



## Beschluss

Az. BK6-17-234

In dem Verwaltungsverfahren

wegen: Genehmigung des Vorschlags der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber für eine von FCR<sup>1</sup>-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern zwischenzeitlich sicherzustellende Mindestaktivierungszeit gemäß Art. 156 Abs. 9 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

der TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 1 –

der 50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 2 –

der Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 3 –

der TransnetBW GmbH, Pariser Platz- Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 4 –

---

<sup>1</sup> Frequency Containment Reserves, ausführliche Erläuterung unter A.I.2.

unter Beteiligung der

Pfennig Elektroanlagen GmbH, Molkereistr. 6a, 97199 Ochsenfurt, vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene zu 1 –

RRKW Feldheim GmbH & Co. KG, Hauptstr. 44, 15806 Zossen, vertreten durch die persönlich haftende Gesellschafterin, die EQ Management GmbH,

– Beigeladene zu 2 –

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 ihren Vorsitzenden Christian Mielke,  
ihren Beisitzer Andreas Foxel,  
und ihren Beisitzer Dr. Jochen Patt,

am 02.05.2019 beschlossen:

1. Der Antrag der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber auf Genehmigung einer von FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern sicherzustellenden zwischenzeitlichen Mindestaktivierungszeit von 30 Minuten gem. Art. 6 Abs. 4 lit. e i.V.m. Art. 156 Abs. 9 SO-VO wird abgelehnt.
2. Eine Entscheidung über die Kosten bleibt vorbehalten.

## **Gründe**

### **A.**

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft den gemeinsamen Antrag der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) zur Genehmigung einer von FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern zwischenzeitlich sicherzustellenden Mindestaktivierungszeit gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. e i.V.m. Art. 156 Abs. 9 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (**SO-VO**). Der von den Antragstellerinnen eingereichte Vorschlag weicht mit

der Benennung als „Antrag zur Genehmigung eines Mindestbringungszeitraum von 30 Minuten bei der Erbringung von Primärregelleistung nach Art. 156 Abs. 9 SO GL in Verbindung mit Art. 6 Abs. 4 (e)“ zwar sowohl vom Wortlaut des Art. 6 Abs. 4 lit. e SO-VO als auch vom Wortlaut des Art. 156 Abs. 9 SO-VO ab. Dies ist jedoch unschädlich, da sich aus der Bezugnahme auf Art. 156 Abs. 9 SO-VO und Art. 6 Abs. 4 lit. e SO-VO sowie dem Inhalt des eingereichten Vorschlags eindeutig ergibt, dass es sich um einen Antrag gem. Art. 156 Abs. 9 SO-VO handelt.

## I. Einordnung des Vorschlags in den Kontext der SO-VO

1. Die am 14.09.2017 in Kraft getretene SO-VO gilt unmittelbar in allen europäischen Mitgliedstaaten und gibt einen Rahmen mit harmonisierten Vorschriften für den Netzbetrieb der Übertragungsnetzbetreiber, unter Einbeziehung von Verteilernetzen und signifikanten Netznutzern, vor. Durch diesen Rechtsrahmen für den Netzbetrieb des Übertragungsnetzes soll der unionsweite Stromhandel erleichtert, die Systemsicherheit gewährleistet, die Integration erneuerbarer Energieträger unterstützt und eine effiziente Netznutzung und Wettbewerb im Interesse der Verbraucher gefördert werden. Dazu werden in der SO-VO gemeinsame Bestimmungen mit Mindestanforderungen für den unionsweiten Netzbetrieb und die grenzübergreifende Zusammenarbeit zwischen den ÜNB, die Mindestanforderungen an die Leistungs-Frequenz-Regelung und die Regelreserven sowie die Nutzung der relevanten Merkmale der angeschlossenen nachgelagerten Netzebenen der Verteilernetzbetreiber festgelegt. Von den ÜNB sind diesbezüglich Vorschläge für Modalitäten und Methoden zu entwickeln, welche den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen sind. Soweit der Mitgliedstaat nichts anderes bestimmt, bedarf gem. Art. 6 Abs. 4 lit. e SO-VO für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa der Vorschlag der ÜNB für die von den FCR-Anbietern sicherzustellende zwischenzeitliche Mindestaktivierungszeit gemäß Art. 156 Abs. 9 SO-VO einer Einzelgenehmigung der vom Mitgliedstaat gemäß Abs. 1 benannten Stelle. Benannte Stelle in diesem Sinne ist in Deutschland die Regulierungsbehörde, da der Mitgliedstaat nichts anderes bestimmt hat, vgl. Art. 6 Abs. 1 S. 3 SO-VO.

Das primäre Ziel der SO-VO ist die Gewährleistung der Betriebssicherheit und der effizienten Nutzung des Verbundsystems und seiner Ressourcen. Der Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit dienen die verschiedenen Regelreservearten, insbesondere die Frequenzhaltungsreserven (**FCR**) und die Frequenzwiederherstellungsreserven (**FRR**<sup>2</sup>). Bei der FRR wird im europäischen Kontext unterschieden zwischen der automatischen FRR (**aFRR**), welche äquivalent ist zur in Deutschland eingesetzten Sekundärregelleistung (**SRL**), und der manuellen FRR (**mFRR**), welche äquivalent ist zur in Deutschland eingesetzten Minutenreserveleistung (**MRL**).

---

<sup>2</sup> FRR = Frequency Restoration Reserve, zu Deutsch: Frequenzwiederherstellungsreserven. Gem. Art. 3 Abs. 2 Nr. 7 SO-VO sind dies die Wirkleistungsreserven, die zur Verfügung stehen, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln bzw. um in einem Synchrongebiet, das mehr als eine LFR-Zone umfasst, den Ist-Leistungsaustausch auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln.

Soweit im nachfolgenden Text von aFRR und mFRR die Rede ist, wird auf einen internationalen Kontext abgestellt; soweit von SRL und MRL die Rede ist, ist nur die deutsche Regelleistung betroffen. Die SRL muss gegenwärtig innerhalb von fünf Minuten, die MRL innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen, um die FCR abzulösen und die Frequenz wieder auf ihren Sollwert zurückzuführen<sup>3</sup>. Die FCR muss nach 30 Sekunden durch die einsetzende SRL (vollaktiviert nach fünf Minuten) und nach 7,5 Minuten durch die einsetzende MRL (voll aktiviert nach 15 Minuten) abgelöst werden.

2. Der verfahrensgegenständliche Antrag hat die Regelleistungserbringung von FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern zum Gegenstand. FCR oder „Frequency Containment Reserves“ (**Frequenzhaltungsreserven**) bezeichnet gem. Art. 3 Abs. 2 Nr. 6 SO-VO die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven. Die FCR sind äquivalent zu der in Deutschland aktuell eingesetzten Primärregelleistung (**PRL**), welche gem. § 2 Nr. 8 Stromnetzzugangsverordnung (**StromNZV**) definiert ist als die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung der synchron betriebenen Verbundnetze durch Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Frequenzänderungen und Passivbeitrag der von der Frequenz abhängigen Lasten. Die FCR bzw. die Primärregelleistung werden zur schnellen Stabilisierung der Netzfrequenz in Folge eines größeren Leistungsungleichgewichtes, z.B. durch einen Kraftwerksausfall, eingesetzt. Bei der FCR bzw. PRL handelt es sich um eine symmetrische Regelleistungsart. FCR bzw. PRL sind sowohl in positiver Richtung zum Ausgleich eines Leistungsdefizits als auch in negativer Richtung zum Ausgleich eines Leistungsüberschusses zu erbringen. Die Erbringung von FCR bzw. PRL erfolgt proportional zur Frequenzabweichung von der Sollfrequenz von 50 Hz bis zu einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz. Bei einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz sind FCR bzw. PRL demgemäß in der vollen, kontrahierten Höhe zu erbringen. Ist die Frequenzabweichung größer als  $\pm 200$  mHz, sind FCR bzw. PRL in der vollen Höhe, d. h. einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz entsprechend, zu erbringen. Im Folgenden wird ausschließlich der Begriff „FCR“ verwendet, soweit nicht auf die alte Rechtslage vor Inkrafttreten der SO-VO abgestellt wird.

Je nach Art der FCR-Einheit stellt die SO-VO unterschiedliche Anforderungen an die Bereitstellung der FCR, wobei in Art. 156 SO-VO zwischen FCR-Einheiten oder -Gruppen mit einem Energiespeicher, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit begrenzt, und FCR-Einheiten oder -Gruppen mit einem Energiespeicher, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit nicht begrenzt, unterschieden wird. Während Letztere ihre FCR so lange aktivieren können und müssen, wie die

---

<sup>3</sup> Die Aktivierungszeiten für die MRL und die SRL sind in den zwischen dem Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber und dem jeweiligen Anbieter zu schließenden Rahmenverträgen geregelt, vgl. Musterrahmenverträge zur MRL (dort § 7 Ziffer 7.8 Abs. 3) und SRL

Frequenzabweichung dauert, wird die Aktivierungszeit einer speicherbegrenzten Einheit durch die technische Kapazität ihres Energiespeichers begrenzt. Nur FCR-Einheiten oder -Gruppen mit einem Energiespeicher, der ihre FCR-Bereitstellungsfähigkeit begrenzt, sind durch das gegenständliche Genehmigungsverfahren betroffen. Derartige Einheiten oder -Gruppen sollen dabei laut Antragstellerinnen insbesondere Batteriespeicher, aber auch andere speicherbegrenzte Technologien, wie etwa Pumpspeicherkraftwerke, Laufwasserkraftwerke und Biogasanlagen, sein.

3. Die Vorhaltung und der Abruf von FCR erfolgten bislang ausschließlich nach den Regelungen der deutschen StromNZV, der Festlegung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur vom 12.04.2011 zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung (Az. BK6-10-097) sowie dem „Rahmenvertrag über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung der Regelenergieart Primärregelleistung“ (**PRL-Rahmenvertrag**), welcher zwischen dem Regelenergieanbieter und dem jeweiligen Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber (**Anschluss-ÜNB**) geschlossen wird.

FCR wird derzeit im Rahmen einer gemeinsamen Ausschreibung der ÜNB der Länder Deutschland, Österreich, Niederlande, Belgien, Frankreich und der Schweiz (FCR-Kooperation) beschafft. Im Synchrongebiet Kontinentaleuropa, zu dem auch die vier deutschen Regelzonen gehören, wird eine Leistung von  $\pm 3.000$  MW für die FCR vorgehalten. Die Höhe der vorgehaltenen FCR bemisst sich unter der Annahme, dass die beiden größten Kraftwerksblöcke im Synchrongebiet Kontinentaleuropa gleichzeitig ausfallen, vgl. Art. 153 Abs. 2 lit. b Ziffer i SO-VO. Auf die vier deutschen Regelzonen entfällt gegenwärtig eine FCR-Vorhaltung in Höhe von 605 MW. Im Gegensatz dazu werden SRL und MRL deutschlandweit dimensioniert und ausgeschrieben. Für das 2. Quartal 2019 werden von den Antragstellerinnen für die vier deutschen Regelzonen 1.892 MW positive SRL und 1.770 MW negative SRL sowie 1.006 MW positive MRL und 938 MW negative MRL ausgeschrieben<sup>4</sup>.

Um an der gemeinsamen Ausschreibung der FCR teilnehmen zu dürfen, muss der jeweilige Anbieter zuvor ein Präqualifikationsverfahren erfolgreich durchlaufen haben.

Nach den bisherigen Präqualifikationsbedingungen (PQ-Bedingungen) galten für Batteriespeicher bei der Präqualifikation für die FCR andere Vorgaben als für die übrigen Anbieter von FCR. Da Batteriespeicher hinsichtlich ihres Speichervolumens technischen Restriktionen unterliegen und daher die Anforderung der 100%igen Verfügbarkeit in einem einwöchigen Erbringungszeit-

---

(dort § 7 Ziffer 7.3 Absatz 5), abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

<sup>4</sup> Die jeweils aktuellen Bedarfswerte für SRL und MRL werden von den Antragstellerinnen unter

raum nicht ohne Weiteres gewährleisten können, hätten sie grundsätzlich nicht präqualifiziert werden dürfen. Um die Technologievielfalt zu fördern und Batteriespeichern eine Teilnahme am Regelenergiemarkt für die Primärregelung zu ermöglichen, haben die Antragstellerinnen mit Datum vom 29.09.2015 besondere Kriterien für technische Einheiten mit begrenzten Speichervolumina sowie Anforderungen an die Nachladestrategie eingeführt<sup>5</sup>. Erfüllte der Batteriespeicher diese Anforderungen, konnte er präqualifiziert werden und am Ausschreibungsverfahren teilnehmen. In den besonderen Kriterien war vorgesehen, dass der Anbieter für die Primärregelleistungserbringung aus speicherbegrenzten technischen Einheiten sicherstellen musste, dass für normale Frequenzverläufe stets eine Energiereserve vorhanden war, welche ausreichte, um die vorgehaltene Primärregelleistung für mindestens 30 weitere Minuten in positiver als auch negativer Richtung in voller Höhe erbringen zu können (im Folgenden: 30-Minuten-Kriterium)<sup>6</sup>. Dies bedeutete, dass der Speicher dementsprechend dimensioniert sein musste. Bei einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz musste der Speicher gemäß den alten PQ-Bedingungen in der Lage sein, für 30 Minuten PRL in der vollen, d. h. in der der bezuschlagten Leistung entsprechenden Höhe zu erbringen. Aufgrund der symmetrischen Produkteigenschaft der FCR war also der Speicher nach den bisherigen PQ-Bedingungen so zu dimensionieren, dass er zu jedem Zeitpunkt in der Lage war, sowohl einer Frequenzabweichung von +200 mHz entsprechend negative PRL als auch einer Frequenzabweichung von -200mHz entsprechend positive PRL für 30 Minuten vollständig zu erbringen. Das dazu benötigte Speichervolumen entsprach einer vollständigen Erbringung jeweils nur positiver PRL bzw. jeweils nur negativer PRL für 60 Minuten. Unabhängig davon war nach den alten PQ-Bedingungen auch ein Nachlademanagement zulässig, durch welches die Batterie grundsätzlich jederzeit be- und entladen werden konnte<sup>7</sup>. Auf diese Weise konnte der Aktivierungszeitraum der Batterie weiter verlängert werden. Der Anteil der für die PRL bisher präqualifizierten Leistung von Batteriespeichern lag im November 2018 bei 250 MW und damit bei knapp 4 % der insgesamt in Deutschland präqualifizierten PRL<sup>8</sup>.

4. Nach dem am 14.09.2017 in Kraft getretenen Art. 156 Abs. 9 S. 3 SO-VO gilt nunmehr, dass, wenn kein Zeitraum gemäß den Absätzen 10 und 11 festgelegt wurde, jeder FCR-Anbieter sicherstellt, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR kontinuierlich mindestens 15 Minuten lang vollständig zu aktivieren oder sie

---

<https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/news/408> veröffentlicht.

<sup>5</sup> Siehe „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung“, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>.

<sup>6</sup> „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung“, S. 3.

<sup>7</sup> Vgl. die Ausführungen der Antragstellerinnen im Dokument „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung“, abrufbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.

<sup>8</sup> Dokument der Antragstellerinnen „Präqualifizierte Leistung in Deutschland“, abrufbar unter: [https://www.regelleistung.net/ext/download/pq\\_capacity](https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity).

in der Lage sein müssen, die FCR während eines von jedem ÜNB festzulegenden Zeitraums, der 30 Minuten nicht überschreiten und 15 Minuten nicht unterschreiten darf, zu aktivieren.

5. Durch den gegenständlichen Antrag der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber sollen die FCR-Anbieter oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern – entsprechend den alten Präqualifikationsbedingungen – dazu verpflichtet werden, ihre Regelleistung kontinuierlich mindestens 30 Minuten lang vollständig zu aktivieren, sofern das Übertragungsnetz den Normalzustand gem. Art. 18 Abs. 1 SO-VO bezogen auf die Netzfrequenz verlässt.

Die Antragstellerinnen begründen ihren Antrag wie folgt: Unter realen Bedingungen des Systembetriebs könnten Situationen eintreten, in der die FCR-Ablösung in den jeweiligen Regelzonen des Synchrongebiets durch die aFRR und die mFRR nicht dem idealtypischen Szenario folge und nicht innerhalb von 15 Minuten gelinge. In solch einem Fall sei die FCR-Erbringung über einen längeren Zeitraum als 15 Minuten erforderlich. Zu einem erhöhten Bedarf an FCR könne es kommen

- wenn die ablösende Regelleistungs-Qualität nicht vertragsgemäß geliefert werde oder die gelieferte Leistung der Höhe nach nicht der angeforderten Leistung entspreche,
- durch den Ausfall oder die Nicht-Verfügbarkeit (durch IKT-Störungen/ technische Mängel etc.) von FRR-Einheiten bzw. -Gruppen im Rahmen der Ablösung der FCR,
- aufgrund von Fehlfunktionen bei der korrekten Berechnung von Verbundübergabeleistungen und Fahrplanwerten durch sämtliche ÜNB im Verbundsystem oder bei der korrekten Übertragung der Sollwerte an die Anbieter, die FCR sei aufgrund ihres dezentralen Aufbaus robuster gegenüber der Störung einzelner Systeme,
- durch die Unterdimensionierung von aFRR in anderen europäischen LFR-Blöcken als Folge von signifikanten Ausfällen oder unzureichenden Dimensionierungsansätzen,
- sofern in einem Regelblock bzw. Land die aFRR- und mFRR-Aktivierung nicht oder nur teilweise innerhalb von 15 Minuten gelinge, in diesem Fall könne ein benachbarter ÜNB, der weitere 15 Minuten zur Aktivierung der aFRR und mFRR benötige, mit dessen FCR-Aktivierung aushelfen, so dass am Ende eine Gesamtaktivierungszeit von 30 Minuten bestehe, in der die PRL wirksam sein müsse.

In der Vergangenheit seien zudem mehrere Netzsituationen (Großereignisse) aufgetreten, bei denen ein Mindesterbringungszeitraum von lediglich 15 Minuten eine weitere Verschärfung

der ohnehin schon kritischen Netzsituation dargestellt hätte. Der Anteil von energiebegrenzten FCR-Anlagen sei während der angeführten Großereignisse verglichen mit den aktuellen Verhältnissen bedeutend geringer gewesen. Mit einem zunehmenden Anteil der energiebegrenzten Anlagen während der dargestellten Ereignisse verkürze sich der Zeitraum, um die abgestimmten Gegenmaßnahmen im Verbundnetz zu ergreifen, deutlich. Simulationen der ÜNB hätten gezeigt, dass technische Einheiten mit einer Mindesterbringungszeit von 30 Minuten auch in diesen Situationen durchgehend FCR in voller Qualität erbringen könnten.

Beispiele für derartige Großereignisse aus der Vergangenheit seien:

- a) Am 28.09.2003 sei eine Stunde bis zur Wiederherstellung einer ausgeglichenen Frequenz benötigt worden. Die Netzfrequenz habe über 17 Minuten über 50,2 Hz gelegen und sich im Weiteren erst nach einer Stunde stabilisiert.
- b) Am 04.11.2006 sei es zu einer Auftrennung des Synchrongebiets Kontinentaleuropa gekommen und es seien 58 Minuten bis zur vollständigen Rückführung der Frequenz auf 50 Hz benötigt worden. Dabei legen die Antragstellerinnen eine Grafik vor, in welcher der Frequenzverlauf in der Zone Süd-Ost dargestellt wird. Das kontinentaleuropäische Stromnetz war durch die Auftrennung der Netze in drei Zonen geteilt. Die Zone Süd-Ost besteht aus Ländern in Südosteuropa, wie z.B. Griechenland und dem Balkan. Deutschland war durch die Netztrennung in die Stromnetzzonen Nord-Ost und West geteilt.
- c) Am 10.01.2017 sei es zu einer über sechs Stunden anhaltenden Frequenzabweichung von 20 mHz bis 80 mHz gekommen. Als Ursache werde eine fehlerhafte Berechnung des Regelzonenfehlers in einer kontinentaleuropäischen Regelzone vermutet.

Zur Bewältigung von Großereignissen komme es zudem darauf an, sich mittels Telefonkonferenzen zwischen den ÜNB einen Überblick über die Netzsituation zu verschaffen und notwendige Maßnahmen zur Wiederherstellung des Normalzustandes abzuleiten. Diese Maßnahmen benötigten Zeit und könnten nicht automatisiert umgesetzt werden, sondern seien sowohl lokal als auch europäisch zwischen den ÜNB abzustimmen, um insbesondere gegenläufige Maßnahmen zu verhindern. Eine geringere Mindesterbringungszeit hätte die Netzsituationen durch die frühzeitige Erschöpfung und anschließende Nichtverfügbarkeit der energiebegrenzten FCR-Einheiten oder -Gruppen zusätzlich verschärft und somit den ohnehin zeitlich kritischen Spielraum in den gemeinsamen Abstimmungs- und Koordinierungsprozessen der ÜNB weiter eingeschränkt.

Hinzu komme, dass die aus den Abstimmungs- und Koordinierungsprozessen resultierenden Maßnahmen erst mit weiterer zeitlicher Verzögerung ihre physikalische Wirkung zeigen würden und die Situation damit länger als nötig angespannt bleibe.

Auch könne es zu einer zeitlich nah aneinander liegenden Verkettung von Störungsereignissen kommen.

Zudem seien SRL und MRL aus Gründen der volkswirtschaftlichen Effizienz nicht für alle betrieblich möglichen Störfälle dimensioniert. Sofern ein Störfall im Systembetrieb einen Regelenergieeinsatz über das dimensionierte Niveau der SRL und MRL erforderlich mache oder akut ein sogenanntes Großereignis vorliege, wie z. B. eine großflächige Netztrennung, bedürfe es (regional) einer deutlich längeren Aktivierung der FCR als 15 Minuten.

Es könne somit nicht ausgeschlossen werden, dass der Vorgang der Ausregelung von Netzsituationen, die sich außerhalb des Normalzustandes bewegen, mehr als 15 Minuten in Anspruch nehme. Ein Mindesterbringungszeitraum für die FCR von 30 Minuten erhöhe die Systemsicherheit, indem er den notwendigen zeitlichen Rahmen schaffe, um das System zu stabilisieren und wirksame Gegenmaßnahmen einzuleiten. Jede Verringerung der vorzuhaltenden Energiereserven der FCR-Einheiten und -Gruppen resultiere dagegen in einer Reduzierung der Systemsicherheit des europäischen Verbundnetzes.

6. Die Beigeladenen sind der Auffassung, der Antrag sei abzulehnen. Er sei bereits unzulässig, da er verfrüht gestellt worden sei. Der zeitliche Anwendungsbereich des Art. 156 Abs. 9 SO-VO sei erst dann eröffnet, wenn feststehe, dass keine Festlegung eines Mindesterbringungszeitraums gem. Art. 156 Abs. 10 und 11 SO-VO erfolgt sei. Dies ergebe sich aus dem Fehlen einer Übergangsbestimmung und aus dem Wortlaut des Art. 156 Abs. 9 S. 2 SO-VO, der gerade nicht laute „wurde noch kein Zeitraum...“ oder „Im Zeitraum bis zur Festlegung...“.

Darüber hinaus sei der Antrag auch unbegründet. Der Antrag sei schon deshalb abzulehnen, da darin eine vollständige Aktivierbarkeit gefordert werde, wohingegen auf der Grundlage des Art. 156 Abs. 9 S. 3 SO-VO nur eine teilweise Aktivierbarkeit verlangt werden könne, soweit der Zeitraum von 15 Minuten überschritten werde. Da die SO-VO 15 Minuten grundsätzlich als ausreichend ansehe, seien an den Nachweis, dass ein längerer Mindesterbringungszeitraum zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sei, hohe Anforderungen zu stellen. Je näher sich der beantragte Zeitraum den 30 Minuten nähere, desto höher seien die Rechtfertigungsanforderungen.

Da die SO-VO neben dem Zeitrahmen „von 15 bis 30 Minuten“ keine spezifischen Vorgaben für

den Mindestbringungszeitraum mache, sei der Antrag an den Regelungen des deutschen Energierechts zu messen. In § 22 EnWG sei vorgesehen, dass bei der Beschaffung von Regelenergie ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden sei. Zudem sehe § 6 Abs. 5 StromNZV vor, dass potentielle Anbieter von Regelenergieprodukten den Nachweis zu erbringen hätten, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten erfüllten. Nachzuweisen seien insbesondere die notwendigen technischen Fähigkeiten. Bei der Auslegung des § 6 Abs. 5 StromNZV seien das in Art. 156 Abs. 9 SO-VO zum Ausdruck kommende Regel-Ausnahme-Verhältnis, die Ziele und aufsichtsrechtlichen Aspekte des Art. 4 SO-VO sowie die europäischen Grundfreiheiten, insbesondere die Gewerbe- und Wettbewerbsfreiheit, zu berücksichtigen. Auch seien das Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsgebot als Ausfluss des Verhältnismäßigkeitsprinzips sowie der Grundsatz der Nichtdiskriminierung zu berücksichtigen. Bei der Auslegung des § 6 Abs. 5 StromNZV sei zu beachten, dass die notwendigen technischen Fähigkeiten am Zweck der jeweiligen Regelenergieart zu messen seien. Daher könnten Teilnehmer am FCR-Markt nicht verpflichtet werden, Fähigkeiten nachzuweisen, die nur dann erforderlich wären, wenn sämtliche weiteren Regelleistungsarten versagen würden. Dies führe zu einer volkswirtschaftlich untragbaren und unverhältnismäßigen Überdimensionierung der Kapazitäten der Teilnehmer des FCR-Marktes. Probleme in den Bereichen nachgelagerter Regelenergiearten seien dort zu lösen. Zudem sei es unverhältnismäßig, einen Mindestbringungszeitraum von 30 Minuten zu fordern, wenn dies im Hinblick auf die Versorgungssicherheit einen ggf. möglichen, jedoch nicht nachgewiesenen Mehrwert bringen könnte, während gleichzeitig andere Maßnahmen, die nachgewiesenermaßen einen hohen Mehrwert im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bringen würden (wie etwa Festlegungen von Anforderungen an das Nachlademanagement von Speichern, Behebung von Schwächen der SRL oder Optimierung der Kommunikationsmechanismen der ÜNB bei Großstörungen), unterblieben.

Der Antrag sei zudem unsubstantiiert, da weder nachgewiesen sei, dass die Festlegung eines Mindestbringungszeitraums von 15 Minuten dazu führen würde, dass die Versorgungssicherheit weniger gefährdet sei, noch, dass 30 Minuten zu einem höheren Grad an Versorgungssicherheit führen würden. Auch sei nicht geprüft oder dargelegt worden, welche milderer Maßnahmen in Betracht kämen, um die Versorgungssicherheit ebenso gut zu gewährleisten. Des Weiteren seien alle Anbieter von FCR diskriminierungsfrei zu behandeln, so dass die Anforderung eines 30-minütigen Mindestbringungszeitraums nicht nur für Speicherbetreiber, sondern für alle Marktteilnehmer und insbesondere auch fossile Großkraftwerke gelten müsse und eine Ungleichbehandlung sachlich gerechtfertigt werden müsse.

## II. Verfahrensverlauf

Am 14.09.2017, eingegangen am 15.09.2017, reichten die Antragstellerinnen einen gemeinsamen Antrag zur Genehmigung einer von den FCR-Anbietern zwischenzeitlich sicherzustellenden Mindestaktivierungszeit von 30 Minuten für FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern gem. Art. 6 Abs. 4 lit. e i.V.m. Art. 156 Abs. 9 SO-VO bei der Beschlusskammer zur Genehmigung ein.

Eine öffentliche Konsultation durch die Antragstellerinnen vor Einreichung des Antrags ist nicht erfolgt.

Mit Datum vom 29.09.2017 hat die Beschlusskammer ein Verfahren eingeleitet und dies mit Verfügung Nr. 106/2017 am 04.10.2017 im Amtsblatt Nr. 19/2017 sowie auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Frist zur Stellungnahme bis zum 01.11.2017 gesetzt. Daraufhin haben folgende Verbände, Interessengruppen und Unternehmen Stellungnahmen übersandt:

Bundesverband Energiespeicher e.V. (BVES)  
Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)  
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)  
Energy2market GmbH (e2m)  
Green Energy 3000 GmbH (Green Energy 3000)  
Nidec ASI GmbH (Nidec)  
STEAG GmbH (STEAG)

Einige Konsultationsteilnehmer unterstützen den Antrag. STEAG hat vorgetragen, dass in Extremsituationen eine Vorhaltung der FCR-Einheiten und Gruppen mit begrenzten Energiespeichern für 30 Minuten aus Gründen der Systemsicherheit und Versorgungssicherheit erforderlich sei. Der Betrieb der Batterien<sup>9</sup> zeige, dass Frequenzabweichungen häufig über längere Zeit auftreten würden. Es könne nicht immer gewährleistet werden, dass unter Berücksichtigung möglicher Störfälle, wie des Aussetzens des Börsenhandels oder Ausfälle der Kommunikationswege, die Bereitstellung von ausreichend Regelleistungskapazität nur über das Lademanagement sichergestellt werden könne, so dass eine ausreichend große Kapazität von Batteriespeichern aus Systemgründen sehr bedeutend sei. STEAG ist der Auffassung, dass ihre Teilnahme unter den bisherigen Marktbedingungen zeige, dass das bisherige Regime förderungsfrei Investitionen in

---

<sup>9</sup> Zum Zeitpunkt der Konsultation des Antrags durch die Bundesnetzagentur war von den Antragstellerinnen noch nicht klargestellt worden, dass aus ihrer Sicht auch andere Technologien als Batteriespeicher vom Antrag umfasst werden sollen. Daher beziehen

die Bereitstellung von FCR durch Batteriespeicher anreize und diese wirtschaftlich betrieben werden könnten, so dass ein Herabsetzen der Kriterien nicht erforderlich sei.

STEAG hat weiter vorgetragen, die bei einer Verkürzung der Erbringungszeit entstehenden Kosten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit stünden in keinem Verhältnis zu den Einsparungen, die mit einer geringeren Dimensionierung der Speicherkapazität einhergehen würden. So seien durchschnittlich nur 40 % – 50 % der Errichtungskosten von Batterien für die Speicherkapazität nötig. Der Großteil der Kosten umfasse Transformatoren, Umrichter, Grundstücke, Netzanschlüsse, Gebäude und ähnliches. Eine Reduktion der Zellkosten durch Kapazitätsreduzierung um z.B. 50 %, die eine Verringerung des Mindesterbringungszeitraums mit sich brächte, habe daher nur eine Reduktion der Gesamtkosten von 25 % zur Folge. Künftig würden die Investitionskosten von Batterien weiter sinken, weswegen es ein plausibles Szenario sei, dass in wenigen Jahren FCR größtenteils von Batterien erbracht werde. Dann aber seien starke Frequenzabweichungen nicht mehr mit einem Mindesterbringungszeitraum von 15 Minuten beherrschbar.

Nidec hat vorgetragen, dass es unter kritischen Umständen wahrscheinlich sei, dass die FCR für länger als 15 Minuten erforderlich sei. Die Fähigkeit, Energie für mindestens 30 Minuten zu liefern, sei nach ihrer Erfahrung notwendig, um die Systemstabilität und -sicherheit zu gewährleisten, insbesondere wenn FCR nach mehreren aufeinander folgenden Störungen bereitgestellt werden müsse.

Andere Konsultationsteilnehmer sind der Auffassung, der Antrag sei abzulehnen.

Der BDEW ist ebenso wie der BVES der Auffassung, die SO-VO habe eine Vermutungsregelung dahingehend getroffen, dass FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern eine 15-minütige Mindestaktivierungszeit einhalten müssten. Eine Abweichung von dieser Vorgabe sei laut BVES nur unter Berücksichtigung des Anforderungskatalogs in Art. 156 Abs. 11 SO-VO zulässig.

Der BVES argumentiert, dass rechtlich sowohl auf nationaler Ebene (StromNZV) als auch auf europäischer Ebene zwischen den verschiedenen Regelleistungsarten unterschieden werde. Ausweislich des § 2 StromNZV wie auch der konkretisierenden technischen Regelwerke hätten die unterschiedlichen Regelenenergiearten auch klar unterscheidbare Funktionen, wobei die PRL der Frequenzstabilisierung und die SRL und die MRL der Frequenzrückführung dienen würden. Die technischen Voraussetzungen seien zwingend an den systematischen Funktionen der jeweiligen Regelenenergieart zu bemessen. Anforderungen, die darüber hinausgingen, seien unverhältnismäßig. Dies folge bereits aus § 6 Abs. 5 StromNZV, welcher ausdrücklich auf die „notwendig-

gen technischen Fähigkeiten“ abstelle. Aus dem Rechtsrahmen zur Frequenzregelung ergebe sich, dass FCR-leistende Einheiten bei dem größten vorgesehenen Störfall eine Energiemenge von weniger als 15 Minuten für eine Vollaktivierung bereithalten müssten, da sie bereits nach 30 Sekunden durch die einsetzende SRL und nach 7,5 Minuten durch die einsetzende MRL abgelöst würden. Da die SRL zudem nach fünf Minuten voll aktiviert sein müsse, sei nicht ersichtlich, weswegen an die FCR eine technische Anforderung von sechsfacher Höhe (6 x 5 Minuten bis zur Vollaktivierung der SRL) gestellt werden solle. Ebenso sei es unverhältnismäßig, einen 30-minütigen Mindestbringungszeitraum damit zu begründen, dass nachgelagerte Regelleistungsarten ausfielen bzw. nicht bereitgestellt würden. Denn dies bedeute gleichzeitig, dass FCR-Anbieter zugleich die technischen Anforderungen für SRL bzw. MRL zu erfüllen hätten und die gesetzliche Unterscheidung der einzelnen Regelleistungsarten nivelliert werde. Auch seien die nachgelagerten Regelleistungsarten von den jeweiligen Anbietern zu besichern und eine 100%ige Verfügbarkeit sei zu gewährleisten. Aufgrund der Dimensionierung der unterschiedlichen Regelenergiearten sei die in Deutschland vorgehaltene FCR zudem nicht geeignet, einen Ausfall nachgelagerter SRL und MRL zu kompensieren. So überhaupt ein solcher Ausfall zu befürchten stünde, könne ihm mit einer Erhöhung der Ausschreibungsmenge dieser Regelenergiearten wirtschaftlicher begegnet werden, da SRL und MRL im Durchschnitt preiswerter als FCR seien.

Bereits im Zusammenhang mit der Erstellung des *Network Code on Load-Frequency-Control and Reserves* sei über eine 30-minütige Mindestaktivierungszeit diskutiert worden. Aus dieser Zeit würden auch die von den Antragstellerinnen gestellten Anforderungen an Batteriespeicher stammen. Die Argumentation der ÜNB im Rahmen der europäischen Diskussion, in welcher sich die ÜNB für diesen Zeitraum aussprachen, sei jedoch letztlich von der EU-Kommission zurückgewiesen worden, da kein Nachweis der Erforderlichkeit einer Verlängerung erbracht worden sei. Auch in Ländern, die ihren FCR-Bedarf in einem gemeinsamen Markt mit Deutschland beschafften, gelte kein 30-minütiger Mindestbringungszeitraum.

Die Argumentation, dass die bisherige Beteiligung von Stromspeichern in der FCR den Beweis liefere, dass die Anforderungen sinnvoll und auch zu betriebswirtschaftlichen Konditionen erfüllt werden könnten, stehe im Gegensatz zu dem in § 1 EnWG angelegten Grundgedanken einer möglichst kostengünstigen Stromerzeugung. Die Erfüllung besonderer Erfordernisse könne nicht als Argument herangezogen werden, um eine weitere technische Verschärfung zu verlangen.

Zudem könnten die von den Antragstellerinnen angeführten Großereignisse keinen Beleg für ein Bedürfnis einer Verlängerung des Mindestbringungszeitraums auf 30 Minuten liefern. Der BVES trägt vor, dass die Ausregelung der von den Antragstellerinnen herangezogenen Frequenzabweichungen zum Teil nur deswegen lange gedauert habe, weil die Koordination unter

den ÜNB mangelhaft gewesen sei. Zum Teil hätten im Verlauf der Großstörungen auch nachgelagerte Regelernergiearten versagt. Eine Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums hätte keine merklichen Auswirkungen auf den Frequenzverlauf gehabt bzw. sei auch unter extremen Umständen das 15-Minuten-Kriterium vollkommen ausreichend.

Auch GreenEnergy3000 hält es für notwendig, dass die von den Antragstellerinnen herangezogenen Großereignisse der Vergangenheit durch die Antragstellerinnen nicht nur geschildert, sondern auch ausgewertet würden. Ohne eine solche Auswertung bliebe zweifelhaft, dass eine Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums einen Unterschied bei der Bewältigung der Großereignisse gemacht hätte. Eine grundlose Überdimensionierung der Batteriespeicher um 100 % führe zu überflüssig höheren Kosten und sei nicht hinnehmbar.

Der bne trägt vor, dass nicht nachgewiesen worden sei, dass die herangezogenen Großereignisse durch eine längere Bereitstellung von FCR hätten gelöst werden können. Zudem seien die Abstimmungsverfahren der ÜNB untereinander seit den aufgetretenen Großereignissen stetig weiterentwickelt worden und es stünden im SRL- und MRL-Markt kleinteiligere Anbieter mit regional verteilten Anlagen zur Verfügung, bei denen ein einzelner Ausfall eine untergeordnete Rolle spiele. Letzteres wird ähnlich von GreenEnergy3000 vorgetragen.

Der bne hält die Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums zudem für wettbewerbsverzerrend und trägt vor, dass dadurch in der gemeinsamen FCR-Ausschreibung im Rahmen der FCR-Kooperation einseitig deutsche Anbieter benachteiligt würden. Die vorzuhaltende Speicherkapazität von Batteriespeichern in Deutschland müsste im Vergleich zu Anbietern im Ausland doppelt so groß ausfallen und würde damit nahezu doppelt so hohe Kosten verursachen, da sie den wesentlichen Teil der Gesamtkosten der Anlage verursachen würde. Insgesamt wären deutsche FCR-Anbieter damit nicht mehr wettbewerbsfähig, wodurch die Anbieterzahlen sinken und die Preise steigen würden.

Auch der BDEW trägt vor, dass die FCR deutlich höhere spezifische Kosten als die SRL und die MRL aufweise, die sich infolge steigender Kapitalkosten durch den größer auszulegenden Batteriespeicher bei einem Mindesterbringungszeitraum von 30 Minuten gegenüber 15 Minuten weiter erhöhen würden. Der BDEW befürchtet, dass die einseitige Festlegung durch die deutschen ÜNB eine Hürde für den Marktzugang darstellen könnte und sichergestellt werden müsse, dass gleiche Zugangsbedingungen für alle Marktteilnehmer gewährleistet seien.

Auch fordern sowohl Unterstützer als auch Gegner des Antrags, dass ein Mindesterbringungszeitraum von 30 Minuten diskriminierungsfrei für verschiedene Technologien gelten solle, wobei sich diese Forderung teilweise auf eine Gleichbehandlung der Speichertechnologien untereinander und teilweise auf eine Gleichbehandlung sämtlicher FCR-Anbieter einschließlich fossiler

Großkraftwerke bezieht.

Die Beschlusskammer hatte den Antragstellerinnen zur weiteren Aufklärung des Sachverhaltes eine Liste mit Fragen zur näheren Begründung des Antrags mit Schreiben vom 19.02.2018 übersandt. Die Antragstellerinnen haben darauf mit Schreiben vom 26.10.2018 geantwortet.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten und insbesondere den diesem Beschluss angehängten Antrag nach Art. 156 Absatz 9 SO-VO Bezug genommen.

## **B.**

Der gemeinsame Vorschlag der regelzonenverantwortlichen deutschen ÜNB zur Genehmigung einer von den FCR-Anbietern zwischenzeitlich sicherzustellenden Mindestaktivierungszeit für FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern nach Art. 156 Abs. 9 SO-VO ist nicht genehmigungsfähig. Der Antrag ist zulässig, aber unbegründet. Die Anforderungen an die Ausgestaltung des Vorschlages nach Art. 156 Abs. 9 SO-VO unter Wahrung der allgemeinen Ziele und Prinzipien der SO-VO sind nicht erfüllt.

### **I. Zulässigkeit des Antrages**

Der Antrag ist zulässig. Die gesetzlichen Vorschriften über das Verfahren, auch unter Berücksichtigung der Vorgaben der SO-VO, sind gewahrt worden.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. e SO-VO i.V.m. 156 Abs. 9 SO-VO ergibt sich aus § 56 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG i.V.m. Art. 18 Abs. 3 lit. d und Art. 18 Abs. 5 der Verordnung (EG) 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (**Stromhandels-VO**). Die Zuständigkeit der Beschlusskammern zur Entscheidung folgt aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG i.V.m. § 56 Abs. 1 EnWG.

Die Antragstellerinnen haben den zur Genehmigung vorgelegten Vorschlag für die von den FCR-Anbietern und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern sicherzustellende zwischenzeitliche Mindestaktivierungszeit auf eigene Initiative am 15.09.2017 bei der Beschlusskammer eingereicht. Eine Frist zur Einreichung des Antrags bestand nicht. Auch bestand keine Pflicht der Antragstellerinnen, den Antrag vor der Einreichung bei der Bundesnetzagentur mit den Interessenträgern zu konsultieren, da Art. 11 Abs. 1 SO-VO nur für Vorschläge gem. Art. 6 Abs. 2 und 3 SO-VO eine Konsultationspflicht statuiert und der verfahrensgegenständliche Vorschlag nicht dort, sondern in Art. 6 Abs. 4 lit. e SO-VO genannt ist.

Auch die besonderen Zulässigkeitsvoraussetzungen des Art. 156 Abs. 9 SO-VO sind eingehalten worden. Satz 3 der Vorschrift regelt, dass – wenn kein Zeitraum gemäß den Absätzen 10 und 11 festgelegt wurde – jeder FCR-Anbieter sicherstellt, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR kontinuierlich mindestens 15 Minuten lang vollständig zu aktivieren oder sie im Fall von Frequenzabweichungen, die kleiner sind als die Frequenzabweichung, für die eine vollständige FCR-Aktivierung erforderlich ist, entsprechend lange zu aktivieren; oder sie müssen in der Lage sein, die FCR während eines von jedem ÜNB festzulegenden Zeitraums, der 30 Minuten nicht überschreiten und 15 Minuten nicht unterschreiten darf, zu aktivieren.

Der verfahrensgegenständliche Antrag wurde innerhalb des zulässigen Zeitfensters gestellt, da noch kein Zeitraum gemäß den Absätzen 10 und 11 (synchronegebietsweiter Mindesterbringungszeitraum) festgelegt wurde. Dafür hätte zunächst gem. Art. 156 Abs. 11 SO-VO von den ÜNB der Synchronegebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt werden müssen. Der Vorschlag für die Annahmen und Methoden dieser Kosten-Nutzen-Analyse wurde zwar unter dem Aktenzeichen BK6-18-017 mit Beschluss vom 06.03.2019 durch die Beschlusskammer 6 genehmigt. Ein Zeitraum gemäß den Absätzen 10 und 11 wurde allerdings noch nicht festgelegt. Art. 156 Abs. 11 S. 2 SO-VO besagt, dass die ÜNB der Synchronegebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa innerhalb von zwölf Monaten nach der Genehmigung der Annahmen und Methoden für die Kosten-Nutzen-Analyse durch alle Regulierungsbehörden der jeweiligen Region die Ergebnisse derselben den betreffenden Regulierungsbehörden vorlegen, wobei sie einen Zeitraum vorschlagen, der nicht länger als 30 Minuten oder kürzer als 15 Minuten sein darf. Seit der Genehmigung der Annahmen und Methoden für die Kosten-Nutzen-Analyse sind noch keine zwölf Monate vergangen. Es wurde daher auch noch kein Vorschlag für einen synchronegebietsweiten Mindesterbringungszeitraum eingereicht bzw. genehmigt. Daher steht jedem ÜNB aktuell das Recht zu, einen Vorschlag für die von den FCR-Anbietern sicherzustellende Mindestaktivierungszeit gem. Art. 156 Abs. 9 SO-VO einzureichen.

Mit der vorgeschlagenen Mindesterbringungszeit von 30 Minuten befinden sich die Antragstellerinnen in formaler Hinsicht innerhalb der von Art. 156 Abs. 9 SO-VO vorgegebenen zeitlichen Begrenzung, die zwischen 15 und 30 Minuten liegt.

Der Antrag ist entgegen der Auffassung der Beigeladenen zu 1 und 2 insbesondere auch nicht deswegen unzulässig, weil der zeitliche Geltungsbereich des Art. 156 Abs. 9 SO-VO mangels eines Abschlusses der Verfahren nach Art. 156 Abs. 10 und 11 SO-VO aktuell noch nicht eröffnet wäre. Dass der Antrag gem. Art. 156 Abs. 9 SO-VO zur Zeit und auch nur so lange zulässig ist, wie kein Zeitraum gem. Art. 156 Abs. 10 und 11 SO-VO festgelegt wurde, ergibt sich bereits

daraus, dass es sich ausweislich des Wortlautes des Genehmigungstatbestandes in Art. 6 Abs. 4 lit. e SO-VO bei der von den ÜNB zu beantragenden Mindestaktivierungszeit um eine solche handelt, die zwischenzeitlich<sup>10</sup> von den FCR-Anbietern sicherzustellen ist. Wie sich so dann im Zusammenspiel mit Art. 156 Abs. 9 bis 11 SO-VO ergibt, ist der Antrag nach Art. 156 Abs. 9 SO-VO damit nur in dem Zeitraum zwischen dem Inkrafttreten der SO-VO und dem Inkrafttreten eines gem. Art. 156 Abs. 10 SO-VO genehmigten Mindestbringungszeitraums zulässig.

## **II. Begründetheit des Antrages**

Der gemeinsame Antrag der vier deutschen ÜNB zur Genehmigung einer von den FCR-Anbietern sicherzustellenden zwischenzeitlichen Mindestaktivierungszeit für FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern nach Art. 156 Abs. 9 S. 3 SO-VO ist nicht begründet. Die Antragstellerinnen haben nicht substantiiert dargelegt, dass der Vorschlag zur Erreichung der Ziele der SO-VO erforderlich ist.

### **1. Erfüllung der Anforderungen aus Art. 4 SO-VO**

Die Ziele der SO-VO bestehen gemäß Art. 4 Abs. 1 SO-VO darin, die erforderlichen Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union zu gewährleisten.

Die Antragstellerinnen haben jedoch nicht substantiiert dargelegt, dass ein Mindestbringungszeitraum von 30 Minuten tatsächlich erforderlich ist, um diese Ziele zu erreichen. Insbesondere haben sie nicht nachgewiesen, dass eine Verlängerung des Mindestbringungszeitraums von 15 auf 30 Minuten notwendig ist, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten.

Klarzustellen ist zunächst, dass die SO-VO eine verbindliche und gültige Regelung zur Länge des Mindestbringungszeitraums enthält, wonach dieser grundsätzlich 15 Minuten beträgt. Soweit die Antragstellerinnen meinen, dass Betreiber von FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern nach Art. 156 Abs. 9 SO-VO in der Lage sein müssten, einen vom ÜNB festzulegenden längeren Mindestbringungszeitraum einzuhalten, solange dieser nicht nach Art. 156 Abs. 10 und 11 festgelegt ist, und dass der Mindestbringungszeitraum in der SO-VO noch nicht verbindlich festgelegt sei, kann dem nicht gefolgt werden. Denn der eindeutige Wortlaut des Art. 156 Abs. 9 S. 3 erster Halbsatz SO-VO besagt, dass, wenn kein Zeitraum gemäß den Absätzen 10 und 11 festgelegt wurde, jeder FCR-Anbieter sicherstellt, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR kontinuierlich mindestens 15 Minuten lang vollständig zu aktivieren oder sie im Fall von Frequenzabweichungen, die kleiner sind als die Frequenzabweichung, für die eine vollständige FCR-

---

<sup>10</sup> Hervorhebung durch die Beschlusskammer.

Aktivierung erforderlich ist, entsprechend lange zu aktivieren. Der aktuell von den Anbietern einzuhaltende Mindestbringungszeitraum beträgt damit 15 Minuten und folgt direkt aus der Verordnung. Den Antragstellerinnen steht lediglich das Recht zu, einen von diesen 15 Minuten abweichenden Mindestbringungszeitraum von einer Länge bis zu 30 Minuten für die Zeit bis zum Abschluss der Verfahren nach Art. 156 Abs. 10 und 11 SO-VO bei der jeweiligen nationalen Behörde zu beantragen.

Ein längerer Mindestbringungszeitraum würde bedeuten, dass speicherbegrenzte Einheiten, welche FCR erbringen, strengere Anforderungen einhalten müssten, als verordnungsrechtlich zwingend vorgesehen. Eine Verlängerung des Mindestbringungszeitraums von 15 auf 30 Minuten würde gleichzeitig auch eine Verdoppelung des Speichervolumens erfordern. Die Konsultationsteilnehmer haben vorgetragen, dass damit eine Erhöhung der Kosten um das Doppelte, mindestens aber 25 %, einhergehe. Die wirtschaftliche Betroffenheit für Anbieter, die FCR über Batteriespeicher anbieten wollen, ist damit erheblich. Für Batteriespeicher mit einer Speicherdauer von 30 Minuten ist die Teilnahme am Markt für FCR bzw. die Gebotsstellung in der FCR-Ausschreibung deutlich erschwert gegenüber dem Fall einer Speicherdauer von nur 15 Minuten. Es ist zudem davon auszugehen, dass Anbieter mit Batteriespeichern aus Nachbarländern in der gemeinsamen PRL-Ausschreibung mit höherer Wahrscheinlichkeit bezuschlagt werden würden, soweit der dortige Anschluss-ÜNB einen Mindestbringungszeitraum von 15 Minuten zu Grunde legt, da diese Anbieter im Vergleich geringere Kosten aufweisen und ihre FCR günstiger anbieten könnten. Es steht daher zu befürchten, dass die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Anbieter mit einem Mindestbringungszeitraum von 30 Minuten sinken würde.

Angesichts dieser Belastungen auf Anbieterseite sind an die Begründung und Substantiierung einer Verlängerung der Mindestaktivierungszeit hohe Anforderungen zu stellen. Die tatsächliche Notwendigkeit für die von ihnen beantragte Mindestaktivierungszeit von 30 Minuten für FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern haben die Antragstellerinnen jedoch nicht in ausreichender Weise dargelegt und begründet. Dies gilt umso mehr, als die von den Antragstellerinnen beantragten 30 Minuten den nach der SO-VO maximal zulässigen Zeitraum voll ausnutzen und zudem lediglich für eine begrenzte Übergangszeit gelten würden, bis auf Synchrongebietsebene ein Mindestbringungszeitraum genehmigt wird, der möglicherweise deutlich geringere Anforderungen an die Speicherdimensionierung stellt.

#### **a) Kompensation nachgelagerter Regellenergiearten**

Als Begründung für den vom Grundsatz der SO-VO von 15 Minuten abweichenden, längeren Mindestbringungszeitraum von 30 Minuten berufen sich die Antragstellerinnen zunächst da-

rauf, dass unter realen Bedingungen des Systembetriebs Situationen eintreten könnten, in denen die FCR-Ablösung in den jeweiligen Regelzonen des Synchrongebiets durch die Sekundär- und Minutenregelleistung (aFRR und mFRR) nicht dem idealtypischen Szenario folge und nicht innerhalb von 15 Minuten gelinge. Die behauptete Notwendigkeit einer Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums aufgrund einer gestörten Ablösung durch nachgelagerte Regelenergiearten ist jedoch von den Antragstellerinnen nicht nachgewiesen worden.

Die Antragstellerinnen haben keinerlei Nachweise dafür geliefert, dass eine gestörte Ablösung der FCR durch nachgelagerte Regelenergiearten überhaupt wahrscheinlich ist. Die Nachfrage der Beschlusskammer, ob vor dem Hintergrund des von den Antragstellerinnen durchgeführten Monitorings der Erbringungsqualität für SRL und MRL das behauptete Versagen bei der Erbringung der Sekundärregelleistung und Minutenreserve ein wahrscheinliches Szenario sei, wurde nicht beantwortet. Stattdessen wurde schlicht behauptet, es sei unzureichend, lediglich die Ergebnisse dieses innerdeutschen Monitorings heranzuziehen.

Insbesondere haben die Antragstellerinnen auf die Nachfrage der Beschlusskammer, wie häufig bisher der Fall eingetreten sei, dass die FCR aufgrund eines erheblichen Versagens bei der Erbringung der aFRR und mFRR nicht konzeptgemäß abgelöst wurde, angegeben, dass ihnen im deutschen Regelblock keine Ereignisse bekannt seien, in denen die FCR nicht konzeptgemäß von der aFRR abgelöst worden sei. Daher ist davon auszugehen, dass die FCR im deutschen Regelblock bislang immer konzeptgemäß von der aFRR und der mFRR abgelöst worden ist. Anhaltspunkte für die Gefahr einer unzureichenden Erbringung von aFRR bzw. mFRR liegen somit nicht vor. Infolgedessen vermag die Beschlusskammer schon keine tatsächliche Notwendigkeit zu erkennen, den Mindesterbringungszeitraum auf 30 Minuten zu verlängern, um den Ausfall nachgelagerter Regelenergiearten zu kompensieren.

Zudem widersprechen die Antragstellerinnen in rechtlicher Hinsicht ihrer eigenen Auffassung im Parallelverfahren zur Genehmigung der Annahmen und Methoden für eine Kosten-Nutzen-Analyse gem. Art. 156 Abs. 11 SO-VO (Az. BK6-18-017), indem sie die Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums auf 30 Minuten mit einer mangelnden Erbringungsqualität nachgelagerter Regelenergiearten zu begründen versuchen. Um zu analysieren, welcher Mindesterbringungszeitraum künftig synchrongebietsweit festgelegt werden soll, berücksichtigen die Antragstellerinnen des Parallelverfahrens, zu denen auch die vier deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB gehören, Störungen anderer Regelreservearten lediglich mittelbar. Die Berücksichtigung der Erbringungsqualität nachgelagerter Regelenergiearten spiegelt sich dabei ausschließlich in den als Eingangsparametern für die Kosten-Nutzen-Analyse genutzten langfristigen Frequenzabweichungen der vergangenen 15 Jahre wider und ist damit lediglich ausschlaggebend für die Menge der benötigten FCR (FCR-Dimensionierung). Um hingegen zu simulieren, wie sich

der Ladestand der begrenzten Energiespeicher bei Aktivierung ihrer FCR bei bisher aufgetretenen Frequenzstörungen entwickeln würde – was die tatsächliche Länge des Mindesterbringungszeitraums beeinflusst –, werden die nachfolgenden Regelreservearten als unerschöpflich angenommen und die reguläre, fehlerfreie Erbringung nachgelagerter Regelenergiearten wird stets unterstellt. Ein direkter Einfluss der Erbringungsqualität nachgelagerter Regelenergiearten auf die Länge des Mindesterbringungszeitraums besteht im Verfahren zur Kosten-Nutzen-Analyse daher nicht (vgl. Beschluss BK6-18-017 vom 06.03.2019, S. 17f.). Weshalb die Antragstellerinnen im hiesigen Verfahren anders vorgehen und auf eine Störung oder gar einen Ausfall nachgelagerter Regelenergiearten abstellen, um eine Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums zu begründen, erschließt sich daher schon aus rechtlicher Sicht nicht.

Darüber hinaus wären bei einer nicht konzeptgemäßen Ablösung durch nachgelagerte Regelenergiearten zunächst die Ursachen der von den Antragstellerinnen geschilderten Probleme, die überhaupt dazu führen könnten, dass die nachgelagerten Regelenergiearten ihre Leistung nicht in der erforderlichen Zeit und Qualität erbringen, zu beheben. Dies gilt auch dann, wenn man trotz der eigenen Aussage der Antragstellerinnen, das Erbringungsmonitoring im Herbst 2017 habe gute Resultate ergeben,<sup>11</sup> unterstellt, ihre Behauptung im vorliegenden Verfahren träge zu und es gäbe deutlichen Handlungsbedarf bei einzelnen Anbietern. Soweit die Antragstellerinnen angeben, dass nachgelagerte Regelenergiequalitäten möglicherweise nicht vertragsgemäß geliefert werden oder die gelieferte Leistung nicht der angeforderten Leistung entspricht, fehlt zum einen auch hier jeder Nachweis und zum anderen wäre die Lösung eines solchen Problems bei den nachgelagerten Regelenergiearten zu suchen. Die Anbieter nachfolgender Regelenergiearten haben eine 100%ige Verfügbarkeit ihrer angebotenen Kapazitäten sicherzustellen und können Einheiten, welche aFRR oder mFRR erbringen, besichern. Es ist die Aufgabe der Antragstellerinnen, die Einhaltung dieser Anforderungen zu überwachen. Es ist jedoch nicht Aufgabe der Anbieter von FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern, die nachgelagerten Regelenergiearten (zusätzlich) zu besichern.

Soweit Einheiten der aFRR oder mFRR gemäß der Behauptung der Antragstellerinnen nicht korrekt aktiviert würden, da die korrekte Übertragung der Sollwerte an die Anbieter nicht stattfand oder ein sonstiger Systemfehler vorlag, hätten die Antragstellerinnen und ggf. die Anbieter von aFRR und mFRR diesen Systemfehler zu beheben. Keinesfalls können diese Probleme als Grund genügen, Dritte – in diesem Fall FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern – mit höheren Anforderungen zu belasten.

Die Argumentation ist auch nicht überzeugend, soweit sie sich darauf beziehen sollte, dass in

einem anderen Regelblock bzw. Land die aFRR- und mFRR-Aktivierung nicht oder nur teilweise innerhalb von 15 Minuten gelingt oder dass alle Frequenzabweichungen, die länger als 15 Minuten andauern, auf Unregelmäßigkeiten bei der Ablösung der FCR durch die aFRR in anderen europäischen Regelblöcken hindeuten würden. Auch dies wurde weder nachgewiesen noch könnte dies eine Notwendigkeit für eine Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums auf 30 Minuten für in Deutschland zu präqualifizierende FCR-Anbieter begründen. Zwar gilt innerhalb des Synchrongebiets das Solidaritätsprinzip zwischen den Netzbetreibern. Danach sind die Übertragungsnetzbetreiber untereinander zur gegenseitigen Unterstützung verpflichtet. Dieses Prinzip gilt jedoch „nach Können und Vermögen“ und zwingt die Antragstellerinnen nicht dazu, höhere Anforderungen an FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern zu stellen. Es ist nicht die Aufgabe der deutschen FCR-Anbieter, als „Notanker“ für ausländische FRR-Erbringung auf eigene Kosten Maßnahmen an ihren Speichern durchzuführen. Dies gilt umso mehr, soweit schon die jeweils zuständigen ausländischen ÜNB für ihre eigenen FCR-Anbieter keinen Mindesterbringungszeitraum von 30 Minuten für notwendig halten.

#### **b) Dimensionierung nachgelagerter Regellenergiearten**

Soweit die Antragstellerinnen eine Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums auf 30 Minuten mit der Begründung fordern, dass aFRR und mFRR aus Gründen der volkswirtschaftlichen Effizienz nicht für alle möglichen betrieblichen Störfälle dimensioniert seien und ein Störfall potentiell über das dimensionierte Niveau der aFRR und mFRR hinausgehen könne, vermag dies nicht zu überzeugen. Derartige Störfälle, bei denen das Leistungsungleichgewicht weit über die vorgehaltene aFRR und mFRR hinausgeht, sind zwar nicht völlig auszuschließen. Dass aber solche Störfälle konkret zu befürchten sind, ist bereits nicht dargelegt worden. Die Antragstellerinnen lassen dabei zudem vollkommen außer Acht, dass die Entscheidung zur Höhe der Dimensionierung der verschiedenen Regelleistungsarten unter Abwägung zwischen volkswirtschaftlichen Kosten und Absicherung der Betriebssicherheitsrisiken bewusst dahingehend getroffen wurde, dass nicht nur aFRR und mFRR, sondern auch die FCR nicht so dimensioniert ist, dass auch extrem unwahrscheinliche große Systemstörungen jederzeit vollständig ausgegeregelt werden können. Die Dimensionierungsentscheidungen der Antragstellerinnen wurden zur Vermeidung volkswirtschaftlich ineffizienter Kosten getroffen und gewährleisteten gleichzeitig ein sehr hohes Maß an Systemsicherheit. Es ist nicht ersichtlich, weswegen nunmehr davon Abstand genommen werden soll, indem FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern im Notfall an die Stelle von aFRR und mFRR treten sollen bzw. zu deren Ergänzung aktiviert werden sollen. Sollten tatsächlich derartig massive Systemstörungen zu befürchten stehen, wären die Antragstellerinnen aufgefordert, diese schon bei der Dimensionierung zu berücksichtigen

---

<sup>11</sup> Aussage auf dem Workshop zu den Präqualifikationsbedingungen am 14.02.2018 in Köln.

oder konkret darzulegen, weshalb Fälle der Nicht- oder Schlechterbringung nicht bei der Dimensionierung der jeweiligen Regelleistungsart berücksichtigt werden. Statt dieses Nachweises – welcher von der Beschlusskammer explizit nachgefragt worden ist – haben die Antragstellerinnen sich in ihrer entsprechenden Antwort vom 26.10.2018 (dort Punkt 6 lit. a) mit der pauschalen Aussage begnügt, die Dimensionierung von aFRR und mFRR im Netzregelverbund sei ausreichend und eine Erhöhung des FCR-Bedarfes würde keinen signifikanten positiven Beitrag leisten. Dies steht im Widerspruch zu der eigenen Argumentation.

Soweit die Antragstellerinnen darauf abstellen, dass eine Unterdimensionierung von aFRR in anderen europäischen LFR-Blöcken als Folge von signifikanten Ausfällen oder unzureichenden Dimensionierungsansätzen kompensiert werden soll, kann dies erst Recht nicht zur Begründung für eine Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums in Deutschland herangezogen werden. Sollte tatsächlich eine aFRR-Unterdimensionierung in anderen europäischen LFR-Blöcken vorliegen, was ebenfalls nicht substantiiert vorgetragen wurde, so wäre einer solchen durch den für den jeweiligen LFR-Block verantwortlichen ÜNB zu begegnen. Dieser hätte ggf. die aFRR-Dimensionierung in seinem LFR-Block anzupassen oder sonstige geeignete Maßnahmen zu treffen.

Vor allem aber ist von den Antragstellerinnen auch auf Nachfrage der Beschlusskammer nicht nachgewiesen worden, ob und inwiefern der deutsche Anteil an der FCR von derzeit 605 MW die in den deutschlandweiten Ausschreibungen beschaffte, viel höher dimensionierte Sekundärregelleistung (1.892 MW positiv/1.770 MW negativ) und Minutenreserve (1.006 MW positiv/938 MW negativ) überhaupt auffangen könnte. Es wurde weder erklärt noch darlegt, dass die FCR bei Genehmigung eines Mindesterbringungszeitraums von 30 Minuten in der Lage wäre, ein entstehendes erhebliches Defizit zu kompensieren. Stattdessen haben sich die Antragstellerinnen mit der allgemeinen Ausführung begnügt, dass die FCR aus allen europäischen Regelblöcken gemeinsam erbracht werde, wogegen aFRR und mFRR immer verursachungsgerecht zu leisten seien und deswegen deutlich höher dimensioniert wären. Es fehlt jedoch jede Ausführung dazu, ob der deutsche Anteil an der FCR generell und speziell unter Beachtung verschiedener Mindesterbringungszeiträume von 15 bzw. 30 Minuten in der Lage wäre, eine Unterdimensionierung der deutschen MRL und SRL zu kompensieren. Angesichts der Tatsache, dass der deutsche Anteil an der FCR mit 605 MW nur etwa ein Fünftel der in Deutschland vorgehaltenen Menge an FRR beträgt, liegt auf der Hand, dass die FCR eine unzureichende Erbringung von FRR höchstens zu einem geringen Anteil abfedern könnte. Erst Recht fehlen Erläuterungen und Nachweise dazu, wie der deutsche Anteil an der FCR zusätzlich auch noch Unterdimensionierungen ausländischer aFRR und mFRR auffangen können sollte.

### c) Einsatz der FCR in Netzsituationen außerhalb des Normalzustands

Als weitere Begründung für eine Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums auf 30 Minuten führen die Antragstellerinnen an, dass in akuten Fällen eine deutlich längere Aktivierung der FCR erforderlich sein könne, etwa bei einer Auftrennung des Verbundnetzes bei Großstörungen (vgl. Großereignis 2006). Insgesamt könne nicht ausgeschlossen werden, dass der Vorgang der Ausregelung von Netzsituationen, die sich außerhalb des Normalzustandes bewegen würden, mehr als 15 Minuten Zeit in Anspruch nehme.

Auch in dieser Hinsicht haben die Antragstellerinnen es versäumt, den Antrag hinreichend zu substantiieren. Weder die von ihnen herangezogenen Frequenzverläufe bei bisher aufgetretenen Großereignissen noch die vorgelegten Daten zu anderweitig aufgetretenen Frequenzabweichungen belegen die Notwendigkeit einer Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums auf 30 Minuten.

Hierzu ist zunächst aus rechtlicher Sicht klarzustellen, dass sich der einer Genehmigung zugängliche Mindesterbringungszeitraum ausweislich des Wortlauts des Art. 156 Abs. 9 SO-VO auf die Zeit ab Auslösung des gefährdeten Zustands bezieht. Dies ergibt sich zum einen aus dem systematischen Zusammenhang innerhalb des Art. 156 Abs. 9 SO-VO. Nach dessen Satz 2 stellt für die Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa jeder FCR-Anbieter ab der Auslösung des gefährdeten Zustands und während des gefährdeten Zustands sicher, dass seine FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR während eines gemäß den Absätzen 10 und 11 festzulegenden Zeitraums kontinuierlich zu aktivieren [Hervorh. nicht im Orig.]. Zum anderen bezieht sich auch der in Art. 156 Abs. 9 SO-VO in Bezug genommene Art. 156 Abs. 11 S. 1 SO-VO auf den gefährdeten Zustand. Dieser lautet: „Innerhalb von sechs Monaten nach dem Inkrafttreten dieser Verordnung schlagen die ÜNB der Synchrongebiete Kontinentaleuropa und Nordeuropa Annahmen und Methoden für eine durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse vor, um den Zeitraum zu prüfen, den die FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern benötigen, um während des gefährdeten Zustands verfügbar zu bleiben“ [Hervorh. nicht im Orig.].

Das Übertragungsnetz befindet sich gem. Art. 18 Abs. 2 lit. c SO-VO im gefährdeten Zustand, wenn

- der Absolutwert der Netzfrequenz im stationären Zustand höchstens der maximalen Frequenzabweichung im stationären Zustand entspricht und

- der Absolutwert der Netzfrequenzabweichung im stationären Zustand 50% der maximalen Frequenzabweichung im stationären Zustand während eines Zeitraums, der die Auslösezeit des gefährdeten Zustands übersteigt, oder den Standard-Frequenzbereich während eines Zeitraums, der die Frequenzwiederherstellungszeit übersteigt, kontinuierlich überschritten hat.

Im Synchrongebiet Kontinentaleuropa, zu dem die Regelzonen der Antragstellerinnen gehören, beträgt die maximale Frequenzabweichung im stationären Zustand  $\pm 200$  mHz (Anhang 3 Tab. 1 SO-VO). Die Auslösezeit des gefährdeten Zustands beträgt für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa fünf Minuten und die Frequenzwiederherstellungszeit 15 Minuten (Anhang 3 Tab. 1 SO-VO). Der gefährdete Zustand tritt im Synchrongebiet Kontinentaleuropa also ein, wenn die Frequenzabweichung für fünf Minuten den Wert von  $\pm 100$  mHz übersteigt oder wenn die Frequenzabweichung für 15 Minuten den Standardfrequenzbereich für Kontinentaleuropa von  $\pm 50$  mHz kontinuierlich überschritten hat.

Um zu begründen, dass eine Mindestaktivierungszeit von 30 Minuten erforderlich ist, hätten die Antragstellerinnen daher darlegen und nachweisen müssen, dass Ereignisse auftreten können, bei denen der Eintritt des gefährdeten Zustands mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu befürchten steht und zusätzlich eine Stabilisierung des Frequenzabfalls oder -anstiegs in diesen Fällen aller Voraussicht nach nur mit Hilfe einer 30-minütigen Mindestebringungszeit für FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern erreicht werden kann. Dazu hätten die Antragstellerinnen darlegen müssen, dass Situationen, die einer vollständigen Aktivierung der FCR für 30 Minuten im gefährdeten Zustand entsprechen, mit hinreichender Wahrscheinlichkeit auftreten können. Das Erfordernis der vollständigen Aktivierung ergibt sich rechtlich daraus, dass der beantragte Mindestebringungszeitraum eine Ausnahme zu den von der SO-VO als Grundsatz vorgegebenen 15 Minuten darstellt und daher mit den Regelungen, die diese 15 Minuten betreffen, in engem Zusammenhang steht. Während dieser 15 Minuten aber sind die FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern gem. Art. 156 Abs. 9 S. 3 SO-VO vollständig zu aktivieren. Spiegelbildlich muss sich auch die Ausnahme im letzten Halbsatz der Vorschrift auf die vollständige Aktivierung beziehen. Anderenfalls wäre vollkommen unklar, auf welche Kapazität die Speicher technisch auszulegen sein sollen, denn hierzu bedarf es der Angabe der beiden Parameter „Mindestebringungszeit“ und „Frequenzabweichung, auf die die Speicher ausgelegt sein müssen“. Auch aus dem Vergleich mit der englischen Fassung der SO-VO ergibt sich, dass sich die vollständige Aktivierbarkeit auf den gesamten Zeitraum zwischen 15 und 30 Minuten beziehen muss, da es dort heißt:

*„Where no period has been determined pursuant to paragraphs 10 and 11, each FCR*

*provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for at least 15 minutes or, in case of frequency deviations that are smaller than a frequency deviation requiring full FCR activation, for an equivalent length of time, or for a period defined by each TSO, which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes” [Hervorh. nicht im Orig.]*

Da sich in der englischen Version der letzte Halbsatz nicht zur Aktivierung selbst, sondern nur zur Länge des Mindesterbringungszeitraums verhält, geht aus dieser Formulierung hervor, dass auch für die Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums eine vollständige Aktivierbarkeit gefordert ist.

Nach den oben dargestellten Grundsätzen zum Vorliegen des gefährdeten Zustands bedeutet dies, dass eine vollständige Aktivierbarkeit bei einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz gegeben sein muss, da dies die maximale Frequenzabweichung im stationären Zustand darstellt. Daher hätten die Antragstellerinnen nachweisen müssen, dass es wahrscheinlich erscheint, dass Frequenzabweichungen von  $\pm 200$  mHz über einen Zeitraum von 30 Minuten eintreten können. Mindestens aber wäre der Nachweis erforderlich gewesen, dass Frequenzabweichungen eintreten können, die in ihrer Dauer einer 30-minütigen Aktivierung bei einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz entsprechen, d.h. unter Berücksichtigung des Verhältnisses von Aktivierungszeitraum und Frequenzabweichung eine Aktivierung über 30 Minuten hinaus bei einer geringeren Frequenzabweichung erfordern.

Die Antragstellerinnen haben zwar dargelegt, es sei in der Vergangenheit vorgekommen, dass sich das Übertragungsnetz im gefährdeten Zustand befand, nicht jedoch, dass es in diesen Situationen auch erforderlich gewesen wäre, dass FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern für einen Zeitraum von 30 Minuten vollständig oder entsprechend länger teilweise hätten aktiviert werden müssen.

Ein 30-minütiger Mindesterbringungszeitraum hilft auch nicht bei kurzzeitigen, über  $\pm 200$  mHz hinausgehenden und damit besonders schwerwiegenden Frequenzabweichungen. Denn die zu erbringende FCR ist konzeptgemäß auf die in der FCR-Ausschreibung bezuschlagte Leistung begrenzt. Diese entspricht einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz. Sollte die Frequenz kurzzeitig um mehr als  $\pm 200$  mHz von der Sollfrequenz von 50 Hz abweichen, so hätten die für die PRL kontrahierten Anlagen zwar ihre volle Primärregelleistung abzugeben. Diese wäre aber begrenzt auf die Leistung, die einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz entspricht. Es besteht keine Verpflichtung – und viele Anlagen sind dazu technisch auch nicht in der Lage oder haben sich aufgrund der „200-mHz-Obergrenze“ auch nicht darauf eingestellt – Primärregelleistung über die kontrahierte Leistung hin-

ausgehend zu erbringen. Ein längerer Mindestbringungszeitraum kann daher keinen Beitrag zur Behebung kurzzeitiger Frequenzabweichungen oberhalb von  $\pm 200$  mHz liefern. Frequenzabweichungen, die über  $\pm 200$  mHz liegen, werden daher so betrachtet, als ob sie in der Höhe einem Wert von  $\pm 200$  mHz entsprächen und so auf diesen Wert begrenzt.

#### **aa) Frequenzabweichungen außerhalb von Großstörungen**

Die Antragstellerinnen haben ausgewertet, wie oft es in der Vergangenheit vorgekommen ist, dass über einen Zeitraum von länger als 15 Minuten eine durchgängige Frequenzabweichung von größer als 50 mHz, größer als 100 mHz und größer als 200 mHz in eine Richtung aufgetreten ist.

Eine Abweichung der Frequenz von über 100 mHz für mehr als 30 Sekunden ist nach Aussage der Antragstellerinnen in den Jahren 2013 bis 2017 nicht vorgekommen. Dementsprechend ist in den Jahren 2013 bis 2017 auch keine Frequenzabweichung von mehr als  $\pm 200$  mHz aufgetreten. Warum dies in Zukunft konkret zu befürchten steht, ist weder begründet noch substantiiert worden.

Es gab allerdings in dieser Zeit längere als 30-minütige Frequenzabweichungen von mehr als  $\pm 50$  mHz. Aus den Auswertungen der Antragstellerinnen lässt sich erkennen, dass sowohl auf Basis der Sekundenwerte als auch auf Basis der Minutenmittelwerte<sup>12</sup> in zwei der betrachteten Jahre eine derartige Frequenzabweichung aufgetreten ist. So waren es im Jahr 2013 jeweils zwei und im Jahr 2014 jeweils ein Ereignis. Im betrachteten Folgezeitraum bis 2017 trat keine Frequenzabweichung von mehr als  $\pm 50$  mHz für mehr als 30 Minuten auf.

Indes haben die Antragstellerinnen nicht dargelegt, um wieviel mehr als 30 Minuten die Frequenz um mehr als  $\pm 50$  mHz vom Sollwert abgewichen ist und wie hoch die Frequenzabweichung (in mHz) tatsächlich war. Diese Angaben wären zur Substantiierung des Antrags erforderlich gewesen, da bei einer Frequenzabweichung von  $\pm 50$  mHz noch keine vollständige Aktivierung der Speicher notwendig ist. Auch haben sie nicht dargelegt, was die Ursachen dieser Frequenzabweichungen gewesen sein könnten. Daher bleibt völlig unklar, inwieweit auch andere Lösungen als eine Verlängerung des Mindestbringungszeitraums zur Vermeidung derartiger Situationen zur Verfügung stünden. Vor allem aber haben sie nicht dargelegt, dass eine 30-minütige Mindestaktivierungszeit für FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in den dargestellten Situationen notwendig gewesen wäre. Daran bestehen schon deswegen erhebliche Zweifel, weil die Frequenzabweichungen in den genannten Situationen jedenfalls keiner 30-minütigen Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz entsprachen. Die dargestellten Fre-

---

<sup>12</sup> Diese seien aus Sicht der Antragstellerinnen geeigneter, da sie eine bessere Abschätzung des Energieverbrauchs darstellten und kurzfristige Frequenzschwankungen stochastischer Natur herausfilterten.

quenzabweichungen lagen zwischen  $\pm 50$  mHz und maximal  $\pm 99$  mHz. Der Maximalwert von  $\pm 99$  mHz ergibt sich hierbei aus der Aussage der Antragstellerinnen, Frequenzabweichungen von mehr als 30 Sekunden über  $\pm 100$  mHz seien nicht aufgetreten. Die Speicher müssten bei Genehmigung des Antrags jedoch darauf ausgelegt sein, selbst bei einer durchgehenden Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz mindestens 30 Minuten lang FCR zu erbringen (= vollständige Aktivierung). Selbst wenn man annähme, dass die Frequenzabweichungen, die in dem Schriftsatz der Antragstellerinnen vom 26.10.2018 aufgezeigt sind (Grafiken zu Punkt 5 lit. c), bei dem Maximalwert von  $\pm 99$  mHz lägen, entspräche eine Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz immer noch gut dem Doppelten dieser Zahl. Die Antragstellerinnen hätten also darlegen müssen, dass es Frequenzabweichungen von 60 Minuten über  $\pm 100$  mHz gegeben hat, denn erst eine durchgehende Frequenzabweichung von  $\pm 100$  mHz für 60 Minuten entspräche einer durchgehenden Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz für 30 Minuten, oder dass Frequenzabweichungen von  $\pm 99$  mHz aufgetreten sind, die in ihrer Dauer einer 30-minütigen Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz entsprechen. Diesen Nachweis haben die Antragstellerinnen nicht erbracht. Hinzu kommt, dass bei einer Frequenzabweichung, die zwischen  $\pm 50$  mHz und  $\pm 99$  mHz liegt, der gefährdete Zustand überhaupt erst nach 15 Minuten ausgelöst würde. Aus den vorgelegten Daten geht nicht hervor, dass die Antragstellerinnen dies in ihren Auswertungen berücksichtigt haben.

Die Antragstellerinnen haben auch ausgewertet, wie oft es in den Jahren 2013 bis 2017 vorgekommen ist, dass eine Frequenzabweichung von mehr als  $\pm 50$  mHz über mehr als 15 Minuten aufgetreten ist. Insoweit sind in den vorgelegten Daten lediglich Frequenzabweichungen zwischen  $\pm 50$  mHz und  $\pm 100$  mHz für eine Dauer zwischen 15 und 30 Minuten enthalten (und keine Frequenzabweichungen von mehr als 30 Minuten und/oder mehr als  $\pm 100$  mHz, da diese – wie gesehen – separat ausgewertet wurden). Diese Auswertungen sind daher nicht für den Nachweis geeignet, dass Frequenzsituationen auftreten können, in denen FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern für 30 Minuten vollständig oder für eine entsprechend längere Zeit entsprechend geringer aktiviert sein müssen.

Hinzu kommt, dass grundsätzlich auch im gefährdeten Zustand ein Nachladen der Speicher möglich ist, wodurch sich die Erbringungsdauer entsprechend verlängert. Dazu, dass in den von den Antragstellerinnen beschriebenen Situationen ein Nachladen nicht möglich gewesen wäre (etwa wegen einer parallel zur Frequenzstörung auftretenden Nichtverfügbarkeit der Strombörse), haben die Antragstellerinnen nichts vorgetragen. Ebenso fehlt jede Aussage darüber, wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, dass tatsächlich einmal außergewöhnliche Netzsituationen in Kombination mit der Unmöglichkeit eines Nachladens der Speicher auftreten könnten.

## bb) Einsatz der FCR bei Großstörungen

Zur weiteren Begründung führen die Antragstellerinnen verschiedene Großereignisse aus der Vergangenheit an, bei denen ihrer Meinung nach ein Mindestbringungszeitraum von 15 Minuten eine weitere Verschärfung der damals kritischen Netzsituation dargestellt hätte. Den Antragstellerinnen ist es jedoch nicht gelungen darzulegen, dass in den von ihnen gewählten Beispielfällen eine vollständige Aktivierung der FCR-Einheiten und Gruppen mit begrenzten Energiespeichern über die von ihnen beantragten 30 Minuten notwendig gewesen wäre.

### i. Großereignis vom 10.01.2017

Die Antragstellerinnen führen zur Begründung eines 30-minütigen Mindestbringungszeitraums das Großereignis vom 10.01.2017 an. An diesem Tag sei es zu einer „über sechs Stunden anhaltenden Frequenzabweichung von 20 bis 80 mHz“ gekommen. Als Ursache werde eine fehlerhafte Berechnung des Regelzonenfehlers in einer kontinentaleuropäischen Regelzone vermutet. Hierzu verweisen die Antragstellerinnen auf nicht näher konkretisierte öffentliche Daten zum Frequenzverlauf dieses Tages. Es ist nicht Aufgabe der Beschlusskammer, sich Informationen, die den Antragstellerinnen zur Substantiierung ihres Antrags dienen sollen, selbst und ohne Angabe von Quellen zusammenzusuchen, bei denen es sich zudem teilweise um nicht mitgelieferte interne Berichte der ÜNB handelt. Abgesehen davon sind Zeiträume, in denen die Frequenz nur kurzzeitig um wenig mehr als  $\pm 50$  mHz vom Sollwert von 50 Hz abgewichen ist, für den Nachweis der Erforderlichkeit eines Mindestbringungszeitraums von 30 Minuten irrelevant:

Zwar ist aus einer Grafik, in welcher der Konsultationsteilnehmer BVES den Frequenzverlauf für den 10.01.2017 abgebildet hat,<sup>13</sup> erkennbar, dass zweimal für ca. 30 Minuten eine durchgängige Frequenzabweichung von mehr als -50 mHz (jedoch stets weniger als -100 mHz) aufgetreten ist. Selbst wenn dies nach 15 Minuten formal die Auslösung des gefährdeten Zustands bedingt hätte, genügt dies nicht, um eine Mindestaktivierungszeit von 30 Minuten zu rechtfertigen, da die Frequenz bei einer Dauer der Frequenzabweichung von 30 Minuten um  $\pm 200$  mHz hätte abweichen müssen (vgl. oben unter aa)).

Während der restlichen sechs Stunden der Frequenzabweichung bewegte sich die Frequenz die allermeiste Zeit zwischen 49,95 und 50 Hz. Sie fiel nicht unter 49,9 Hz ab und stieg sogar wieder auf über 50 Hz an. Somit traten im weiteren Verlauf keine Frequenzabweichungen mehr in dem gegenständlich relevanten Bereich auf.

---

<sup>13</sup> Siehe Abbildung 4 der Stellungnahme des BVES vom 30.10.2017, abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2017/2017\\_0001bis0999/BK6-17-234/BK6-17-234\\_stellungnahmen.html?nn=871924](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/2017_0001bis0999/BK6-17-234/BK6-17-234_stellungnahmen.html?nn=871924).

## ii. Großereignis vom 04.11.2006

Als weitere Großstörung führen die Antragstellerinnen an, dass es am 04.11.2006 zu einer Auftrennung des Synchrongebietes Kontinentaleuropas gekommen sei. Damals seien 58 Minuten bis zur vollständigen Rückführung der Frequenz auf 50 Hz benötigt worden. Die Antragstellerinnen verweisen dabei auf eine Grafik, in welcher der Frequenzverlauf in der süd-östlichen Zone an diesem Tag dargestellt ist. Daraus sei nach ihrer Auffassung erkennbar, dass die Netzfrequenz über 15 Minuten im Bereich von 49,8 Hz gelegen und sich im Weiteren erst nach 40 Minuten stabilisiert habe.

Diesen Schluss vermag die Beschlusskammer aus der vorgelegten Grafik jedoch nicht zu ziehen. Vielmehr ist erkennbar, dass die Frequenz um ca. 22:10 Uhr auf unter 49,8 Hz absank und sich sodann bis etwa 22:21 Uhr – und damit für lediglich elf Minuten – zeitweise unterhalb der Frequenz von 49,8 Hz befand. Anschließend stabilisierte sich die Frequenz langsam und war ab ca. 22:50 Uhr wieder im Normalzustand mit einer Frequenzabweichung unter 50 mHz. Hier wäre aufgrund der anfänglichen Frequenzabweichung von über –200 mHz zwar unmittelbar um 22:10 Uhr der Notzustand ausgelöst worden. Auch während des Notzustands besteht die Verpflichtung zur vollständigen Aktivierung der FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern.

Jedoch wäre am 04.11.2006 eine vollständige FCR-Aktivierung nicht für die beantragten 30 Minuten erforderlich gewesen, da lediglich elf Minuten lang eine Frequenzabweichung in Höhe von –200 mHz vorgelegen hat und damit nur für diese Zeit eine vollständige Aktivierung erforderlich gewesen wäre. Für den weiteren Verlauf des Großereignisses wäre lediglich eine der sinkenden Frequenzabweichung entsprechende, anteilige Aktivierung der FCR-Einheiten und -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern nötig gewesen. Das Erfordernis einer 30-minütigen, vollständigen Aktivierung vermag die Beschlusskammer daher am Beispiel des 04.11.2006 nicht zu erkennen.

Überdies ist auch nicht nachvollziehbar, wieso die Antragstellerinnen auf einen Frequenzverlauf in der süd-östlichen Zone und damit auf einen Frequenzverlauf verweisen, den es so in der deutschen Regelzone nicht gegeben hat. Da das Netz des Synchrongebiets an diesem Tag aufgetrennt worden war, hätten in Deutschland belegene FCR-Anbieter mangels netztechnischer Verbindung zur süd-östlichen Zone keinen Einfluss auf den beschriebenen Frequenzverlauf nehmen können.

In den anderen Zonen, die sich nach der Netztrennung gebildet haben, war das Leistungsungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch so hoch, dass nicht ersichtlich ist, wie ein 30-

minütiger Mindestbringungszeitraum Linderung oder gar Abhilfe hätte schaffen können. In der westlichen Zone, in welcher neben Frankreich, Italien, der iberischen Halbinsel, den Beneluxstaaten, der Schweiz sowie Teilen Österreichs auch der Westen, Südwesten und Süden Deutschlands lagen, lag das Leistungsungleichgewicht aufgrund weggebrochener Stromerzeugung aus der nord-östlichen Zone bei 8.940 MW. Die Netzfrequenz sackte innerhalb nur weniger Sekunden auf ca. 49,0 Hz mit der Folge erheblicher Lastabwürfe innerhalb der westlichen Zone ab. Ein 30-minütiger Mindestbringungszeitraum hätte diese schlagartige Entwicklung nicht verhindern können, da die FCR für eine derart massive Störung nicht dimensioniert ist. Das gleiche gilt für die nach der Netztrennung gebildete nord-östliche Zone, in welcher neben Polen, Tschechien, der Slowakei, Ungarn sowie Teilen Österreichs auch der Norden und Osten Deutschlands lagen. Hier betrug der Leistungsüberschuss über 10.000 MW mit einer anfänglichen Frequenzspitze von knapp 51,4 Hz. Angesichts des europaweiten Ausmaßes dieser Großstörung ist auch hier nicht ersichtlich, wie ein nur für deutsche Anbieter geltender 30-minütiger Mindestbringungszeitraum für Speicher mit begrenzter Speicherkapazität hätte wirksam Abhilfe schaffen können.

### **iii. Großereignis vom 28.09.2003**

Des Weiteren führen die Antragstellerinnen eine Situation am 28.09.2003 an. Damals wurde laut ihrer Aussage eine Stunde bis zur Wiederherstellung einer ausgeglichenen Frequenz benötigt. Die Frequenz habe über 17 Minuten über 50,2 Hz gelegen und sich erst nach ca. einer Stunde stabilisiert.

Den Antragstellerinnen ist zwar zuzugeben, dass bei einer Frequenzabweichung von +200 mHz über 17 Minuten eine vollständige Aktivierung der FCR-Einheiten und Gruppen mit begrenzten Energiespeichern erforderlich wäre. Basierend auf der Aussage der Antragstellerinnen, wonach die Frequenz über 17 Minuten bei über 50,2 Hz gelegen habe, trat am 28.09.2003 sogar der Notzustand nach SO-VO ein. Allein, dass bei Zugrundelegung eines vergleichbaren Szenarios eine vollständige Aktivierung der FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern für 17 Minuten notwendig wäre, begründet allerdings weder von der Länge noch dem Grunde nach einen Mindestbringungszeitraum von 30 Minuten. Die Antragstellerinnen hätten vielmehr nachweisen müssen, dass es durchgängige Frequenzabweichungen über  $\pm 200$  mHz von 30 Minuten oder durchgängige geringere Frequenzabweichungen von entsprechend längerer Dauer gab. Dies ist ebenso wenig geschehen wie die Beachtung von Alternativmaßnahmen. So kommt bei einer Überspeisung insbesondere auch die kurzfristige Reduzierung von Kraftwerkseinspeisung in Betracht. Auch ist nicht ersichtlich, warum – obwohl der Fehler ursächlich auf eine Auftrennung des Verbundnetzes zwischen der Schweiz und Italien zurückzuführen war

– dieses Ereignis dazu herangezogen werden soll, die deutschen Speicherbetreiber in der FCR durch höhere Anforderungen zu belasten.

#### **iv. Allgemeine Erwägungen in Bezug auf die genannten Großereignisse**

Unabhängig von diesen konkreten Begründungsmängeln ist insgesamt auch vollkommen unklar, ob insbesondere die für 2003 und 2006 beschriebenen Frequenzverläufe unter den heute herrschenden Systembedingungen noch einmal auftreten könnten. Soweit die Antragstellerinnen angeben, Großereignisse mittels Telefonkonferenzen zwischen den ÜNB bewältigen zu müssen, ist bereits fraglich, ob dies tatsächlich heutzutage noch in demselben Umfang erforderlich ist wie in den Jahren 2003 und 2006. Die Antragstellerinnen haben die Kommunikations- und Abstimmungsprobleme, die während der Großereignisse in den Jahren 2003 und 2006 aufgetreten sind, im Rahmen einer umfassenden Fehleranalyse intensiv aufgearbeitet und in der Konsequenz auf europäischer Ebene ein gemeinsames „ENTSO-E Awareness System“ implementiert und die Erweiterung der Observability Areas beschlossen. Letztere ermöglicht es den ÜNB, potentielle Gefahrensituationen mit Auswirkungen auf das eigene Netz rechtzeitig und frühzeitig zu erkennen. Soweit die ÜNB anführen, dass trotz dieses Aufwands aufgrund der Komplexität und Vielfältigkeit möglicher Netzsituationen derartige Frequenzverläufe auftreten können und Abstimmungszeiten erfordern, die eine Mindestbringungsdauer von FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern von 15 Minuten überschreiten, ist bereits fraglich und von den Antragstellerinnen nicht substantiiert dargelegt worden, inwiefern und warum künftig noch immer zeitintensive Abstimmungsprozesse auftreten können. Zudem müssten auch hier die nachfolgenden Regelernergiearten nach spätestens 15 Minuten einspringen und das Leistungsungleichgewicht verringern helfen.

Vor allem aber haben die Antragstellerinnen auch auf Nachfrage der Beschlusskammer nicht dargelegt, inwiefern eine Verlängerung des Mindestbringungszeitraums für die deutschen FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern überhaupt wesentliche Auswirkungen auf den Frequenzverlauf hätte. Sie verweisen lediglich darauf, dass der Anteil der energiebegrenzten FCR-Anlagen während der von ihnen herangezogenen Großereignisse verglichen mit den aktuellen Verhältnissen bedeutend geringer gewesen sei und sich mit einem zunehmenden Anteil dieser Einheiten der ohnehin schon kritische Zeitraum, um zwischen den ÜNB abgestimmte Gegenmaßnahmen im Verbundnetz zu ergreifen, deutlich verkürzen würde. Zwar hat Deutschland nach Aussage der Antragstellerinnen mit einer präqualifizierte Batterie-speicherleistung von mittlerweile 240 MW den mit Abstand höchsten absoluten und relativen Anteil an energiespeicherbegrenzten FCR-Anlagen im Vergleich zu den europäischen Nachbarstaaten. Eine rein nationale Betrachtung, wie sie die Antragstellerinnen vornehmen, reicht aber

nicht aus und wird weder der Fragestellung aus netzbetrieblicher Sicht noch den betroffenen nationalen Speicherbetreibern gerecht.

Zudem fehlt jede Darstellung, wie sich die Frequenzverläufe während der herangezogenen Großereignisse geändert hätten, wenn ihnen eine 15-minütige bzw. eine 30-minütige Mindestaktivierungszeit für FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern zu Grunde gelegen hätte. Die Beibringung der von der Beschlusskammer explizit angeforderten Analysen haben die Antragstellerinnen mit der Begründung verweigert, dass diese im Hinblick auf die Komplexität und die enorme Anzahl einflussnehmender Eingangsparameter nicht mit der erforderlichen Genauigkeit und Qualität durchführbar seien. Stattdessen haben die Antragstellerinnen darauf verwiesen, dass im europäischen Umfeld eine umfangreiche Kosten-Nutzen-Analyse gem. Art. 156 Abs. 10 und 11 SO-VO durchgeführt werde. Die mangelnde Substantiierung des gegenständlichen Antrags können die Antragstellerinnen allerdings nicht durch einen Verweis auf die Analysen und Szenarienbetrachtungen in der zur Zeit in Erstellung befindlichen Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Art. 156 Abs. 10 und 11 SO-VO ersetzen. Die in Bezug genommene Kosten-Nutzen-Analyse, die der Festlegung eines synchronegebietsweiten Mindesterbringungszeitraums dient, ist noch nicht abgeschlossen und kann infolgedessen keinerlei Aussagen dazu liefern, inwieweit ein 30-minütiger Mindesterbringungszeitraum den Frequenzverlauf positiv beeinflusst hätte. Die Antragstellerinnen scheinen zudem zu vergessen, dass die europäische Kosten-Nutzen-Analyse gerade dazu dient, einen geeigneten Zeitraum zwischen 15 und 30 Minuten zu finden. Es ist keineswegs sicher, dass am Ende der europäischen Prozesse ein Mindesterbringungszeitraum von 30 Minuten stehen wird. Insofern ist fraglich, was die Antragstellerinnen erreichen möchten, wenn sie auf eine Analyse verweisen, auf deren Ergebnisse sie gerade nicht warten wollten. Soweit die Antragstellerinnen stattdessen pauschal zu bedenken geben, dass aufgrund der Großereignisse von 2003 und 2006 nicht ausgeschlossen werden könne, dass derartige Szenarien durchaus eintreten könnten, wäre es gerade ihre Aufgabe gewesen, diese Eintrittswahrscheinlichkeiten darzulegen.

Hinzu kommt, dass die FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern ihre Speicher grundsätzlich permanent auf- und entladen können, selbst wenn diese gerade PRL erbringen. Diese Auf- und Entladevorgänge verlängern die Dauer der Aktivierbarkeit der Speicher entsprechend. Die Antragstellerinnen haben nicht vorgetragen, dass gleichzeitig mit zu den bisher aufgetretenen kritischen Frequenzverläufen (oder überhaupt schon einmal) dieses sog. Nachlademanagement der Speicher nicht möglich war (z.B. bei Nicht-Verfügbarkeit des Stromhandels) oder wie wahrscheinlich eine Kombination dieser beiden seltenen Ereignisse ist.

Auch konnten die Antragstellerinnen trotz Nachfrage der Beschlusskammer nicht darlegen, wieso sie die in der SO-VO genannte Zeitspanne von 15 bis 30 Minuten vollständig ausnutzen

und eine geringere Erbringungszeit von beispielsweise 20 oder 25 Minuten die behauptete Problematik nicht beheben würde.

Über die mangelnde Substantiierung der von den Antragstellerinnen herangezogenen Begründungen für die Verlängerung des Mindesterbringungszeitraums auf 30 Minuten hinaus ist auch fraglich, ob bei einer Genehmigung der 30 Minuten die entsprechenden FCR-Einheiten überhaupt und wenn ja, in welchem Umfang in die internationale Merit-Order-Liste Einzug halten könnten. Die Antragstellerinnen haben der Aussage der Beschlusskammer, dass im Synchrongebiet Kontinentaleuropa (mit Ausnahme von Österreich) keine Mindesterbringungszeiträume bestehen, die von den in der SO-VO geforderten 15 Minuten abweichen, nicht widersprochen. Da die FCR derzeit gemeinsam mit Österreich, Niederlande, Belgien, Frankreich und der Schweiz beschafft wird und die Präqualifikation vom jeweiligen Anschluss-ÜNB durchgeführt wird, können auch ausländische FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern am gemeinsamen Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Für diese Anbieter gilt bei der Präqualifikation ein Mindesterbringungszeitraum von 15 Minuten, sofern der jeweilige Anschluss-ÜNB nicht berechtigterweise eine Verlängerung zu Grunde legen darf.

Ein wesentlicher Teil der Kosten für speicherbegrenzte Einheiten entfällt auf die Dimensionierung des Speichers (nach Aussage der Konsultationsteilnehmer bei Batteriespeichern mindestens 40–50 %). Aufgrund der günstigeren Kostenstruktur von Anbietern, die im Ausland nur geringere Mindesterbringungszeiträume einzuhalten haben, ist davon auszugehen, dass diese Anbieter mit höherer Wahrscheinlichkeit den Zuschlag in der gemeinsamen FCR-Ausschreibung erhalten würden als Anbieter, die einen 30-minütigen Mindesterbringungszeitraum gewährleisten müssten. Letztere würden in der gemeinsamen Merit-Order-Liste nach hinten gedrängt und so – zumindest zum Teil – aus dem Markt ausscheiden. Dies würde bedeuten, dass der Anteil derjenigen FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern, die einen Mindesterbringungszeitraum von 30 Minuten gewährleisten könnten, an der gesamten FCR eher gering ausfallen dürfte. Somit würden FCR-Einheiten oder -Gruppen mit begrenzten Energiespeichern, die aufgrund ihrer höheren Kosten zur Gewährleistung eines 30-minütigen Mindesterbringungszeitraums keinen Zuschlag erhalten würden, gerade nicht zur Verfügung stehen. Die Beschlusskammer hat daher bei den Antragstellerinnen explizit nachgefragt, ob in der Konsequenz die Regelleistung zum Teil oder sogar größtenteils von (günstigeren) FCR-Einheiten oder -Gruppen vorgehalten werden würde, die die Regelenergie nicht über einen Zeitraum von 30 Minuten erbringen könnten. Die Antragstellerinnen haben hierauf lediglich vorgetragen, dass sie diese Erwartung nicht bestätigen könnten. Deutschland habe im Vergleich zu den europäischen Nachbarstaaten den mit Abstand höchsten absoluten und relativen Anteil an energiespeicherbegrenzten FCR-Anlagen. So seien – wie vorstehend bereits ausgeführt – alleine mehr als 240 MW Batteriespeicher präqualifiziert, was etwa 40% des Bedarfes des Regelblocks in Deutschland dar-

stelle (Stand Oktober 2018). Welche Auswirkungen es auf die Anbieterstruktur und die gemeinsame Merit-Order-Liste hat, wenn in Deutschland eine andere Mindestaktivierungszeit als in anderen Ländern zu Grunde gelegt wird und wenn nun nicht mehr nur – wie bisher – Batteriespeicher, sondern wie beantragt auch weitere speicherbegrenzten Einheiten das 30-Minuten-Kriterium einhalten müssten, wurde nicht dargelegt. Die Beschlusskammer befürchtet daher, dass der Wettbewerb zwischen deutschen und ausländischen Anbietern beeinträchtigt würde. Damit würde die Genehmigung des Mindesterbringungszeitraums auf 30 Minuten im Ergebnis durch die Verdrängung der entsprechenden Anbieter durch solche Anbieter, die lediglich die von der SO-VO vorgesehenen 15 Minuten einhalten müssen, konterkariert. Auf die Frage, was die Antragstellerinnen gedenken zu tun, um dieses Ergebnis zu vermeiden, gaben diese an, vor dem Hintergrund des begrenzten Zeitraums bis zum Abschluss der Kosten-Nutzen-Analyse nichts Dahingehendes unternehmen zu wollen.

**d) Einsatz der FCR bei zeitlich nah aneinander liegenden Verkettungen von Störungseignissen**

Die Antragstellerinnen tragen weiter vor, dass ein erhöhter Bedarf an FCR erforderlich sein könne, wenn eine zeitlich nah aneinander liegende Verkettung von Störungsereignissen auftreten sollte. Sie sind jedoch jede Erläuterung, was sie darunter verstehen, schuldig geblieben. Folglich fehlen auch jedwede Darstellungen eventueller Frequenzverläufe – jedenfalls soweit damit Ereignisse gemeint sein sollten, die nicht bereits unter die beschriebenen Großstörungen fallen – oder sonstige Nachweise, warum ein Mindesterbringungszeitraum von 30 Minuten aus diesen Gründen notwendig ist.

Aufgrund der vorstehenden Erwägungen ist der Antrag abzulehnen.

**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 bean-

trägt 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 Faxel  
Beisitzer

Dr. Jochen Patt  
Beisitzer