



Beschluss

Az. BK6-19-217

In dem Verwaltungsverfahren

zur Änderung der Festlegung zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-
Abrechnungssystems vom 25.10.2012, Az. BK6-12-024, (nachfolgend auch: Ausgangsbescheid)

unter Beteiligung der

Uniper Global Commodities SE, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf,
vertreten durch den Vorstand,

– Beigeladene zu 1 –

RWE Supply & Trading GmbH, Altenessener Str. 27, 45141 Essen,
vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 2 –

EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe,
vertreten durch den Vorstand,

– Beigeladene zu 3 –

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten
Jochen Homann,

durch den Vorsitzenden Christian Mielke,
den Beisitzer Andreas Faxel
und den Beisitzer Jens Lück

am 11.12.2019 beschlossen:

1. Die Festlegung BK6-12-024 wird wie folgt geändert:
 - a) Tenorziffer 2 wird wie folgt gefasst:

In Viertelstunden, in denen der Saldo des deutschen Netzregelverbundes einen Wert von mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung in der entsprechenden Richtung ausweist, wird im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung bei Unterspeisungen ein Zuschlag und bei Überspeisungen ein Abschlag auf den regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis von 50 %, mindestens jedoch 100 €/MWh, erhoben.
 - b) Tenorziffer 3 wird wie folgt gefasst:

Die detaillierte Berechnungsmethodik für den regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis ist von den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern unter Berücksichtigung der Vorgabe aus Tenorziffer 2 anzupassen und auf der gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net zu veröffentlichen.
 - c) Tenorziffer 5 wird wie folgt gefasst:

Im Rahmen der Veröffentlichung des Saldos des deutschen Netzregelverbundes nach Tenorziffer 10 lit. d des Beschlusses BK6-15-158 vom 13.06.2017 sind diejenigen Viertelstunden zu kennzeichnen, in denen der Saldo des deutschen Netzregelverbundes einen Wert von mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung in der entsprechenden Richtung ausweist.
2. Die Neufassungen der Tenorziffer 1 sind für die Bilanzkreisabrechnungen ab dem Liefermonat Februar 2020 anzuwenden.
3. Im Übrigen bleibt der Ausgangsbescheid unberührt.
4. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Änderung des sog. „80 %-Kriteriums“ in der Berechnungsmethode zur Bildung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP). Die Festlegung ist Teil eines Maßnahmenpaketes der Bundesnetzagentur zur Stärkung der Bilanzkreistreue in Reaktion auf im Übertragungssystem vermehrt aufgetretene erhebliche Systemungleichgewichte.

1. Der stabile Betrieb eines elektrischen Energieversorgungssystems setzt jederzeit einen vollständigen physikalischen Ausgleich zwischen erzeugter und verbrauchter Energie voraus. Abweichungen zwischen Erzeugung und Entnahme – sog. Leistungsungleichgewichte bzw. Systemungleichgewichte – führen zu einer Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert 50,0 Hz. Zwar schwankt die Netzfrequenz regelmäßig um ihren Sollwert; starke Abweichungen der Netzfrequenz können jedoch zu einer Gefährdung der Systemstabilität und schließlich zu einem Zusammenbruch der Stromversorgung, verbunden mit erheblichen volkswirtschaftlichen und immateriellen Schäden, führen.

Im Rahmen ihrer Systemverantwortung gem. § 13 Abs.1 Nr. 2 EnWG obliegt den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) die Ausregelung des deutschen Übertragungsnetzes bzw. des deutschen Netzregelverbundes (NRV). Dies geschieht durch die Vorhaltung respektive den Einsatz von Regelleistung sowie den Austausch von Energiemengen im Rahmen der von den ÜNB unterhaltenen Regelreserve-Kooperationen¹ mit anderen europäischen ÜNB. In Situationen, in denen die vorgehaltene Regelleistung bereits ausgeschöpft ist bzw. zur Aufrechterhaltung der Regelfähigkeit des Systems wieder freigesetzt werden muss, ergreifen die ÜNB darüber hinaus zusätzliche Maßnahmen zur Ausregelung des Netzes, wie derzeit den Einsatz abschaltbarer Lasten gem. AbLaV sowie weiterer Reserven, die Beschaffung von Energie über den börslichen Intraday-Markt und die Notfall-Unterstützung durch ausländische ÜNB.² Die Kosten und Erlöse der eingesetzten Regelarbeit, der im Rahmen von Aus-

¹ Gegenwärtig unterhalten die ÜNB im Bereich der Regelreserve verschiedene Kooperationen mit anderen europäischen ÜNB. Im Rahmen der International Grid Control Cooperation (IGCC) werden die Leistungsungleichgewichte in den Netzen der an der Kooperation beteiligten ÜNB zur Vermeidung eines gegenläufigen Abrufs von Regelarbeit saldiert. Im Weiteren betreiben die ÜNB Kooperationen mit dem österreichischen ÜNB APG zum Abruf von Sekundärregelarbeit und Minutenreservearbeit nach jeweils gemeinsam gebildeten Merit-Order-Listen.

² Vgl. Beschluss BK6-18-184 vom 12.08.2019 zur Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlags aller Übertragungsnetzbetreiber des Leistungs-Frequenz-Regelblocks TNG+TTG+AMP+50HZT+EN+CREOS zu Maßnahmen zur Verringerung des Frequenzwiederherstellungs-Regelfehlers gem. Art. 6 Abs. 3 lit. e Ziff. ii und iii in Verbindung mit Art. 119 Abs. 1 lit. q und r sowie Art. 152 Abs. 14 und 16 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

landskooperationen ausgetauschten Energiemengen sowie der ggf. zusätzlichen Maßnahmen werden je Viertelstunde in Form von Ausgleichsenergie an die Netznutzer abgerechnet.

Zu diesem Zweck bilden die Netznutzer Bilanzkreise, in denen sämtliche Energiemengen von Einspeisungen und Entnahmen erfasst werden und für deren Ausgleichsenergiebedarf jeweils ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) wirtschaftlich und rechtlich verantwortlich ist. Die Abrechnung der in Anspruch genommenen Ausgleichsenergie erfolgt zwischen ÜNB und BKV.

Die BKV sind gem. § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV verpflichtet, für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in ihren Bilanzkreisen in jeder Viertelstunde zu sorgen. Auch wenn es nicht immer möglich ist, die tatsächlichen Einspeisungen bzw. Entnahmen eines Bilanzkreises exakt zu prognostizieren, so sind die Bemühungen der BKV um eine möglichst ausgeglichene Bewirtschaftung der Bilanzkreise eine elementare Voraussetzung für die Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts in den Übertragungsnetzen. Es ist daher entscheidend, dass der gegenüber den BKV für deren Bilanzabweichungen abgerechnete reBAP entsprechende Anreize setzt, das Bemühen um Bilanzkreistreue ernsthaft wahrzunehmen.

Mit Beschluss BK6-12-024 vom 25.10.2012 hat die Beschlusskammer erstmals Vorgaben zur Berechnung des reBAP festgelegt. Diese enthalten zwei wesentliche Komponenten:

Zum einen sehen sie eine Kopplung des reBAP an den mengengewichteten durchschnittlichen Preis für Stundenprodukte am deutschen Intraday-Markt der EPEX SPOT vor (Börsenpreiskopplung). Soweit der ermittelte reBAP im Falle einer Unterspeisung des NRV (positiver NRV-Saldo) unterhalb des vorstehend genannten Börsenpreises liegen sollte, wird der reBAP auf diesen Börsenpreis angehoben; der betreffende Börsenpreis bildet also die Untergrenze für den reBAP. Im Falle einer Überspeisung des NRV (negativer NRV-Saldo) bildet der oben genannte Börsenpreis die Obergrenze für den reBAP. Mit der Börsenpreiskopplung soll erreicht werden, dass es für die BKV vorteilhaft ist, ihre Bilanzkreise aktiv durch Handelsgeschäfte zu bewirtschaften, anstatt Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen.

Zum anderen wurde das sogenannte 80 %-Kriterium eingeführt, das durch einen Zuschlag bzw. Abschlag von 50 %, mindestens jedoch 100 €/MWh, auf den reBAP in Situationen mit hohem Systemungleichgewicht im deutschen Übertragungsnetz einen zusätzlichen Anreiz zum Bilanzausgleich setzen soll. Bisher ist dies daran gekoppelt, dass durch die ÜNB mehr als 80 % der vorgehaltenen Regeleistung abgerufen wird.

Im Weiteren sehen die Vorgaben zum Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystem u.a. Regelungen zur Verwendung von Mehrerlösen resultierend aus der Anwendung von Börsenpreiskopplung und 80 %-Kriterium sowie Veröffentlichungspflichten vor.

2. Seit dem Winter 2018/2019 ließen sich im deutschen Übertragungsnetz wiederholt Systemungleichgewichte erkennen, die in ihrer Höhe deutlich über das Maß der sonst im Netz üblichen Schwankungen hinausgingen. Am 06.06., 12.06. und 25.06.2019 kam es zu Abweichungen der Systembilanz, in den konkreten Fällen zu Unterspeisungen des NRV, in systemgefährdender Größenordnung. Dabei lag die Spitze des Systemungleichgewichts am 12.06.2019 bei ca. 9.700 MW.³ Die ÜNB als Systemverantwortliche konnten die Abweichungen nur durch den Einsatz sämtlicher zur Verfügung stehender Regelleistung⁴ in Form von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) sowie zusätzlicher Maßnahmen (u.a. abschaltbare Lasten und Intraday-Börsengeschäfte) sowie mit Unterstützung ihrer europäischen Partner bewältigen. Der NRV-Saldo, der die Summe der Leistungen bzw. Energiemengen aller von den ÜNB zur Beseitigung des Systemungleichgewichts aktiv eingesetzten und gegenüber den BKV abgerechneten Maßnahmen umfasst, betrug ca. 7.500 MW.^{5, 6}

Die Analyse der Ereignisse zeigte, dass übliche Ursachen, wie bspw. unvermeidbare Fehlprognosen über die Erzeugung Erneuerbarer-Energien-Anlagen (EEG-Anlagen), die aufgetretenen Systemungleichgewichte sowohl in ihrer Höhe als auch in ihrem zeitlichen Ausmaß nicht alleine erklären konnten. Vielmehr deutete das Verhalten der Marktteilnehmer auf mögliche Pflichtverstöße einzelner BKV hin, was Gegenstand anhängiger Aufsichtsverfahren ist, ließ unabhängig davon aber auch auf systematisch unzureichende Anreize zur Einhaltung der Bilanzkreistreue schließen.

An allen drei Tagen ließ sich eine erhebliche Reaktion der Marktteilnehmer auf hohe Intraday-Börsenpreise gegenüber einem „erwartet“⁷ niedrigeren reBAP beobachten. Der börsliche Strompreis für ¼-Stunden-Kontrakte am Intraday-Markt der EPEX SPOT stieg jeweils deutlich über den für die betreffende Viertelstunde zu erwartenden reBAP. So war bspw. am 12.06.2019 der maximale reBAP in der Viertelstunde von 11:45 Uhr bis 12:00 Uhr zu verzeichnen und betrug unter Anwendung des 80 %-Kriteriums 376,57 €/MWh. Demgegenüber wurde dieselbe Viertelstunde im kontinuierlichen Intraday-Handel der EPEX SPOT zu einem Maximalpreis von 1.300 €/MWh gehandelt. Der für die Börsenpreiskopplung des reBAP herangezogene mengen-gewichtete durchschnittliche Preis für Stundenprodukte am deutschen Intraday-Markt der EPEX SPOT lag am 12.06.2019 zwischen 11:00 Uhr und 12:00 Uhr mit 114,05 €/MWh unterhalb des

³ Vgl. www.regelleistung.net, „Analysen zu Systembilanzabweichungen im Juni 2019“.

⁴ Vgl. www.regelleistung.net, im 2. Quartal 2019 vorgehaltene positive Regelleistung: 2.898 MW (positive SRL: 1892 MW, positive MRL: 1006 MW).

⁵ Vgl. www.regelleistung.net, Veröffentlichung der NRV-Salden für den 12.06.2019.

⁶ Die Differenz zwischen dem Systemungleichgewicht und dem NRV-Saldo stellt den Area Control Error (ACE), d.h. den Regelzonenfehler, des NRV dar. Der ACE wurde u.a. durch die Primärregelung der europäischen ÜNB ausgeglichen.

⁷ Der zu erwartende reBAP kann von den BKV auf Basis der für die reBAP-Berechnung geltenden Regelungen sowie der zur Regelreserve veröffentlichten Daten, z.B. der Regelarbeitspreise, relativ gut prognostiziert werden. Eine entsprechende Dienstleistung ist am Markt erhältlich.

reBAP-Wertes, welcher sich in der o.g. Viertelstunde auf Basis der Kosten und Energiemengen für den Systemausgleich ergab. Die Börsenpreiskopplung war damit wirkungslos. Auch mit dem Zuschlag von 50 % bzw. mindestens von 100 €/MWh infolge des Abrufs von mehr als 80 % der vorgehaltenen Regelleistung blieb der reBAP weit unterhalb des viertelstündlichen maximalen Intraday-Preises.

Liegt der reBAP unter dem im Handel für Strom zu zahlenden Preis, besteht vorliegend für die unterspeisten BKV zwar eine rechtliche Verpflichtung, aber kein wirksamer ökonomischer Anreiz, ihre Bilanzkreise auszugleichen und sich bilanztreu zu verhalten. Entsprechendes zeigte die Auswertung der während der Systemungleichgewichte im Juni 2019 zur Abwicklung angemeldeten Energielieferungen der BKV. Die untertägigen Anpassungen der Energiemengen und die daraus resultierenden Bilanzkreisabweichungen korrelieren zeitlich mit den hohen, deutlich über dem reBAP liegenden Preisen im kontinuierlichen Intraday-Handel.

Darüber hinaus zeigte sich, dass die in den Marktregeln zur Bilanzkreisabrechnung (MaBiS) angelegte lange Frist von bis zu sechs Wochen zur Übermittlung bilanzkreisscharfer Summenwerte an die ÜNB die Aufdeckung der Ursachen der Systemungleichgewichte erheblich erschwert und verzögert.

3. Vor diesem Hintergrund hat die Beschlusskammer 6 am 18.07.2019 drei Festlegungsverfahren zur Stärkung der Bilanzkrestreue durch Vorgaben zum Bilanzkreisausgleich, zur Anpassung des 80 %-Kriteriums in der Berechnungsmethode zur Bildung des reBAP sowie zur Übermittlung der Einzelmesswerte von RLM-Marktlokationen an den ÜNB eröffnet. Das gegenständliche Verfahren widmet sich der Änderung des in der reBAP-Berechnungsvorschrift angelegten 80 %-Kriteriums.

Die Beschlusskammer hat die vorgenannten Inhalte zum Zweck der öffentlichen Konsultation im Zeitraum vom 18.07.2019 bis zum 09.08.2019 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Zugleich hat sie die Verfahrenseröffnung im Amtsblatt Nr. 15 vom 07.08.2019, Verfügung Nr. 93/2019 (S. 1566) bekanntgemacht.

Bei der bisher angewandten Regelung des 80 %-Kriteriums ist ein Zuschlag bzw. Abschlag auf den reBAP von 50 %, mindestens jedoch 100 €/MWh, an den Abruf von mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung gekoppelt. Demgegenüber wird nach der Änderung des 80 %-Kriteriums ein Zuschlag bzw. Abschlag auf den reBAP von 50 %, mindestens jedoch 100 €/MWh, dann fällig, wenn der NRV-Saldo einen Wert von mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung in der entsprechenden Richtung ausweist, ohne dass es auf die Höhe des Abrufs ankommt. Damit greift das Kriterium früher als bisher, weil es vielfach Situationen gibt, in denen zwar der NRV-Saldo oberhalb der kritischen Schwelle liegt, die ÜNB jedoch nicht in gleichem Umfang kontrahierte Regelleistung abrufen.

Die Beschlusskammer hat den Markt zudem darauf hingewiesen, dass weitere Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems folgen werden und die ÜNB aufgefordert, schnellstmöglich gemäß den europarechtlichen Vorgaben⁸ einen Vorschlag zu erarbeiten, der durch eine Kopplung des reBAP an einen geeigneten Börsenpreisindex Anreize zur Arbitrage gegen den reBAP beseitigt, und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen. Die Weiterentwicklung der reBAP-Berechnungsmethode in Bezug auf die Börsenpreiskopplung ist damit nicht Gegenstand des hiesigen Verfahrens.

4. Im Rahmen der Konsultation haben sich folgende Verbände, Interessengruppen und Unternehmen durch Übersendung von Stellungnahmen beteiligt:

- Axpo Deutschland GmbH
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Bilanzkreiskoooperation
- bne Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
- Creos Deutschland GmbH
- E.ON SE
- EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e.V.
- ELE Verteilnetz GmbH
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG und Netze BW GmbH
- energis-Netzgesellschaft mbH
- ENERVIE Vernetzt GmbH
- EPEX SPOT SE
- EWE Netz GmbH
- Grosskraftwerk Mannheim AG
- illwerke vkw AG
- IndependentPower GmbH & Co. KG
- LEW Verteilnetz GmbH
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
- MVV Energie AG
- Netz Leipzig GmbH
- NEW Netz GmbH
- Next Kraftwerke GmbH
- NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken mbH
- Nordpool Group
- RWE Supply & Trading GmbH

⁸ Vgl. Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EB-VO).

- Statkraft Markets GmbH
- Stromnetz Berlin GmbH
- Südwestdeutsche Stromhandels GmbH
- Syna GmbH
- TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Thüga-Gruppe
- Thüringer Energie AG
- TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
- Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH
- Uniper SE
- VCI Verband der Chemischen Industrie e.V.
- VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
- VKU Verband Kommunaler Unternehmen e.V.
- Westfalen Weser Netz GmbH.

5. Die Bundesnetzagentur hat dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gem. § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG sowie dem Länderausschuss gem. § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG durch Übersendung des Entscheidungsentwurfes Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verwaltungsakte Bezug genommen.

II.

Die Entscheidung beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG i. V. m. § 27 Abs. 1 Nr. 4, 21 StromNZV.

1. Die formellen Voraussetzungen der Verfügung liegen vor.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für die vorliegende Entscheidung folgt aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG. Die Beschlusskammer ist zur Entscheidung gemäß § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG ermächtigt.

Das Verfahren richtet sich an die regelzonenverantwortlichen Betreiber von Übertragungsnetzen.

2. Die Beschlusskammer erachtet die Änderung der bestehenden Regelung zum 80 %-Kriterium in der Berechnungsmethode des reBAP als erforderlich und geboten.

Nach der Analyse der Ereignisse im Juni 2019 ist festzustellen, dass das Ausgleichsenergiepreissystem in der gegenwärtigen Ausgestaltung seiner wesentlichen Komponenten zur Bildung

des reBAP – der Börsenpreiskopplung sowie des 80 %-Kriteriums – nicht in allen Situationen geeignet ist, einen hinreichenden ökonomischen Anreiz zur Bilanzkreistreue zu setzen (vgl. 2.1.). Wenngleich die Börsenpreiskopplung und das 80 %-Kriterium einer Anpassung bedürfen, hat sich die Beschlusskammer dazu entschieden, im vorliegenden Verfahren nur das 80 %-Kriterium einer Änderung zuzuführen (vgl. 2.2.). Die von den Marktakteuren zahlreich gegen eine Änderung des 80 %-Kriteriums vorgetragene Argumente haben die Beschlusskammer nicht überzeugt (vgl. 2.3.).

2.1. Die Ergebnisse der Analyse der Juni-Ereignisse, exemplarisch des 12.06.2019, zeigen deutlich, dass die derzeit vom reBAP ausgehenden finanziellen Anreize bei bestimmten Marktgegebenheiten nicht ausreichen, um die BKV zu einem bestmöglichen Ausgleich ihrer Bilanzkreise zu veranlassen sowie erhebliche und langanhaltende Systemungleichgewichte im NRV zu vermeiden.

2.1.1. Die Netzsituation am 12.06.2019 war von einem Systemungleichgewicht in außerordentlicher Höhe und erheblicher zeitlicher Ausprägung gekennzeichnet. Im Zeitraum von etwa 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr lag eine Unterspeisung des NRV vor, welche die von den ÜNB vorgehaltene Regelleistung von 2.898 MW⁹ überstieg und ein Maximum von ca. 9.700 MW¹⁰, d.h. von mehr als dem Dreifachen der Regelleistungsvorhaltung, erreichte.

2.1.2. Der Analyse zufolge gab es keinen Mangel auf Seiten der Stromerzeugung im betreffenden Zeitraum. Ferner ist ein Systemungleichgewicht derartigen Ausmaßes, sowohl in der Höhe als auch in der Dauer, nach überzeugender Darlegung der ÜNB nicht allein auf herkömmliche Ursachen, wie bspw. unvermeidbare Prognoseungenauigkeiten bzw. Fehlprognosen über die Erzeugung von EEG-Anlagen, zurückzuführen. Bei dieser Einschätzung bleibt nicht unberücksichtigt, dass die unklare Wetterlage am 12.06.2019, die im Zeitraum von 11:00 Uhr bis 14:00 Uhr durch ein Tiefdruckgebiet über Norddeutschland und damit einhergehende Gewitter geprägt war, erhöhte Anforderungen an die Einspeiseprognose von EEG-Anlagen mit fluktuierender Erzeugung stellte. Zudem ist bekannt, dass der Intraday-Handel der EPEX SPOT im Zeitraum von 9:00 Uhr bis 10:00 Uhr – den Marktakteuren gegenüber angekündigt – nicht verfügbar war und seinen Betrieb um 10:45 Uhr wieder aufnahm. Auf die Höhe und Dauer des Systemungleichgewichts kann dies jedoch keinen maßgeblichen Einfluss gehabt haben. Denn zum einen lag die Nichtverfügbarkeit des Intraday-Marktes der EPEX SPOT zeitlich vor dem erheblichen, langanhaltenden Systemungleichgewicht, insbesondere auch vor jener Viertelstunde (11:45 Uhr bis 12:00 Uhr)¹¹, in der das Systemungleichgewicht sein Maximum erreichte, so dass ein zeitlicher Zusammenhang nicht zu erkennen ist. Zum anderen war es den BKV aufgrund der Ankündigung

⁹ Vgl. www.regelleistung.net, im 2. Quartal 2019 vorgehaltene positive Regelleistung: 2.898 MW (positive SRL: 1892 MW, positive MRL: 1006 MW).

¹⁰ Vgl. www.regelleistung.net, „Analysen zu Systembilanzabweichungen im Juni 2019“.

¹¹ a.a.O.

möglich, die o.g. Einschränkung des Intraday-Handels bei ihren Handelsaktivitäten zum Bilanzausgleich zu berücksichtigen und für kurzfristige Maßnahmen zum Bilanzausgleich gegebenenfalls auf z.B. OTC-Geschäfte¹² auszuweichen.

2.1.3. Ein Vergleich des reBAP und der Börsenpreise während der Dauer des Systemungleichgewichtes am 12.06.2019 lässt nach Auffassung der Beschlusskammer auf einen strukturellen Fehlanreiz des reBAP als eine Ursache schließen. Der den BKV in Rechnung gestellte reBAP lag in nahezu allen Viertelstunden und zum Teil erheblich unterhalb des Maximalpreises für ¼-Stunden-Kontrakte im kontinuierlichen Intraday-Handel der EPEX SPOT (ID-Max-¼h), vgl. nachfolgende Abbildung. Im Zeitbereich um jene Viertelstunde, in der die Spitze des Systemungleichgewichtes auftrat (s.o.), war der reBAP auch deutlich niedriger als der mengengewichtete durchschnittliche Preis für ¼-Stunden-Produkte im kontinuierlichen Intraday-Handel der EPEX SPOT (ID-WAP-¼h).

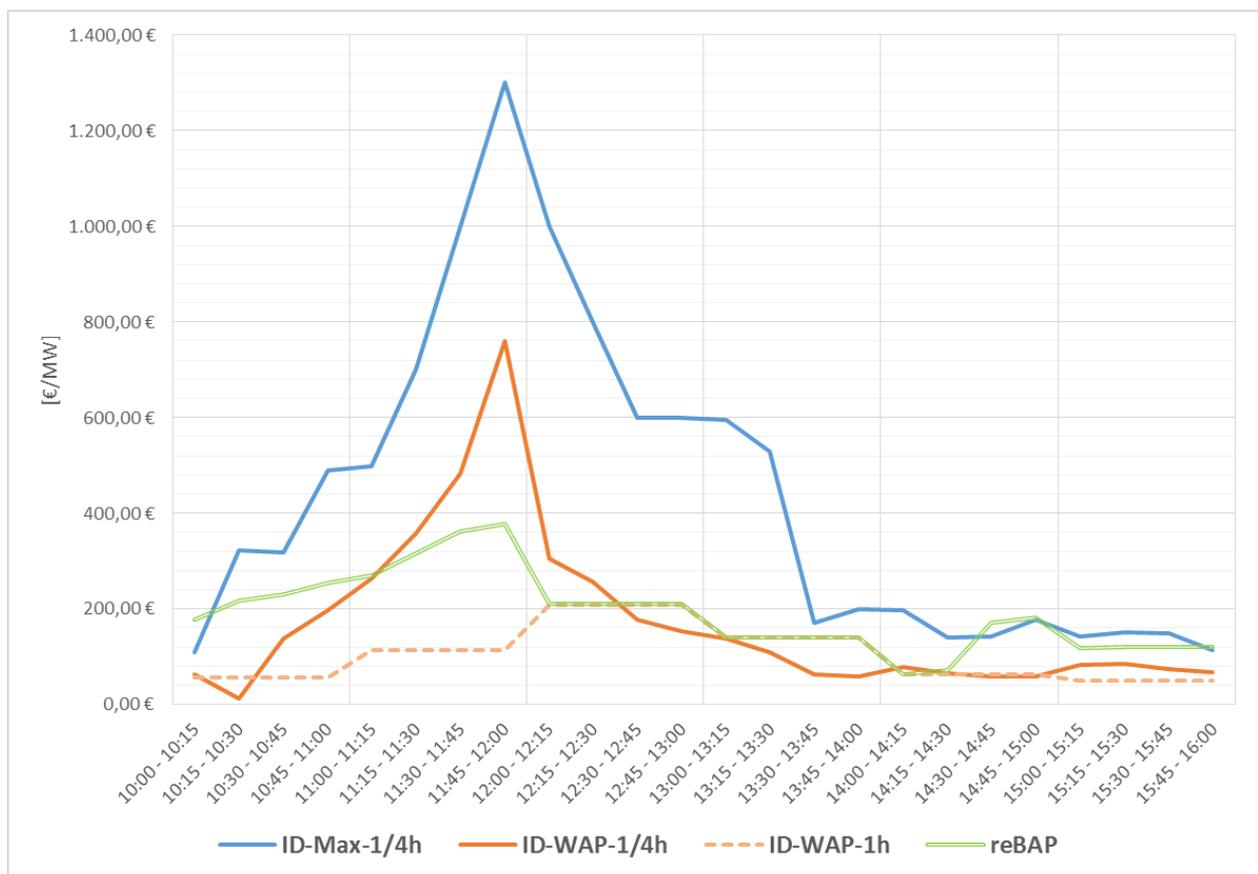


Abbildung: reBAP und Börsenpreise der EPEX SPOT am 12.06.2019

Für die (unterspeisten) BKV bestand – ungeachtet ihrer gesetzlichen Verpflichtung zum Bilanzausgleich – in dieser Zeit insoweit kein ausreichender ökonomischer Anreiz, die Bilanzkreise über börsliche Handelsgeschäfte auszugleichen, da die Inanspruchnahme von Ausgleichs-

¹² Over-the-Counter-Geschäfte, d.h. außerbörsliche, zwischen zwei Parteien getätigte Stromhandelsgeschäfte.

energie preislich günstiger war. Sowohl die Börsenpreiskopplung des reBAP (vgl. a), welche Arbitragemöglichkeiten zulasten der Ausgleichsenergie verhindern soll, als auch das 80 %-Kriterium (vgl. b), welches bei hohen Systemungleichgewichten bzw. NRV-Salden einen zusätzlichen Anreiz zur Bilanzkreistreue setzen soll, haben offensichtlich nicht die gewünschte Anreizwirkung entfaltet.

a) Die Beschlusskammer führt die mangelnde Anreizwirkung der Börsenpreiskopplung darauf zurück, dass die Kopplung des reBAP gegenwärtig gemäß den Vorgaben des Ausgangsbescheids BK6-12-024 auf Basis des mengengewichteten durchschnittlichen Preises für Stundenprodukte im kontinuierlichen Intraday-Handel der EPEX SPOT (ID-WAP-1h) vorgenommen wird, während die börslichen Handelsgeschäfte zum Bilanzausgleich in der Regel unter Inanspruchnahme von ¼-Stunden-Produkten erfolgen. Die Beschlusskammer hatte sich im Ausgangsbescheid aufgrund der damals sehr geringen Liquidität im börslichen Intraday-Markt für ¼-Stunden-Kontrakte der EPEX SPOT gegen den ID-WAP-¼h als Referenzpreis für die Börsenpreiskopplung entschieden, obwohl dieser angesichts der viertelstündlichen Bilanzkreisbewirtschaftung systematisch als ein gegenüber dem ID-WAP-1h zutreffenderer Bezugspunkt erschien. Die obige Abbildung veranschaulicht jedoch sehr eindrucksvoll, dass sich die Börsenpreise für ¼-Stunden-Kontrakte – in bestimmten Situationen sogar sehr deutlich – von dem der Börsenpreiskopplung zugrundeliegenden ID-WAP-1h unterscheiden können, mit der Konsequenz, dass Arbitrage gegen den reBAP möglich ist. Denn obwohl bspw. am 12.06.2019 für die Viertelstunden von 12:15 Uhr bis 14:15 Uhr eine Börsenpreiskopplung zur Anwendung kam, lag der reBAP in diesem Zeitraum trotzdem überwiegend ganz erheblich unterhalb des ID-Max-¼h sowie in der Viertelstunde von 12:15 Uhr bis 12:30 Uhr sogar auch unterhalb des ID-WAP-¼h. Diese Situation in Bezug auf die Börsenpreiskopplung des reBAP stellt sich an allen drei Tagen im Juni 2019 mit erheblichen Systemungleichgewichten im NRV in ähnlicher Weise dar. Gegen die Möglichkeit der Arbitrage spricht auch nicht, dass der genaue reBAP erst mit erheblichem zeitlichem Nachlauf von den ÜNB berechnet und veröffentlicht wird. Denn jedenfalls der ungefähren Größe nach lässt er sich auf Grundlage der öffentlich verfügbaren Informationen so frühzeitig prognostizieren, dass er sich für Arbitragegeschäfte verwenden lässt. Im Ergebnis erscheint der Beschlusskammer daher der ID-WAP-1h zukünftig nicht mehr als Referenzpreis für die Börsenpreiskopplung des reBAP geeignet.

b) Aus Sicht der Beschlusskammer lassen die Analysen weiter erkennen, dass das 80 %-Kriterium nicht in allen Viertelstunden greift, in denen ein hohes Systemungleichgewicht bzw. eine starke Auslenkung des NRV zu verzeichnen ist. So bestand z.B. am 12.06.2019 das die Regelleistungsvorhaltung übersteigende Systemungleichgewicht in der Zeit von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr, also in einem Zeitraum, der vierundzwanzig Viertelstunden umfasst. Aus den von den ÜNB auf www.regelleistung.net veröffentlichten Daten ergibt sich jedoch, dass das 80 %-Kriterium nur in zehn dieser vierundzwanzig Viertelstunden zum Tragen kam.

Ursächlich dafür ist, dass das 80 %-Kriterium bisher daran geknüpft ist, dass mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung eingesetzt wird. Aktivieren die ÜNB in kritischen Netzsituationen jedoch Zusatzmaßnahmen für die Ausregelung des NRV – wie in den betreffenden Junitagen in erheblichem Umfang geschehen –, wird die Regelleistung zur Aufrechterhaltung der Regelfähigkeit des Systems entlastet und ihr Abruf sinkt unter die Schwelle von 80 % der Regelleistungsvorhaltung ab. Aber auch außerhalb von Extremsituationen im Übertragungsnetz ist zu beobachten, dass das 80 %-Kriterium nicht in allen Viertelstunden mit hohen Systemungleichgewichten zur Anwendung kommt. Begründet liegt dies darin, dass die deutschen ÜNB im Rahmen von Auslandskooperationen, insbesondere im IGCC, signifikante Energiemengen zum Ausgleich des deutschen Übertragungsnetzes beziehen bzw. liefern. Der Energieaustausch der deutschen ÜNB im IGCC erreichte bspw. in den letzten achtzehn Monaten Maximalwerte von nahezu 1.300 MW, sowohl in Import- als auch in Exportrichtung;¹³ das entspricht etwa 34 % der beschafften positiven Regelleistung sowie etwa 45 % der vorgehaltenen negativen Regelleistung.¹⁴ Findet aber bereits ein Energieaustausch zur Ausregelung des NRV – zum Teil in einem wesentlichen Maße – über internationale Kooperationen statt, mindert sich dadurch der Abruf von Regelleistung für den NRV. Die 80 %-Schwelle wird daher oftmals nicht mehr erreicht und das 80 %-Kriterium läuft leer, obwohl durch die Unausgeglichenheit der Bilanzkreise eine erhebliche Abweichung im NRV von mehr als 80 % der beschafften Regelleistung verursacht wurde. Zwar bestand der IGCC bereits zur Zeit des Erlasses des Ausgangsbescheides, allerdings trat der oben beschriebene Effekt nicht in der dargestellten Größenordnung auf. Am IGCC waren zu dieser Zeit neben den deutschen ÜNB verschiedene kleinere europäische Partner-ÜNB beteiligt,¹⁵ so dass die im Rahmen der Saldierung von Leistungsungleichgewichten zwischen den Partner-ÜNB ausgetauschten Energiemengen sehr viel geringer waren als heute. Nach Aussage der ÜNB führten zu dieser Zeit nahezu alle Situationen mit sehr hohem NRV-Saldo deshalb zu einem Einsatz der beschafften Regelleistung von mehr als 80 % und somit zur Anwendung der Zu- bzw. Abschläge auf den reBAP. Mit dem Beitritt weiterer europäischer ÜNB,¹⁶ insbesondere des französischen ÜNB als großem Partner mit erheblichem Saldierungspotenzial, hat sich diese Situation wesentlich gewandelt, verbunden mit den oben dargelegten Auswirkungen auf das 80 %-Kriterium. Aus diesen Gründen ist die Beschlusskammer zu der Überzeugung gelangt, dass die abgerufene Regelleistung als Bezugspunkt für das 80 %-Kriterium nicht mehr sachgerecht ist.

¹³ Vgl. www.regelleistung.net, Veröffentlichung des Austauschs Deutschlands im IGCC.

¹⁴ Vgl. www.regelleistung.net, im 4. Quartal 2019 bis zum 09.12.2019 vorgehaltene positive Regelleistung: 3.816 MW (positive SRL: 1.911 MW, positive MRL: 1.905 MW) und negative Regelleistung: 2.888 MW (negative SRL: 1.808 MW, negative MRL: 1.080 MW).

¹⁵ Der IGCC bestand im Jahr 2012 aus den ÜNB der Länder Belgien, Dänemark, Deutschland, Niederlande, Tschechien sowie der Schweiz, vgl. www.regelleistung.net.

¹⁶ Seit 2012 sind die ÜNB der folgenden Länder dem IGCC beigetreten: Frankreich (2016), Kroatien (2019), Österreich (2014) und Slowenien (2019), vgl. www.regelleistung.net.

2.2. Die Beschlusskammer sieht wie oben dargelegt Änderungsbedarf für die Börsenpreiskopplung und das 80 %-Kriterium. Gleichwohl hat sich die Beschlusskammer dazu entschlossen, vorliegend zunächst nur das 80 %-Kriterium anzupassen.

2.2.1. Im Falle der Börsenpreiskopplung gilt es aus Sicht der Beschlusskammer einen Referenzpreis zu etablieren, welcher geeignet ist, Arbitrage gegen die Ausgleichsenergie weitestgehend zu verhindern. Der relevante Referenzpreis sollte somit insbesondere entsprechende ökonomische Anreize setzen, nicht vorhersehbar sein und sich durch eine gewisse Robustheit, d.h. eine Unbeeinflussbarkeit gegenüber börslichen Handelsgeschäften einzelner Akteure, auszeichnen. Gegenwärtig existieren an der EPEX SPOT zahlreiche Börsenpreisindizes, deren diesbezügliche Geeignetheit zu überprüfen wäre. Gegebenenfalls käme aber auch eine Kombination verschiedener bestehender Börsenpreisindizes oder sogar die Implementierung weiterer Indizes zum Zwecke der Börsenpreiskopplung in Betracht. Es zeigt sich insoweit, dass die Überarbeitung der Börsenpreiskopplung von einer hohen Komplexität geprägt ist, die ggf. gutachterlicher Unterstützung bedarf. Damit ist die Weiterentwicklung der Börsenpreiskopplung nach Auffassung der Beschlusskammer einer schnellen Lösung nicht zuführbar und wird im vorliegenden Verfahren nicht weiterverfolgt. Denn Ziel des vorliegenden Verfahrens ist es, die finanziellen Anreize zur Bilanzkreistreue kurzfristig zu erhöhen, damit sich Extremsituationen im deutschen Übertragungsnetz, wie sie im Juni 2019 vorlagen, nicht wiederholen. Ungeachtet dessen, dass die Beschlusskammer die Börsenpreiskopplung nicht zum Gegenstand des hiesigen Verfahrens erklärt hat, hält sie die Anpassung der Börsenpreiskopplung für zwingend erforderlich. Aus diesem Grund hat die Beschlusskammer die ÜNB aufgefordert, schnellstmöglich gemäß den europarechtlichen Vorgaben¹⁷ einen Vorschlag zu erarbeiten, der durch eine Kopplung des reBAP an einen geeigneten Börsenpreisindex Anreize zur Arbitrage gegen den reBAP beseitigt, und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen.

Obwohl die Börsenpreiskopplung nicht Gegenstand des vorliegenden Verfahrens ist, sind der Beschlusskammer im Rahmen der Konsultation auch zu dieser Thematik zahlreiche Anregungen zugegangen. Diesbezüglich wird darauf verwiesen, dass es den Marktakteuren im Rahmen des Genehmigungsverfahrens möglich sein wird, gegenüber der Beschlusskammer Stellungnahmen zum Vorschlag der ÜNB betreffend die Anpassung der Börsenpreiskopplung abzugeben.

2.2.2. Demgegenüber ist eine Anpassung des 80 %-Kriteriums weniger komplex, so dass sich die Beschlusskammer mit Blick auf die intendierte Kurzfristigkeit der Maßnahmen dazu entschieden hat, das Verfahren hierauf zu beschränken. So kann die Wirksamkeit des 80 %-Kriteriums bereits kurzfristig durch die Wahl einer anderen, geeigneten Bezugsgröße erhöht

¹⁷ Vgl. EB-VO.

werden, welche auf das im NRV bestehende Ungleichgewicht fokussiert und nicht wie bisher auf den Einsatz bestimmter Maßnahmen bzw. Produkte zum Ausgleich dieses Ungleichgewichts. Insoweit ist die Änderung des 80 %-Kriteriums als kurzfristige Maßnahme zur Stärkung der Bilanzkreistreue geeignet und auch geboten.

Die Beschlusskammer übersieht dabei nicht, dass eine Änderung des 80 %-Kriteriums allein die Arbitragemöglichkeiten gegen den reBAP in den Junitagen nicht verhindert hätte. Diesbezüglich ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Zu- bzw. Abschläge im Rahmen des 80 %-Kriteriums auf einen in der Vorstufe, ggf. unter Anwendung der Börsenpreiskopplung, gebildeten, nahezu arbitragefreien reBAP aufsetzen. Dies bedeutet, das 80 %-Kriterium entfaltet seine volle Wirkung – insbesondere in Situationen hoher Börsenpreise – nur in Kombination mit einer funktionierenden Börsenpreiskopplung. Aus diesem Grund erachtet die Beschlusskammer die Anpassung der Börsenpreiskopplung durch die ÜNB als unerlässlich, vgl. 2.2.1.

2.3. Die in der Konsultation geäußerte Kritik überzeugt die Beschlusskammer nicht.

2.3.1. Zahlreiche Marktteilnehmer verweisen darauf, dass die geminderte Anreizwirkung des reBAP auf das Mischpreisverfahren¹⁸ zurückzuführen gewesen sei. Nach Aufhebung des Mischpreisverfahrens durch den Beschluss des OLG Düsseldorf vom 22.07.2019 und der Rückkehr zum Leistungspreisverfahren seien die Regularbeitspreise allerdings wieder stark gestiegen. Insoweit habe sich auch die Anreizwirkung des reBAP erhöht, so dass es der von der Beschlusskammer vorgeschlagenen Änderung des 80 %-Kriteriums zur Stärkung der Bilanzkreistreue nicht bedürfe. Ferner sehen sich diese Marktakteure bedingt durch extrem hohe Regularbeitspreise der Gefahr sehr hoher reBAP und unkalkulierbarer wirtschaftlicher Risiken ausgesetzt.

Die Beschlusskammer betrachtet es als zutreffend, dass seit der Rückkehr zum Leistungspreisverfahren ein Anstieg der Regularbeitspreise zu verzeichnen ist. Insoweit kann davon ausgegangen werden, dass sich infolge dessen auch der reBAP und seine Anreizwirkung zum Bilanzausgleich erhöht haben. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass bis spätestens 01.06.2020 die Implementierung eines Regularbeitsmarktes erfolgt (vgl. Beschluss BK6-18-004-RAM vom 02.10.2019). Unter dem Regime eines Regularbeitsmarktes werden die Arbeitspreise, wie be-

¹⁸ Aufgrund der Bezuschlagung von SRL und MRL ausschließlich nach dem gebotenen Leistungspreis, d.h. nach dem sogenannten Leistungspreisverfahren, (vgl. Beschlüsse BK6-15-158, BK6-15-159 vom 13.06.2017) wurden in der Vergangenheit bei den Ausschreibungen von SRL und MRL sehr niedrige Leistungspreise und extrem hohe Arbeitspreise geboten und bezuschlagt. Am 17.10.2017 kam es infolge in der MRL abgerufener Arbeitsgebote von 77.777 €/MWh zu den mit Abstand höchsten aufgetretenen reBAP von 20.614,97 €/MWh und 24.455,05 €/MWh. Dies veranlasste die Beschlusskammer, zum Schutz der BKV das Mischpreisverfahren für die Bezuschlagung von SRL und MRL vorzugeben, bei dem neben dem Leistungspreis auch der gebotene Arbeitspreis in die Zuschlagsentscheidung einbezogen wurde (vgl. Beschlüsse BK6-18-019, BK6-18-020 vom 08.05.2018). Im Ergebnis führte dies konzeptgemäß zu einer Reduzierung der Regularbeitspreise.

reits unter dem Mischpreisverfahren, konzeptgemäß wieder stärkerem Wettbewerbsdruck ausgesetzt sein, was ein Absinken erwarten lässt. Dies wird sich – wie es die Marktakteure selbst als Folge des Mischpreisverfahrens aufgezeigt haben – in niedrigeren reBAP und somit einem geminderten Anreiz zur Bilanzkrestreue niederschlagen. Vor diesem Hintergrund erachtet die Beschlusskammer die Änderung des 80 %-Kriteriums weiterhin als erforderlich.

Zum Schutz der BKV vor dem Risiko extrem hoher reBAP hat die Beschlusskammer die ÜNB aufgefordert, bis zur Einführung des Regelarbeitsmarktes eine technische Preisobergrenze für Regelarbeitsgebote in Höhe von 9.999,99 €/MWh einzuführen.¹⁹ Die Umsetzung seitens der ÜNB erfolgte mit dem Start der Ausschreibungen für SRL und MRL am 10.10.2019 für den Erbringungstag 17.10.2019.

2.3.2. Seitens verschiedener Marktakteure wird geäußert, dass die von den ÜNB ausgeschrieben und dem 80 %-Kriterium zugrundeliegenden Regelleistungsbedarfe in den vergangenen Jahren kontinuierlich und in erheblichem Umfang gesunken seien. Ferner wird hinterfragt, ob die von den ÜNB angewandte Praxis der Regelleistungsdimensionierung der Wetterabhängigkeit von Einspeisungen aus EEG-Anlagen mit fluktuierender Erzeugung gerecht werde und damit zukunftsfähig sei. Darüber hinaus plädieren diese Marktakteure im Interesse der Versorgungssicherheit für eine Erhöhung der Regelleistungsvorhaltung. Zudem wird vorgetragen, dass sich eine Änderung des 80 %-Kriteriums bei Erhöhung der Regelleistungsvorhaltung in Kombination mit einem angemessenen Vergabesystem für die Beschaffung von Regelleistung erübrige.

Die Beschlusskammer kann die Besorgnis der Marktakteure in Bezug auf die Versorgungssicherheit angesichts reduzierter Ausschreibungsmengen für Regelleistung nachvollziehen. So hat auch die Beschlusskammer die historisch niedrigen Bedarfe für MRL (positive MRL: 641 MW, negative MRL: 375 MW)²⁰ im 4. Quartal 2018 durchaus mit Sorge betrachtet.

Allerdings ist zu beachten, dass die Dimensionierung der Regelleistung in der Systemverantwortung der ÜNB liegt. Insoweit haben die ÜNB in ihrer operationellen Planung unmittelbar auf die Ereignisse im Juni 2019 reagiert und die Vorhaltung der positiven MRL von 1.006 MW im 2. Quartal 2019 auf 1.952 MW im 3. Quartal 2019 erhöht. Im 4. Quartal 2019 haben die ÜNB die Bedarfsausschreibung für die positive MRL in ähnlicher Höhe (1.905 MW) fortgesetzt.²¹

Zudem haben die ÜNB die Verbesserungsfähigkeit der Regelleistungsdimensionierung erkannt, eine neue, dynamische Dimensionierungsmethode entwickelt und diese gemäß den europarechtlichen Vorgaben²² bei der Bundesnetzagentur beantragt. Die Beschlusskammer hat diesen

¹⁹ Vgl. Pressemitteilung der Bundesnetzagentur vom 08.10.2019.

²⁰ Vgl. www.regelleistung.net, Hinweise zum Bedarf.

²¹ a.a.O.

²² Vgl. Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

Antrag mit Beschluss BK6-18-185 vom 12.08.2019 genehmigt und damit die Voraussetzungen für die Anwendung eines dynamischen Dimensionierungsverfahrens durch die ÜNB geschaffen. Ziel der neuen Dimensionierungsmethode ist es, die benötigte Regelleistung zukünftig situationsabhängiger und damit noch bedarfsgerechter zu bemessen, als es bei dem bisherigen Verfahren der quartalsweisen Dimensionierung der Fall ist. Die neue Dimensionierungsmethode kann damit den tageszeitlich und saisonal auftretenden Schwankungen der Leistungsungleichgewichte besser gerecht werden als das bisherige Verfahren. Die ÜNB wenden das dynamische Dimensionierungsverfahren seit dem Erbringungstag 10.12.2019 auf die Ausschreibungen der SRL und MRL an.

Der Beschlusskammer ist jedoch bewusst, dass der Kurzfristigkeit der Bedarfsfeststellung aufgrund der in den Beschlüssen BK6-15-158 und BK6-15-159 festgelegten Veröffentlichungspflichten Grenzen gesetzt sind. Die genannten Regelungen geben eine Veröffentlichung der Bedarfe von SRL und MRL mit einem Vorlauf von sieben Tagen vor dem Erbringungstag (D-7) vor. Sollten die ÜNB aus Systemsicherheitsgründen eine kurzfristigere Bestimmung und Veröffentlichung der Regelleistungsbedarfe (bspw. D-2) für erforderlich erachten, ist es ihnen unbenommen, gemäß den europarechtlichen Vorgaben²³ einen entsprechenden Vorschlag zur Änderung der Modalitäten für Regelreserveanbieter vorzubereiten und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen.

Darüber hinaus haben die ÜNB die Möglichkeit und zugleich die Verantwortung, wenn es die Systemsicherheit erfordert, von der Dimensionierungsmethode abzuweichen und eine höhere Menge an SRL und MRL zu beschaffen (vgl. Beschluss BK6-18-185 S. 9 f.). Vor diesem Hintergrund wäre es aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu beanstanden, wenn die ÜNB für die Startphase des dynamischen Dimensionierungsverfahrens einen Mindestbedarf vorsehen und diesen zumindest solange beibehalten würden, bis hinreichende Erfahrungen mit der neuen Dimensionierungsmethode vorliegen.

Gleichwohl können weder eine dynamische Dimensionierungsmethode für Regelleistung noch die Möglichkeit der ÜNB, von den ermittelten Bedarfen nach oben abzuweichen, nach Auffassung der Beschlusskammer gewährleisten, dass Regelleistung stets in einem Umfang vorgehalten wird, um Systemungleichgewichte von so extremem Ausmaß wie im Juni 2019 zu beherrschen. Eine Dimensionierung und Vorhaltung von Regelleistung in Bezug auf derartige Ausnahmesituationen wäre zudem angesichts der damit verbundenen Vorhaltekosten in höchstem Maße ineffizient. Zumindest würde eine solche Erhöhung der Regelleistungsvorhaltung voraussetzen, dass die BKV die hierdurch entstehenden Kosten übernehmen. Insoweit bleibt es den BKV unbenommen, einen diesbezüglichen Vorschlag zu erarbeiten, der eine Kostentragung für

²³ Vgl. EB-VO.

diese – aus Sicht der Beschlusskammer – ineffiziente Beschaffung durch die BKV vorsieht und der von den ÜNB im Rahmen eines Antrags gemäß Art. 44 Abs. 3 EB-VO bzw. von der Beschlusskammer im Rahmen einer Festlegung nach § 27 Abs. 1 Nr. 21a i.V.m. § 8 Abs. 1 StromNZV aufgegriffen werden könnte.

Aus Sicht der Beschlusskammer sind allerdings zwingend Maßnahmen zu treffen, die verhindern, dass derart erhebliche Ungleichgewichte im NRV überhaupt entstehen. Die Erhöhung der Anreizwirkung des Ausgleichsenergiepreissystems, vorliegend durch eine Änderung des 80 %-Kriteriums, stellt eine solche Maßnahme dar.

2.3.3. Mehrere Marktakteure lehnen eine Änderung des 80 %-Kriteriums zudem mit der Begründung ab, dass die Verwendung der Mehreinnahmen durch das 80 %-Kriterium bei den ÜNB völlig unklar sei. Dies verkennt jedoch, dass die Verwendung der aus dem 80 %-Kriterium resultierenden Mehrerlöse durch die ÜNB bereits mit Tenorziffer 4 des Ausgangsbescheids geregelt ist. Die ÜNB verhalten sich entsprechend dieser Vorgabe.

3. Die Regelungen der Tenorziffer 1 werden von folgenden Erwägungen getragen.

3.1. Die Beschlusskammer hat den NRV-Saldo als Bezugsgröße für das 80 %-Kriterium festgelegt (**Tenorziffer 1 lit. a**).

3.1.1. Das 80 %-Kriterium soll seine Anreizwirkung entfalten, wenn das Ungleichgewicht im NRV eine kritische Dimension erreicht hat. Der NRV-Saldo stellt in diesem Zusammenhang aus Sicht der Beschlusskammer einen angemessenen Anknüpfungspunkt für die Erhebung von Zu- oder Abschlägen auf den reBAP dar. Denn der NRV-Saldo umfasst die Energiemengen sämtlicher Maßnahmen, die von den ÜNB zur Ausregelung eines Systemungleichgewichts im NRV aktiv eingesetzt werden und deren Kosten bzw. Erlöse über den reBAP abgerechnet werden. Der NRV-Saldo verkörpert damit ein Maß für das Ungleichgewicht im NRV, welches durch die „Schieflage“ der Bilanzkreise hervorgerufen wurde.

Bei der Ermittlung, ob die 80 %-Schwelle in einer Viertelstunde für die Anwendung des Zu- oder Abschlags auf den reBAP erreicht ist, ist der qualitätsgesicherte²⁴ Wert des NRV-Saldos, d.h. die tatsächlich eingesetzte Energiemenge der aktivierten Maßnahmen auf Basis der Abrechnung mit den jeweiligen Anbietern, maßgeblich. Es ist somit nicht auf den jeweils kurzfristig veröffent-

²⁴ Der qualitätsgesicherte NRV-Saldo wird mit dem reBAP veröffentlicht und enthält alle Energiemengen, die im reBAP berücksichtigt sind, in Abrechnungsqualität. Neben den Energiemengen der SRL, MRL und der Auslandkooperationen sind auch die Energiemengen von Zusatzmaßnahmen (z.B. Notreserve, AbLa-Abrufe für die Systembilanz, Stromlieferungen der Börse für die Systembilanz), die keinen Regelprozess für den Ausgleich von Systembilanzungleichgewichten darstellen, enthalten. Der Einsatz von Primärregelleistung und ggf. ungewollte Energieaustausche mit ausländischen ÜNB sind nicht umfasst.

lichten betrieblichen²⁵ NRV-Saldo abzustellen. Zwar kann es dadurch in Ausnahmefällen zu Abweichungen gegenüber den gemäß Tenorziffer 1 lit. c veröffentlichten Daten kommen; die Beschlusskammer erachtet jedoch den tatsächlich erfolgten und abgerechneten Energieeinsatz zur Ausregelung des Systemgleichgewichts als die zutreffende und gegenüber den BKV abrechnungsrelevante Größe. Im Übrigen wird auf 3.3. verwiesen.

3.1.2. Im Rahmen der Konsultation halten zahlreiche Marktakteure den NRV-Saldo für eine systematisch sachgerechte Bezugsgröße. Andere mögliche Bezugsgrößen wurden seitens des Marktes nicht vorgeschlagen.

Einige wenige Marktakteure verweisen jedoch darauf, dass der NRV-Saldo als Bezugsgröße für das 80 %-Kriterium die Asymmetrie der Ausgleichsenergiebepricing weiter verschärfe, da ein Preiszuschlag auf den reBAP, unabhängig vom konkreten Regelenergieabruf allein aufgrund des NRV-Saldos, häufiger ausgelöst würde. Dies beträfe insbesondere BKV mit geringem Portfolioeffekt. Weiter bleibe unberücksichtigt, dass unvermeidbare Bilanzabweichungen aufgrund unvorhergesehener Wetterereignisse, kurzfristiger Kraftwerks-Ausfälle etc. bestehen, die keine Verletzung der Vertragspflichten der BKV darstellen.

Aus Sicht der Beschlusskammer verkennen diese Marktakteure, dass gegenwärtig ein symmetrisches Ausgleichsenergiepreissystem besteht. Dies umfasst auch die Zu- und Abschläge aus dem 80 %-Kriterium. Die Beschlusskammer hat sich im Ausgangsbescheid mit Rücksicht auf insbesondere kleine BKV, deren Bilanzkreise nur geringe Durchmischungseffekte aufweisen, dazu entschlossen, die aus dem 80 %-Kriterium resultierenden Zu- und Abschläge auf den reBAP symmetrisch auszugestalten (vgl. Beschluss BK6-12-024 Punkt 2.1.). Diese Symmetrie bleibt auch bei einer Änderung der Bezugsgröße hin zum NRV-Saldo erhalten.

Ferner ist anzumerken, dass die Zu- und Abschläge aus dem 80 %-Kriterium nicht gleichzusetzen sind mit einer Sanktionierung von Verstößen gegen die im Standardbilanzkreisvertrag geregelten Vertragspflichten des BKV. Monetäre Sanktionen sind im Standardbilanzkreisvertrag nicht vorgesehen. Die im Standardbilanzkreisvertrag geregelten Maßnahmen zur Sanktionierung von Verletzungen der Vertragspflichten sind wesentlich tiefgreifender und können sogar die Kündigung des Bilanzkreisvertrags bedeuten (vgl. Beschlüsse BK6-06-013, BK6-18-061). Bei den Zu- und Abschlägen aus dem 80 %-Kriterium handelt es sich hingegen um ein Instrument der ökonomischen Anreizsetzung, welches die BKV in Situationen, in denen bereits ein – gemessen an der Regelleistungsvorhaltung – erhebliches Ungleichgewicht im NRV besteht, zum bestmöglichen Bilanzausgleich veranlassen soll.

²⁵ Der betriebliche NRV-Saldo wird automatisch in den Systemen der ÜNB gebildet und enthält nur die betrieblichen Energiemengen der SRL und MRL sowie der Auslandkooperationen (z.B. IGCC), welche im Regelprozess eingesetzt werden. Er wird ohne weitere Prüfung veröffentlicht.

3.2. **Tenorziffer 1 lit. b** verpflichtet die ÜNB dazu, die Vorgaben zur Änderung des 80 %-Kriteriums in die bestehende reBAP-Berechnungsmethode zu überführen und diese aktualisierte Berechnungsmethode zu veröffentlichen. Damit wird der Transparenzgedanke der Tenorziffer 3 des Ausgangsbescheides fortgeführt.

3.3. **Tenorziffer 1 lit. c** regelt die Pflicht der ÜNB, diejenigen Viertelstunden, in denen der NRV-Saldo einen Wert von mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung in der entsprechenden Richtung ausweist, zeitnah transparent zu machen. Damit wird die bisher auf freiwilliger Basis beruhende Veröffentlichungspraxis der ÜNB auf die neue Bezugsgröße des 80 %-Kriteriums – den NRV-Saldo – übertragen und festgeschrieben. Aufgrund des Sachzusammenhangs sind die betreffenden Viertelstunden im Rahmen der Veröffentlichung des NRV-Saldos zu kennzeichnen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der Kurzfristigkeit der Veröffentlichung spätestens 15 Minuten nach Ablauf jeder Viertelstunde (vgl. Beschluss BK6-15-158) nur die betrieblichen Werte des NRV-Saldos veröffentlicht werden können und die auf diesen Werten beruhende Ermittlung und Kennzeichnung von Viertelstunden mit 80 %-Kriterium von den der reBAP-Abrechnung zugrunde liegenden Daten abweichen kann (vgl. 3.1.1.). Dies ist angesichts der Kurzfristigkeit unvermeidlich.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass sowohl die Veröffentlichung des betrieblichen NRV-Saldos als auch die darauf basierende Kennzeichnung der betreffenden Viertelstunden mit 80 %-Kriterium den BKV lediglich eine zeitnahe Indikation liefern sollen für Situationen mit hohem NRV-Ungleichgewicht, in denen Zu- oder Abschläge auf den reBAP zu erwarten stehen. Der veröffentlichte NRV-Saldo stellt hingegen keine Eingangs- oder Führungsgröße für die Bewirtschaftung des Bilanzkreises dar. Die gesetzliche Pflicht zur Bilanzkrestreue ist vom BKV in jeder Viertelstunde einzuhalten, und zwar unabhängig vom Stand des NRV-Saldos. Insoweit ist für die Beschlusskammer die Notwendigkeit der von verschiedenen Marktakteuren angeregten Veröffentlichung des NRV-Saldos in Echtzeit nicht erkennbar. Vielmehr würde eine Veröffentlichung des NRV-Saldos in Echtzeit den BKV den Anreiz bieten, ihren Bilanzkreis gegen das Ungleichgewicht des NRV auszurichten, und damit ein aktives Mitregeln der BKV bewirken. Ein solch aktives Mitregeln der BKV steht jedoch in Widerspruch zum Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem, welches gemäß § 4 Abs. 2 StromNZV eine stets ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz der Bilanzkreise fordert. Zwar „bestraft“ das gegenwärtige Ausgleichsenergiepreissystem systemstützende Bilanzkreisabweichungen nicht (vgl. Beschluss BK6-12-024 Punkt 2.1.). Die Verpflichtung der BKV, für einen Ausgleich ihrer Bilanzkreise zu sorgen, ist davon jedoch unberührt. Zudem sehen auch die europarechtlichen Vorgaben eine Veröffentlichung in Echtzeit nicht vor.²⁶ Eine Veröffentlichung des NRV-Saldos in Echtzeit ist daher abzulehnen.

²⁶ Vgl. Art. 12 EB-VO.

Weitere Marktakteure schlagen vor, dass die ÜNB den Markt schnellstmöglich über den Einsatz von Zusatzmaßnahmen informieren, weil dies die auf den Bilanzausgleich gerichtete Aufmerksamkeit der BKV in Extremsituationen schärfen würde. Diesem Vorschlag ist die Beschlusskammer nicht gefolgt, da das angestrebte Ziel bereits durch die Veröffentlichung gemäß Tenorziffer 1 lit. c erreicht werden kann. Soweit der NRV-Saldo die 80 %-Schwelle in Bezug auf die Regelleistungsvorhaltung überschritten hat, stellt dies bereits ein Indiz für eine systemkritische Netzsituation dar, welches die BKV zu einer besonderen Sorgfalt beim Bilanzausgleich veranlassen sollte.

Zudem plädieren verschiedene Marktakteure dafür, dass die ÜNB sämtliche für die Ausregelung des Übertragungsnetzes aktivierten Maßnahmen, die Reihenfolge ihres Einsatzes sowie die daraus resultierenden Kosten nachvollziehbar und unverzüglich – möglichst in Echtzeit – veröffentlichen. Die eingesetzten Maßnahmen (Regelleistung, Zusatzmaßnahmen wie abschaltbare Lasten, Börsengeschäfte, Nothilfe etc.) und ihre Reihenfolge hätten ganz erhebliche Auswirkungen auf die Marktbilanz und das Verhalten der Händler. Unvollständige Informationen würden falsche Anreize setzen.

Für die Beschlusskammer ist das Erfordernis einer derartigen Ausweitung der Veröffentlichungspflichten im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung der Bilanzkreise nicht ersichtlich. Den ÜNB stehen gemäß Beschluss BK6-18-184 Maßnahmen zur Ausregelung des Übertragungsnetzes zur Verfügung. Die Auswahl der geeigneten Maßnahmen und deren Reihenfolge stehen unter Berücksichtigung des genannten Beschlusses in der Systemverantwortung der ÜNB. Im Zusammenhang mit der Beschaffung und Aktivierung der Maßnahmen erfolgen von Seiten der ÜNB bereits umfangreiche Veröffentlichungen: Die abgerufene Regelarbeit aus SRL und MRL sowie die im Rahmen von Auslandskooperationen ausgetauschten Energiemengen werden von den ÜNB bereits kurzfristig auf www.regelleistung.net veröffentlicht.²⁷ Aufgrund der Veröffentlichung der Auktionsergebnisse sind dem Markt zudem die Regelarbeitspreise für SRL und MRL bekannt;²⁸ die Settlement-Preise für den Energieaustausch mit dem Ausland werden ebenso von den ÜNB veröffentlicht. Ferner wird von den ÜNB eine Veröffentlichung der im Zuge von Zusatzmaßnahmen eingesetzten Energiemengen in aggregierter Form auf www.regelleistung.net vorgenommen. Inwieweit darüber hinausgehende Informationen zur konkreten Einsatzreihenfolge o.g. Maßnahmen sowie detaillierte Informationen zu den Energiemengen und Kosten der jeweiligen Maßnahme die BKV beim Bilanzausgleich unterstützen könnten, ist für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar. Vielmehr würden diese Informationen aus Sicht der Beschlusskammer die Möglichkeit eröffnen, dass Marktakteure zum eigenen Vorteil gegen das System agieren. So würde durch die begehrte Veröffentlichung bspw. die Beschaf-

²⁷ Vgl. Beschlüsse BK6-15-158, BK6-15-159, BK6-18-004-RAM.

²⁸ a.a.O.

fungsstrategie der ÜNB bei Börsengeschäften zum Zweck des Systemausgleichs offenkundig und könnte Marktakteure dazu bewegen, die „Notlage“ der ÜNB für die eigene wirtschaftliche Optimierung im Rahmen ihrer Börsenhandelsgeschäfte auszunutzen. Die Beschlusskammer geht zudem davon aus, dass durch eine funktionierende Anreizwirkung des reBAP Systemgleichgewichte, welche den Einsatz von Zusatzmaßnahmen erfordern, zukünftig weitestgehend vermieden werden können. Im Übrigen wird auf die obigen Ausführungen verwiesen. Dem Vorschlag wird insoweit nicht gefolgt.

4. **Tenziffer 2** regelt das Inkrafttreten des geänderten 80 %-Kriteriums sowie der damit verbundenen Veröffentlichungspflichten (Tenziffer 1). Die Änderungen sind ab dem Liefermonat Februar 2020 anzuwenden. Die kurzfristige Änderung des 80 %-Kriteriums hatte die Beschlusskammer aufgrund der skizzierten Entwicklung bereits zu Beginn der Konsultation angekündigt.

5. Nach **Tenziffer 3** bleiben die übrigen Regelungen des Ausgangsbescheides unberührt. Damit wird klargestellt, dass es sich bei der vorliegenden Entscheidung ausschließlich um eine Änderung des bisher geregelten 80 %-Kriteriums handelt.

6. Hinsichtlich der Kosten bleibt ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG vorbehalten (**Tenziffer 4**).

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem 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).

Christian Mielke
Vorsitzender

Andreas Foxel
Beisitzer

Jens Lück
Beisitzer