anderen Übertragungsnetzbetreiber als Dienstleistung übertragen werden dürfen. Das Eckpunktepapier sah des Weiteren die Pflicht zur Erstellung einer Vortages- und Intraday-Prognose vor. Zur Erhöhung der Prognosegüte sollten mehrere Einzelprognosen kombiniert und daraus eine sogenannte Metaprognose erstellt werden. Zusätzlich sollten den Übertragungsnetzbetreibern eine Reihe von Veröffentlichungspflichten zur Erhöhung der Transparenz auferlegt werden.

Allen Marktteilnehmern wurde bis zum 13.10.2008 Möglichkeit zur Stellungnahme zum Eckpunktepapier vom 24.09.2008 gegeben. Insgesamt gingen 14 Stellungnahmen von Energieversorgern, Netzbetreibern, Energiehändlern und -erzeugern sowie Interessenverbänden ein.

3. Verfahrensverlauf

Im Anschluss an die Konsultation hat die Bundesnetzagentur am 21.10.2008 unter dem Aktenzeichen BK6-08-226 ein Festlegungsverfahren zum Bilanzkreis für Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gemäß § 27 Abs. 1 Nr. 5 StromNZV i. V. m. §§ 22 Abs. 1 und 29 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) eingeleitet. Ziel des Festlegungsverfahrens ist, auf Grundlage der Eckpunkte vom 24.09.2008 und der dazu eingegangenen Stellungnahmen Vorgaben für ein möglichst transparentes, diskriminierungsfreies, marktorientiertes und effizientes Verfahren der Beschaffung der Ausgleichsleistung bzw. -energie zur Herstellung des EEG-Bandes zu treffen. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens wurde im Amtsblatt der Bundesnetzagentur, Ausgabe 21/2008, Mitteilung Nr. 632/2008 und am 22.10.2008 im Internet der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen zu dem Eckpunktepapier vom 24.09.2008 hat die Bundesnetzagentur die in den Eckpunkten vorgeschlagenen Regelungen überarbeitet und einigen vorgetragenen Bedenken durch Modifizierungen des Konzeptes der EEG-Bandherstellung Rechnung getragen. Die überarbeiteten Eckpunkte wurden den Verbänden der Elektrizitätswirtschaft und den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen eines Workshops am 06.11.2008 vorgestellt und im Rahmen dieses Workshops erörtert. Zu den ursprünglichen Eckpunkten vom 24.09.2008 und zu den überarbeiteten Eckpunkten haben die Marktakteure im Einzelnen wie folgt Stellung genommen:

4. Stellungnahmen der Marktakteure

Das **Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET)** befürwortet die ausschließlich kurzfristige Beschaffung der EEG-Ausgleichsmengen am Vortrag bzw. untertägig. Sollte die Einspeisestruktur zu einem späteren Zeitpunkt jedoch einen signifikanten statistisch relevanten Tagesgang aufweisen, könnten auch langfristige Geschäfte ein sinnvolles Instrument der Veredelung darstellen. Die Notwendigkeit einer EEG-Reserve zur Abdeckung von Illiquiditäten des Intraday-Marktes wird von BET geteilt. Allerdings solle die Stundereserve nicht ausschließlich für die Zwecke der EEG-Veredelung, also zum Ausgleich des EEG-Bilanzkreises eingesetzt werden, sondern stattdessen sei sie als eine vierte Regelenenergiequalität mit deutlich geringeren Anforderungen als die Minutenreser-

ve zu konzipieren. Zur Vermeidung von Informations-Asymmetrien seien die Einspeiseprognosen unverzüglich zu veröffentlichen. Außerdem müssten ausreichende Anreize zur Verbesserung der Prognosegüte gesetzt werden, ohne die konkrete Umsetzung zu stark zu reglementieren. BET hält die in den Eckpunkten vorgeschlagenen Maßnahmen zur Steigerung der Transparenz für erstrebenswert. Wichtig seien die Nachvollziehbarkeit der EEG-Veredelung und der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises. BET fordert dazu die Veröffentlichung sämtlicher Handelsgeschäfte. Die Erstellung der Einspeiseprognose sowie die Verantwortung für den EEG-Bilanzkreis sollten in einer Hand liegen und es sollen dieselben Maßstäbe für Prognosepflichten gelten wie für andere Bilanzkreise auch.

Der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)** weist Befürchtungen einzelner Übertragungsnetzbetreiber zurück, bei Einstellen unlimitierter Angebote am vortäglichen Spotmarkt Preisspitzen in Folge einer mangelnden Liquidität schutzlos ausgeliefert zu sein. Der BDEW verweist darauf, dass fast alle Lieferanten die nachgefragten Energiemengen ebenfalls unlimitiert am Day-Ahead-Markt einstellten. Die Preisfindung am Day-Ahead-Markt erfolge im Wesentlichen durch die Angebote der Stromerzeuger. Der BDEW betont das überragende Interesse des Marktes an einer einheitlichen Preiszone und begrüßt die in die überarbeiteten Eckpunkte aufgenommenen Sonderregelungen im Falle von eingeschränkten Übertragungskapazitäten.

Der **Bundesverband Neuer Energieanbieter e. V. (BNE)** hält die Beschaffung über den börslichen Spotmarkt und den Intraday-Markt ebenfalls für sachgerecht. Angesichts der deutlichen Erhöhung der Prognosegüte im Kurzfristbereich hält der BNE untertägliche Vermarktungsaktivitäten mehr als vier Stunden vor Erfüllung für nicht sinnvoll. Eine weitere Anpassung der Prognose zwei Stunden vor Erfüllung wird gefordert. Die Einführung einer EEG-Reserve lehnt der BNE ausdrücklich ab. Der BNE fordert zudem Anreize zur mittelfristigen Verbesserung der Prognosegüte. Kurzfristig sei zur Verbesserung der Prognosegüte die Kombination mehrerer Einzelprognosen zu einer Metaprognose geeignet. Der BNE rät, angesichts der geplanten Neugestaltung der EEG-Wälzung durch den Verordnungsgeber die Gründung einer gemeinsamen Vermarktungsgesellschaft zunächst zurückzustellen.

Hinsichtlich der Transparenz fordert der BNE eine unverzügliche Veröffentlichung der Vortagesprognose und nicht erst um 18:00 Uhr, da diese Daten allen Marktparteien gleichzeitig und in derselben Qualität vorliegen müssten. Der BNE fordert weiter, in Analogie zu den Transparenzvorgaben für konventionelle Kraftwerke, die Gesamtprognose des Dargebotes Erneuerbarer Energien, und nicht nur der Windenergie, bis spätestens um 10:00 Uhr des Vortages zu veröffentlichen. Insbesondere der Beitrag der Solarenergie werde zukünftig an Bedeutung gewinnen. Auch Änderungen der Prognose müssten den Marktteilnehmern umgehend mitgeteilt werden. Denn für die Einschätzung der Marktsituation sei es von herausragender Bedeutung, dass alle Marktteilnehmer in gleicher Weise über die Erzeugungs- und Einspeisesituation informiert seien. Der BNE forderte des Weiteren auch die Veröffentlichung des Arbeitspreises bei der EEG-Reserve.

EFET Deutschland – Verband deutscher Gas und Stromhändler e. V. (EFET)

hält die im Eckpunktepapier vorgeschlagene Ausgestaltung der EEG-Veredelung für geeignet, Transparenz in den von den Endverbrauchern derzeit kritisch hinterfragten Prozess zu bringen. Das langfristig anzustrebende Ziel sei jedoch der Verkauf der von den EEG-Anlagenbetreibern erzeugte Strom direkt im Markt. Für diese Vermarktung seien die Übertragungsnetzbetreiber aus Sicht von EFET nicht die richtigen Akteure. EFET Deutschland vertritt die Auffassung, dass die Ausschreibung der EEG-Veredelung in Gestalt einer Dienstleistung als marktorientiertes Verfahren erhebliche Vorteile gegenüber einer Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber habe.

Bezüglich der EEG-Reserve fordert EFET einheitliche Ausschreibungsbedingungen und eine einheitliche Ausschreibungsplattform, um den Ausschreibungsaufwand seitens der Marktteilnehmer gering zu halten. Eine Losgröße von 15 MW wird als sinnvoll erachtet und Ausschreibungszeiträume unter einem Monat würden die Teilnahme an den Ausschreibungen erhöhen. EFET empfiehlt weiter, den Arbeitspreis mengen gewichtet in die Zuschlagsentscheidung mit einzubeziehen. EFET betont die Notwendigkeit, die zu veröffentlichenden Daten in einem einheitlichen, maschinenlesbaren Format an einer einheitlichen Stelle zugänglich zu machen.

EnBW Trading GmbH begrüßt die ausschließliche Beschaffung der EEG-Ausgleichsenergiemengen am börslich organisierten Spotmarkt bzw. Intraday-

Markt und fordert in Bezug auf den Spotmarkt die Abgabe unlimitierter Gebote. In Bezug auf den Intraday-Markt weist EnBW Trading auf dessen noch nicht ausreichende Liquidität für die jederzeitige Aufnahme der untertäglich auszugleichenden Strommengen hin und schlägt eine Überprüfung und ggf. Anpassung der Regelleistungsvorhaltung zum Ausgleich ggf. entstehender Ungleichgewichte des EEG-Bilanzkreise hin. Bezüglich der Einspeiseprognosen fordert EnBW Trading die Verwendung einer einheitlichen Metaprognose durch alle Übertragungsnetzbetreiber. Ein Vorteil einer zentralen Vermarktungsgesellschaft wird von EnBW Trading aufgrund der Mengenabhängigkeit der Kosten nicht gesehen.

EnBW Trading weist weiter darauf hin, dass sich das Intraday-Handelssystem der European Energy Exchange (EEX), der führenden deutschen Börse, seit dessen Einführung noch in der Stabilisierungsphase befinde. Unangekündigte Ausfälle von einigen Stunden Dauern seien gegenwärtig nicht auszuschließen. Daher sollten Übergangsweise auch alternative Vermarktungsformen, wie z. B. direkte Handelsgeschäfte, auch als OTC-Handel („Over The Counter“) bezeichnet, über die bisher von den Übertragungsnetzbetreibern beauftragten Dienstleister zugelassen werden. EnBW Trading fordert eine ausgeglichene Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises und negiert die Notwendigkeit einer gemeinsamen Vermarktungsgesellschaft. Bzgl. der EEG-Reserve regt EnBW Trading an, bei der Zuschlagserteilung Leistungspreis und Arbeitspreis zu koppeln, um andernfalls mögliches taktisches Angebotsverhalten mit geringen Leistungspreisen für den Zuschlag aber hohen Arbeitspreisen zu verhindern. EnBW Trading befürwortet grundsätzlich eine Präqualifikation der für die Erbringung von EEG-Reserve vorgehaltenen Anlagen. Diese sei erforderlich, um auszuschließen, dass EEG-Reserve nicht vorgehalten werde, sondern im Falle eines Abrufes von EEG-Reserve die Bedarfsdeckung über eine Beschaffung im Intraday-Markt versucht werde.

Die **EnBW Transportnetze AG** begrüßt den Vorschlag der vollständigen täglichen und untertäglichen Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen an der Börse. Allerdings könne EnBW Transportnetze AG die untertägliche Vermarktung an der Börse erst zum 01.07.2009 eigenständig erfüllen. Bis dahin seien sie auf die Hilfe eines Dienstleisters angewiesen. Beim Intraday-Handel sei es sinnvoll, zunächst nur diejenigen Mengen zu beschaffen, deren Erforderlichkeit als gesichert angesehen werden könne und bei denen ein anschließender Zurückkauf bzw. Wieder-

verkauf mit großer Wahrscheinlichkeit auszuschließen sei. Bis zur Herstellung einer ausreichenden Liquidität auf dem Intraday-Markt hält die EnBW Transportnetze AG übergangsweise eine Erhöhung der Regelenergievorhaltung in Form von Minutenreserve für erforderlich. Eine gemeinsame Vermarktungsgesellschaft wird abgelehnt. Die Aufgabe der EEG-Bandherstellung sei eine der zentralen Systemdienstleistungen und müsse aus Gründen der Systemsicherheit in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber bleiben. Zudem seien Kostenvorteile nicht ersichtlich. Die EnBW Transportnetze AG weist weiter darauf hin, dass bei einer Pflicht zur ausgeglichenen Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises keine Synergien mit dem Einsatz von Regelenergie genutzt werden könnten.

Die EnBW Transportnetze AG weist auf die derzeit noch mangelnde Stabilität und Zuverlässigkeit der EEX-Intraday-Plattform hin und legt dazu 13 Benachrichtigungen der EEX an die Handelsteilnehmer über Unterbrechungen des Intraday-Handels aufgrund von Wartungsarbeiten und Störungen der Handelsplattform seit November 2007 vor. Die erforderliche hohe zeitliche Verfügbarkeit, die an Stelle einer gesicherten Leistungsvorhaltung träte, sei bei der EEX-Intraday-Plattform bisher nicht gegeben. Die EnBW Transportnetze AG schlägt aus diesem Grunde vor, den EEG-Ausgleich über den Intraday-Markt frühestens im zweiten Quartal 2009 beginnen zu lassen. Zudem sei das erste Quartal aufgrund der in diesen Zeitraum fallenden maximalen jährlichen Windeinspeisung erfahrungsgemäß in einer angespannten Marktsituation. Hinsichtlich der gemeinsamen Vermarktungsgesellschaft teilt die EnBW Transportnetze AG die Bedenken der anderen Übertragungsnetzbetreiber. Die gegenwärtig von jedem Übertragungsnetzbetreiber eigenverantwortlich durchgeführte Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises ermögliche die strukturierte und systematisierte Behandlung der massiven physikalischen EEG-Energieflüsse in Deutschland. Eine Zentralisierung im Rahmen einer gemeinsamen Vermarktungsgesellschaft könnte im Extremfall zu unerwünschten, nicht mehr handhabbaren Lastflüssen führen. EnBW schlägt für die EEG-Reserve eine 75-minütige Aktivierungsdauer vor. Damit solle auch ausländischen Teilnehmern ermöglicht werden, sich bei der EEG-Reserve zu beteiligen.

Auch **E.ON Netz GmbH (E.ON)** unterstützt das Konzept der Bundesnetzagentur der täglichen und untertäglichen Vermarktung der EEG-Ausgleichsenergie an der Börse. Voraussetzung hierfür sei die Berücksichtigung von eingeschränkten Über-

tragungskapazitäten. Analog zu den anderen Übertragungsnetzbetreibern sieht E.ON die Spekulationsgefahr anderer Handelsteilnehmer, wenn konkrete Regelungen zu den Beschaffungszeitpunkten bei der Intraday-Vermarktung existierten. E.ON bezweifelt die Kompetenz der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Vorgabe einer Vermarktungsgesellschaft sowie deren kostenmäßigen Nutzen und macht ungeklärte und komplexe kaufmännische Aspekte gegen eine Vermarktungsgesellschaft geltend. E.ON präferiere die Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen über einen anderen Übertragungsnetzbetreiber im Wege eines Dienstleistungsverhältnisses. Bzgl. der geforderten Veröffentlichung der für die EEG-Bandherstellung in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie macht E.ON Zweifel an der Aussagekraft dieser Information geltend.

E.ON fordert die Zulässigkeit der Vorhaltung vertraglich gesicherter Reserven, da ansonsten der EEG-Bilanzkreis aufgrund einer unzureichenden Liquidität des Intraday-Marktes nicht ausgeglichen werden könnte. Dies sei allein aufgrund der Größe des EEG-Bilanzkreises geboten. Aus Sicht von E.ON Netz sollte die Abrufdauer der EEG-Reserve auf bis zu eine Viertelstunden verkürzt werden können. Damit werde es möglich, abweichend von den stündlichen Handelsprodukten flexibler und konkreter auf Abweichungen zu reagieren. Eine notariell hinterlegte Deckelung der Leistungspreise und Arbeitspreise bei der EEG-Reserve wird von E.ON Netz befürwortet, um in der Lage zu sein, extreme Preisspitzen zurückzuweisen. E.ON fordert des Weiteren bei der Zuschlagserteilung bei der EEG-Reserve die Kopplung des Leistungspreises und des Arbeitspreises. Damit solle vermieden werden, dass Angebote mit geringem Leistungspreis, aber mit einem extrem hohen Arbeitspreisen zum Zuge kämen. E.ON schlägt weiter vor, als zusätzliches Instrument zur Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises auch den regelzonen-internen sogenannten Day-after-Handel zu nutzen und verweist dazu auf entsprechende Internetplattformen in ihrer Regelzone.

Das **Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung (Fraunhofer-ISI)** hält die Day-Ahead-Bandherstellung über preisunabhängige Gebote für einen gangbaren Weg. Zur Absicherung von Preisspitzen auf dem Intraday-Markt schlägt Fraunhofer-ISI vor, zusätzlich EEG-Reserve vorzuhalten.

Die **Kom-Strom AG** begrüßt die Initiative der Bundesnetzagentur ausdrücklich. Ein zusätzliches EEG-Reserveprodukt wird abgelehnt, da negative Einflüsse auf den sich gerade entwickelnden Minutenreservemarkt befürchtet werden. Die Kom-Strom AG weist darauf hin, dass durch die Höhe der EEG-Ausgleichsmengen und deren Einfluss auf den Markt die zukünftig Verantwortlichen für die EEG-Veredelung eine starke Marktmacht erhielten. Es sollte sichergestellt werden, dass mit der Durchführung der EEG-Veredelung Unternehmen betraut werden, die nicht bereits über eine große Marktmacht verfügen. Die Transparenzanforderungen hält Kom-Strom für ausreichend.

Die **MVV Energie AG (MVV)** verweist in ihrer Stellungnahme auf das von ihr entwickelte Konzept einer Ausschreibung der EEG-Bandherstellung in Tranchen. Die MVV lehnt eine EEG-Reserve ausdrücklich ab. Die derzeit von einigen Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben EEG-Reserveprodukte litten unter zu hohen Mindestangebotsgrößen mit 25 MW bzw. sogar 50 MW, so dass es zu keinen wesentlichen Marktzutritten kommen könne. Zudem fehlten bei dem vorgeschlagenen Modell Anreize zu mehr Effizienz. Durch die geplante Prognose und Vermarktung der EEG-Mengen aus einer Hand seien keine ausreichenden Anreize für eine Optimierung gegeben. MVV warnt vor einer zu engen Eingrenzung des Beschaffungszeitpunkts für die untertäglichen Handelsgeschäfte und steht daher der Festlegung eines frühest möglichen Beschaffungszeitpunktes kritisch gegenüber.

RWE Transportnetz Strom GmbH (RWE) befürwortete ebenfalls die Vermarktung über den börslichen Day-ahead- bzw. Intraday-Markt. Allerdings bestehe aus Sicht von RWE beim Spotmarkt die Gefahr einer fehlenden Liquidität aufgrund des Preislimits von 3.000 €/MWh an der EEX. Daher solle der bilaterale OTC-Handel eine Rückfalllösung darstellen. Die Zeitpunkte des Kaufs bzw. Verkaufs am Intraday-Markt sollten nicht festgelegt werden. Kauf und Verkauf der Strommengen sollten stattdessen abhängig von der Prognosequalität stattfinden. Auch RWE warnt vor einer nicht ausreichenden Liquidität des Intraday-Marktes und befürchtet zusätzlichen Regelenenergie- und Regelleistungsbedarf, sofern eine EEG-Reserve nicht zugelassen wird. Bei einer täglichen Ausschreibung von EEG-Reserve könne die vorzuhaltende Leistung dimensioniert und so entsprechend dem je nach Wetterlage zu erwartenden Reservebedarf angepasst werden.

Eine zentrale Vermarktungsgesellschaft wird von RWE abgelehnt. Es seien dadurch keine nennenswerten Synergieeffekte zu erwarten und die kartellrechtliche Zulässigkeit stehe in Frage. Die Bildung von Metaprognosen sei sinnvoll, da der Prognosefehler dadurch signifikant reduziert werden könne. Aufgrund der Systemverantwortung solle die Erstellung der Einspeiseprognose bei den ÜNB verbleiben. RWE schlägt vor, auch untertätig Metaprognosen zu erstellen.

RWE führt weiter aus, durch die Forderung, den EEG-Bilanzkreis ausgeglichen führen zu müssen, würden gegenwärtig genutzte Synergieeffekte zwischen der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises und dem Einsatz von Regelenergie zu Nichte gemacht. Synergiepotentiale gäbe es dann, wenn der Saldo des EEG-Bilanzkreises und der Saldo der Regelzone in der gleichen Viertelstunde unterschiedliche Vorzeichen aufwiesen. Dann könnten z. B. überschüssige EEG-Mengen zum Ausgleich der untersteigten restlichen Regelzone genutzt werden und so kostenintensiver Einsatz von Regelenergie vermieden werden. Voraussetzung für diesen gegenseitigen Ausgleich sei, dass sowohl der Saldo der Regelzone als auch der Saldo des EEG-Bilanzkreises mit einer ausreichenden Sicherheit vorhergesagt werden könnten. Dies sei in der Praxis nicht selten der Fall.

Die **Stadtwerke Leipzig GmbH** begrüßen die veröffentlichten Eckpunkte zur Öffnung des Marktsegmentes EEG-Veredelung als praxistauglich, effizient und die Marktliquidität fördernd. Ein einheitliches und gemeinsames Agieren der Übertragungsnetzbetreiber bei den Transaktionen zur EEG-Veredelung über den Spot- bzw. Intraday-Markt der EEX wird zur Vermeidung von Veredelungszusatzkosten für unabdingbar erachtet. Ein zusätzliches EEG-Reserveprodukt wird nicht für notwendig erachtet. Der Ausgleich des EEG-Bilanzkreises solle notfalls über die Inanspruchnahme von Regelenergie durchgeführt werden. Für die Beschaffung am Intraday-Markt wird ein Vorlauf von ein bis zwei Stunden für sinnvoll erachtet.

Die **Vattenfall Europe AG** trägt vor, durch den Verzicht auf eine langfristige Beschaffung der EEG-Ausgleichsleistungen und –energien würden Handlungsoption zur Minderung von Illiquiditäts- und Kostenrisiken ausgeschlossen, wodurch der mögliche Wegfall der Bandlieferung an die Letztverbraucherversorger nicht ausreichend berücksichtigt sei. Die Vattenfall Europe AG trägt in ihrer Stellungnahme

weiter vor, auf dem Intraday-Markt gebe es keine ausreichende Liquidität. Daher müsse EEG-Reserve zum Ausgleich des EEG-Bilanzkreises vorgehalten werden, da ansonsten die Vorhaltung der Minutenreserve erhöht werden müsse. Die beschränkten Übertragungskapazitäten an einigen Regelzonengrenzen müssten berücksichtigt werden. Die Vattenfall Europe AG hält Veröffentlichung der Einspeiseprognose um 18 Uhr des Vortages für zu spät, da wesentliche marktrelevante Informationen allen Beteiligten möglichst früh zur Verfügung stehen sollten. Neben den rechtlichen Bedenken hinsichtlich der Vermarktungsgesellschaft bezweifelt die Vattenfall Europe AG auch deren Kostenvorteil und sieht zusätzlichen Koordinierungsaufwand unter den Übertragungsnetzbetreibern.

Vattenfall Europe Transmission GmbH (VE-T) weist auf die sich aus der anonymisierten Vermarktung an der Börse ergebende Problematik hin, dass die Abnehmer/Lieferanten der EEG-Ausgleichsenergie über das ganze Bundesgebiet verstreut liegen können und dass deren Aus- bzw. Einspeisepunkte unbekannt seien und nicht mehr nur in der eigenen Regelzone lägen. Daher drohten bei einer netztopologisch unausgewogenen Verteilung zwischen der EEG-Einspeisung auf der einen und den Abnehmern auf der anderen Seite Überlastungen von Betriebsmitteln durch hohe weiträumige Leistungsflüsse. Die Vattenfall-Regelzone sei hiervon aufgrund der hohen Leistung angeschlossener EEG-Anlagen besonders betroffen. Zudem reiche die Börsenliquidität am Intraday-Markt derzeit bei weiten nicht aus. Daher sei zusätzlich die Vorhaltung von EEG-Reserve erforderlich. Es sollten keine expliziten Vorgaben zu den Handelszeitpunkten am Intraday-Markt getroffen werden. Ansonsten bestünden Spekulationsmöglichkeiten der anderen Marktakteure gegen die Übertragungsnetzbetreiber. Für Vattenfall Europe Transmission ist eine Vermarktungsgesellschaft allenfalls auf mittelfristige Sicht anzustreben. Die Durchführung der EEG-Veredelung im Auftrag eines anderen Übertragungsnetzbetreibers im Rahmen eines Dienstleistungsverhältnisses sei nach vorheriger Klärung der Kompetenzen und Schnittstellen möglich.

Vattenfall Europe Transmission regt an, bei sehr hohen Preisen am börslichen Spotmarkt die Positionen offen zu halten, und – falls die offenen Positionen nicht im Intraday-Markt geschlossen werden können – auf die EEG-Reserve zurückzugreifen. Des Weiteren hält Vattenfall Europe Transmission eine Kopplung von Leistungspreis und

Arbeitspreis bei der Zuschlagerteilung der EEG-Reserveangebote für sinnvoll und begrüßt die Zulässigkeit notariell hinterlegter Preisobergrenzen.

Der **Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK)** befürwortet ebenfalls die ausschließliche Vermarktung der EEG-Ausgleichsenergiemengen über den täglichen bzw. untertäglichen Handel an der Börse. Auch der VIK trägt Bedenken hinsichtlich einer unzureichenden Liquidität des börslichen Intraday-Marktes vor und fordert die zusätzliche Vorhaltung von EEG-Reserve. Die EEG-Reserve solle dabei als vierte Regelenenergiequalität mit deutlich niedrigeren Anforderungen als die bestehenden Regelenenergiearten funktionieren. Im Bereich des Intraday-Marktes müsse zudem darauf geachtet werden, dass die Wahl des Kaufs- bzw. Verkaufszeitpunktes nicht in das freie Ermessen der Übertragungsnetzbetreiber gestellt werde, da ansonsten die Übertragungsnetzbetreiber eine ihnen nicht zukommende Händlerrolle einnehmen. Hinsichtlich der Prognosen hält der VIK deutschlandweite Vorhersagen mehrerer Einzelanbieter, die zu einer Metaprognose zusammengefasst werden, für sinnvoll. Eine Vermarktungsgesellschaft wird als kritisch angesehen, da diese durch die geplante Neuordnung des Wälzungsmechanismus in der Verordnungsermächtigung nach § 64 Abs. 3 EEG überholt werden könnte. Der VIK fordert ein engmaschiges Monitoring der In-Anspruchnahme von Ausgleichsenergie zur Kontrolle der Kosten der EEG-Wälzung. Des Weiteren sollten hohe Anforderungen an die Ausgeglichenheit des EEG-Bilanzkreises mit entsprechenden Sanktionsmechanismen bei Nichterfüllung gestellt werden.

In einem Gespräch mit der **European Energy Exchange AG (EEX)** am 16.12.2008 hat die Beschlusskammer die in einigen Stellungnahmen aufgeworfenen Fragen hinsichtlich der Stabilität der Handelsplattform mit der EEX erörtert. Die EEX erläuterte, bei den zwischenzeitlichen Ausfällen handle es sich um ein Übergangsproblem, welches bei der Einführung des neuen Handelssystems ComXerv aufgetreten sei. Das Problem sei erkannt und würde im Rahmen eines bei der EEX mit einer hohen Priorität versehenen Qualitätssicherungsprojektes derzeit behoben.

5. Stellungnahme von 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.

Für weitere Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte verwiesen.

II.

1. Ermächtigungsgrundlage

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur, Entscheidungen zur Beschaffung der Ausgleichleistung bzw. –energie für die EEG-Bandlieferung zu treffen, ergibt sich nach Maßgabe des § 27 Abs. 1 Nr. 5 StromNZV i. V. m. §§ 22, 29, 54 EnWG sowie § 11 StromNZV.

2. Aufgreifermessen

Die gemachten Vorgaben zur Beschaffung der Ausgleichleistung bzw. –energie für die EEG-Bandlieferung sind erforderlich und geboten.

Bisher wurden die Vorgaben aus § 22 EnWG bezüglich der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen hinsichtlich des Ausgleichs der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien seitens der Übertragungsnetzbetreiber nur unzureichend umgesetzt. Die uneinheitliche und vor allem intransparente bisherige Vermarktungspraxis der Übertragungsnetzbetreiber, z. B. über konzernverbundene Dienstleister, steht im Widerspruch zu den Vorgaben der Beschaffung von Ausgleichsenergie nach transparenten, auch in Bezug auf verbundenen oder assoziierten Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren. Denn die konzernverbundenen Dienstleister wurden nach Kenntnis der Beschlusskammer nicht im Rahmen von öffentlichen Ausschreibungen ermittelt, die auch anderen potentiellen Dienstleistern die Möglichkeit der Teilnahme an den Ausschreibungen eröffnet hätte, sondern die Vergabe erfolgte nach nicht nachvollziehbaren Krite-

rien. Somit blieb anderen potentiellen Dienstleistern der Zutritt zu diesem Markt mit einem erheblichen finanziellen Volumen bisher verwehrt.

Auch die bislang von einigen Übertragungsnetzbetreibern praktizierte Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen über den bilateralen OTC-Handel ist nicht hinreichend transparent und erfolgt teilweise auch nicht auf wettbewerblicher Basis. Gleiches gilt für die Vorhaltung von EEG-Reserve auf Basis von mit konzern-verbundenen Erzeugungsgesellschaften langfristig geschlossenen Reserveverträgen.

Aufgrund der teilweise intransparenten bisherigen Beschaffungspraxis bei der Herstellung des Monatsbandes sind zudem Ineffizienzen und Fehlallokationen auf den Stromhandelsmärkten zu befürchten. Dadurch bedingt sind Verteuerungen und auch langfristig überhöhte Preise zu befürchten.

3. Voraussetzungen des § 22 EnWG

Zur Herstellung des Monatsbandes aus der fluktuierenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist die Erhöhung oder Reduzierung der Einspeiseleistungen aus konventionellen Erzeugungsanlagen erforderlich. Dadurch wird gewährleistet, dass die insgesamt in die Stromnetze eingespeiste Energie sich mit dem Verbrauch, also der ausgespeisten Energie, die Waage hält und keine Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung auftreten. Die Beschaffung der Ausgleichleistung bzw. –energie für die EEG-Bandlieferung dient somit dem Ausgleich zwischen Ein- und Ausspeisung und unterfällt damit den Vorgaben des § 22 EnWG einer transparenten, auch in Bezug auf verbundenen oder assoziierten Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Beschaffung der Ausgleichsleistungen.

4. Voraussetzungen des § 27 Abs. 1 Nr. 5 StromNZV

Bei der Festlegung hat sich die Beschlusskammer an den in § 27 Abs. 1 StromNZV aufgestellten Anforderungen und Zielen der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG orientiert. Indem sie verbindliche und transparente Rahmenbedingungen für die Beschaffung der Ausgleichleistung bzw. –energie für die EEG-Bandlieferung festlegt, verbessert sie zugleich die Effizienz der Beschaffungsvorgänge und fördert die Bildung insbesondere eines liquiden Intraday-Marktes.

Die den Übertragungsnetzbetreibern durch die Umsetzung der gemachten Vorgaben anfallenden Kosten stehen auch in einem angemessenen Verhältnis zu dem dargestellten Nutzen. Dies gilt insbesondere deshalb, weil bereits § 22 EnWG selbst das Erfordernis eines marktorientierten Beschaffungsverfahrens aufstellt, so dass der hieraus eventuell entstehende finanzielle Aufwand für die Netzbetreiber bereits aus der Erfüllung der entsprechenden gesetzlichen Verpflichtung resultiert.

5. Ausgestaltung des Verfahrens zur Beschaffung der Ausgleichleistung bzw. –energie für die EEG-Bandlieferung

Die Festlegung zur Beschaffung der Ausgleichleistung bzw. –energie für die EEG-Bandlieferung basiert auf dem Eckpunktepapier vom 24.09.2008 sowie auf den im Rahmen des Workshops am 06.11.2008 vorgestellten modifizierten Eckpunkten. Weitere Grundlagen sind die im Rahmen der Konsultation zum Eckpunktepapier vom 24.09.2008 eingegangenen Stellungnahmen sowie die Stellungnahmen zum Workshop vom 06.11.2008. Die Erwägungen, die zu den einzelnen Beschaffungsmodalitäten geführt haben und die Gesichtspunkte, die aus Sicht der Beschlusskammer ein Abweichen dieser Festlegung von den modifizierten Eckpunkten vom 06.11.2008 nahegelegt haben, werden nachfolgend dargelegt.

5.1 Beschaffung über einen börslichen Handelsplatz

Die Beschaffung der zur EEG-Veredelung benötigten Strommengen an einem börslich organisierten Handelsplatz erfüllt die gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich Transparenz und Diskriminierungsfreiheit.

Die Diskriminierungsfreiheit wird zunächst dadurch gewährleistet, dass sich jeder Marktakteur am börslichen Handel beteiligen kann. Denn die Börse ist eine Handelsplattform, die grundsätzlich jedem Handelsteilnehmer offen steht. Des Weiteren wird die Diskriminierungsfreiheit durch den anonymisierten Handel sichergestellt. Käufer und Verkäufer treten in keine direkte Beziehung zueinander, da das Geschäft über die Börse als sogenannter Clearing-Partner abgewickelt wird. Dadurch ist es nicht möglich, dass einzelne Handelsteilnehmer von den Übertragungsnetzbetreibern bevorzugt werden können.

Die Transparenz wird u. a. durch die Veröffentlichung umfangreichen Datenmaterials zu den Handelsergebnissen gewährleistet. Beim Day-Ahead-Markt erfolgt dies z. B. durch die Veröffentlichung des sich aus der Angebots- und Nachfragekurve ergebenden Preises für alle Handelsstunden. Beim Intraday-Handel werden die Beschaffungsaktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber dadurch offensichtlich, dass alle Handelsteilnehmer in gleicher Weise Einsicht in die eingestellten anonymisierten Angebote, und damit auch in die Angebote der Übertragungsnetzbetreiber, haben. Zudem stellt z. B. die EEX für den Intraday-Markt für jede Stunde das Handelsvolumen sowie den niedrigsten, mittleren und höchsten Preis auf ihrer Internetseite ein. Dadurch erhalten auch noch nicht teilnehmende Händler und andere Markttakteure Zugang zu relevanten Preisinformationen und können so den Einfluss der fluktuierenden Windeinspeisung auf den untertäglichen Strompreis besser nachvollziehen. Informationsasymmetrien, wie sie derzeit noch bei der EEG-Veredelung existieren, werden dadurch minimiert. Transparenz wird zudem insbesondere auch durch den marktorientierten Preisbildungsmechanismus erzielt.

Im Gegensatz dazu weist der von E.ON für den untertäglichen Ausgleich ergänzend vorgeschlagene regelzonen-interne Day-after-Handel als eine Form des OTC-Handels nicht die erforderliche Transparenz und Diskriminierungsfreiheit auf. Denn eine Anonymität wie beim Börsenhandel gibt es dabei nicht. Dadurch können sich die Übertragungsnetzbetreiber ihre Handelspartner aussuchen und somit ausgewählte Marktteilnehmer bei Handelsgeschäften bevorzugen. Außerdem mangelt es an der Transparenz, da Preise und Handelsvolumina nicht veröffentlicht werden. Auch sind Bedeutung und Liquidität in der Regel deutlich geringer als beim börslichen Spotmarkt. Bei der EEX z. B. sind gegenwärtig bereits mehr als 150 Händler teilnahmeberechtigt, von denen sich im Mittel 50 bis 60 Händler aktiv am Handel am Spotmarkt beteiligen. Daher kann bei der EEX davon ausgegangen werden, dass ein großer Teil der in Frage kommenden Marktteilnehmer bereits Zugang zu diesem Markt hat.

Für eine börsliche Beschaffung spricht weiterhin, dass der Handel am Spotmarkt an den Börsen rund um die Uhr an 365 Tagen im Jahr möglich ist, auch an Wochenenden und Feiertagen. Dieser Umstand ist eine notwendige Voraussetzung,

um die volatilen und nur kurzfristig belastbar vorherzusagenden überschüssigen oder fehlenden EEG-Ausgleichsmengen jederzeit vermarkten zu können. Eine Vermarktung, die nur eingeschränkt, also beispielsweise nur an Werktagen zeitlich möglich wäre, käme für die Zwecke des EEG-Ausgleichs nur schwer in Frage.

Die Beschaffung bzw. Veräußerung der EEG-Ausgleichsmengen am börslich organisierten Stromhandel trifft sowohl seitens der Übertragungsnetzbetreiber als auch seitens der anderen Marktteilnehmer auf eine breite Zustimmung. Grundsätzliche Bedenken wurden nicht geäußert.

Da die zur EEG-Veredelung benötigten Strommengen im Allgemeinen erst am Vortag mit einer ausreichenden Sicherheit zu prognostizieren sind, ist eine sinnvolle Beschaffung eines Großteils der EEG-Ausgleichsmengen erst am Vortag bzw. untertägig möglich. Denn die stark fluktuierende Einspeisung aus Windenergie dominiert die Höhe der Einspeisung aus erneuerbaren Energien maßgeblich. Die Einspeisung anderer, ebenfalls erheblich von der Witterung abhängiger erneuerbarer Energien wie beispielsweise die Photovoltaik ist gegenüber der Einspeisung aus Windenergie deutlich geringer. Einspeisungen aus anderen regenerativen Quellen wie aus Wasserkraft oder aus Biomasse sind zwar weitestgehend planbar, aber vom Einspeisevolumen her ebenfalls deutlich geringer als die Windenergie. Eine langfristige Beschaffung in großem Umfang würde daher möglicherweise dazu führen, dass Mengen, die bereits beschafft wurden, aufgrund der schlechten Prognostizierbarkeit kurzfristig wieder verkauft werden müssen. Dadurch würden der Transaktionsaufwand und damit die Kosten der EEG-Veredelung steigen.

Unabhängig davon kann gegen eine kurzfristige (vor- und untertägliche) Beschaffung am Spotmarkt einer Strombörse auch nicht vorgetragen werden, eine längerfristige Beschaffung im Voraus führe zu einer Minimierung der Beschaffungskosten. Denn bei einer längerfristigen Beschaffung im Voraus ist die erwartete Entwicklung der zukünftigen Spotmarktpreise bereits eingepreist. Die Spotmarktpreise können zwar aufgrund von Änderungen der Fundamentalfaktoren (z. B. aufgrund höherer Temperaturen als erwartet) von den Preisen einer längerfristigen Beschaffung im Voraus abweichen. Systematisch wird es daher in der Regel eine Differenz zwischen den Preisen einer längerfristigen Beschaffung im Voraus und

den Spotmarktpreisen geben. Diese Abweichungen sind jedoch sowohl zu Lasten als auch zu Gunsten der Spotmarktbeschaffung möglich. Eine längerfristige Beschaffung im Voraus – unterstellt dies sei trotz der Prognoseungenauigkeiten in einem gewissen Umfang möglich – kann damit auf langfristige Sicht nicht zu einer Senkung der Beschaffungskosten führen.

Eine längerfristige Beschaffung im Voraus kann aber der Preissicherheit dienen und das Risiko einer kurzfristigen Beschaffung minimieren. Es ist daher nicht auszuschließen, dass eine längerfristige Vermarktung im Voraus auch Vorteile gegenüber einer rein kurzfristigen Beschaffung haben kann. Vorstellbar wäre z. B., dass bei einer Verbesserung der Einspeiseprognosen zukünftig eine gesicherte Vermarktung von Teilmengen auch zwei oder sogar drei Tage im Voraus erfolgen könnte, die Schaffung entsprechender Handelsprodukte an den Börsen vorausgesetzt. In diesem Fall stellte die Vorgabe einer ausschließlich vor- und untertäglichen Vermarktung eine künstliche und möglicherweise nicht sachgerechte Beschränkung der Vermarktungsmöglichkeiten dar. Im Sinne einer Optimierung der Beschaffung der EEG-Ausgleichsmengen kann daher zukünftig eine längerfristige Beschaffung u. U. durchaus ein Nutzen stiftendes Element der Beschaffungsstrategie sein. Eine längerfristige Vermarktung nicht grundsätzlich auszuschließen wurde auch seitens einiger Marktakteure (z. B. von BET) für sinnvoll erachtet. Aufgrund dieser Überlegungen sieht die Beschlusskammer davon ab, die börsliche Beschaffung – wie in den während des Workshops am 06.11.2008 vorgestellten modifizierten Eckpunkten geschildert – ausschließlich auf die vor- und untertägliche Beschaffung zu beschränken. Der Klarheit halber sei betont, dass auch für eine längerfristige Vermarktung – wenn sich hierfür im Rahmen der EEG-Veredelung zukünftig einmal sinnvolle Einsatzmöglichkeiten bieten – im Voraus der Grundsatz der börslichen Beschaffung genauso gilt wie für die kurzfristige Vermarktung.

Die Beschlusskammer ist überzeugt, dass die Entscheidung über das Ob und den Umfang einer längerfristigen Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen nur schwer losgelöst von der konkreten Einspeise- und Handloption im Rahmen einer abstrakten Festlegung getroffen werden kann. Die Entscheidung über das Ob und den Umfang einer längerfristigen Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen sollte daher in die Hände der mit der EEG-Veredelung betrauten Übertragungs-

netzbetreiber gelegt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber können im konkreten Einzelfall besser beurteilen, ob ein längerfristiger Kauf oder Verkauf von EEG-Ausgleichsmengen im Voraus wirtschaftlich sinnvoll ist oder nicht.

Die Vorgabe der börslichen Beschaffung erstreckt sich auch auf den Ausgleich der Abweichungen zwischen der vorläufigen, aus Referenzanlagen hochgerechneten eingespeisten Strommenge aus erneuerbaren Energien und dem tatsächlich in einem Monat gelieferten Band (sog. unterjähriger Ausgleich) sowie auf den Ausgleich der Abweichungen zwischen den tatsächlich in einem Kalenderjahr eingespeisten Strommengen aus Erneuerbaren Energien und den in diesem Jahr gelieferten Monatsbändern (jahresübergreifender Ausgleich).

In den Eckpunkten vom 24.09.2008 sowie in den überarbeiteten Eckpunkten vom 06.11.2008 waren explizite Vorgaben zu den Einspeiseprognosen vorgesehen. Kern der Vorgaben war die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber auf Erstellung aus mehreren Einzelprognosen zu bildende Metaprognosen und deren regelmäßige untertägliche Aktualisierung. Die Beschlusskammer hat letztlich davon abgesehen, konkrete Vorgaben zu den Prognosen zu treffen. Zum einen greifen die Übertragungsnetzbetreiber bereits heute auf mehrere Einzelprognosen zu und erstellen daraus Metaprognosen. Zum anderen haben die Übertragungsnetzbetreiber ein wirtschaftliches Eigeninteresse daran, die Einspeiseprognosen weiter zu verbessern und damit letztlich die Kosten des EEG-Ausgleichs zu minimieren. Dieses Interesse entspringt dem Umstand, dass den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Anreizregulierung eine Begrenzung der Erlöse auferlegt wurde. Die Kosten des EEG-Ausgleichs sind aus dieser genehmigten Erlösobergrenze zu bestreiten. Jede Einsparung beim EEG-Ausgleich – und hier bietet die weitere Verbesserung der Einspeiseprognosen ein großes Potential – senkt die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber und steigert damit die Möglichkeiten, Gewinne zu erzielen. Vor diesem Hintergrund geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber das durch die weitere Verbesserung der Einspeiseprognosen zu hebende Einsparpotential in eigenem Interesse heben werden und dass konkrete Vorgaben zu den Prognosen entbehrlich sind.

5.2 Durchführung des täglichen Ausgleichs

Ziffer 2 des Tenors gibt die vollständige Umsetzung der Vortagesprognose in Kaufs- und Verkaufsgebote vor.

Die Bundesnetzagentur geht wie die meisten Marktteilnehmer davon aus, dass die Liquidität des Spotmarktes der Strombörse ausreichend ist, die benötigten Mengen bereitzustellen. Die durchschnittlich am Spotmarkt der EEX je Stunde gehandelte Strommenge lag im Jahr 2007 bei 13,4 GWh und ist im Jahr 2008 auf 16,6 GWh pro Stunde angestiegen. Das minimale gehandelte Volumen betrug im Jahr 2008 11,3 GWh pro Stunde.

Im Vergleich dazu beträgt die maximal vortäglich auszugleichende Abweichung der tatsächlichen Ist-Einspeisung vom Monatsband etwa 10,5 GW. Dieser Wert ergibt sich aus der Differenz der typischerweise in den Wintermonaten auftretenden maximalen Windstromeinspeisung von rund 19 GW und der Höhe des an die Lieferanten zu liefernden Bandes mit durchschnittlich rund 8,5 GW im Jahr 2008. Damit liegen das mittlere und auch das minimale Handelsvolumen immer oberhalb der zu erwartenden vortäglich auszugleichenden Einspeiseleistungen erneuerbarer Energien.

Für eine ausreichende Liquidität des Spotmarktes der EEX spricht auch, dass in Zeiten hohen Windaufkommens das gehandelte Volumen aufgrund des erwarteten Preiserückgangs i. d. R. ansteigt. Auch aufgrund der Möglichkeit der Angebotsstellung zu negativen Preisen, bei der der Käufer für die Abnahme vom Strom nicht bezahlt, sondern vom Verkäufer entgolten wird, ist die Beschlusskammer davon überzeugt, dass die Börse in der Lage ist, auch große Mengen überschüssigen EEG-Stroms aufzunehmen.

Die Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen wird auch dadurch sichergestellt, dass sämtliche Kaufs- bzw. Verkaufsangebote unlimitiert, d. h. preisunabhängig einzustellen sind. Denn nach Auffassung der Beschlusskammer ist es nicht Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, der EEG-Ausgleichsenergie einen Wert durch Angabe einer Preisvorstellung beizumessen. Die Bestimmung des Wertes der EEG-Ausgleichsenergie sollte der börslichen Preisfindung überlassen werden und sich aus den Preisvorstellungen der verkaufenden bzw. der Zahlungsbereitschaft der kaufenden Stromhändler ergeben.

Die Beschlusskammer kann auch das von RWE vorgebrachte Argument der Gefahr einer nicht ausreichenden Liquidität beim Kauf fehlender Ausgleichsenergie aufgrund des börslichen Preislimits nicht nachvollziehen. Bei den von RWE vorgetragenen Bedenken handelt es sich nach Auffassung der Beschlusskammer nicht um ein Mengen-, als vielmehr um ein Preisrisiko, dessen sich RWE nicht ausgesetzt sehen möchte. Diese Einschätzung wird auch vom BDEW unterstützt. Denn nach Aussage des BDEW ist die Angabe unlimitierter Kaufangebote bei den nachfragenden Lieferanten die Regel. Die Preisbildung an der Börse fände i. d. R. durch die Erzeuger statt, die Angebote mit ihren Preisvorstellungen einstellten. Wenn die Angabe unlimitierter Kaufangebote durch die Lieferanten tatsächlich ein ernsthaftes Problem aufgrund unzureichender Liquidität oder aufgrund von hohen Preisrisiken darstellte, wäre dies nach Auffassung der Beschlusskammer daher schon längst zu Tage getreten. Aus diesem und den bereits oben dargelegten Erwägungen hinsichtlich der Transparenz und der Diskriminierungsfreiheit ist daher der u. a. von RWE geforderte bilaterale OTC-Handel als Rückfalllösung für den vortäglichen EEG-Ausgleich abzulehnen.

Die Beschlusskammer steht auch dem von VE-T vorgetragenen Anliegen ablehnend gegenüber, bei sehr hohen Preisen am Day-Ahead-Markt Positionen offen zu halten und zu versuchen, die offenen Positionen im nachfolgenden Intraday-Handel zu schließen oder notfalls auf EEG-Reserve zurückzugreifen. Die EEG-Reserve ist nach Ansicht der Beschlusskammer kein Instrument zur Absicherung von Preisrisiken, sondern dient allein der Abdeckung untertäglicher Liquiditätsrisiken und sollte mit wachsender Liquidität des Intraday-Marktes schnellstmöglich abgeschmolzen werden. Ein bereits vortäglicher Rückgriff auf EEG-Reserve durch das Offenlassen von Positionen würde die untertäglichen Handlungsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber zu stark einschränken. Bei hohem untertäglichen EEG-Ausgleichsbedarf und einem geringen untertäglichen Handelsvolumen könnte eine nur eingeschränkte oder sogar fehlende Rückgriffsmöglichkeit auf die EEG-Reserve dazu führen, dass der EEG-Bilanzkreis nicht mehr ausgeglichen werden könnte und Ausgleichsenergie in Anspruch genommen werden müsste. Der Rückgriff auf die EEG-Reserve durch Offenlassen vortäglicher Handelspositionen provozierte eine Unter- oder Überdeckung des EEG-Bilanzkreises und damit den Rückgriff auf die Regelenergie. So ein Verhalten dürfte richtigerweise von den Übertragungsnetzbetreibern bei anderen Bilanzkreisen aus Gründen der Systemsicherheit nicht toleriert werden. Nichts anderes

darf in dieser Hinsicht daher auch für die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Funktion als EEG-Bilanzkreisverantwortliche gelten. Aufgrund der bisher nicht jederzeit gesicherten untertäglichen Deckungsmöglichkeiten verbietet sich daher auch im Falle des EEG-Bilanzkreises solch ein Verhalten.

5.3 Durchführung des untertäglichen Ausgleichs

Ziffer 3 des Tenors gibt vor, die Abweichungen zwischen den sich aus den aktualisierten, untertäglich erstellten Prognosen ergebenden Einspeiseleistungen und den auf Basis der Vortagesprognose bereits beschafften bzw. veräußerten Strommengen über den börslich organisierten Intraday-Handel auszugleichen. Der Ausgleich hat nach Möglichkeit vollständig zu erfolgen, damit die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie vermieden wird. Diese Forderung entspringt dem Umstand, dass der EEG-Bilanzkreis nach dem Verständnis der Beschlusskammer grundsätzlich wie jeder andere Bilanzkreis nach Möglichkeit ausgeglichen zu führen ist. Die Regelung des § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV ist analog anzuwenden. Der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Funktion als Bilanzkreisverantwortlicher des EEG-Bilanzkreises hat alle ihm zumutbaren Anstrengungen zu unternehmen, dass die Prognose die tatsächliche Ist-Einspeisung trifft und dadurch Abweichungen zwischen Prognose und Ist-Einspeisung vermieden werden. Lediglich für nicht prognostizierbare Abweichungen oder für Abweichungen, die nicht mehr über den börslichen Intraday-Handel oder über den Abruf von EEG-Reserve aufgrund deren zeitlichen Vorlaufs glatt gestellt werden können, darf Ausgleichsenergie in Anspruch genommen werden.

Bei der untertäglichen Beschaffung sind grundsätzlich mehrere Beschaffungs- bzw. Vermarktungsstrategien denkbar:

Eine Beschaffungsalternative wäre, den EEG-Ausgleich jeweils nur entsprechend den Vorhersagen der zeitlich letzten Prognose vor dem Erfüllungszeitpunkt durchzuführen und keine vorherigen Beschaffungen aufgrund älterer Prognosen zu tätigen. Dies wird z. B. vom BNE gefordert. Der Vorteil dabei wäre, auf die Prognose mit der höchsten Prognosegüte bzw. der höchsten Zuverlässigkeit zurückzugreifen. Allerdings bestünde in diesem Fall das Risiko, dass die verbliebene Liquidität des Intraday-Marktes nicht mehr ausreicht, den EEG-Ausgleichsbedarf zu decken. Denn da der Intraday-Markt ein kontinuierlicher Handel ist, können Angebote für

einzelne Stunden schon frühzeitig (ab 15 Uhr für den kompletten Folgetag) eingestellt werden. Treffen diese Angebote auf eine korrespondierende Nachfrage, stehen sie nicht mehr zur Deckung des EEG-Ausgleichsbedarfes zur Verfügung. Die noch verbleibende Liquidität, d. h. die noch offenen Kaufs- oder Verkaufsangebote, könnte aber nicht ausreichen, um den EEG-Bilanzkreis auszugleichen.

Eine andere Beschaffungsalternative wäre, mit jeder Aktualisierung einer untertäglichen Prognose die Abweichungen gegenüber der vorangegangenen Prognose in voller Höhe über den Intraday-Markt auszugleichen. Eine solche Vorgehensweise berücksichtigte jedoch nicht, dass die untertäglichen Prognosen immer noch mit großen Unsicherheiten verbunden sind. Daher können erhebliche Abweichungen auch zwischen untertäglich aufeinanderfolgenden Einspeiseprognosen existieren. Eine solche Beschaffungsweise hätte damit zur Folge, dass frühzeitig beschaffte oder veräußerte EEG-Ausgleichsmengen u. U. nach Vorlage der folgenden Intraday-Prognose wieder veräußert werden müssen oder umgekehrt. Es käme einem wiederholten An- und Verkauf von Strommengen mit einem hohen Transaktionsaufwand und hohen Transaktionskosten.

Der Beschlusskammer erscheint es daher zweckmäßig, eine Beschaffungstrategie zu entwickeln, die die Vorteile beider vorgenannten Alternativen hinsichtlich Liquidität und Prognosegüte miteinander verbindet. Eine Möglichkeit könnte darin liegen, nur diejenigen Mengen zu beschaffen bzw. zu veräußern, bei denen ein anschließender untertäglicher Wiederverkauf bzw. eine anschließende untertägliche Wiederbeschaffung mit einer ausreichend hohen Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann, so wie von EnBW Transportnetze AG vorgeschlagen. Damit werden im Sinne einer Minimierung des Liquiditätsrisikos diejenigen Mengen bereits zeitnah beschafft, die als gesichert angesehen werden können. Unnötiger Transaktionsaufwand wird dabei vermieden. Die Beschlusskammer hält daher eine solche Beschaffungsverfahren bis zum Vorliegen einer ausreichenden Liquidität auf dem Intraday-Markt für sinnvoller als die beiden o. g. Alternativen.

Konkrete Beschaffungsvorgaben, wie von einigen Marktakteuren z. B. für die Beschaffungszeitpunkte gefordert, hält die Beschlusskammer weder für möglich noch für sinnvoll. Aufgrund der sich ständig ändernden Rahmenbedingungen durch aktualisierte Prognosen und neue Entwicklungen auf den Intraday-Märkten

hält die Beschlusskammer insbesondere eine Vorgabe von Beschaffungszeitpunkten für nicht möglich. Dies kann sinnvoller Weise nur im konkreten Einzelfall beurteilt werden. Die Entscheidung sollte daher den Übertragungsnetzbetreibern überlassen werden. Diese können abhängig von der konkreten Situation am besten eine sachgerechte Entscheidung über den Kauf oder den Verkauf von Strommengen am börslichen Intraday-Handel treffen. Gegen eine konkrete Vorgabe zur Beschaffung an den Intraday-Märkten spricht auch, dass damit das Verhalten der Übertragungsnetzbetreiber berechenbar würde. Dadurch bestünde die Gefahr, dass die Handelsteilnehmer an den Intraday-Märkten die Preissetzung ihrer Angebote darauf abstimmen könnten. Eine Optimierung der Handelsteilnehmer zu Lasten des EEG-Ausgleichs und eine Erhöhung der Kosten des EEG-Ausgleichs wären zu befürchten.

5.4 EEG-Reserve

Die Bundesnetzagentur hat sich in den in einigen Stellungnahmen zum Eckpunktetpapier vom 24.09.2008 vorgetragenen Forderungen nach einer zusätzlichen Vorhaltung von EEG-Reserve als Rückfallposition zur Abdeckung von Zeiten geringer Liquiditäten des Intraday-Marktes angeschlossen. Neben den Übertragungsnetzbetreibern befürchten auch andere Marktakteure, dass der Intraday-Markt derzeit nicht jederzeit die Aufnahme der EEG-Ausgleichsmengen sicherstellen kann.

Die Bundesnetzagentur hat die Liquidität des untertäglichen Handels an der EEX über eine Auswertung aller Kaufs- und Verkaufsangebote in den Jahren 2007 und 2008 untersucht. Die Untersuchungen haben ergeben, dass bisher in einigen Stunden eines Jahres die Liquidität so gering ist, dass in der Übergangsphase nach In-Kraft-Treten dieser Festlegung nicht ausgeschlossen werden kann, dass die zum Ausgleich des EEG-Bilanzkreises erforderlichen Strommengen nicht über eine Beschaffung am börslichen Intraday-Handel gedeckt werden können. Auch wenn die physisch zum EEG-Ausgleich benötigten Energiemengen bereits heute zur Verfügung stehen, so ist doch davon auszugehen, dass es eine gewisse Übergangszeit brauchen wird, bis diese Energiemengen auch auf dem börslich organisierten Intraday-Märkten gehandelt werden. Offene Positionen, die nicht über eine Beschaffung am börslichen Intraday-Handel ausgeglichen werden,

könnten ohne zusätzlich vorgehaltene EEG-Reserve nur noch durch den Einsatz von Regelernergie ausgeglichen werden.

Aufgrund der enormen auszugleichenden Strommengen kann ein überspeister oder unterspeister EEG-Bilanzkreis zu erheblichen Problemen für die Systemsicherheit führen. Denn die derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern vorgehaltene Regelleistung ist i. d. R. nicht für die Ausregelung erheblicher Leistungsungleichgewichte aus dem EEG-Bilanzkreis dimensioniert. Die gegenwärtige Regelleistungsvorhaltung berücksichtigt Leistungsungleichgewichte z. B. aufgrund von Kraftwerksausfällen oder aufgrund von Lastabweichungen herkömmlicher Bilanzkreise von deren Prognosen. Bei der Bemessung der gegenwärtig vorgehaltenen Regelleistung wurden aus der Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises herrührende Leistungsungleichgewichte jedoch nur indirekt über eine Auswertung der in Anspruch genommenen Regelarbeit berücksichtigt. Vor diesem Hintergrund trägt die Beschlusskammer daher den vielfach vorgetragenen Bedenken einer noch nicht ausreichenden Liquidität des Intraday-Marktes Rechnung.

Neben der Forderung der Vorhaltung zusätzlicher EEG-Reserve für die Sicherstellung des Ausgleichs des EEG-Bilanzkreises gab es auch Forderungen, eine der EEG-Reserve analoge Leistungsreserve in Form einer zusätzlichen Regelernergiequalität vorzuhalten bzw. statt einer zusätzlichen EEG-Reserve die Vorhalteleistung des der EEG-Reserve verwandten Regelernergieproduktes Minutenreserve zu erhöhen.

Die Bundesnetzagentur hat sich gegen diese Optionen und für die Vorhaltung einer von der Regelernergie losgelösten EEG-Reserve entschieden. Für das Instrument EEG-Reserve und gegen die Erweiterung der Minutenreserve spricht, dass aufgrund des zeitlichen Vorlaufs, welcher derzeit minimal bis zu einer Stunde reduziert werden kann, und der stündlichen Auflösung der Prognosen viel geringere Anforderungen an die vorzuhaltende Reserve gestellt werden können als bei der Minutenreserve. Die Minutenreserve ist innerhalb weniger Minuten in viertelstündlicher Auflösung zu erbringen. Diese hohen Anforderungen sind aufgrund der Charakteristika der untertäglichen Prognosen für die Einspeisung erneuerbarer Energien nicht erforderlich. Eine Reserve mit einer stündlichen Aktivierungszeit reicht aus. Denn die Vorhaltung einer höherwertigen und damit auch teureren Re-

serve für eine Aufgabe, die auch durch eine geringerwertige und damit kostengünstigere Reserve erfüllt werden kann, wäre ineffizient. Dies spricht insgesamt gegen die Nutzung von Minutenreserve zum Ausgleich offener Positionen des EEG-Bilanzkreises.

Gegen den Einsatz von Regelennergie – egal ob in Form einer zusätzlichen, vierten Leistungsreserve oder als Minutenreserve – und für den Ausgleich des EEG-Bilanzkreises durch die EEG-Reserve spricht auch, dass eine Differenzierung der Einsatzzwecke ansonsten nur schwer durchführbar wäre. Eine entsprechende Zuordnung der Regelarbeitskosten wäre daher ebenfalls nur schwer möglich.

Nachfolgend sind die Vorgaben zur EEG-Reserve aus dem Tenor im Einzelnen begründet:

5.4.1 Transparenz und Diskriminierungsfreiheit

Die Vorgabe der Beschaffung in einem transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren bestätigt lediglich die bereits existierende gesetzliche Vorgabe des § 22 EnWG. Als in der Praxis bewährtes Instrument hat sich dabei in der Vergangenheit die Ausschreibung über das Internet erwiesen. Exemplarisch sei hier auf die Ausschreibungen für die Regelennergie über die gemeinsame Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber unter www.regelleistung.net oder auf die bereits von RWE und VE-T auf den unternehmenseigenen Internetseiten durchgeführten Ausschreibungen zur EEG-Reserve verwiesen. Vor dem Hintergrund der positiven Erfahrungen mit Ausschreibungen über das Internet hat sich die Beschlusskammer auch im Fall der EEG-Reserve für diese Art der Ausschreibungsplattform entschieden.

Forderungen von EFET bzw. der MVV nach einer einheitlichen Ausschreibungsplattform für die EEG-Reserve analog der für die Regelennergie und nach der Erstellung einheitlicher Ausschreibungsbedingungen vermag die Beschlusskammer nicht zu folgen. Da die Ausschreibung von EEG-Reserve längstens bis Ende 2010 befristet ist, scheint es nicht sachgerecht, hohen Aufwand in die Implementierung einer neuen Internetplattform und in die Erstellung einheitlicher Ausschreibungsbedingungen zu stecken. Die Beschlusskammer hält vielmehr den Mehraufwand für die Anbieter von EEG-Reserve für vertretbar, wenn diese sich für den abseh-

bar kurzen Übergangszeitraum bei vier statt bei einer einzigen Ausschreibung pro Monat beteiligen müssen. Als Erleichterung für die Anbieter von EEG-Reserve hält die Beschlusskammer es für möglich, auf der Internetseite www.regelleistung.net einen Hinweis oder eine Verknüpfung zu den einzelnen Ausschreibungsseiten der Übertragungsnetzbetreiber für die EEG-Reserve einzurichten.

5.4.2 Verwendungszweck der EEG-Reserve

Die Verwendung von EEG-Reserve ist ausschließlich für die Zwecke des Ausgleichs des EEG-Bilanzkreises konzipiert. Würde die EEG-Reserve anderweitig eingesetzt, so stünde sie für den Ausgleich des EEG-Bilanzkreises nicht mehr zu Verfügung. Als mögliche Folge könnte der EEG-Bilanzkreis nicht mehr ausgeglichen werden, so dass teure Ausgleichsenergie in Form von Regularbeit in Anspruch genommen werden müsste. Als mögliche weitere Folge drohen sogar Risiken für die Systemsicherheit. Dies widerspräche jedoch der grundsätzlichen Zielsetzung der Ausgeglichenheit des EEG-Bilanzkreises.

Die Bundesnetzagentur hat erwogen, konkrete Vorgaben zum Einsatz von EEG-Reserve zu machen. Insbesondere wurde erörtert, ob EEG-Reserve immer dann abzurufen sei, wenn deren Einsatz kostengünstiger bzw. mit höheren Erlösen verbunden ist als die Beschaffung bzw. Veräußerung der entsprechenden Mengen auf den börslichen Intraday-Märkten. Die Beschlusskammer hat letztlich Abstand davon genommen, hierzu konkrete Regelungen vorzugeben. Denn die Entscheidung, ob EEG-Reserve abzurufen ist oder stattdessen eine Beschaffung über die Intraday-Märkte erfolgen soll, ist in der Praxis nur schwer zu treffen. Zum Beispiel könnte die Vorgabe, eine frühzeitige untertägliche Beschaffung von Differenzmengen über den Intraday-Handel nicht zuzulassen, erhebliche negative Folgen haben. Wenn sich in diesem Fall nämlich der Ausgleichsbedarf aufgrund aktuellerer Prognosen weiter erhöht, zugleich aber die ursprünglich vorhandenen Ausgleichsangebote durch anderweitige Nachfrage gedeckt worden und somit nicht mehr verfügbar sind und keine neuen Angebote mehr eingestellt werden, bliebe nur noch die EEG-Reserve zum Ausgleich übrig. Wenn der Ausgleichsbedarf die zur Verfügung stehende Höhe der EEG-Reserve dann übersteigt, hätte

diese konkrete Vorgabe zum Einsatz von Stundenreserve zu einer unerwünschten Unausgeglichenheit des EEG-Bilanzkreises geführt.

Analog zu dieser Konstellation sind weitere Situationen denkbar, in denen eine konkrete behördliche Vorgabe zu nicht sachgerechten Ergebnissen in der Praxis führen könnte. Aus Sicht der Beschlusskammer ist es Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, hier abhängig von der konkreten Situation eine sachgerechte Entscheidung über den Einsatz von EEG-Reserve zu treffen.

Gegen eine konkrete Vorgabe zum Einsatz von Stundenreserve spricht auch, dass damit das Verhalten der Übertragungsnetzbetreiber berechenbar würde. Dadurch bestünde die Gefahr, dass die Handelsteilnehmer an den Intraday-Märkten die Preissetzung ihrer Angebote darauf abstimmen könnten. Eine Erhöhung der Kosten des EEG-Ausgleichs wäre damit zu befürchten. Zudem spricht die Übergangsrolle der EEG-Reserve auch dafür, keine zu komplizierten Regelungen mit nur schwer absehbaren Folgen in der Praxis aufzustellen.

5.4.3 Ausschreibungszeitraum

Eine kalender-monatliche Ausschreibung stellt nach Ansicht der Beschlusskammer einen Kompromiss zwischen dem Ziel der Vermeidung übermäßigen Aufwands bei der Durchführung der Ausschreibungen und der Ermöglichung der Teilnahme auch kleinerer Marktteilnehmer an den Ausschreibungen dar.

Dem in Ziffer 4.c des Tenors vorgegebenen kalendermonatlichen Ausschreibungszeitraum liegt die Erwägung zu Grunde, dass die EEG-Reserve nur übergangsweise zulässig und maximal bis 2010 befristet ist. Vor diesem Hintergrund sollte nach Auffassung der Beschlusskammer nicht mehr Aufwand als nötig in die Implementierung und Durchführung der EEG-Reserveauktionen gesteckt werden. Die Beschlusskammer hält daher eine monatliche Ausschreibung für sinnvoll.

Längere, z. B. quartalsweise oder sogar halbjährliche Ausschreibungszeiträume sind nach den Erkenntnissen der Beschlusskammer aus den Diskussionen um die Ausschreibungszeiträume bei der Regelernergie für viele kleine Marktteilnehmer zu lang und würden diese von der Teilnahme an den EEG-Reserve-

Ausschreibungen abhalten. Grund dafür ist vielfach der beschränkte Kraftwerkspark der Anbieter. Denn zur Gewährleistung der jederzeitigen Verfügbarkeit einer Reserveleistung ist oft die Absicherung der vorgehaltenen Reserve aus einem oder mehreren redundant vorgehaltenen Kraftwerken erforderlich. Für kleine Anbieter mit einem eingeschränkten Kraftwerkspark ist eine Reservestellung i. d. R. deutlich schwerer als für große Anbieter mit einem großen Kraftwerkspark und wird mit zunehmender Zeitdauer schwieriger. Ein längerer Ausschreibungszeitraum würde die Zahl der Anbieter und damit die Liquidität ohne Not beschränken.

Kürzere Ausschreibungszeiträume, wie z. B. eine Woche oder sogar einen Tag verursachen hingegen einen hohen administrativen Aufwand und erfordern gerade bei einer täglichen Ausschreibung ein hohes Maß an Automatisierung. Eine tägliche Ausschreibung händisch durchzuführen und die Angebote händisch zu bezuschlagen, hält die Beschlusskammer aufgrund des hohen Aufwands für keine ernsthafte Option. Der Aufwand für die Implementierung eines automatisierten, software-basierten Ausschreibungssystems scheint der Beschlusskammer vor dem Hintergrund der Befristung auf Ende 2010 zu hoch und daher nicht gerechtfertigt. Nach Ansicht der Beschlusskammer überwiegen diese Argumente die von RWE vorgetragenen möglichen Vorteile einer täglichen Ausschreibung und der damit verbundenen täglichen Anpassung des benötigten Reservebedarfes.

Eine monatliche Ausschreibung trifft auch auf eine allgemeine Zustimmung seitens der Marktakteure.

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass eine Unterteilung des monatlichen Angebotszeitraumes in mehrere Zeitscheiben – z. B. in die üblichen Tarifzeiten HT und NT wie bei der Sekundärregelung oder sogar in sechs jeweils vierstündige Zeitscheiben wie bei der Minutenreserve – zusätzlich dazu beitragen kann, auch kleineren Anbietern die Angebotsstellung zu ermöglichen. Aus den Diskussionen und Stellungnahmen zu den in den Jahren 2006 und 2007 getroffenen Festlegungen zur Regelenergie ist der Beschlusskammer bekannt, dass es vielen Marktteilnehmern nicht möglich ist, aufgrund ihres beschränkten Kraftwerksparks eine Reserveleistung rund um die Uhr über einen kompletten Monat vorzuhalten. Die Beschlusskammer sieht aber gleichwohl von einer konkreten Festlegung von Zeitscheiben ab, da die Erforderlichkeit und der Nutzen von Zeitscheiben von den

Übertragungsnetzbetreibern selbst, z. B. nach Rücksprache mit den Anbietern oder potentiellen Interessenten in ihrer Regelzone, beurteilt werden sollte. Indem die Übertragungsnetzbetreiber auf die Bedürfnisse der Anbieter eingehen, können sie die Angebotsstellung für die Anbieter erleichtern, um so über eine Erhöhung der Wettbewerbsintensität und den damit einhergehenden Preisdruck die Kosten der EEG-Reserve zu reduzieren. Da Einsparungen im Rahmen der Anreizregulierung den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeiten eröffnen, Kosten zu senken und Gewinne zu erzielen, sollte bei den Übertragungsnetzbetreiber ein ausreichendes Eigeninteresse vorhanden sein, die Zeitscheiben der Stundenreserve an den Bedürfnissen der Anbieter und Interessenten auszurichten.

Die Unterscheidung nach positiver und negativer EEG-Reserve trägt dem grundsätzlich unterschiedlichen wirtschaftlich-technischen Rahmen für die Erhöhung bzw. für die Reduzierung der Einspeisung Rechnung und entspricht der üblichen Differenzierung bei der Bepreisung von Reserveprodukten wie z. B. bei der verwandten Minutenreserve. Diese Differenzierung ermöglicht insbesondere die Teilnahme ab- oder zuschaltbarer Lasten an den Ausschreibungen der EEG-Reserve.

5.4.4 Mindestangebotsgröße

Die Mindestangebotsgröße i. H. v. 15 MW ist aus Sicht der Beschlusskammer klein genug, um auch kleineren Marktteilnehmern eine Angebotsstellung bei der EEG-Reserve zu ermöglichen und gleichfalls groß genug, so dass der Abruf noch händisch erfolgen kann und eine mit hohem Aufwand verbundene Automatisierung des Abrufes von EEG-Reserve vermieden wird.

MVV wie auch EFET haben vorgetragen, die bisher von RWE und VE-T in deren Ausschreibung für die Windreserve geforderten Mindestangebotsgrößen mit 50 MW (RWE) bzw. 25 MW (VE-T) seien zu hoch, als dass es zu wesentlichen Marktzutritten kommen könne. Der Beschlusskammer sind die Schwierigkeiten gerade kleinerer Marktakteure bei großen Losgrößen aus der analogen Diskussion um die Mindestangebotsgrößen bei der Regelernergie bekannt. Eine Mindestangebotsgröße von 15 MW gilt bereits bei der Minutenreserve und hat sich dort als praktikabel erwiesen. Weder seitens der Übertragungsnetzbetreiber noch seitens der anderen Marktakteure wurden Einwände gegen eine Mindestangebotsgröße von 15 MW vorgebracht.

Die Beschlusskammer hat von einer konkreten Vorgabe hinsichtlich der Bezuschlagung der Angebote abgesehen, da die Abwägung zwischen einer ausschließlichen Bezuschlagung auf Basis der Leistungspreise und einer kombinierten Bezuschlagung auf Basis des Leistungs- und Arbeitspreises keine zwingende Präferenz einer Vorgehensweise erkennen lässt. Auch lässt der Übergangscharakter der EEG-Reserve eine konkrete Festlegung in dieser Frage entbehrlich erscheinen.

5.4.5 Negative Arbeitspreise

Ziffer 4.e des Tenors regelt die Zulässigkeit negativer Arbeitspreise bei der EEG-Reserve. Negative Arbeitspreise kehren den gewöhnlichen Zahlungsfluss um, d. h. beim Abruf negativer EEG-Reserve würde der Übertragungsnetzbetreiber dem Anbieter für die Abnahme der überschüssigen EEG-Ausgleichsenergie eine Vergütung in Höhe des Arbeitspreises zahlen und nicht umgekehrt. Das negative Vorzeichen drückt in diesem Fall die Umkehr des Zahlungsflusses vom Übertragungsnetzbetreiber zum Anbieter aus. Bei der positiven EEG-Reserve verhält es sich analog. Die Zulässigkeit negativer Arbeitspreise bei der EEG-Reserve ist erforderlich, um auch in Zeiten eines hohen Winddargebotes für ein ausreichendes Angebot zur Deckung des EEG-Reservebedarfes sicherzustellen.

Eine mit einem hohen Winddargebot einhergehende hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energien verdrängt konventionelle Erzeugung und führt daher zu einer Reduzierung der Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom. In Extremsituationen kann der Preis bis auf Null Euro absinken. Um die jederzeitige Abnahme des Stroms sicherzustellen, hat die EEX den Handel zu negativen Preisen zugelassen. In der Praxis sind Fälle negativer Strompreise mittlerweile auch aufgetreten. Vor diesem Hintergrund haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Sekundärregelung und bei der Minutenreserve negative Arbeitspreise bereits zum 01.01.2009 eingeführt.

Die Erforderlichkeit der Zulässigkeit negativer Arbeitspreise ergibt sich aus Gründen der Konsistenz mit den Rahmenbedingungen des Marktes. Dadurch werden möglichen Verwerfungen zu Lasten der EEG-Reserve vorgebeugt. Insbesondere

soll vermieden werden, dass in Zeiten hoher erwarteter Windeinspeisung die Angebotsstellung für die Anbieter von EEG-Reserve unkalkulierbar und damit unattraktiv wird mit der Folge einer Angebotsunterdeckung.

Gegen die Zulässigkeit negativer Arbeitspreise wurden keine Einwände erhoben.

5.4.6 Keine Präqualifikation

Eine Präqualifikation der EEG-Reserve erbringenden technischen Anlagen analog zur Präqualifikation der technischen Anlagen bei der Regelenergie ist nicht zulässig. Eine Präqualifikation wäre erforderlich, wenn z. B. sehr hohe Anforderungen an die Aktivierungsgeschwindigkeit oder an die Verfügbarkeit der EEG-Reserve zu stellen wäre. Dies ist jedoch vorliegend nicht der Fall.

Zum einen sind an die Erbringung von EEG-Reserve keine unüblich hohen Anforderungen z. B. bezüglich der Schnelligkeit der Aktivierung zu erfüllen, die eine technische Vorprüfung erforderlich machen würden. Bei der EEG-Reserve ist auch nicht die gleiche, sehr hohe Verfügbarkeit der Erbringung zu fordern wie bei der Regelenergie. Denn bei der EEG-Reserve handelt es sich um ein Produkt, welches die Ausgeglichenheit eines Bilanzkreises sicherstellen soll. Im Gegensatz dazu dient die Regelenergie dem Ausgleich der gesamten Regelzone und damit der Sicherstellung der Systemsicherheit. Leistungsungleichgewichte in der Regelzone können Gefährdungen für die Systemsicherheit der Regelzonen darstellen. Dies bedingt hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und an die Qualität der Erbringung von Regelenergie und rechtfertigt dadurch die vorherige Präqualifikation der die Regelenergie erbringenden technischen Anlagen.

Gleichermaßen hohe Anforderungen an die technischen Anlagen bzw. Kraftwerke für die EEG-Reserve hält die Beschlusskammer für nicht erforderlich, da die möglichen Folgen bei Nichterbringung trotz der Größe des EEG-Bilanzkreises bei weitem nicht so erheblich sind wie die denkbare Folge beim Ausfall der Regelenergie sind. Wenn die Erbringung von EEG-Reserve z. B. aufgrund eines Kraftwerksausfalles einmal nicht oder nur teilweise möglich sein sollte, so wäre zwar der EEG-Bilanzkreis dann unausgeglichen. Das dann anstehende Leistungsungleichgewicht könnte aber durch den Einsatz von Regelenergie kompensiert

werden, auch wenn die vorgehaltene Regelleistung nicht unmittelbar für solche Zwecke dimensioniert ist. Insofern droht durch eine unplanmäßige Nicht-Erbringung von EEG-Reserve nicht unmittelbar eine Gefährdung der Systemstabilität, da die vorgehaltene Regelleistung als Rückfallposition vorhanden ist.

Gegen eine Präqualifikation der EEG-Reserve spricht auch, dass zu hohe technische Anforderungen an die Anlagen oder Kraftwerke Hürden für Anbieter oder Interessenten sein könnten, die aus diesem Grunde von einer Teilnahme an den EEG-Reserveausschreibungen Abstand nehmen könnten. Wahrscheinlich wäre, dass sich gerade kleinere Anbieter von dem mit der Präqualifikation verbundenen Aufwand abschrecken lassen würden. Denn angesichts der Befristung der EEG-Reserve auf Ende 2010 könnte eine aufwändige Präqualifikation die Teilnahme bei den Ausschreibungen für EEG-Reserve unwirtschaftlich machen. Dadurch würden die Zahl der Anbieter und damit der Wettbewerb bei der EEG-Reserve eingeschränkt mit der Folge eines höheren Preisniveaus. Dies widerspräche dem Ziel einer preisgünstigen Energieversorgung.

Aus diesem Grunde kommt aus Sicht der Beschlusskammer auch nicht in Frage, nur diejenigen Anbieter für die EEG-Reserve zuzulassen, die bereits für die Teilnahme am Minutenreservemarkt zugelassen sind und deren technische Anlagen über eine entsprechende Präqualifikation verfügen. Damit würde man den Kreis der Anbieter für die EEG-Reserve unnötiger Weise erheblich einschränken. Dies wäre nicht nur für die Wettbewerbssituation bei der EEG-Reserve nachteilig. Auch beim Minutenreservemarkt müsste aufgrund der eingeschränkten, zur EEG-Reserve übergegangenen Liquidität mit erheblichen Preissteigerungen gerechnet werden.

Da im Übrigen auch aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber eine Präqualifikation der technischen Anlagen für die EEG-Reserve mit einem nicht zu unterschätzenden Aufwand verbunden wäre, ist eine Präqualifikation abzulehnen.

Die Beschlusskammer sieht gleichwohl die Problematik, dass – wie von EnBW Trading vorgetragen – ohne jede Anforderung an die technischen Anlagen oder Kraftwerke Möglichkeiten zum Missbrauch eröffnet werden. Zu verhindern ist insbesondere, dass Anbieter keine eigene Reserveleistungen vorhalten, sondern

versuchen, bei Abruf von EEG-Reserve die entsprechende Leistung über kurzfristige Handelsgeschäfte zu erbringen und hierzu z. B. auf den Intraday-Markt oder auf den OTC-Handel zugreifen. Das Missbrauchspotential lässt sich aber dadurch reduzieren, in dem die Übertragungsnetzbetreiber EEG-Reserve erst nach Abschluss der zeitlich letzten Handelsmöglichkeit beim Intraday-Handel abrufen. Hierzu haben sie grundsätzlich die Möglichkeit, wenn sie die Aktivierungszeit der EEG-Reserve hinreichend kurz (jedenfalls kürzer als die minimale Vorlaufzeit beim Intraday-Handel mit 75 Minuten) wählen. Damit bliebe einem Anbieter von EEG-Reserve de facto zumindest keine Möglichkeit mehr, die angebotenen Reservemengen über den börslichen Intraday-Handel zu beschaffen. Auch eine Beschaffung über den bilateralen OTC-Handel dürfte sich bei derart kurzen Vorlaufzeiten als schwierig erweisen. Daher könnte er die geforderte Leistung tatsächlich nur noch aus eigenen Anlagen erbringen, um seine vertraglichen Verpflichtungen zu erfüllen. Grundsätzlich geht die Beschlusskammer jedoch von der Vertragstreue der Anbieter und somit von der Erbringung der EEG-Reserve aus eigenen Anlagen aus. Es bleibt dem Übertragungsnetzbetreiber darüber hinaus vorbehalten, ein nicht anforderungs-konformes Verhalten zu sanktionieren, ggf. bis hin zum Ausschluss von der Teilnahme des Anbieters vom EEG-Reservemarkt.

5.4.7 Abschmelzung und Befristung der EEG-Reserve

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass durch die Abwicklung der Beschaffung der EEG-Ausgleichsmengen über den Intraday-Markt dessen Liquidität rasch wachsen wird, da die bisher zum Ausgleich der Prognosefehler eingesetzten kurzfristigen Energiemengen bereits vorhanden sind und nur an die Börse „verlagert“ werden müssen. Daher ist damit zu rechnen, dass bereits kurzfristig die Höhe der vorgehaltenen EEG-Reserve abgeschmolzen werden kann.

Durch die Vorgabe der untertäglichen Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen über die Börse ist mit einem deutlichen Anstieg des Handelsvolumens am Intraday-Markt zu rechnen. Denn das steigende Angebot von EEG-Ausgleichsmengen dürfte kurzfristig auch eine entsprechende Steigerung der Nachfrage nach diesen Strommengen nach sich ziehen. Durch das zu erwartende Wachstum der Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen am börslichen Intraday-Handel wird wiederum der Einsatz der EEG-Reserve sowohl hinsichtlich Häufigkeit als auch hinsichtlich Abrufleistung reduziert. Dies führt letztlich dazu, dass die vorgehaltene

EEG-Reserve nicht mehr in vollem Umfang benötigt wird und entsprechend verringert werden kann. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgehaltene EEG-Reserve ist daher mit wachsender Liquidität des untertäglichen börslichen Handels abzuschmelzen. Jede Verringerung der vorgehaltenen EEG-Reserve bedeutet ein Freisetzen freier Leistungskapazitäten, welche dem Markt wieder zur Verfügung stehen und welche letztlich Angebot oder Nachfrage am börslichen Intraday-Markt erhöhen. Dies erfolgt dadurch, in dem die freigesetzten Leistungskapazitäten entweder selbst am börslichen Intraday-Markt angeboten werden oder indem durch Verdrängungsmechanismen andere Leistungskapazitäten freigesetzt werden, welche dann für die Vermarktung am Intraday-Markt zur Verfügung stehen.

Die Abschmelzung der vorgehaltenen EEG-Reserve dient daher zum einen der Anpassung der benötigten Reserveleistung an den sinkenden Bedarf und somit der Vermeidung nicht mehr benötigter und daher ineffizienter Reservekapazitäten. Zugleich dient die Abschmelzung der vorgehaltenen EEG-Reserve der weiteren Intensivierung des börslichen untertäglichen Handels, durch die in weiteren Iterationsschritten die EEG-Reserve letztlich weiter bis auf Null reduziert werden soll. Die Bundesnetzagentur behält sich vor, zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern ein Monitoring aufzusetzen, bei dem die Liquiditätsentwicklung sowie die Entwicklung des EEG-Reserveabrufs regelmäßig begutachtet werden.

Die Beschlusskammer ist überzeugt, dass spätestens Ende 2010 keine EEG-Reserve mehr erforderlich ist. Daher ist den Übertragungsnetzbetreibern die Ausschreibung von EEG-Reserve auch maximal bis zu diesem Zeitpunkt zugestanden. Durch die Ankündigung der Befristung der EEG-Reserve werden klare Verhältnisse für die möglichen Anbieter von EEG-Reserve hergestellt.

Die Beschlusskammer hat erwogen, die Höhe der von den Übertragungsnetzbetreibern maximal vorzuhaltenden EEG-Reserveleistung zu beschränken. Die Beschlusskammer hat letztlich davon Abstand genommen, da eine fundierte und belastbare Bemessung der Höhe der vorzuhaltenden EEG-Reserveleistung umfangreiche gutachterliche Untersuchungen erforderlich gemacht hätte. Die Einbindung eines externen Gutachters hätte den zeitlichen Rahmen für diese Festlegung jedoch weit überzogen. Eine exakte Bestimmung der Höhe der vorzuhaltenden

den EEG-Reserveleistung ist aber auch nicht erforderlich. Denn die Übertragungsnetzbetreiber haben ein eigenes wirtschaftliches Interesse daran, nicht mehr EEG-Reserveleistung auszuschreiben als zwingend notwendig. Dieses Interesse entspringt dem Umstand, dass den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Anreizregulierung eine Begrenzung der Erlöse auferlegt wird. Die Kosten der Vorhaltung der EEG-Reserveleistung sind aus dieser genehmigten Erlösobergrenze zu bestreiten. Jede Reduzierung der EEG-Reserveleistung senkt die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber und steigert damit dessen möglichen Gewinn. Hierin sollte ein ausreichendes wirtschaftliches Eigeninteresse der Übertragungsnetzbetreiber liegen, die Höhe der EEG-Reserveleistung auf das notwendige Maß zu beschränken. Im Übrigen geht die Beschlusskammer davon aus, dass diejenigen Übertragungsnetzbetreiber, die bisher schon ein der EEG-Reserve vergleichbares Reserve-Produkt vorhalten, zukünftig EEG-Reserveleistung maximal in Höhe der bisher vorgehaltenen Leistung (RWE $\pm$ 300 MW; VE-T: + 150 MW, - 250 MW) beschaffen. Bei den Übertragungsnetzbetreibern EnBW und E.ON geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Maximalwerte geringer als bei den jeweils vergleichbaren Übertragungsnetzbetreibern VE-T und RWE sind. Denn der Umfang der EEG-Veredelung hängt vom Letztverbraucherabsatz einer Regelzone ab. Der Letztverbraucherabsatz in der E.ON-Regelzone (31%) ist geringer als in der RWE-Regelzone (37%) und der Letztverbraucherabsatz in der EnBW-Regelzone (13%) ist geringer als in der VE-T-Regelzone (19%).

5.5 Regelzonen-interne Vermarktung der EEG-Ausgleichsenergie

Die mit der börslichen Beschaffung einhergehende Anonymität der Handelsteilnehmer führt dazu, dass die Abnehmer bzw. Lieferanten der überschüssigen oder fehlenden Strommengen und damit auch die Standorte der den Ausgleich vornehmenden Kraftwerke bzw. technischen Anlagen grundsätzlich unbekannt sind. Eine vorausschauende Planung der zu erwartenden Leistungsflüsse zwischen den Übertragungsnetzen wird somit erschwert. Die im Rahmen der EEG-Veredelung entstehenden Lastflüsse können erheblich sein und zu Überlastungen von Betriebsmitteln führen. Derzeit treten solche temporären Übertragungsbeschränkungen z. B. zwischen den Regelzonen von VE-T und von E.ON auf. Ohne entsprechende Mittel und Werkzeuge, durch deren Einsatz derartigen Überlastungen entgegengetreten werden kann, droht eine Überlastung von Betriebsmitteln

oder einer Verletzung des sogenannten (n-1)-Prinzips². Verletzungen des (n-1)-Prinzips bzw. Überlastungen von Betriebsmitteln sind aufgrund der Gefahr für die Systemstabilität zu vermeiden.

Insofern kann aus der Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen an der Börse durch die Anonymität des Handels die Notwendigkeit erwachsen, Eingriffsmöglichkeiten für die Übertragungsnetzbetreiber vorzusehen, die geeignet sind, durch die EEG-Veredelung entstehende Lastflüsse zu begrenzen. Das Eckpunktepapier vom 24.09.2008 sah zunächst keine besonderen Regelungen bezüglich dieser Problematik vor. Die Bundesnetzagentur hat sich jedoch von den in einigen Stellungnahmen vorgetragenen Bedenken überzeugen lassen, Kapazitätsrestriktionen im Übertragungsnetz angemessen berücksichtigen zu müssen. Bei Kapazitätsrestriktionen zwischen Regelzonen könnte dies z. B. in der Zulässigkeit eines Kernanteils bei der EEG-Reserve oder in der Zulässigkeit einer anderweitigen regelzonen-internen Vermarktung liegen. Der Begriff Kernanteil bei der EEG-Reserve meint in Analogie zur Bezeichnung Kernanteil bei der Regelenergie, dass die vorzuhaltende EEG-Reserve ausschließlich aus Anlagen in der jeweiligen Regezone erbracht wird. Diesen Möglichkeiten hat die Beschlusskammer in den überarbeiteten Eckpunkten vom 06.11.2008 als grundsätzlich in Frage kommende Mittel zugestimmt. Voraussetzung dafür ist, dass die technische Notwendigkeit einer regelzonen-internen Vermarktung der EEG-Ausgleichsenergie im Rahmen eines Antrags durch den Übertragungsnetzbetreiber begründet und dieser Antrag von der Beschlusskammer bewilligt wird.

Den Übertragungsnetzbetreibern eine Möglichkeit einzuräumen, Anträge auf Kernanteile bei der EEG-Reserve oder auf regelzonen-interne Vermarktung von EEG-Ausgleichsmengen stellen zu können, wurde auch seitens der anderen Marktakteure befürwortet. Die möglichen wettbewerblichen Nachteile von Kernanteilen oder der regelzonen-internen Vermarktung bewertet der BDEW deutlich geringer als die möglichen Folgen, wenn ohne diese Mittel gravierende Beschränkungen der Übertragungskapazität zwischen Regelzone aufträten und die Über-

² Das (n-1)-Prinzip besagt, dass bei Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (Transformator, Schalter, Stromkreis, ...) die verbliebenen Betriebsmitteln zu jedem Zeitpunkt in der Lage sein müssen, die Transportaufgabe des ausgefallenen Betriebsmittels zu übernehmen. Ist das (n-1)-Prinzip verletzt oder ein Betriebsmittel überlastet, so kann daraus eine Gefährdung der Netzstabilität erwachsen.

tragungsnetzbetreiber dadurch gezwungen wären, gemäß § 15 NZV einen strukturellen Engpass zu deklarieren.

5.6 Beschaffung über einen anderen Übertragungsnetzbetreiber

In dem ursprünglichen Eckpunktepapier vom 24.09.2008 und in etwas modifizierter Form auch im überarbeiteten, während des Workshops am 06.11.2008 diskutierten Eckpunktepapier war die Beschaffung der EEG-Ausgleichsenergie über eine gemeinsame Vermarktungsgesellschaft vorgesehen. Hiervon hat die Beschlusskammer in der Festlegung abgesehen, nachdem sie die von ihr erhofften Kostenvorteile einer gemeinsamen Vermarktung sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern als auch von den anderen Markakteuren erheblich in Zweifel gezogen bzw. bestritten wurde. Überzeugt hat die Beschlusskammer dabei die Tatsache, dass der Großteil der Transaktionskosten bei der Vermarktung mengenabhängige Gebühren am Day-ahead bzw. Intraday-Markt ist. Diese reduzieren sich durch eine Vermarktungsgesellschaft nicht.

Eine Vermarktungsgesellschaft könnte gegenwärtig auch keine Synergien mit anderen Aktivitäten nutzen, da der EEG-Ausgleich zunächst ihre einzige Aufgabe wäre. Ein Hinzukommen weiterer Aufgaben ist derzeit auch nicht absehbar. Zudem wäre ein 24-Stunden-Betrieb an sieben Tagen in der Woche zu gewährleisten, wodurch nicht unerhebliche Personalkosten entstünden. Der 24-Stunden-Betrieb ist zwar auch bei den Übertragungsnetzbetreibern erforderlich, diese können jedoch verwandte oder ähnliche Aufgabenfelder mit von dem Personal bearbeiten lassen. Dadurch ist bei Übertragungsnetzbetreiber-individuellen Vermarktung die Nutzung von Synergien möglich.

Die Vorhaltung von vier identischen Strukturen zur Beschaffung der EEG-Ausgleichsenergie scheint der Beschlusskammer hingegen nicht zwingend. Dem Übertragungsnetzbetreiber ist daher nach Auffassung der Beschlusskammer freizustellen, ob er die Vermarktung der EEG-Ausgleichsenergie in eigener Verantwortung durchführen möchte oder ob er diese Aufgabe von einem Dienstleister durchführen lässt. Denn es wäre unangemessen, Übertragungsnetzbetreiber, die bisher noch nicht über die für eine börsliche Beschaffung erforderlichen Strukturen verfügen, zum Aufbau dieser Strukturen zu verpflichten, wenn es anderweitige, kostengünstigere Alternativen gäbe. Eine Alternative könnte in der Beschaf-

fung der EEG-Ausgleichsmengen über einen für den Börsenhandel zugelassenen Dienstleister sein, der den Kauf bzw. Verkauf der fehlenden bzw. überschüssigen Mengen an der Börse im Auftrag des Übertragungsnetzbetreibers abwickelt. Die Entscheidung, ob die Vermarktung über einen eigenen Börsenzugang durchgeführt wird oder sich der Übertragungsnetzbetreiber des Börsenzugangs eines Dienstleisters bedient, steht dabei im alleinigen Ermessen des Übertragungsnetzbetreibers.

Als Dienstleister kommt jedoch ausschließlich ein anderer Übertragungsnetzbetreiber in Frage. Diese Einschränkung bei der Wahl des Dienstleisters resultiert aus der enormen Bedeutung der Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen für die Preisbildung an den Stromhandelsmärkten und Börsen. Durch die Übertragung der Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen an einen Dritten erlangt dieser umfangreiches Wissen über die für den Folgetag und untertägig erwartete Einspeisung Erneuerbare Energien. Die Qualität der Prognose dürfte dabei erheblich über den von den Händlern üblicherweise für ihre eigenen Zwecke verwendeten Prognosen liegen. Mit diesem Wissen könnte der Dienstleister den Strompreis auf den Großhandelsmärkten deutlich besser als andere Akteure abschätzen und aus diesem Informationsvorsprung Nutzen für eigene Zwecke ziehen. Damit würde der Dienstleister einen nicht zu rechtfertigenden Vorteil gegenüber anderen Handelsteilnehmern erlangen.

5.7 Transparenz

Der Herstellung von Transparenz bei der Beschaffung der EEG-Ausgleichsmengen wird von der Bundesnetzagentur eine hohe Bedeutung beigemessen und ist daher einer der zentralen Ziele dieser Festelegung. Nur bei einer hohen Transparenz lassen sich die bestehenden erheblichen Informationsasymmetrien abbauen und dadurch wettbewerbliche Chancengleichheit erzielen. Zudem ist ein hohes Maß an Transparenz auch aufgrund des enormen Einflusses der EEG-Ausgleichsmengen auf die Preisbildung geboten. Die Forderung nach mehr Transparenz findet sich daher auch in den meisten Stellungnahmen der Marktakteure.

Transparenz lässt sich insbesondere durch eine umfassende Veröffentlichung der im Rahmen des EEG-Ausgleichs vorgenommenen Prognosen und Handelsgeschäfte erzielen. Bereits in ihren Festlegungen zur Beschaffung von Regelenergie und Verlustenergie hat daher die Bundesnetzagentur den Netzbetreibern umfangreiche Veröffentlichungspflichten auferlegt. Als Ort der Veröffentlichung haben sich dabei in der Vergangenheit die Internetseiten der Übertragungsnetzbetreiber als geeignet herausgestellt. Eine Veröffentlichung in einer Form, die ein Herunterladen und eine computergestützte Auswertung der Daten ermöglicht, wird von der Beschlusskammer vorausgesetzt. Auf die zu veröffentlichenden Daten und Informationen wird nachfolgend im Einzelnen eingegangen:

5.7.1 Veröffentlichung der Vortagesprognose

Bereits heute wird am Abend des Vortages bis spätestens um 18:00 Uhr die erwartete Einspeisung aus Windenergie in der eigenen Regelzone veröffentlicht. Die Veröffentlichung basiert auf der Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber nach § 17 Abs. 1 Nr. 8 StromNZV, auf Prognosen beruhende Daten zur vorgesehenen Einspeisung aus Windenergie zu veröffentlichen. Bei den bereits heute veröffentlichten Daten handelt es sich um für die Abwicklung des unverzüglichen Belastungsausgleichs zwischen den Übertragungsnetzbetreibern relevante Prognosewerte. Über die gesetzlichen Vorgaben hinausgehende Veröffentlichungspflichten bei den Prognosedaten hält die Beschlusskammer nicht für erforderlich. Die Vorgabe einer Veröffentlichung mindestens auf Stundenbasis entspricht der bisherigen Praxis und reflektiert den gegenwärtigen Entwicklungsstand der Windprognosen. Die Veröffentlichung der Windeinspeiseprognose ermöglicht es den Marktakteuren, die Preisbildung an den Spotmärkten in den einzelnen Stunden des Folgetages besser nachzuvollziehen.

Die Beschlusskammer hat auch erwogen, die Veröffentlichung der Vortagesprognosen auch für andere erneuerbare Energien zusätzlich zur Windenergie verpflichtend zu machen, da dies seitens einiger Marktakteure gefordert wurde. Insbesondere im Bereich der Photovoltaik seien in Zukunft Leistungen im Gigawatt-Bereich zu erwarten. Die Beschlusskammer hat jedoch zunächst Abstand davon genommen, auch Solarprognosen zu veröffentlichen zu lassen. Denn laut Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber sei der Markt für Solarprognosen erst am Anfang und habe noch längst nicht den Entwicklungsstand der Windprognosen er-

reicht. Zudem könnte einer Solarprognose keine entsprechenden Einspeise-Istwerte aus Solarenergie gegenübergestellt werden, da die meisten Solaranlagen nur über geringe Einspeiseleistungen und daher in der Regel über keine online abrufbare Leistungsmessung verfügen. Der Verzicht auf eine Veröffentlichung der Solarprognosen scheint auch deswegen vertretbar, da die Solarenergie gegenwärtig nur einen Bruchteil der Windenergie ausmacht. Die Beschlusskammer schließt aber nicht aus, dass zukünftig bei weiter wachsender Einspeisung aus Photovoltaikanlagen auch die Veröffentlichung der Vortagesprognose der Solarstrom einspeisung erforderlich werden könnte.

5.7.2 Veröffentlichung der Online-Hochrechnung

Die Veröffentlichung der Online-Hochrechnung der tatsächlichen Einspeisung von Windenergie in der Regelzone erlaubt den Marktakteuren, die Güte der Vortagesprognose abzuschätzen. Die Online-Hochrechnung der tatsächlichen Einspeisung aus Windenergie wird von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils für die eigene Regelzone auf Grundlage einer repräsentativen Anzahl leistungsgemessener Referenzanlagen erstellt, liegt in Echtzeit vor und ist u. a. Grundlage für den horizontalen Belastungsausgleich der EEG-Mengen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern. Dies erlaubt eine unverzügliche Weitergabe der Werte der Online-Hochrechnung an die anderen Marktteilnehmer. Der Beschlusskammer scheint eine Veröffentlichung der Online-Hochrechnung in der bisherigen, für die Zwecke der Übertragungsnetzbetreiber genutzten Form und Qualität sinnvoll.

Um einen Vergleich mit den Vortagesprognosewerten zu erleichtern, sind die Werte in gleicher zeitlicher Auflösung wie die Vortagesprognose zu veröffentlichen. Eine von einigen Marktakteuren gewünschte Veröffentlichung der Ist-Einspeisung der Solarenergie ist aufgrund der vielfach fehlenden Leistungsmessung der Anlagen derzeit noch nicht möglich.

5.7.3 Veröffentlichung der am Intraday-Markt beschafften Mengen

Die Veröffentlichung der am Intraday-Markt beschafften Mengen hilft anderen Marktakteuren, die Beschaffungsaktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber bzgl. der Herstellung des EEG-Bandes besser nachvollziehen zu können. Es handelt sich dabei um eine Maßnahme, die gerade zu Beginn der neuen Beschaffungsre-

geln vertrauensbildend ist. Die Vorgabe der stündlichen Auflösung entspricht der zeitlichen Granularität des Intraday-Marktes.

Da die Veröffentlichung der am Intraday-Markt beschafften Mengen im Wesentlichen der Nachvollziehbarkeit des EEG-Ausgleichs dient, scheint eine Publikation am Folgetag bis 18:00 Uhr ausreichend. Aus diesen Gründen scheint der Beschlusskammer es auch nicht erforderlich, die Preise der untertäglichen Kauf- und Verkaufsaktivitäten mit zu veröffentlichen.

5.7.4 Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse der EEG-Reserve

Die Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse der EEG-Reserve dient ebenfalls dazu, die Beschaffungsaktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber bzgl. der Herstellung des EEG-Bandes besser nachvollziehen zu können. Zum anderen sollen durch die Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse weitere Anbieter zur Teilnahme an den Ausschreibungen zur EEG-Reserve motiviert und dadurch das Angebotsvolumen gesteigert werden. Die Beschlusskammer erwartet bei einer regen Teilnahme an den EEG-Reserveausschreibungen eine wettbewerbliche Belegung und dadurch einen Preisdruck auf die Leistungspreise, welcher überhöhte Leistungspreise ausschließen dürfte. Da das Preisniveau der EEG-Reserve sich allein aus den bezuschlagten Angeboten ergibt, ist die Veröffentlichung der nicht bezuschlagten Angebote nicht erforderlich.

Die Beschlusskammer hat erwogen, neben der Angebotsleistung und dem Leistungspreis auch den zugehörigen Arbeitspreis der Angebote mit zu veröffentlichen. Sie hat davon jedoch Abstand genommen, da die Kenntnis des Arbeitspreises der EEG-Reserve in bestimmten Marktsituationen preistreibende Wirkung auf den Intraday-Markt entfalten kann. In Situationen, in denen der Übertragungsnetzbetreiber z. B. aufgrund erheblicher Prognoseabweichungen große Strommengen untertägig nach beschaffen muss, würde die Kenntnis des Arbeitspreises der EEG-Reserve den Händlern erlauben, die Preise ihrer Verkaufsangebote bis an die Untergrenze der Arbeitspreise der EEG-Reserve zu legen. Sie könnten dabei aufgrund des Beschaffungszwangs für die Übertragungsnetzbetreiber sicher sein, ihre Strommengen auch an die Übertragungsnetzbetreiber verkaufen zu können, wenn ihre Angebote auch nur geringfügig unterhalb der Arbeitspreise der

EEG-Reserve liegen. Eine Veröffentlichung von Daten stößt jedoch da an ihre Grenzen, wo erhebliche unerwünschte Nebenwirkungen wie z. B. die Möglichkeit von Kostensteigerungen durch Nutzung von Arbitragemöglichkeiten den mit der Veröffentlichung gestifteten Nutzen übersteigen. Dies ist vorliegend der Fall. Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer von einer Vorgabe der Veröffentlichung der Arbeitspreis abgesehen.

Die Veröffentlichung hat unverzüglich nach der Ausschreibung zu erfolgen. Diese Pflicht resultiert daraus, dass das Preisniveau der EEG-Reserve auch für andere Marktsegmente wichtige Informationen liefern kann.

5.7.5 Veröffentlichung der eingesetzten EEG-Reserve

Die Veröffentlichung der eingesetzten EEG-Reserve dient ebenso wie die Veröffentlichung der am Intraday-Markt beschafften Mengen anderen Marktteilnehmern dazu, die Beschaffungsaktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber bzgl. der Herstellung des EEG-Bandes besser nachvollziehen zu können. Anzugeben ist die für jede Stunde insgesamt abgerufene Leistung von EEG-Reserve. Die stündliche Auflösung entspricht dabei der zeitlichen Auflösung bei der Erbringung.

Da die Veröffentlichung der eingesetzten EEG-Reserve wie die Veröffentlichung der am Intraday-Markt beschafften Mengen im Wesentlichen der Nachvollziehbarkeit des EEG-Ausgleichs dient, scheint eine Publikation am Folgetag bis 18:00 Uhr ausreichend.

5.7.6 Veröffentlichung der offenen Ausgleichsenergiemengen

Die Prognose mit dem geringsten zeitlichen Abstand zum Erfüllungspunkt ist aufgrund deren Aktualität die best-verfügbare und zugleich auch die zeitlich letzt-verfügbare Vorhersage. Diese Prognose ist daher der Maßstab, anhand derer die Beschaffungsaktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber zum Ausgleich des EEG-Bilanzkreis zu messen sind. Die Differenz zwischen der laut letzt-verfügbaren Einspeiseprognose insgesamt zur Herstellung des Bandes zu beschaffenden oder zu veräußernden Strommengen und den hierfür insgesamt über Day-ahead und Intraday-Handel und über EEG-Reserve beschafften bzw. veräußerten Strom-

mengen ist daher ein Maß dafür, wie gut es den Übertragungsnetzbetreibern gelungen ist, die Beschaffung der offenen Mengen durchzuführen.

Diejenigen Strommengen, die gemäß der letzten Prognose noch auszugleichen wären, aber nicht mehr auf dem Intraday-Markt beschafft und nicht auf dem Wege der EEG-Reserve gedeckt werden können, müssen durch die In-Anspruchnahme von Ausgleichsenergie glatt gestellt werden. Da der EEG-Bilanzkreis ein sehr großer Bilanzkreis ist, können Unausgeglichenheiten bei dessen Bewirtschaftung erhebliche Auswirkungen auf die Kosten der Ausgleichsenergie haben, welche von den Bilanzkreisverantwortlichen getragen werden. Daher hilft diese Veröffentlichungspflicht den Bilanzkreisverantwortlichen nachzuvollziehen, wie der Einfluss des EEG-Bilanzkreises auf die Kosten der Ausgleichsenergie ist.

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass aufgrund dieser Veröffentlichungspflicht die Übertragungsnetzbetreiber erhebliche Anstrengungen unternehmen werden, den EEG-Bilanzkreis möglichst gut auszugleichen. Hierzu trägt nicht zuletzt die Möglichkeit des Vergleichs unter den Übertragungsnetzbetreibern bei. Eine Veröffentlichung am Folgetag bis 18:00 Uhr hält die Beschlusskammer für ausreichend, da diese Informationspflicht im Wesentlichen der Nachvollziehbarkeit des EEG-Ausgleichs dient.

5.7.7 Veröffentlichung der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie

Würde die tatsächliche EEG-Einspeisung der Prognose mit dem geringsten zeitlichen Abstand zum Erfüllungspunkt entsprechen, dann wäre die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie gerade die Differenz zwischen der laut dieser Prognose insgesamt zur Herstellung des Bandes zu beschaffenden oder zu veräußernden Strommengen und den hierfür tatsächlich insgesamt beschafften bzw. veräußerten Strommengen. Tatsächlich weicht die Ist-Einspeisung aus Anlagen erneuerbarer Energien i. d. R. auch von der aktuellen Prognose ab – teilweise auch erheblich. Daher können Abweichungen zwischen Prognose und Ist-Einspeisung entstehen, die, da die Übertragungsnetzbetreiber darüber keine Kenntnis mehr erhalten und somit nicht mehr reagieren können, durch die In-Anspruchnahme von Ausgleichsenergie glatt gestellt werden müssen.

Die Beschlusskammer hält eine Veröffentlichung der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie für geboten. Aufgrund der Größe des EEG-Bilanzkreises, der in Folge der steigenden Einspeisung aus erneuerbare Energien zukünftig wahrscheinlich weiter an Bedeutung gewinnen wird, beeinflusst dieser den Saldo der Regelzone erheblich. Damit übt der EEG-Bilanzkreis einen erheblichen Einfluss auf die Bildung des Ausgleichsenergiepreises aus. Die Kenntnis der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie durch den EEG-Bilanzkreis soll den Bilanzkreisverantwortlichen helfen, die Bildung des Ausgleichsenergiepreises besser beurteilen und nachvollziehen zu können.

Die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie liegt in der Regel erst nach der Durchführung der Bilanzkreisrechnung, also nach rund zwei Monaten vor. Sie kann daher auch erst danach veröffentlicht werden. Die viertelstündige zeitliche Auflösung entspricht der üblichen Granularität bei der Bilanzkreisabrechnung.

5.7.8 Mitteilungspflichten gegenüber der Bundesnetzagentur

Die zu veröffentlichenden Daten enthalten aus den dargelegten Gründen keine Preisinformationen. Damit die Bundesnetzagentur im Rahmen der weiteren Beobachtung der Entwicklung des EEG-Ausgleichs auch die Kostenentwicklung nachvollziehen kann, benötigt sie insbesondere Informationen über die Preise für die Beschaffung auf den Intraday-Märkten und für den Abruf der EEG-Reserve. Eine Übermittlung der Daten auf Aufforderung oder ansonsten einmal jährlich bis zum 15. Februar für das Vorjahr scheint für die Datenübermittlung ausreichend.

Eine Datenübermittlung auf Aufforderung könnte bei besonderen Marktentwicklungen oder Unregelmäßigkeiten erforderlich werden, weswegen sich die Beschlusskammer diese Möglichkeit offen hält. Insbesondere im Zuge der mit wachsender Liquidität des Intraday-Marktes abzusmelzenden Höhe der vorzuhaltenden EEG-Reserve könnte in der Anfangszeit ein wiederholtes Monitoring der Mengen- und Preisentwicklung erforderlich werden.

Zu den zu übermittelnden Informationen zählen die Preise, die Mengen und die Stunde(n) der am börslichen Handel beschafften bzw. veräußerten Strommengen. Bei der EEG-Reserve sind von der Übermittlungspflicht die Arbeitspreise, die

Mengen, die Stunde(n) und der Anbieter der in Anspruch genommenen EEG-Reserve umfasst.

5.8 Umsetzungsfristen

Während des Workshops am 06.11.2008 wurde um einen Vorlauf von einigen Wochen für das In-Kraft-Treten der Regelungen nach Beschlussfassung gebeten. Dem Markt solle genügend Zeit eingeräumt werden, sich auf die geänderte Vermarktung der EEG-Ausgleichsmengen einstellen zu können und seine Beschaffungsstrategie insbesondere auf den untertäglichen börslichen Handel ausrichten zu können. Mit dem In-Kraft-Treten am 01.08.2009 ist dieser Forderung der Marktseite Rechnung getragen. Gleichzeitig steht den Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls ausreichend Zeit zur Umstellung auf die neuen Beschaffungsregeln zur Verfügung.

5.9 Widerrufsvorbehalt

Der Widerrufsvorbehalt gilt insbesondere für den Fall einer grundlegenden Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen bzgl. der Vermarktung der Stromeinspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Je nachdem, ob und in welcher Form der Verordnungsgeber von einer Neuregelung des Wälzungsmechanismus nach § 64 EEG-2009 Gebrauch macht, kann eine Anpassung von Regelungen dieser Festlegung nicht ausgeschlossen werden.

Rechtsbehelfsbelehrung

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

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

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

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

Dr. Frank-Peter Hansen

Andreas Faxel

Dr. Jochen Patt

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer