

Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelener- giemarktes Strom

Grobkonzept - final -

Berlin, 24.4.2015

Inhalt

1	Executive Summary	3
2	Einordnung und Hintergrund	5
2.1	Einordnung der Weiterentwicklungsvorschläge	5
2.2	Beschreibung des Regelenergiemarkts	6
2.3	Beschreibung Ausgleichsenergie	7
2.4	Beschreibung Redispatching	9
3	Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarkts	10
3.1	Ausgleichsenergie (oder Regelenergie aus Sicht der BKV)	10
3.1.1	Systematische Abweichungen in Bilanzkreisen	10
3.1.2	Ausgleichsenergiepreise	17
3.1.3	Bepreisung von Regelenergie	18
3.2	Regelenergiemarkt (oder Regelenergie aus Sicht der Anbieter)	21
3.2.1	Präqualifikation und Produktgestaltung	22
3.2.2	Weitere Optionen: Kurzfristiger Arbeitsmarkt und Sekundärhandelsmarkt	24
3.2.3	Grenzüberschreitende Regelenergiemärkte	31
3.3	Beschaffung von Regelenergie	36
3.3.1	Wetterlagenabhängige Dimensionierung und Regelleistungsbedarf	37
3.4	Nicht weiterzuverfolgende Konzepte	38
4	Empfehlungen	39
4.1	Sowieso-Maßnahmen zur Weiterentwicklung	39
4.2	Vertiefung im Feinkonzept	39

1 Executive Summary

Aktuell wird das zukünftige Strommarktdesign intensiv diskutiert. Die Energiewirtschaft hat eine Lösung für die zukunftsfähige Ausgestaltung vorgelegt. Das umsetzungsbereite Konzept, das im Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) erarbeitet wurde, besteht aus zwei Säulen. Erstens soll eine grundlegende Reform der Förderung von Erneuerbaren Energien erfolgen. Diese baut auf dem vorhandenen, aber weiter entwickelten Marktprämienmodell auf und sieht zunächst im Kern für Neuanlagen eine Pflicht zur Direktvermarktung ihres erzeugten Stroms vor. Zweitens soll ein dezentraler Leistungsmarkt geschaffen werden, in dem Versorgungssicherheitsnachweise gehandelt werden. Darüber hinaus werden flankierende Maßnahmenpakete in vier weiteren Bereichen empfohlen.

Dies sind

1. Einführung einer Strategischen Reserve mit Regionalkomponente an Stelle der Netzreserve
2. Nutzung der Optimierungspotenziale des Strom-Großhandelsmarktes (EOM)
3. Schaffung von Grundlagen für den Ausbau der Netzinfrastruktur
4. Einbettung der Maßnahmen in den EU-Energiebinnenmarkt.¹

Zur Ertüchtigung des EOM hatte der BDEW bereits in 2013 Vorschläge geprüft und festgestellt, dass gerade bei der Weiterentwicklung der Regelenenergiemärkte viele Ausgestaltungsfragen bestehen, die den EOM möglicherweise stärken können.

In diesem Papier wird der Regelenenergiemarkt in Deutschland grundlegend analysiert und im Rahmen des allgemeinen Stromgroßhandels bewertet. Der BDEW hat relevante Weiterentwicklungsoptionen geprüft und stellt diese zusammenfassend dar.

- I. Der Spotmarkt muss weiterentwickelt werden. Der Regelenenergiemarkt hat nur eine stützende Funktion.

Es hat sich gezeigt, dass im heutigen Bilanzkreismanagement, die Anreize so sind, dass Bilanzkreisverantwortliche (BKV) in den letzten Jahren viele Verbesserungen bereits vollzogen haben. Dabei zeigt sich, dass der aktive Ausgleich der Abweichungen in den Bilanzkreisen gerade dann besser wird, wenn der Markt liquide ist, und im Intraday der Handelsschluss möglichst nah an der tatsächlichen Erfüllung ist.

Der BDEW empfiehlt daher, diese positiven Entwicklungen weiter zu stützen und Weiterentwicklungsoptionen immer dahin zu prüfen, ob diese nicht besser im Spotmarkt vollzogen werden können.

- II. Der Zugang für Anbieter im Regelenenergiemarkt sollte geprüft werden.

¹ <https://www.bdeu.de/internet.nsf/id/marktdesign-de>

Die Erzeugungslandschaft wird dezentraler und immer anhängiger von externen Faktoren. Auch ist das flexible Lastmanagement ein wichtiger Baustein für die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns.

Der BDEW empfiehlt daher den Zugang zu den Märkten so zu prüfen, dass Anbieter über den Spotmarkt agieren können oder über den Regelenenergiemarkt Produkte anbieten können. Das Schaffen von Parallelstrukturen in der Stromerzeugung muss unbedingt vermieden werden.

- III. Anreize und Produkte sind ausreichend, sollten aber für das zukünftige Marktdesign aktiv weiterentwickelt werden.

Neue Anbieter, neue Erzeugungsarten, sowie die Ausweitung der aktiven Bewirtschaftung erfordern robuste Rahmenbedingungen, bei denen neue Entwicklungen adäquat integriert werden.

Der BDEW empfiehlt eine offene Prüfung, inwieweit durch die Ausweitung des Marktzugangs auch neue Produkte erforderlich sind, bzw. neue Anreize geschaffen werden.

In 2015 wird der BDEW detaillierte Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung erarbeiten.

2 Einordnung und Hintergrund

In seiner Funktion zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung nimmt der Regelenergiemarkt eine besondere Rolle ein: Die Regelleistung ist die letzte zu ergreifende, marktlich konstituierte Maßnahme zum Erhalt der Frequenz und des Leistungsausgleichs. Erst wenn dieses Instrument genutzt wurde, erfolgen Eingriffe und Zwangsmaßnahmen zum Erhalt der Systemsicherheit.

Weiterentwicklungen im Regelenergiemarkt bergen Potenzial die Gesamtkosten des Systems zu reduzieren, wenn das erforderliche Volumen an Ausgleichsenergie sinkt und/ oder die Ausgleichsenergiepreise sinken. Dies kann dann erreicht werden, wenn die Anreize für ausgeglichene Bilanzkreise wirken und zudem die Kosten für die Beschaffung von Regelenergie durch mehr Wettbewerb sinken.

2.1 Einordnung der Weiterentwicklungsvorschläge

Die aktuellen Regelungen des Regelenergiemarktes in Deutschland stellen ein etabliertes und gut funktionierendes Verfahren dar. Mögliche Regeländerungen werden zwar diskutiert, wurden aber bisher noch nicht detailliert analysiert und bewertet.

Das Grobkonzept analysiert die verschiedenen Weiterentwicklungsoptionen des Regelenergiemarktes, die im Rahmen der aktuellen Marktdesigndebatte vorgeschlagen werden. Die Vorschläge ergeben sich aus Network Code on Electricity Balancing (NC EB), der aktuellen Diskussion zur Stärkung der Flexibilität im Stromhandel sowie der inhaltlichen Begleitung des BDEW bei der Ausgestaltung der Vorschläge für ein neues Marktdesign. Die Untersuchung von Verbesserungspotenzialen im Regelenergiemarkt und Optimierung sind wichtige Bausteine, um Systemstabilität weiterhin zu gewährleisten, gleichzeitig jedoch den Wettbewerb im Markt zu stärken.

Aus Sicht des BDEW bietet der Regelenergiemarkt somit grundsätzlich theoretisch Möglichkeiten, Fahrplantreue und damit aktiveres Bilanzkreismanagement zu fördern. Das Potenzial, durch Änderungsmaßnahmen im Regelenergiemarkt in Kombination mit dem Preissystem für Ausgleichsenergie eine aktivere Bewirtschaftung der Bilanzkreise anzureizen, muss deshalb erörtert werden. Die Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes alleine wird nicht ausreichend sein, um das Potential des EOMs voll zu nutzen. Daher ist die Verbesserung des Regelenergiemarktes immer in der Gesamtschau mit allen Marktsegmenten des EOM zu bewerten.

Aufbauend auf bereits vorliegenden, im Vorfeld erarbeiteten, grundsätzlichen Positionen des BDEW im Design des Marktes für Regelenergie werden in vorliegender Ausarbeitung das Optimierungspotenzial im Regel- und Ausgleichsenergiesystem untersucht und Vorschläge zur Weiterentwicklung vorgelegt.

Auf Basis der Bewertung des Grobkonzepts sollen dann detaillierte Vorschläge im Rahmen eines Feinkonzepts ausgearbeitet werden.

2.2 Beschreibung des Regelenergiemarkts

Regelenergie ist ein Instrument, das die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Ausgleich von Frequenz- und Leistungsschwankungen einsetzen können. Diese Schwankungen entstehen durch Über- oder Unterspeisungen von Bilanzkreisen innerhalb der Regelzonen. Der Einsatz von Regelenergie hilft daher das permanente Gleichgewicht zwischen Ein- und Auspeisung im Stromnetz zu erhalten.

Regelenergie ist unterteilt in Primär- und Sekundärregelleistung (PRL und SRL) sowie Minutenreserve (MRL). Während PRL automatisch innerhalb von 30 Sekunden zum Ausgleich von Frequenzschwankungen abgerufen wird und regelzonenübergreifend aktiviert wird, dient die ebenfalls automatisch aktivierte SRL dem Ausgleich von Leistungsdefiziten/ -überschüssen innerhalb des Netzgebiets des von der Leistungsabweichung betroffenen Übertragungsnetzbetreibers und muss innerhalb von maximal fünf Minuten vollständig erbracht werden können. MRL wird automatisiert abgerufen, muss nach 15 Minuten in vollem Umfang verfügbar sein und dient der Ablösung der SRL beim Ausgleich länger anhaltender Leistungsungleichgewichte.

Die ausgeschriebene Menge an PRL, derzeit 3000 MW wird für das ENTSO-E Netzgebiet festgelegt und beläuft sich derzeit anteilig für Deutschland auf 568 MW. Der Bedarf an auszureichender SRL und MRL wird von den ÜNB in einem statistischen und vergangenheitsbasierten Verfahren festgelegt. PRL wird symmetrisch (positive und negative Regelleistung zusammen) und ohne Einteilung in Zeitscheiben wöchentlich ausgeschrieben. Die ebenfalls wöchentlich auktionierte SRL ist in Haupt- (Montag bis Freitag, 08:00 – 20:00 Uhr) und Nebenzeit (verbleibende Zeit und Feiertage) sowie positive und negative Regelleistung unterteilt. Die Vergabe der MRL folgt einer täglichen Ausschreibung von sechs Zeitscheiben zu jeweils vier Stunden, die in positive und negative Regelleistung getrennt sind.

Um Regelenergie erbringen und an den Ausschreibungen der ÜNB teilnehmen zu können, müssen Marktteilnehmer mit den vorgesehenen Anlagen ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen, das die für die Erbringung von Regelenergie vorgesehenen, technischen Einheiten auf ihre Tauglichkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, differenziert nach der Art der Regelleistung (PRL, SRL oder MRL), überprüft. Die Anforderungen im Präqualifikationsprozess sind dazu im von den ÜNB veröffentlichten Transmission Code zusammengefasst. Derzeit sind 56 Marktteilnehmer für die Erbringung der unterschiedlichen Dienstleistungen registriert und mit entsprechenden Anlagen präqualifiziert. Um die Mindestangebotsgrößen für die Bereitstellung der jeweiligen Regelleistung (SRL/MRL) zu erreichen, ist es Anbietern von Regelenergie möglich, regelzonenübergreifend Anlagen zu poolen und ein gemeinsames Gebot zu erstellen.

Die Vergabe der Regelleistung erfolgt basierend auf den Leistungspreisen der eingegangenen Gebote. Die Ergebnisse der Ausschreibungen werden auf der von den ÜNB gemeinsam betriebenen Plattform (www.regelleistung.net) veröffentlicht. Die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung werden derzeit von den ÜNB auf die Netzentgelte umgelegt. Der tatsächliche Abruf der Regelleistung erfolgt nach der Folge der Arbeitspreise der kontrahierten Leistungsgebote; die Bepreisung erfolgt nach dem Pay-as-bid-Prinzip, welches besagt, dass jede abgerufene Arbeit mit der Höhe des zugrundeliegenden Gebots vergütet wird. Die dadurch

entstehenden Kosten für den Abruf von Regelenergie werden über den regelzonenübergreifenden, einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) verursachergerecht den Bilanzkreisverantwortlichen zugeteilt.

2.3 Beschreibung Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie ist das bilanzielle Pendant zur Regelenergie, das der finanziellen, verursachergerechten Abrechnung der abgerufenen Regelarbeit mit den Bilanzkreisverantwortlichen dient.

Der jedem Bilanzkreis, aufgrund von Über- oder Unterspeisung, im Nachgang zuordenbare, anteilige Abruf von Regelenergie wird rückwärtig als Ausgleichsenergie bilanziert. In der Berechnung des reBAP wird dabei Verhalten, dass der Systemstabilität schadet, pönalisiert, während systemstützende Bilanzen belohnt werden. Ein positiver Ausgleichsenergiepreis führt für unterspeiste Bilanzkreise rückwirkend zu Kosten, während überdeckte Bilanzkreise vergütet werden; negative Ausgleichsenergiepreise führen umgekehrt bei überspeisten Bilanzkreisen zu Kosten und zu Vergütungen für unterdeckte Bilanzkreise. Durch das Ausgleichsenergiesystem werden so die Kosten für den Einsatz von Regelenergie verursachergerecht auf die Bilanzkreisverantwortlichen verteilt. Die Höhe des von systemdestabilisierenden Teilnehmern zu entrichtenden Ausgleichsenergiepreises pro Megawattstunde ist in der jeweiligen Viertelstunde gleich der Höhe der Vergütung je Megawattstunde für systemstabilisierende Teilnehmer (symmetrische Preissetzung). Durch das Ausgleichsenergiesystem soll somit der Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche gesetzt werden, durch Handel am Spotmarkt (Day-ahead/ Intraday) sowie mit physischen Einheiten, wie regelbaren Einspeisern oder schaltbaren Lasten, aktiv ihre Bilanzkreise auszugleichen.

Der reBAP wird in einer schrittweisen Berechnung ermittelt. Den Transparenzvorgaben der BNetzA zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems (BK6-12-024) folgend, ist auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB folgender Berechnungsmodus veröffentlicht:

1. Grundlage der Berechnung (AEP_1)

Die Berechnung des grundlegenden Ausgleichsenergiepreises führt zu oben genannter Pönalisierung systemschädlicher Bilanzabweichungen und umgekehrter Vergütung systemstabilisierender Abweichungen:

$$AEP_1 = \frac{\sum \text{Kosten}_{NRV} - \sum \text{Erlöse}_{NRV}}{\text{Saldo}_{NRV}} \quad \frac{[\text{EUR}]}{[\text{MWh}]}$$

2. Begrenzung der Preise (AEP_2)

Um situativ hohe Ausgleichsenergiepreise aufgrund geringer Netzregelverbund-Saldi zu vermeiden, wird die maximale Höhe des Ausgleichsenergiepreises auf den größten Absolutwert aller Arbeitspreise der aktivierten Einzelverträge für SRL und MRL begrenzt:

$$\text{Wenn } AEP_1 \geq 0, \text{ gilt: } AEP_2 = \text{MIN aus } (|AEP_1| ; |AP_{\max}|)$$

$$\text{Wenn } AEP_1 < 0, \text{ gilt: } AEP_2 = (-1) * \text{MIN aus } (|AEP_1| ; |AP_{\max}|)$$

3. Preisvergleich mit dem durchschnittlichen mengengewichteten Intraday-Spotmarktpreis (AEP_3)

Durch die Begrenzung des Ausgleichsenergiepreises auf maximal den stündlichen Durchschnitts-Intraday-Spotmarktpreis der EPEX-Spot im Fall von Regelzonen-Überspeisung (negativer Saldo) sowie auf mindestens diesen Durchschnittspreis bei Unterspeisung der Regelzonen (positiver Saldo) soll die Spekulation auf ein kostengünstigeres Ergebnis für Bilanzkreisverantwortliche durch ausbleibende Bewirtschaftung von Abweichungen am Intraday-Markt verhindert werden.

$$\text{Wenn Saldo}_{NRV} < 0, \text{ gilt: } AEP_3 = \text{MIN aus } (ID \text{ EPEX} ; AEP_2)$$

$$\text{Wenn Saldo}_{NRV} \geq 0, \text{ gilt: } AEP_3 = \text{MAX aus } (ID \text{ EPEX} ; AEP_2)$$

4. Zu-/Abschlag auf den AEP (AEP_4)

Für zusätzliche Pönalisierung in besonders systemkritischen Situationen, in denen mehr als 80 % der kontrahierten positiven oder negativen Regelleistung (bestehend aus jeweils SRL und MRL) abgerufen werden müssen, wird der Ausgleichsenergiepreis um 50 %, mindestens jedoch 100 €/MWh erhöht (Unterspeisung der Regelzonen) bzw. verringert (Überspeisung der Regelzonen).

$$\text{Wenn Saldo}_{NRV RA} > 0,8 * RL_{\text{pos}}, \text{ gilt:}$$

$$AEP_4 = AEP_3 + \text{MAX aus } (100 \text{ €/MWh} ; 0,5 * |AEP_3|)$$

$$\text{Wenn Saldo}_{NRV RA} < -0,8 * RL_{\text{neg}}, \text{ gilt:}$$

$$AEP_4 = AEP_3 - \text{MAX aus } (100 \text{ €/MWh} ; 0,5 * |AEP_3|)$$

$$\text{Wenn } -0,8 * RL_{\text{neg}} \leq \text{Saldo}_{NRV RA} \leq 0,8 * RL_{\text{pos}}, \text{ gilt:}$$

$$AEP_4 = AEP_3$$

Die in diesen Anpassungsschritten entstehenden Differenzen in Form möglicher Defizite (Schritte 1 und 2) bzw. Mehrerträge (Schritte 3 und 4) werden kalenderjährlich auf die Netznutzungsentgelte umverteilt.

2.4 Beschreibung Redispatching

Redispatching ist ein Notfallinstrument der ÜNB zur Bewältigung lokaler Netzengpässe und zur Aufrechterhaltung des stabilen Netzbetriebs durch Eingriffe in die Kraftwerkseinspeisung.

Durch eine dem Lastfluss gegenläufige Anpassung der Kraftwerks-Einspeisung wird die Überlastung des individuellen Leitungsabschnitts vermieden (strombedingter Redispatch) oder die Aufrechterhaltung der Spannung in den vorgegebenen Bändern gewährleistet (spannungsbedingter Redispatch). Letzteres kann u.a. durch die Bereitstellung von Blindleistung aus dem betroffenen Netzknoten nahe liegenden Kraftwerken gewährleistet werden. Strombedingtes Redispatching verläuft auf das Gesamtsystem bezogen leistungsneutral: Leistungserhöhung des einen Kraftwerks wird durch die gegenläufige Absenkung der Erzeugungsleistung des zweiten Kraftwerks ausgeglichen. Beim spannungsbedingten Redispatch wird ggf. nötige Wirkleistungseinspeisung häufig im Markt verkauft, was im Ergebnis auf das Gesamtsystem ebenfalls neutral bleibt.

Die Bedingungen für den Abruf sowie die Vergütung von Redispatching sind in Festlegungen der BNetzA vorgegeben. Die Vergütung erfolgt kostenbasiert und auf Nachweisbasis; entstandene Kosten können die ÜNB über die Netzentgelte umlegen.

Abgrenzung der Regelenergie vom Redispatching

Während mit dem Einsatz von Regelenergie, dem elektrischen Gesamtsystem zusätzliche Energie zu- bzw. abgeführt wird, erfolgt dies beim Einsatz von strombedingten Redispatch leistungs- und energiemengen neutral und im Ergebnis auch bei spannungsbedingtem Redispatch.. Folglich dient Redispatch ausschließlich der Beseitigung von Netzengpässen oder Spannungsproblemen und nicht dem Ausgleich unvorhergesehener Leistungsschwankungen. Die Wälzung der Kosten folgt ebenfalls unterschiedlichen Vorgehensweisen: Kosten für Redispatch werden alleine über die Netzentgelte gewälzt, Kosten für Regelenergieabruf über den Bilanzkreisverantwortlichen. Zu beachten ist weiterhin, dass nach derzeit vorherrschender Lage ein Kraftwerksbetreiber während einer Redispatching-Maßnahme in Bezug auf Intraday-Aktivitäten eingeschränkt ist.

Aktuell ist festzustellen, dass Redispatching sehr häufig notwendig ist und als Ersatz für fehlenden Netzausbau bereits präventiv (teilweise sogar schon Day-ahead) und nicht mehr nur kurativ (kurzfristig) eingesetzt wird.

3 Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Regelenenergiemarkts

In den folgenden Kapiteln werden bekannte Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Regelenenergiemarkts vorgestellt und bewertet. Die verschiedenen Konzepte lassen sich wie folgt gruppieren.

Weiterentwicklungen

- bei der Ausgleichsenergie bzw. Regelenenergie aus Sicht der BKV
- des Regelenenergiemarkts aus Sicht der Anbieter und
- bei der Beschaffung von Regelenenergie

3.1 Ausgleichsenergie (oder Regelenenergie aus Sicht der BKV)

Bei der Ausgestaltung des Bilanzkreismanagements wurde mit den Bilanzkreisverantwortlichen eine besondere Funktion geschaffen, in der Angebot und Nachfrage im Strommarkt bilanziell gemeinsam erfasst werden. In Deutschland gibt es ca. 800 Bilanzkreisverantwortliche, die aggregiert mit Ihren Entscheidungen die Erzeugung so steuern, wie sie die Last der Verbraucher erwarten. In den Bilanzkreisverträgen ist klar geregelt, dass alle Bilanzkreisverantwortlichen für ausgeglichene Bilanzkreise verantwortlich sind. Für nicht prognostizierbare Abweichungen müssen die Bilanzkreisverantwortlichen auf Ausgleichsenergie zurückgreifen. Die Ausgleichsenergie ist dabei so konzipiert, dass sie die Bilanzkreisverantwortlichen auch finanziell anreizen soll, ihre Prognoseverfahren immer weiter zu verbessern. Grundsätzlich wird dabei angenommen, dass je geringer der Bedarf an Ausgleichsenergie für die Bilanzkreisverantwortlichen ist, desto besser das gesamte System funktioniert. Allerdings wird auch in einem optimalen System die Prognose immer eine Schätzung bleiben, und auch dann noch Bedarf für Ausgleichsenergie bestehen.

In Kapitel 3.1 werden verschiedene Ansätze untersucht, die Weiterentwicklungen bezüglich der Bilanzkreisverantwortlichen betreffen und bewerten, ob diese noch zusätzlich positive Effekte erzeugen können.

3.1.1 Systematische Abweichungen in Bilanzkreisen

Ungleichgewichte sowohl innerhalb einzelner Bilanzkreise als auch aggregiert auf Netzebene sind zu einem gewissen Grad unvermeidbar. Wesentliche Ursachen von vermuteten systematisch auftretenden Abweichungen sind folgende Fehlerquellen:

- Prognosefehler der Einspeisung aus fluktuierenden EE, getrennt nach EEG-Vermarktung durch die ÜNB und EE-Direktvermarktung
- Prognosefehler des Lastverhaltens
- Unzureichende Bewirtschaftung dieser Prognosefehler: Sofern BKV Möglichkeiten auslassen sollten, auftretende Bilanzungleichgewichte unter vertretbarem Aufwand vor der Lieferung zu verringern (z.B. keine viertelstündliche Bewirtschaftung von Rampen)

Abweichungen von der Day Ahead Prognose können im Intraday Markt ausreichend gut bewirtschaftet werden und dadurch können normalerweise signifikante Abweichungen vermieden werden.

Strukturelle Maßnahmen und Abgrenzungen

Grundsätzlich ist festzustellen, dass in den vergangenen Jahren tendenziell weniger positive und negative Regelenergie in Anspruch genommen wurde, wie Abbildung 2 darstellt.

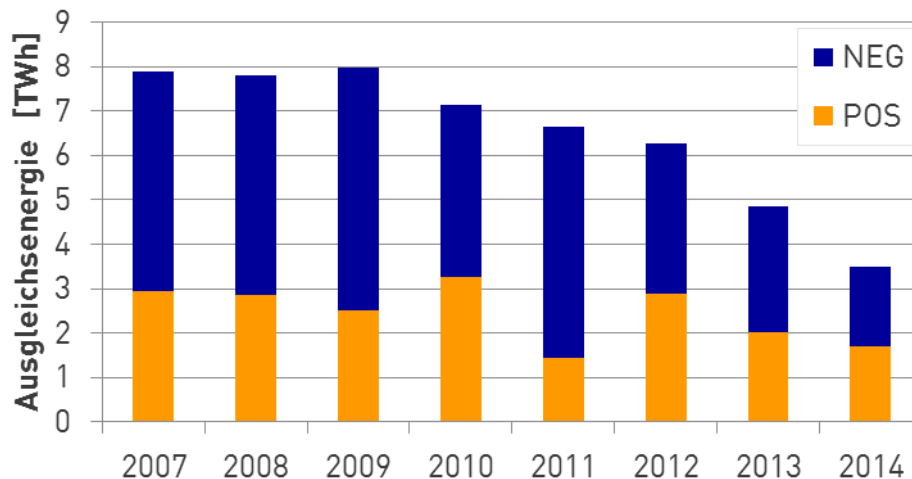


Abbildung 1: Sinkende Entwicklung der Ausgleichsenergiemenge im Zeitraum 2007 – 2014

Dieser Rückgang stützt die These, dass trotz des starken Ausbaus der EE-Kapazitäten im selben Zeitraum die systematischen Abweichungen abnahmen bzw. zunehmend besser bewirtschaftet wurden. Die Erkenntnis eines starken Rückgangs der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie um fast 50 % in den letzten sieben Jahren geht somit einher mit der vorläufigen Feststellung, dass die Verbesserungen in den Bilanzkreisen schon umgesetzt wurden. Das ist eine bemerkenswerte Entwicklung, wurde doch vielfach angenommen, dass die Erneuerbaren Energien aufgrund ihrer schwankenden Einspeisung schwieriger zu prognostizieren seien.

Es bleibt die Frage, ob aus Systemsicht noch weitere Verbesserungsmöglichkeiten im Rahmen systematischer Abweichungen erkennbar sind bzw. ob Verbesserungen zu vertretbaren Kosten erreichbar sind. Ob Optimierungspotenzial bei der Bewirtschaftung der überwiegend stochastischen Lastverläufe der Differenzbilanzkreise durch die Verteilnetzbetreiber (VNB) besteht, ist zu prüfen.

Im Folgenden werden die Akteure im Zusammenhang von systematischen Abweichungen und deren Bewirtschaftung analysiert. Die ÜNB sind hiervon ausgenommen. Die Auswirkungen auf die ÜNB Bilanzkreise zur Vermarktung der EEG Mengen entsprechen aber denen auf die EE-Direktvermarkter.

EE-Direktvermarkter

Durch die Einführung des Marktprämienmodells nehmen EE-Direktvermarkter mittlerweile eine tragende Rolle in der Bewirtschaftung fluktuierender EE ein. Während im Jahr 2011 die Stromeinspeisungen aus Wind- und Solarkraft nahezu ausschließlich durch die ÜNB ver-

marktet wurden, sind mit fast 31 GW bereits 90 % der Windkraft und mit 5,8 GW etwa 15 % der PV-Leistung in der Direktvermarktung.

Für EE-Direktvermarkter sind in der Regel die Kosten für Ausgleichsenergie der Kostenfaktor mit der größten Bedeutung, weshalb hier der Anreiz für die bestmögliche Prognostizierung und Bewirtschaftung der Position größer ist, als in der EEG-Vermarktung durch die ÜNB. Weiterhin können Direktvermarkter Anlagenbetreibern in dem frei verhandelbaren Vermarktungsvertrag weitergehende Mitwirkungspflichten auferlegen (bspw. rechtzeitige Information über Nicht-Verfügbarkeiten) als die ÜNB im Rahmen der EEG-Vermarktung. Aus diesem Grund ist anzunehmen, dass die Inanspruchnahme von Regelenergie durch die EE-Direktvermarktung tendenziell abnimmt, obgleich das ausbaubedingt zunehmende EE-Direktvermarktungsvolumen tendenziell dagegenwirkt.

Ein Indikator für diese Erwartung ist die verbesserte Prognosequalität. Der Prognosefehler für größere Windportfolien hat sich sowohl in der Day-ahead- als auch in der Kurzfristprognose (zwei Stunden vor Lieferung) seit 2010 nahezu halbiert. Darüber hinaus werden mittlerweile die Änderungen, die sich aus den grundsätzlich präziseren Kurzfristprognosen im Vergleich zur Day-ahead-Prognose ergeben, konsequenter bewirtschaftet. Das lässt sich unter anderem an der deutlichen Zunahme der Intraday-Liquidität erkennen. Als wesentlicher Grund für diese Verbesserung speziell der Intraday-Prognose kann die häufigere Ausstattung der EE-Anlagen mit Fernsteuerbarkeitsvorrichtungen angesehen werden: Diese Vorrichtungen erlauben u.a. die Auslesung von Einspeisedaten in Echtzeit, die von den Vermarktern zur kontinuierlichen Nachjustierung ihrer Kurzfristprognosen genutzt werden. Die resultierenden Differenzmengen können dann im Intraday-Markt beschafft bzw. verkauft werden.

Während zu Beginn des Jahres 2013 der Anteil der EE-Anlagen mit Fernsteuerbarkeit nahe Null lag, war bis zum Jahresende 2013 bereits ein wesentlicher Anteil der direktvermarkteten EE-Anlagen fernsteuerbar. Da die Fernsteuerbarkeit zum 1. April 2015 gesetzlich vorgeschriebene Bedingung für direktvermarktete Anlagen wird, ist zu erwarten, dass ab diesem Zeitpunkt 90 % der Windkraft sowie immerhin 15 % der Solarstromanlagen mit weiter verbesserter Fahrplangüte bewirtschaftet werden können.

In der Vergangenheit konnte festgestellt werden, dass einige Marktteilnehmer keine kontinuierlich besetzte Handelsinfrastruktur vorhielten und deshalb Prognose-Updates nicht zeitnah bewirtschaftet haben. Durch die aktuellen Präzisierungen der regulatorischen Anforderungen sowie den zunehmenden Wettbewerbs- und Kostendruck unter den Vermarktern ist jedoch davon auszugehen, dass entsprechende Vermarkter entweder aus dem Wettbewerb ausscheiden oder Strukturen zur bestmöglichen Prognose und ihrer kontinuierlichen Bewirtschaftung aufbauen bzw. entsprechende Dienstleistungen in Anspruch nehmen werden.

(Konventionelle) Kraftwerksbetreiber

Kraftwerksbetreiber planen konventionelle und/ oder erneuerbare Stromerzeugungsanlagen. Die Fahrweise von konventionellen Kraftwerken ist gut vorhersehbar und bei einem Ausfall greifen ab der fünften Viertelstunde nach dem Ausfall Besicherungskonzepte bzw. Reserveverträge. Somit erscheint das Einsparpotenzial an Regelenergie im konventionellen Bereich ausgeschöpft.

Händler

Händler haben im Strommarkt die Funktion eines Risikomanagers und ermöglichen es den anderen Akteuren Risiken zu transferieren. Sie kaufen und verkaufen Strommengen der Vertriebe/ Lieferanten, der Kraftwerksvermarkter sowie der VNB dienstleistend im Großhandelsmarkt. Zur ordnungsgemäßen Erbringung dieser Dienstleistung ist schnelles und kontinuierliches Agieren unerlässlich. Entsprechend stellen die Händler sicher, dass Prognosen der Vertriebe/ Lieferanten, Kraftwerksvermarkter sowie VNB schnell am Markt verbessert werden. Für Händler wirken die Anreize, immer den aktuellen Stand der Analyseinstrumente für eine bestmögliche Prognose einzusetzen um möglichst wenig Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen zu müssen. Es ist davon auszugehen, dass der Wettbewerbsdruck immer zu einer Weiterentwicklung führen wird und die Prognosegüte bei den Händlern immer dem aktuellen Stand entspricht.

Vertriebe/ Lieferanten

Vertriebe bzw. Lieferanten sind in der Regel diejenigen Akteure, die die Prognose des Letztverbraucherabsatzes durchführen. Einfluss auf den Regelenergiebedarf haben die Vertriebe/ Lieferanten dabei im synthetischen Bilanzierungsverfahren durch die Prognose ihrer Absatzmengen in registrierender Leistungsmessung (RLM). SLP-Kundenmengen sowie die Produktionen nach Standard-Einspeise-Profilen (SEP) hingegen werden in diesem Verfahren durch die Lastprofile der VNB vorgegeben und sind somit für die Vertriebe/ Lieferanten nicht beeinflussbar. Die Prognosen der RLM-Lasten werden üblicherweise mit Vergleichstagsverfahren, Regressionsanalysen oder künstlichen neuronalen Netzen etc. erzeugt. Die wesentlichen Einflussfaktoren sind Wetterdaten und historische Absatzverläufe. Vertriebe/ Lieferanten prognostizieren anhand dieser Verfahren im Normalfall ihren Verbrauch am Vortag für den darauf folgenden Liefertag. Es ist zu vermuten, dass zum Zeitpunkt der Erstellung noch nicht alle der von den VNB zu versendenden RLM-Verbrauchsprofile des Vortags zur Verfügung stehen. Ferner ist davon auszugehen, dass sich die verwendeten Wetterdaten bis zum Beginn der Prognose verbessern. Daraus ist zu schließen, dass geringe Verbesserungen der Prognosen möglich wären, wenn die Vertriebe/ Lieferanten häufigere Prognoseaktualisierungen von Erzeugung und Verbrauch durchführten.

Aufgrund der Marktanreize des bestehenden Ausgleichsenergiesystems sowie der aktuellen Regulierung² geht der BDEW davon aus, dass die geringen Verbesserungspotenziale einer häufigeren Vertriebsprognose bereits über das bestehende Marktmodell gehoben werden.

Differenzbilanzkreisverantwortliche/ VNB

VNB stellen u.a. die SLP und SEP für die Vertriebe/ Lieferanten zur Verfügung, versenden außerdem an diese die ausgelesenen RLM-Daten und sind dazu verpflichtet, die von ihnen gemäß § 12 III StromNZV zu führenden Differenzbilanzkreise zu bewirtschaften.

² vgl. BNetzA, BK6: Positionspapier zur Bilanzkreisbewirtschaftung vom 16.09.2013

Der Differenzbilanzkreis umfasst die Abweichungen der Gesamtheit der mit SLP gemessenen Letztverbraucher. Einfluss auf den Differenzbilanzkreis haben insbesondere nicht-lastprofiltypische Verläufe der Kundenabnahme oder eine nicht prognostizierbare Einspeisung:

- Abweichungen von SLP zum tatsächlichen Verbrauch
- Abweichungen von Verlusten
- Abweichungen von Temperatur-Lastprofilen (TLP) zum tatsächlichen Verbrauch
- Abweichungen bei SLP durch EEG-Einspeisung und Eigenverbrauch
- Abweichungen der SEP-zur tatsächlichen Einspeisung

Der Differenzbilanzkreis wird durch die Gesamtlast des Netzbetreibers abzüglich der technischen Netzverluste der Verbräuche der RLM, des bilanzierten SLP/TLP-Verbrauches sowie unter Berücksichtigung der registrierenden Einspeisemessungs-(REM-) oder SEP-Einspeisungen gebildet (Siehe auch Abbildung 2: Schematische Bildungssystematik eines Differenzbilanzkreises).

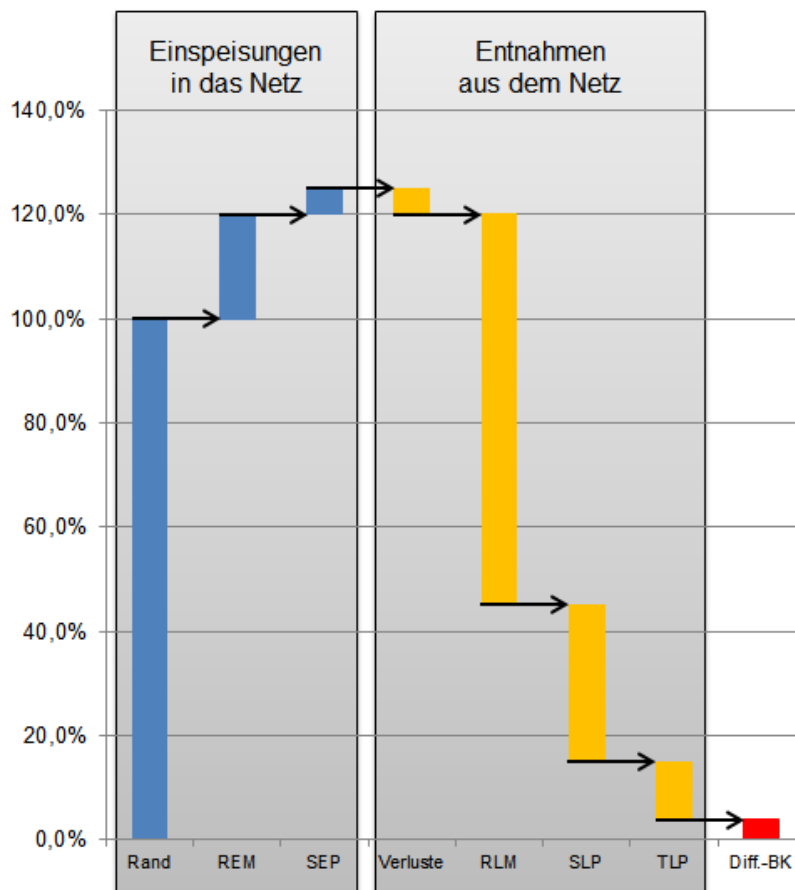


Abbildung 2: Schematische Bildungssystematik eines Differenzbilanzkreises

Bei der Bestimmung der Differenzmenge durch den Netzbetreiber kumulieren sich im Differenzbilanzkreis des VNB sämtliche Prognoserisiken aus der Lastentwicklung für SLP und TLP sowie die Abweichungen zu den typischen SLP Kundenverhalten. Den SEP sowie zu Eigenerzeugung mit Eigenbedarf.

Der Saldo des Differenzbilanzkreises liegt typischerweise im kleinen einstelligen Prozentbereich der Gesamtabgabemenge des Netzbetreibers.

Bei der Beurteilung dieser Abweichungen im Differenzbilanzkreis ist jedoch die Anwendung gleicher Bewertungsmaßstäbe wie bei herkömmlichen Bilanzkreisen schwierig und bedarf daher einer genauen Evaluierung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die absolute Abgabemenge eines Differenzbilanzkreises im Vergleich mit einem regulären Bilanzkreis wesentlich geringer ist. Außerdem stellen die zu prognostizierenden Faktoren unterschiedliche Herausforderungen dar: Das Prognostizieren kumulierter Abweichungen schließt ungleich mehr Unsicherheiten ein als die Prognose einzelner Lasten oder Erzeugungskapazitäten.

Der Differenzbilanzkreis beinhaltet somit ausschließlich die verbleibenden Prognosefehler hinsichtlich der o.g. Ungenauigkeiten und schwingt abzüglich der Mehr- und Mindermengen um den Wert Null. Im Gegensatz zu einem bewirtschafteten Händler- oder Lieferantenbilanzkreis besteht somit keine nennenswerte Abgabemenge, da weitere Abgaben nicht dem Differenzbilanzkreis zugeordnet bzw. dort bilanziert werden dürfen.

Typische Abweichungen des Bilanzkreises bezogen auf die Abgabemenge zeigen bei Differenzbilanzkreisen daher sehr hohe prozentuale Ausmaße, die jedoch keine Aussage über die Qualität der Bewirtschaftung zulassen (vgl. Abbildung 3: Vergleich des Ausmaßes von Fahrplanabweichungen regulärer Bilanzkreise und Differenzbilanzkreise (schematisch)).

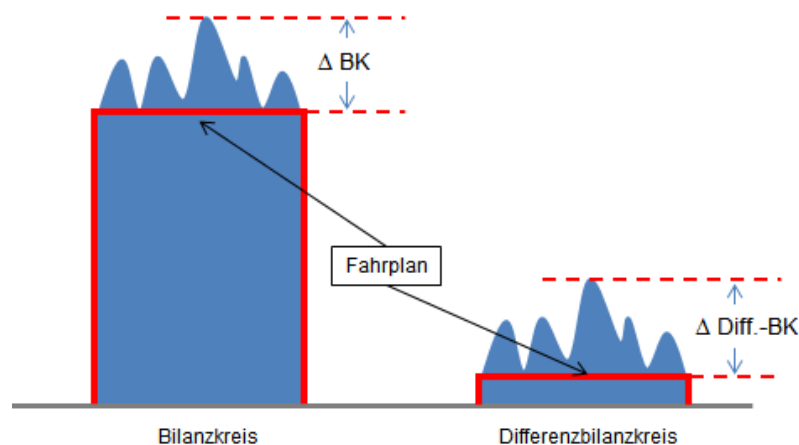


Abbildung 3: Vergleich des Ausmaßes von Fahrplanabweichungen regulärer Bilanzkreise und Differenzbilanzkreise (schematisch)

Die Bewirtschaftung eines Differenzbilanzkreises erfolgt durch den VNB meist Day-ahead; VNB bedienen sich dabei in der Regel eines Dienstleisters. Den Bewirtschaftungsaufwendungen durch Kauf und Verkauf von Energiemengen an der EPEX Spot bzw. dem Ausgleich zum Ausgleichsenergiepreis gegenüber dem ÜNB steht ein Aufwand bzw. ein Erlös aus der Mehr- und Mindermengenabrechnung – basierend auf einem gewichteten Monatsmittelwert der EPEX-Spotmarktpreise – entgegen. Das resultierende Risiko, bestehend aus dem Preis-spread zwischen stündlichen Preisen für Ausgleichsenergie bzw. der viertelstündlichen Preise des EPEX-Spotmarktes und der Mehr- und Mindermengenabrechnung, verbleibt bei den VNB; eine Kostenanerkennung in der Erlösobergrenze der VNB erfolgt derzeit nicht. Bewirtschaftungskosten nach Abzug der Mehr- und Mindermengenabrechnungen verbleiben in voller Höhe bei den VNB und stellen aufgrund der fehlenden Kostenanerkennung ein bedeutendes wirtschaftliches Risiko für die VNB dar. Das Risiko nimmt bei Veränderungen des Ausgleichs- und Regelenergiemarktes ggf. noch weiter zu.

Folgende Maßnahmen könnten Verbesserungspotenzial bergen und sollten vertieft werden:

- Die Lastprofile werden von den VNB genutzt, um die Entnahme der in ihrem Netz angeschlossenen SLP-Kunden in die Bilanzkreise der Lieferanten zu bilanzieren. Weichen diese Profile vom eigentlichen Lastverhalten der Kunden ab, verbleibt diese Abweichung in den Differenzbilanzkreisen der VNB. Nach der Bewirtschaftung durch die VNB verbleibende und sich nicht gegenseitig kompensierende Restmengen in den Differenzbilanzkreisen werden durch Ausgleichsenergie ausgeglichen. Viele durch die VNB genutzten SLP basieren auf bundesdeutschen Durchschnittslastgängen. Es ist zu vermuten, dass individuelle netzgebietsscharfe SLP den eigentlichen Verbrauch je Netzgebiet besser abbilden und somit die Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch für das jeweilige Netz vermindern können. In dem Zusammenhang ist dann zu prüfen, ob dies auch den tatsächlichen Bedarf für Regelenergie reduziert.
- Bei einer Analyse der Anwendung von verteilnetzscharfen Lastprofilen sind mögliche Transaktionskosten für die VNB und Vertriebe zu beachten und die potenzielle Verbesserung, bezogen auf die Wirkung in der Regelzone, vorab zu prüfen. Somit erscheint es neben dieser Evaluierung angebracht, die aktuell bundesweit gültigen Lastprofile einer Prüfung zu unterziehen und diese ggf. auf Grundlage neuer und hinreichender Messungen zu modernisieren, sofern hieraus eine Verringerung des Einsatzes von Regelenergie zu erwarten ist. Paralleles Potenzial bietet sich in Bezug auf SEP und entsprechendes Einspeiseverhalten.
- Es sollte geprüft werden, ob durch Einsatz spezieller Lastprofile für Eigenverbrauchssysteme der Regelenergiebedarf reduziert werden kann.
- VNB müssen die ausgelesenen RLM-Daten bislang lediglich an Werktagen an die jeweiligen Vertriebe/ Lieferanten versenden, weshalb diese an Nicht-Werktagen keine optimalen Informationen über das Abnahmeverhalten ihrer Kunden an den vorangegangenen Tagen erhalten. Es ist zu prüfen, ob durch tägliches Versenden dieser Messdaten sich ggf. die Prognosegüte der Vertriebe verbessern könnte und somit der Regelenergieeinsatz weiter reduziert werden kann.

Handlungsoptionen zu systematischen Abweichungen in Bilanzkreisen

Insgesamt geben die bestehenden Regulierungs- und Marktmechanismen sehr gute Anreize zur Vermeidung von systematischen Abweichungen bzw. ihrer Bewirtschaftung. Die folgenden Verbesserungsmöglichkeiten sollen in der weiteren Arbeit hinsichtlich ihrer Effektivität und Kosteneffizienz analysiert und ggf. darum ergänzt werden, ob sie durch den bestehenden Wettbewerbs- und Kostendruck ausreichend angereizt werden oder ordnungsrechtlich initiiert werden sollten:

- Häufigere Prognoseaktualisierungen seitens der Vertriebe zum Lastverlauf von RLM-Kunden
- Kontinuierliche Bewirtschaftung direktvermarkteter EE-Portfolios
- Regelmäßige Überprüfung und Anpassung von SLP und TLP.
- Der zukünftige Umgang mit Flexibilität im Massenmarkt ist zu entwickeln..
- Tägliche Versendung der RLM-Daten an die Vertriebe durch die VNB

3.1.2 Ausgleichsenergiepreise

Aus Sicht des BDEW bietet die derzeit geltende Ausgleichsenergie-Preissystematik adäquate Anreize, Bilanzkreise aktiv zu bewirtschaften. Das Ausgleichsenergiesystem verteilt die Kosten der Regelenergie verursachergerecht auf die Bilanzkreise. Der reBAP kann bei unterdecktem Netzregelverbund nicht unter den durchschnittlichen Intraday-Preis der jeweiligen Stunde fallen (bzw. bei positivem Saldo darüber steigen), sodass die Spekulation auf einen günstigen reBAP im Verhältnis zum Intraday-Preis grundsätzlich systematisch unterbunden wird³. Die extreme Inanspruchnahme des Ausgleichsenergiesystems wird darüber hinaus durch das zusätzliche Pönale bei Einsatz von insgesamt mehr als 80 % der vorgehaltenen Regelleistung bestraft.

Mit den Anpassungen des Ausgleichsenergie-Preissystems in 2012⁴ sowie nach der direkten Ansprache von Bilanzkreisverantwortlichen im Zuge des Positionspapiers der BNetzA⁵ und den zahlreichen bereits umgesetzten Verbesserungen in der Bilanzkreisbewirtschaftung konnte der gesamte Bedarf an Ausgleichsenergie deutlich reduziert werden. Im bestehenden System gibt es erhebliche ökonomische Anreize und weitgehende rechtliche Handhabe gegenüber Bilanzkreisverantwortlichen, die unausgeglichene Bilanzkreise führen und Abweichungen aufweisen. Der BDEW sieht daher keine zwingende Notwendigkeit, die Preissystematik anzupassen.

Sachgerechte Ausgleichsenergiepreise

³ Da jedoch Intraday-Geschäfte in einzelnen Viertelstunden extreme Preisspitzen aufweisen können, welche weitaus höher bzw. niedriger als der stundendurchschnittliche, mengengewichtete Preis liegen, kann in einer ex-post Betrachtung der reBAP situativ dennoch günstiger im Vergleich zum Intraday-Preis ausfallen. Die BNetzA hat diesen Aspekt in ihrer Festlegung bereits bewertet.

⁴ vgl. BNetzA, BK6-12-024

⁵ vgl. BNetzA, BK6-13-104

Im EnWG ist die Forderung nach einer sachgerechten Festlegung der Kosten für Ausgleichsenergie verankert. Daher ist es notwendig, dass Ausgleichsenergie-Preise die entstandenen Kosten für Regelenergie unmittelbar reflektieren. Der Preis für Ausgleichsenergie sollte sich am tatsächlichen, viertelstündlichen Aufwand orientieren; ein ähnlicher Saldo sollte deshalb auch ähnliche Preise mit sich führen. Die Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergie-Preises muss gewährleisten, dass auch in besonderen Situationen, z.B. mit dem Einsatz von positiver und negativer Regelleistung (Nulldurchgang), ein sachgerechter und marktbezogener Preis ermittelt wird.

Da der Ausgleichsenergie-Preis für alle Bilanzkreise angewandt wird, kommt es zu hohen Zahlungsströmen zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen, auch wenn der für die eingesetzte Regelenergie notwendige Aufwand gering war.

Transparenz

Für eine hohe Akzeptanz des Ausgleichsenergiesystems ist die Nachvollziehbarkeit der zugrundeliegenden Kosten essentiell. Dafür ist es notwendig, dass sämtliche vom ÜNB eingesetzte Maßnahmen vollständig veröffentlicht werden; dies gilt auch für Aktivierungen jenseits des üblichen Einsatzes von Regelenergie. Auch sollten alle über den internationalen Netzregelverbund (IGCC) ausgetauschten Mengen mit den zugehörigen Preisen zeitnah veröffentlicht werden.

Fazit

Die geltende Ausgleichsenergiepreissystematik setzt in ausreichendem Maße sachgerechte Anreize, Bilanzkreise aktiv zu bewirtschaften.

Die Preissystematik benötigt keine grundsätzliche Überarbeitung; eine Ergänzung zur Sicherstellung von sachgerechten Preisen in Ausnahmesituationen birgt jedoch Optimierungspotenzial.

Zudem kann die Transparenz über die durch den Übertragungsnetzbetreiber eingesetzten Maßnahmen zum Bilanzausgleich verbessert werden.

3.1.3 Bepreisung von Regelenergie

Bei einer vollständigen Umlage der Kosten und Erlöse aus Regelenergie auf die Preise für Ausgleichsenergie wirken die in der Auktion erzielten Regularbeitspreise als direkte Kostenposition auf die Bilanzkreisverantwortlichen. Eine Änderung am Marktdesign für Regelenergie hat damit auch direkte Auswirkungen auf die Bilanzkreisbewirtschaftung.

Da, wie vorhergehend festgestellt, im aktuellen Marktdesign für Regel- und Ausgleichsenergie bereits große Verbesserungspotentiale gehoben wurden und ausreichende Anreize für die aktive Bewirtschaftung von Bilanzkreisen entstehen, ist jede Anpassung der Bepreisung kritisch in einer Kosten-Nutzenanalyse zu evaluieren.

Finanzielle Anreizwirkung für BKV

Nach dem derzeit gültigen Vorgehen wird bei der Beschaffung von Regelenergie als Preissetzungsregel das Pay-as-Bid-Verfahren angewandt. Bei diesem Verfahren wird jeder aktivierte Regelenergieanbieter mit seinem jeweiligen Gebotspreis vergütet. In der Diskussion ist eine Einführung des Pay-as-cleared-Verfahrens (auch Marginal-Pricing oder Einheitspreisverfahren). In diesem Verfahren erhalten alle aktivierten Anbieter den Preis des zuletzt aktivierten Gebots. Die Erwartungen an die Einführung des Einheitspreisverfahrens beinhalten sowohl eine Senkung des Preisniveaus, da dadurch verstärkter Druck auf die Anbieter entstehen soll, zu Grenzkosten zu bieten, als auch einen schnelleren Anstieg der Gesamtkosten für Regelarbeit bei höherem Regelabruf, da grundsätzlich nach den Kosten des letzten Gebots vergütet wird. Allerdings sind beide Annahmen abhängig von dem sich einstellenden Gebotsverhalten der Auktionsteilnehmer. Dazu gibt es bisher keine belegbaren Erwartungen. Gleichzeitig besteht eine Reihe von absehbaren Schwierigkeiten, die mit dem Pay-as-cleared-Verfahren verbunden sind.

Beim Vergleich zweier eingeschwungener Systemen (DE: Pay-as-Bid, NL: Marginal-Pricing; vgl. Abbildung 9, Kapitel 4.3.2) zeigt sich, dass sowohl unter Pay-as-Bid als auch unter Pay-as-cleared Preisspitzen in den Ausgleichsenergie-Preisen möglich sind. Somit erweist sich der Preisanstieg in den Preisen für Ausgleichsenergie als abhängig vom Gebotsverhalten der Marktteilnehmer unter einem gegebenen Marktdesign und nicht von der Bepreisungsregel.

Anwendung auf kontinuierlich aktivierte Regelung (SRL)

Bei der konsequenten Anwendung einer marginalen Bepreisung für Regelarbeit können innerhalb einer Viertelstunde für sehr kurze Aktivierungszeiten teure Gebotsscheiben den Preis für alle Gebote setzen (Abbildung 4: Unterschiedliche preissetzende Niveaus bei Pay-as-Bid ggü. marginal-pricing (Betriebsdaten 50Hertz)).

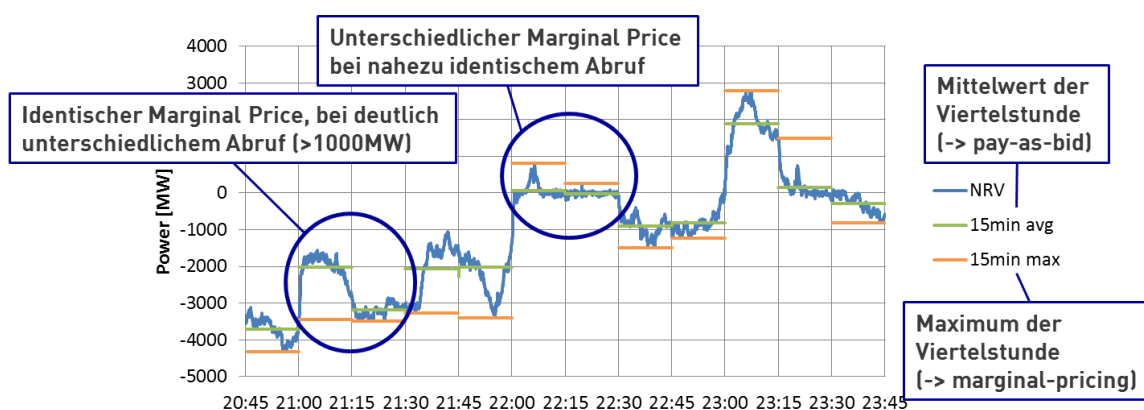


Abbildung 4: Unterschiedliche preissetzende Niveaus bei Pay-as-Bid ggü. marginal-pricing (Betriebsdaten 50Hertz)

Dieser Effekt wird mithilfe einer direkten Umlage der Kosten für Regelarbeit auf die Ausgleichsenergie-Preise an die Bilanzkreise weitergegeben. Der Preis für Ausgleichsenergie

reflektiert damit nicht mehr die Kosten für die aktivierte Energie innerhalb einer Viertelstunde, sondern ist von der aktivierten Leistung abhängig. Die Bilanzierung erfolgt allerdings viertelstündlich und sollte für ähnlichen viertelstündlichen Regelenergiebedarf auch ähnliche viertelstündliche Kosten erreichen.

Seit Ende des Jahres 2013 gab es Fälle von extremen Preisen des reBAP in einigen Viertelstunden mit Aktivierung von positiver und negativer Regelung. Dies liegt an der kurzzeitigen Aktivierung sehr teurer Scheiben bei der die Begrenzung der Ausgleichsenergiepreise auf die teuerste eingesetzte Scheibe (AEP2, vgl. Kapitel 2.2) außer Kraft gesetzt wird. Während man im aktuellen Regime dieses unerwünschte Verhalten mit einer geringfügigen Erweiterung der nachträglichen Deckelung vermeiden kann, würde dieser Effekt mit der Einführung von marginaler Bepreisung zur Regel.

Darüber hinaus besteht auch im europäischen Umfeld kaum ausreichende Erfahrung zur Wirkung einer marginalen Bepreisung mit kontinuierlich aktivierter Regelung. Zwar kommt in einigen Ländern marginale Bepreisung für Regelleistung vergleichbar mit SRL zum Einsatz, dort wird allerdings ausschließlich ein pro-rata Verfahren für die Aktivierung (alle Gebote werden mengenproportional gleichzeitig aktiviert) angewandt. Damit sind naturgemäß keine Preiseffekte zu beobachten, da immer alle Scheiben aktiviert werden. An anderer Stelle erfolgt die Aktivierung in Merit-Order-Sequenz; die Regelqualität ist dabei allerdings vergleichbar mit MRL und wird daher nicht zu einer kurzzeitigen Aktivierung einzelner Regelscheiben führen. Daraus lässt sich somit nicht ableiten, dass die beschriebenen Probleme in diesen Märkten bereits behoben wären; vielmehr wird deutlich, dass ein einfaches Übertragen nicht sachgerecht wäre.

Anwendung über mehrere Produkte

Die Anwendung von marginaler Bepreisung über mehrere Regelenergieprodukte hinweg führt zu einer Vermischung der Preisbildung für unterschiedliche Regelqualitäten. Ein pauschaler Ansatz für die Preissetzungsregel für alle Regelenergieprodukte ist daher nicht zielführend.

Andererseits geht bei der unterschiedlichen Bepreisung für verschiedene Regelenergieprodukte die vermeintliche Simplität und Klarheit des Einheitspreisverfahrens verloren.

Aspekte für die Integration von Regelenergiemärkten

Das Ausgleichsenergie-Preissystem muss den Vorgaben eines ausgeglichenen Regelblocks folgen; die Kosten für Ausgleichsenergie müssen dabei den Status (short/long) des jeweiligen Regelblocks wiedergeben. Der Austausch von Regelenergie zwischen Regelblöcken zum Zwecke der effizienteren Erbringung darf an diesem Prinzip nichts ändern. Bei einer Bepreisung von Regelarbeit nach Pay-as-Bid bilden sich die Regelenergiekosten des abrufenden ÜNB aus den Gebotspreisen der einzelnen aktivierten Regelscheiben (nach gemeinsamer Merit-Order); die Regelenergiekosten des anderen ÜNB werden nicht verändert.

Bei strikter Anwendung des Einheitspreisverfahrens innerhalb einer gemeinsamen Merit-Order wird der Systemstatus eines Regelblocks die Bepreisung der anderen beeinflussen. Eine extreme Schiefelage eines Regelblocks mit entsprechender Aktivierung von teuren Regelenergiegeboten wird den Preis der anderen Regelblöcke setzen, auch wenn diese nahezu

ausgeglichen oder sogar entgegen gerichtet sind. Damit wird auch die Forderung nach der Steuerungswirkung für den jeweiligen Regelblock außer Kraft gesetzt.

Bei dem Ansatz, eine gemeinsame Merit-Order unter Anwendung von Marginal-Pricing zu etablieren (ENTSO-E Balancing Pilot Project 7, Elia und TenneT NL⁶) zeigen sich erste praktische Schwierigkeiten in der Anwendung. Um das zuvor beschriebene Ziel der Steuerungswirkung entsprechend des jeweiligen Regelblocks zu erreichen, wird nach bisherigem Arbeitsstand ein sogenanntes „Local Marginal Pricing“ angestrebt. Hierbei werden Regelenergieanbieter (marginal) entsprechend den Arbeitspreisen der übrigen aktivierten Gebote derjenigen Regelzone, für die er aufgerufen wird, vergütet. Dies führt dazu, dass Regelenergieanbieter mit dem gleichen Anschluss-ÜNB für eine Regelenergielieferung in der gleichen Viertelstunde unterschiedlich vergütet werden, was zu einer willkürlichen Diskriminierung der Anbieter führt.

Fazit

Während die vermeintlichen Vorteile einer Bepreisung von Regelarbeit nach Pay-as-cleared abhängig von den nicht vorhersehbaren Änderungen im Gebotsverhalten der Marktteilnehmer sind, sind konkrete Schwierigkeiten in der Anwendung für kontinuierlich aktivierte Regelung sowie über mehrere Produkte und Übertragungsnetzbetreiber hinweg absehbar.

Das etablierte Marktdesign mit der Bepreisung nach Pay-as-Bid führt bereits zu ausreichenden Anreizen für Regelenergieanbieter und Bilanzkreisverantwortliche, sodass es kaum notwendig erscheint, die mit einer grundsätzlichen Anpassung verbundenen Risiken einzugehen.

Die Einführung von Pay-as-cleared mit dem Ziel der Stärkung des Energy-Only-Marktes wird daher abgelehnt.

3.2 Regelenergiemarkt (oder Regelenergie aus Sicht der Anbieter)

Die Anbieter im Regelenergiemarkt sind bisher zum großen Teil die klassischen Kraftwerksbetreiber und somit begründen sich viele Ausgestaltungsmerkmale auch mit den technischen Spezifikationen.

Weiterentwicklungsoptionen für den Regelenergiemarkt suchen hier Möglichkeiten, die ausreichende Bereitstellung von Regelleistung zu einem möglichst niedrigen Preis zu erreichen. Allerdings geht es auch darum den Zugang zum Regelenergiemarkt für neue Anbieter zu ermöglichen.

In Kapitel 4.2 werden verschiedene Ansätze untersucht, die Weiterentwicklungen bezüglich des Angebots von Regelenergie betreffen und bewerten, ob diese noch zusätzlich positive Effekte erzeugen können.

⁶ http://www.tennet.eu/nl/index.php?id=476&tx_ttnews%5btt_news%5d=1254

3.2.1 Präqualifikation und Produktgestaltung

Zusätzlich zu den konventionellen Kraftwerken kann Regelenergie auch alternativ bereitgestellt werden. So ist die Erneuerbare Erzeugung (Windenergie, PV), Batterien sowie Lastmanagement technisch dazu in der Lage, Energie für den Ausgleich im Bilanzkreissystem bereitzustellen. Aufgrund ihrer Funktion auf Basis wechselrichterbasierter Techniken sind Reaktionszeit und Energieerbringungen gegebenenfalls sogar kürzer bzw. präziser als bei konventionellen Erzeugern.

Die aktuellen Rahmenbedingungen in Form der Präqualifikationskriterien für die Bereitstellung von Regelenergie sowie die Produktdefinitionen sind auf einen konventionellen Kraftwerkspark ausgerichtet. Sofern neue Anbieter die bestehenden Präqualifikationskriterien erfüllen, sind sie auch schnell und diskriminierungsfrei zu präqualifizieren. Die ÜNB untersuchen derzeit die Anwendung der Präqualifikationskriterien für die Erbringung von Regelleistung durch Windanlagen und beteiligen sich an verschiedenen Forschungsvorhaben zu dem Thema Regelleistung aus Erneuerbaren Energien.

Die ÜNB behalten sich vor, ergänzend zu den im Transmission Code beschriebenen Präqualifikationskriterien, in begründeten Ausnahmefällen zusätzliche Nachweise für die geforderte Leistungsfähigkeit zu fordern. Das Präqualifikationsverfahren wird ausschließlich mit demjenigen ÜNB durchgeführt, in dessen Gebiet die für die Regelenergie-Erbringung vorgesehene Anlage liegt; gleichzeitig streben die vier ÜNB jedoch eine einheitliche Handhabung der Präqualifikation von neuen Technologien an, was aus Anbietersicht zu begrüßen ist.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, dass, obwohl im Zuge des Präqualifikationsverfahrens mit dem zuständigen Netzbetreiber alle erforderlichen Fragen zur Präqualifikation erfüllt werden konnten, dieser zusätzlich das Abstimmen des Arbeitsergebnisses mit den anderen Netzbetreibern fordert. Die Folge dessen ist ein erneuter Diskussions- und Klärungsprozess, an welchem die Teilnahme des Präqualifikanten beschränkt ist und dessen Dauer und Fortgang für ihn weder absehbar noch nachvollziehbar ist.

Präqualifikation

Die Möglichkeit zur Zulassung neuer Technologien auf Basis der geltenden Präqualifikationskriterien muss deshalb evaluiert werden und, darauf aufbauend, der Präqualifikationsprozess hinsichtlich Technologieoffenheit, Transparenz, Einheitlichkeit und Standardisierung überarbeitet werden. In den Kriterien für die Erbringung der Regelenergie sollte dabei nicht der Dienstleister, sondern die Dienstleistung selbst definiert sein.

Ergeben sich im Zusammenhang mit einer neuen Technologie überdies grundsätzlich zu klärende Fragen, sollten die ÜNB in einem öffentlichen, zeitlich fixierten und nachvollziehbaren Verfahren diese Fragen für alle ÜNB gleichermaßen verbindlich klären.

Damit einhergehend muss Transparenz auch über Pönalen bei der Nicht-Erbringung von Regelenergie sowie über den Umgang mit Abweichungen vom Transmission Code hergestellt werden.

Regelenergieprodukte

Eine höhere Anzahl an Marktteilnehmern könnte grundsätzlich zu einer Zunahme der verfügbaren Regelenergie und durchaus zu niedrigeren Preisen führen. Durch eine überschaubare Anpassung der Ausschreibungsbedingungen könnte dabei insbesondere das Angebot aus neuen Technologien erheblich steigen, was jedoch nicht im Widerspruch mit den hohen qualitativen Anforderungen an die zu erbringende Dienstleistung stehen muss.

Eine näher zur untersuchende kalendertägliche Ausschreibung von MRL und SRL für den Folgetag würde insbesondere den fluktuierend einspeisenden EE die Teilnahme an den Auktionen mit geringeren Sicherheitsabschlägen erlauben, da im Zuge dessen die zu berücksichtigenden Prognosefehler geringer wären; insbesondere an längeren Feiertags-Zeiträumen wie den Weihnachts- und Ostertagen, könnte das Angebot an Regelleistung ausgeweitet werden. Zwar würde dies Anbietern von Regelleistung, die nicht an Wochenenden oder Feiertagen aktiv sind, die unmittelbare Teilnahme erschweren; diese Anbieter könnten aber an solchen Tagen die Vermarktung von Regelleistung an einen Dienstleister auslagern, wenn dies wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Im Rahmen der näheren Analyse der Regelenergieprodukte und deren Ausschreibungsfristen sollten neben der kalendertäglichen Ausschreibung auch das Bestehen von bereits heute verwendeten wöchentlichen sowie weiteren Produkten mit anderen Fristen geprüft werden.

Hinsichtlich der Forderung nach vollständiger (100 %) Verfügbarkeit der gebotenen Leistung sind die aktuellen Anforderungen an die Besicherung hinderlich. Zwischen den deutschen Regelzonen sind hier Möglichkeiten zu schaffen, die eine regelzonenübergreifende Besicherung ermöglichen. Damit könnten die Liquidität des Marktes sowie der Wettbewerb deutlich erhöht werden.

Vertrauensschutz und Investitionssicherheit

Um neben existierenden, technischen Einheiten Investitionen in die Märkte für Systemdienstleistungen zu ermöglichen, dürfen keine technologiespezifischen Markteintrittsbarrieren errichtet bzw. bestehende Präqualifikationsbedingungen technologie- oder anbieterdiskriminierend ausgelegt werden: Dazu gehören über den Transmission Code hinaus gehende techno-

logiespezifische Vorgaben ebenso wie Vorgaben zum Arbeitsvermögen, welche sich strenger als die bewährten Anforderungen des Transmission Codes gestalten.

Für viele Anbieter von SRL sind mit der Vorhaltung große Kosten verbunden, da Kraftwerke auch bei niedrigen Spotpreisen am Netz gehalten werden müssen. Daher stellen Einkürzungen auf die Mindestgebotsgröße von 5 MW oder Teilzuschläge enorme Risiken dar, die insbesondere zu Zeiten mit erhöhtem Regelleistungsbedarf (z.B. an Weihnachten) zu erheblichen Sicherheitsaufschlägen auf die Leistungspreise führen. Durch die Einführung von Blockgeboten, die entweder komplett zugeschlagen oder komplett abgelehnt werden, könnten Anbieter in Situationen mit niedrigen erwarteten Spotpreisen ihre Regelleistung zu günstigeren Leistungspreisen anbieten; denkbar wäre die Nutzung von Blockgeboten in begrenzter Größe. Zur Steigerung von Transparenz und Einheitlichkeit des Präqualifikationsverfahrens könnte die Einrichtung einer gemeinsamen Präqualifikationsstelle, die stellvertretend für die vier ÜNB alle deutschen Präqualifikationsverfahren durchführt, beitragen.

Fazit

Um mögliche Potenziale zur Kostensenkung zu heben und den diskriminierungsfreien, transparenten und standardisierten Zugang zum Regelleistungsmarkt sicherzustellen, ist es zielführend,

- die Fristen von MRL- und SRL-Ausschreibungen zu untersuchen sowie die zur Präqualifikation zu erbringende Dienstleistung zu spezifizieren anstatt technologiespezifische Vorgaben zur Anlagen- und Anbieterpräqualifikation zu stellen
- die im Transmission Code fixierten Spezifikationen nicht durch technologiespezifische oder andere Ausnahmefälle um weitere Nachweise zu ergänzen
- die regelzonenübergreifende Besicherung von Regelleistung zu ermöglichen
- eine einheitliche Stelle zur Durchführung von Präqualifikationsverfahren einzurichten
- die Einführung von Blockgeboten in begrenzter Größe in der Sekundärreserve zu prüfen

3.2.2 Weitere Optionen: Kurzfristiger Arbeitsmarkt und Sekundärhandelsmarkt

Im derzeitigen System der Vergabe von Regelleistungskapazitäten werden PRL und SRL wöchentlich und MRL täglich den präqualifizierten Anbietern zur Auktion gestellt. Um den Markt für Regelenergie für die verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten, dabei insbesondere regenerativen Energien und Lastmanagement, weiter zu öffnen, wird die Einführung des kurzfristigen Arbeitsmarktes als mögliche Lösung vorgesehen: Dieser zusätzliche Arbeitsmarkt soll sowohl Anbietern von bezuschlagter Reserveleistung, als auch Regelleistungsanbietern ohne bisherige Kontrahierung ihrer Leistung die Möglichkeit eröffnen, kurzfristig Arbeitspreisgebote für Regelenergie abzugeben.

Strukturelle Maßnahmen und Abgrenzungen

Damit alle Marktteilnehmer der vollen Verantwortung für ihre Bilanzkreise nachkommen können, ist es von großer Bedeutung, die Möglichkeit, kurzfristige Änderungen von

Positionen bis kurz vor der Erfüllung durchzuführen (derzeit 15 Minuten im OTC Intraday-Markt), zu sichern, sowie die hohe Liquidität insbesondere des bereits etablierten Intraday-Marktes als Handelsplatz für kurzfristige Flexibilität zu erhalten: Speziell im Zeitraum kurz vor Handelsschluss werden bereits heute diejenigen Viertelstunden mit der größten Handelsaktivität verzeichnet (vgl. Abbildung 5: Mittlere Intraday-Transaktionsvolumina EPEX Spot für den Handelsplatz Deutschland (2013 - 07/2014) bei unterschiedlicher Vorlaufzeit bis zur Gate Closure Time; für die stündlichen Handelsprodukte H21-H8 (links) und H9-H20 (rechts)). Bilanzkreisverantwortliche können in diesen Zeiträumen die aktuellsten Informationen über Last und Einspeisung ihrer Bilanzkreise in ihre Handelsaktivitäten einfließen lassen.

Mit diesen Beobachtungen und der Erwartung einer weiteren Verkürzung der Vorlaufzeit des börslichen Intraday-Handels (z.B. im Zuge der angekündigten Verschiebung der Intraday-GCT der EPEX Spot von 45 auf 30 Minuten) müssen Anpassungen des Ausgleichsmechanismus immer kritisch geprüft werden. So müssen alle Maßnahmen eine weitere Verkürzung der Gate Closure Time zulassen, im besten Fall sogar unterstützen.

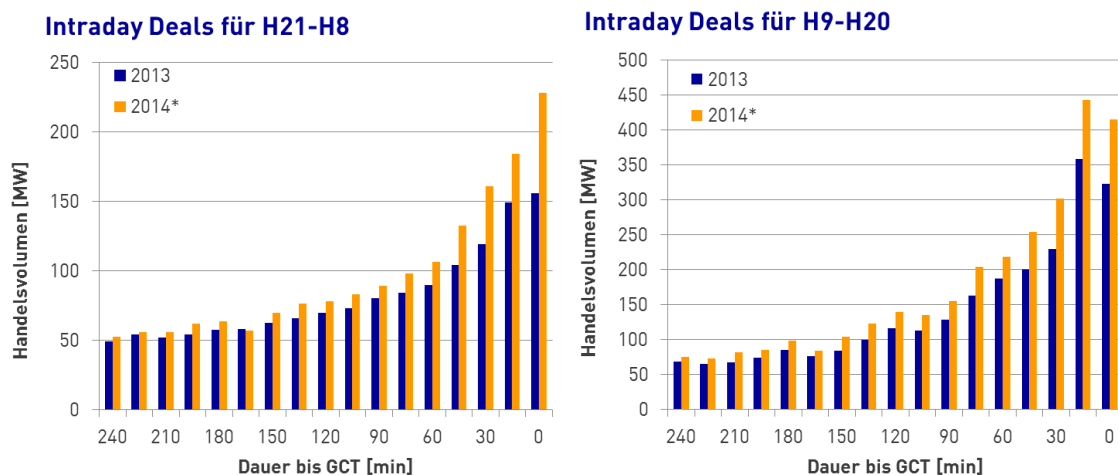


Abbildung 5: Mittlere Intraday-Transaktionsvolumina EPEX Spot für den Handelsplatz Deutschland (2013 - 07/2014) bei unterschiedlicher Vorlaufzeit bis zur Gate Closure Time; für die stündlichen Handelsprodukte H21-H8 (links) und H9-H20 (rechts)⁷

Anreize für Intraday-Handelsaktivitäten

Neben der vertraglichen Verpflichtung zur aktiven und ausgeglichenen Bilanzkreisbewirtschaftung wirken auch die finanziellen Anreize des Ausgleichsenergie-Preissystems diesbezüglich auf die Bilanzkreisverantwortlichen ein (vgl. Abbildung 6: Die Ausgleichsenergiepreise (Kosten für Regularbeit) setzen Anreize für die Aktivität am Intraday-Markt). So soll der Bilanzkreisverantwortliche (durch mit dem Ausgleichsenergie-Preis verbundene, potentielle Kosten) auch eine wirtschaftliche Belastung tragen, wenn er sich auf das Ausgleichssystem

⁷ Quelle fehlt

des ÜNB verlässt und gerade dadurch keine Ausgeglichenheit aufweisen kann. Dieser Anreiz wird insbesondere durch die oben genannten Anpassungen des Ausgleichsenergie-Preissystems durch die BNetzA im Rahmen der entsprechenden Festlegung (vgl. BNetzA, BK6-12-024) verstärkt.

Mit der individuellen Bilanzkreisverantwortung und den entsprechenden Anreizen haben die Bilanzkreisverantwortlichen ein direktes Interesse an der kontinuierlichen Verbesserung der Bewirtschaftung (Prognosen, Monitoring) ihrer Bilanzkreise. Es sind daher die Bilanzkreisverantwortlichen, die aus wirtschaftlichen Interessen, den Strommarkt über den Intraday-Markt flexibilisiert haben.

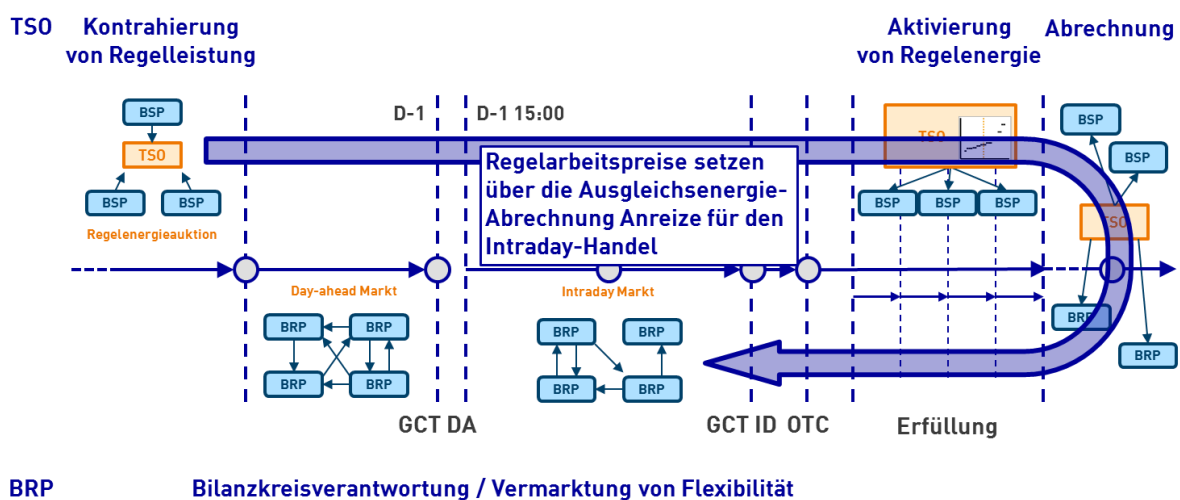


Abbildung 6: Die Ausgleichsenergiepreise (Kosten für Regelarbeit) setzen Anreize für die Aktivität am Intraday-Markt

Beurteilung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes

In einem kurzfristigen Arbeitsmarkt, entsprechend der Formulierung des vorliegenden NC EB, ist vorgesehen, dass die Arbeitspreise einzelner Gebote bis kurz vor ihre Erfüllung angepasst werden können; ebenso soll das Einfügen zusätzlicher Gebote in die Merit-Order des ÜNB möglich sein.

Der kurzfristige Arbeitsmarkt nach Vorbild des NC EB zielt darauf ab, dem ÜNB einen effizienten Zugriff auf alle kurzfristig verfügbaren Einheiten zu ermöglichen. Ab einem gewissen Zeitpunkt (Balancing-Energy-GCT), welcher deutlich vor der Marktperiode (z.B. 1 h) liegt, sind alle Gebote auf dem kurzfristigen Arbeitsmarkt verbindlich und die entsprechende Kapazität ist dem Markt entzogen.

Allerdings ist die Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarkts mit verschiedenen unerwünschten Konsequenzen verbunden:

1. Zunächst werden die für den Bilanzkreisausgleich zur Verfügung stehenden Möglichkeiten (Intraday-Handel, Frist für Positionsänderungen) potentiell eingeschränkt;

2. Weiterhin werden die Anreize zur ausgeglichenen Bilanzkreisbewirtschaftung und Intraday-Aktivität reduziert
3. Darüber hinaus liefert der kurzfristige Arbeitsmarkt keinen zusätzlichen Beitrag zur Systemsicherheit

Erläuterung zur Beurteilung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes

1. Einschränkung Intraday-Markt und Positionsänderung

Der kurzfristige Arbeitsmarkt steht in unmittelbarer Konkurrenz zum Intraday-Handel. Im aktuellen Marktdesign wird kurzfristig verfügbare Leistung zwischen Bilanzkreisverantwortlichen gehandelt oder für den Ausgleich des eigenen Bilanzkreis verwendet. Die Etablierung eines simultan verlaufenden Marktes für ein gleichartiges Produkt würde erhebliche Auswirkungen auf die Preisbildung nach sich ziehen (Arbitrage) und dem Intraday-Markt (börslich sowie außerbörslich, Over-the-counter, OTC), welcher aktuell die zeitlich letzte Vermarktungsmöglichkeit für flexible Leistung darstellt, Liquidität entziehen.

Auch wenn der NC EB die Balancing-Energy-GCT nach dem Cross-Zonal-Intraday-Gate-Closure (aktuell >1 h) vorsieht, sind die an der Börse geltenden Fristen (derzeit 45 min, 30 min angekündigt) und die zeitliche Frist im OTC-Handel (15 min) innerhalb Deutschlands deutlich kürzer: Dadurch kann mindestens für einen Teil der Intraday-Handelsaktivität die Überlappung beider Märkte nicht vermeiden werden (vgl. Abbildung 7: Zeitlicher Ablauf einzelner Gate-Closure-Zeiten im Spotmarkt).

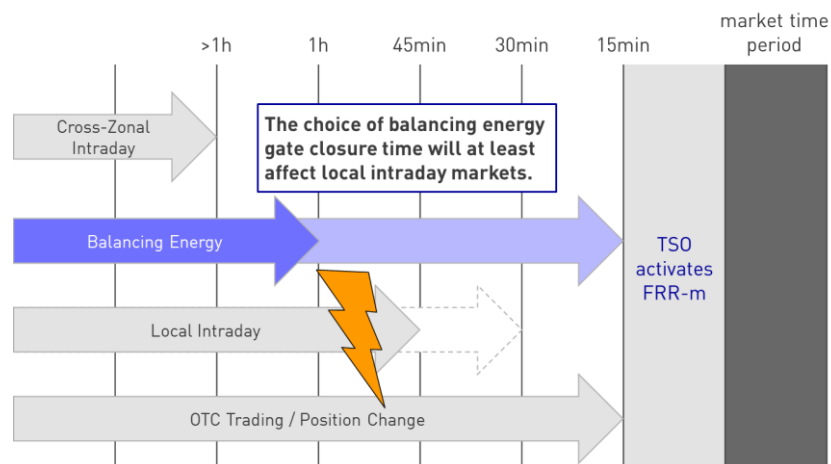


Abbildung 7: Zeitlicher Ablauf einzelner Gate-Closure-Zeiten im Spotmarkt

Die Erstellung einer grenzüberschreitenden Common Merit-Order kann u.U. die Ausweitung der Frist zur Positionsänderung von derzeit 15 Minuten vor Erfüllung notwendig machen, was in jedem Fall die Möglichkeiten zum Bilanzkreisausgleich mit eigenen Einheiten und den OTC-Handel eingeschränkt.

2. Reduzierte Anreize für Bilanzkreise durch kurzfristigen Arbeitsmarkt

In der heutigen Praxis der Auktion von Regelenergie werden die Preise für Regelarbeit mit deutlichem zeitlichem Vorlauf vor der möglichen Erfüllung fixiert, weshalb Anbieter in ihrer

Angebotsgestaltung verschiedene Risikoprämien für die Entwicklung von z.B. Marktpreisen oder Verfügbarkeiten einpreisen. Diese Preise, die unter Unsicherheit über mögliche Entwicklungen ermittelt wurden, reflektieren dabei die Kosten, die einem inaktiven Bilanzkreisverantwortlichen entstehen, wenn er zu diesem Zeitpunkt entscheidet, sich auf das Ausgleichsenergie-System zu verlassen.

In Situationen mit ausreichend verfügbarer Leistung würden sich die per kurzfristigen Arbeitsmarkt ermittelten Regelarbeitspreise an den Intraday-Preis (und damit im Mittel an den Day-ahead-Preis) annähern. Dadurch würden die finanziellen Anreize für eine ausgeglichene Bilanzkreisbewirtschaftung deutlich reduziert (vgl. Abbildung 8: Finanzielles Risiko als Differenz zwischen Ausgleichsenergie- und Day-ahead-Preis. Darstellung als Preisdauerlinie (analog Van der Veen, 2010) für alle Viertelstunden.).

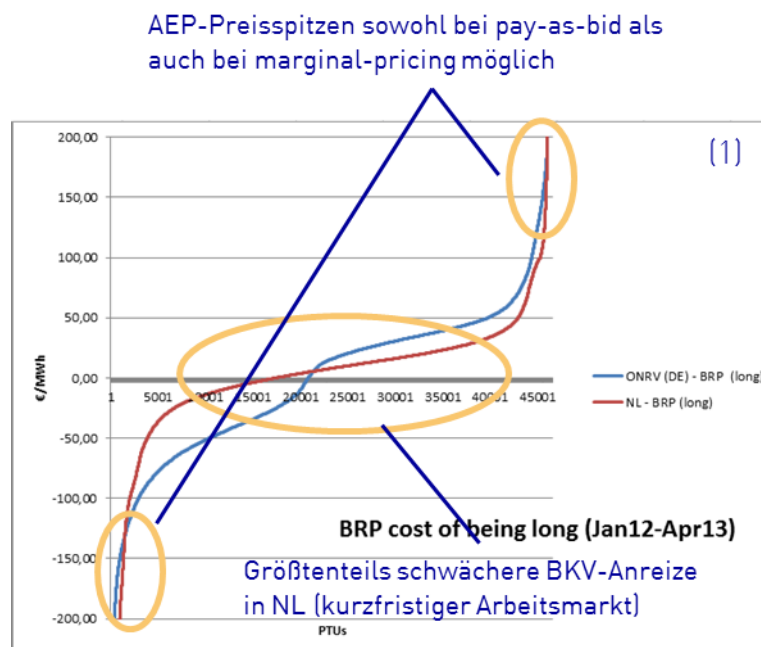


Abbildung 8: Finanzielles Risiko als Differenz zwischen Ausgleichsenergie- und Day-ahead-Preis. Darstellung als Preisdauerlinie (analog Van der Veen, 2010) für alle Viertelstunden.

3. Kein Beitrag zur Systemsicherheit

Da ÜNB sich bereits im Vorfeld der Day-ahead-Vermarktung, entsprechend der Dimensionierung von Regelleistung, ausreichende Reserven sichern, dient der kurzfristige Arbeitsmarkt lediglich der Optimierung der Abrufkosten. Auch in einer systemkritischen Situation stehen den ÜNB bereits heute weitreichende Maßnahmen zum direkten Eingriff in den Kraftwerkeinsatz zur Verfügung.

Darüber hinaus lassen sich mit dem kurzfristigen Arbeitsmarkt keine Must-run-Kapazitäten reduzieren, da diese zum Zeitpunkt des kurzfristigen Arbeitsmarkts bereits angefahren wurden und durch die bestehende Regelenergieverpflichtung auch dann weiter am Netz sein müssen, wenn sie durch kurzfristige Gebote in der Merit-Order verdrängt werden. Gegenteilig

können sogar Anreize entstehen, zusätzliche Leistung vorzuhalten, sofern Bieter hoffen, im kurzfristigen Arbeitsmarkt höhere Preise erzielen zu können.

Alternativen zum kurzfristigen Arbeitsmarkt

Es bestehen im heutigen Marktdesign bereits Möglichkeiten, kurzfristig verfügbare Einheiten in die Vermarktung von Regelleistung einzubinden. Neben den etablierten Maßnahmen eines Regelpools und bilateralen Besicherungsvereinbarungen kann unter den aktuellen Marktregeln auch ein Sekundärhandel von Regelenergie-Verpflichtungen etabliert werden.

In allen Varianten können mögliche Effizienzen einer günstigeren Erbringung von Regelenergie durch kurzfristig verfügbare Einheiten innerhalb des Marktes gehoben werden, ohne die beschriebenen Nachteile eines kurzfristigen Arbeitsmarkts zu generieren:

Pooling

In Verbindung mit eigenen konventionellen Regelenergie-Einheiten oder in Kooperation mit anderen Anbietern können in einem Regelpool auch kurzfristig verfügbare Einheiten angeboten werden: Damit kann die jeweils zum Zeitpunkt der Aktivierung effizienteste verfügbare Einheit eingesetzt werden. Somit besteht über einen Pool auch die Möglichkeit, wetterabhängige Technologien wie Wind und PV zu integrieren.

Besicherungsvereinbarungen

Während im Regelpool die Besicherung von Einheiten, deren Verfügbarkeit nur mit kurzer Vorlaufzeit festgestellt werden kann, über andere Einheiten innerhalb des gleichen Anbieterpools erfolgt, können darüber hinaus bilaterale Besicherungsvereinbarungen zwischen Anbietern von Regelenergie getroffen werden. Anhand eines solchen Besicherungsvertrags kann für kurzfristig verfügbare Einheiten die notwendige Zuverlässigkeit gewährleistet werden, um am klassischen Markt für Regelleistung teilzunehmen.

Sekundärhandelsmarkt für die Erbringung von Regelenergie

Im NC EB ist die Möglichkeit eines sogenannten „Transfer of Balancing Capacity“ (früher „Transfer of Obligation“) vorgesehen, der schon heute möglich ist. Damit kann zwischen Anbietern die Verpflichtung zur Erbringung von Regelenergie übergeben werden.

Dieser Transfer von Verpflichtungen kann beispielsweise in einem Handel ähnlich dem Intraday-Markt an einer organisierten Handelsplattform institutionalisiert werden. In diesem Sekundärmarkt für Regelenergie-Verpflichtungen können Anbieter ihre Kosten für die Erbringung von Regelenergie kontinuierlich gegen den Markt optimieren, was dem Abwiegen zwischen den Kosten für eigene Erzeugung und kurzfristigen Marktpreisen in der Erfüllung einer Lieferverpflichtung entspricht (vgl. Abbildung 9: Funktionsweise eines Sekundärhandelsmarkts für Regelenergie-Erbringung).

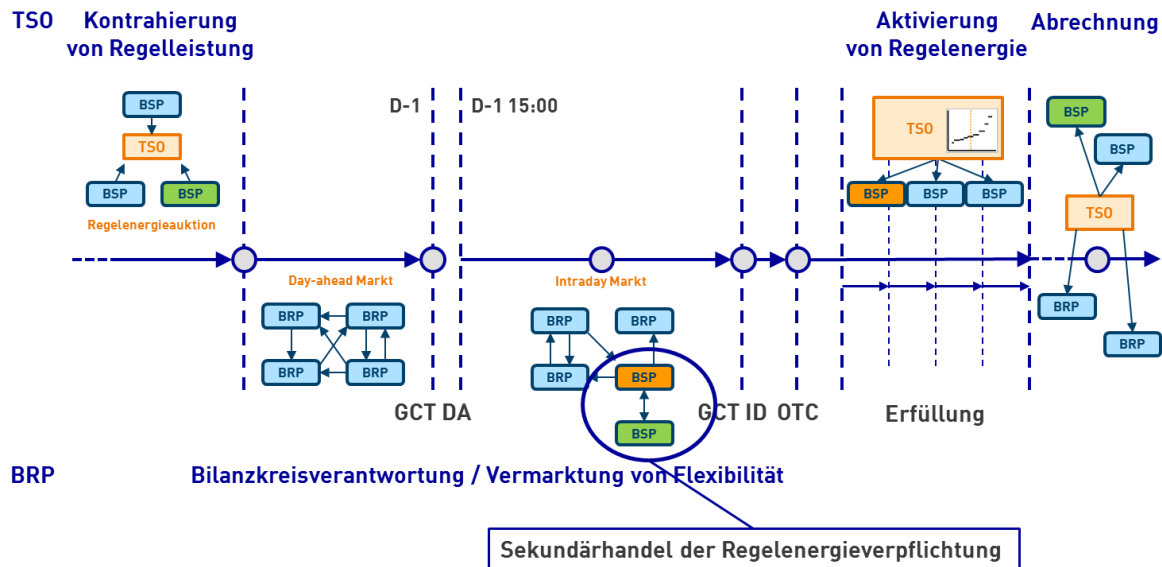


Abbildung 9: Funktionsweise eines Sekundärhandelsmarkts für Regelenergie-Erbringung

In einem Sekundärmarkt für die Erbringung von Regelenergie kann kurzfristig verfügbare, regelbare Leistung auf einer Handelsplattform angeboten werden. Ein Regelenergie-Anbieter, der in der vorhergehenden Auktion für Regelleistung einen Zuschlag erhalten hat, kann jetzt die mit dem Zuschlag entstehende Verpflichtung an der Handelsplattform zeitweise weitervermarkten und die ursprünglich für die Vorhaltung von Regelung vorgehaltene Leistung anderweitig einsetzen.

Der Handel der Regelenergie-Verpflichtung kann, analog zum Intraday-Markt, kontinuierlich ablaufen. Dafür sind entsprechende Produkte notwendig, die den Handel der Regelenergie-Verpflichtungen für einzelne Stunden oder Blöcke (z.B. zurückkaufen einer geplanten Nachtdurchfahrt) erlauben. Ziel der Marktteilnehmer ist die kurzfristige Optimierung von Vorhaltungs-/ Erbringungskosten. Für das Angebot zur Übernahme der Regelenergie-Verpflichtungen wird ein Leistungspreis angesetzt sowie ein im Falle des Abrufs anzuwendender Arbeitspreis. Diese Zahlungen werden zwischen den Teilnehmern am Sekundärmarkt für die Erbringung von Regelenergie abgewickelt.

Die jeweiligen ÜNB werden über den Wechsel der Regelenergie-Verpflichtung informiert und werden das Regelsignal für den betreffenden Zeitbereich für die Aktivierung an den neuen Anbieter schicken. Die Abrechnung für Regelarbeit erfolgt dem hingegen weiterhin mit dem bei der Auktion für Regelleistung bezuschlagten Anbieter.

Neben den genannten Aspekten der grundsätzlichen Funktionsweise sind aus Sicht des BDEW lediglich die Detailfragen zu klären (z.B. IT-technische Abwicklung, Präqualifikation, Umgang mit Regelqualität/Nicht-Erfüllung).

Fazit

Der individuelle Bilanzkreisausgleich („self-balancing“) liefert einen essentiellen Beitrag zur Systemsicherheit, da mit der aktiven Bilanzkreisbewirtschaftung bis kurz vor Lieferung der Bedarf an Regelenergie und damit einhergehend der notwendige Eingriff durch die Übertragungsnetzbetreiber deutlich verringert werden kann. Anpassungen des Regel- und Ausgleichsenergiesystems, welche Anreize oder Instrumente (Intraday-Liquidität, Gate-Closure-Time) für den individuellen Bilanzkreisausgleich beschränken, sind kritisch zu betrachten.

Der im Network Code on Electricity Balancing vorgeschriebene kurzfristige Arbeitsmarkt könnte in Systemen ohne liquiden Intraday-Markt eine Option darstellen, um Anbietern von kurzfristig verfügbarer Flexibilität Vermarktungsmöglichkeiten zu eröffnen.

Mit einem etablierten und liquiden Intraday-Markt ist diese Möglichkeit allerdings bereits ausreichend gegeben und würde durch einen kurzfristigen Arbeitsmarkt erheblich eingeschränkt werden.

Bereits heute existieren verschiedene Alternativen zum kurzfristigen Arbeitsmarkt (Pooling, Besicherung), um auch kurzfristig verfügbare, regelbare Leistung marktlich zu nutzen oder diese einfach zu etablieren (Sekundärhandelsmarkt). Keine dieser Varianten bringt die beschriebenen Nachteile eines kurzfristigen Arbeitsmarkts mit sich (Einschränkung Intraday-Markt und Positionsänderung, reduzierte Anreize für aktive Bilanzkreisbewirtschaftung, kein Beitrag zur Systemsicherheit oder Reduktion von Must-run-Kapazitäten).

Der BDEW lehnt eine verpflichtende Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarkts für den deutschen Elektrizitätsmarkt klar ab. Auch im Network Code on Electricity Balancing sollte die Einführung eines kurzfristigen Arbeitsmarktes lediglich ein erster Schritt hin zu einem funktionierenden Intraday-Markt darstellen.

3.2.3 Grenzüberschreitende Regelenergiemärkte

Die Framework Guidelines on Electricity Balancing (FG EB) seitens ACER sowie der von ENTSO-E ausgearbeitete NC EB bilden die Grundlage für folgende Ausführungen.

In den wesentlichen Zügen wird in den FG EB für die Schaffung von Regelzonen- und damit grenzüberschreitenden Regelenergiemärkten ein TSO-TSO-Modell (Transmission-System-Operator, TSO) mit einer gemeinsamen Merit-Order-List in den Kooperationsgebieten beschrieben. Die FG EB stellen dabei u.a. Anforderungen an die Ausgestaltung des Marktmodells sowie der Produktdefinitionen.

Im Folgenden wird von Standard-Regelenergieprodukten gesprochen, worunter neben den technischen Anforderungen an diese Produkte auch eine durch den Anbieter garantierte Leistungs-/ Kapazitätsvorhaltung und die Bereitstellung von Regelenergie im Falle des Abrufs verstanden wird. Die Kombination aus Leistungsvorhaltung und Regelenergie-Bereitstellung stellt dabei ein Produkt dar; die Zeitpunkte, zu denen die Preise für den Beschaffungs- bzw. Abrufprozess genannt werden müssen, können jedoch unterschiedlich sein.

Umsetzung des TSO-TSO-Modells mit gemeinsamer Merit-Order-List

Ziel des Target-Modells aus den FG EB ist die Ausgestaltung einer gemeinsamen Merit-Order-List, in welcher alle Regelenergie- und -leistungsangebote, die in kooperierenden Regelzonen für das selbe Regelenergie-Produkt abgegeben wurden, zusammengefasst werden; der Zuschlag und der Abruf der Regelenergie erfolgt daraufhin über diese gemeinsame Merit-Order-List. Eine Einschränkung stellt hier die Einhaltung der Forderungen an die Vorhaltung von Leistungsreserven in den einzelnen Regelzonen aus dem Network Code on Load Frequency Control and Reserves dar.

Anforderung

Die ÜNB stellen die entsprechenden Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung transnationaler Regelenergiemärkte auf Basis der FG EB und des NC EB zur Verfügung.

Kooperationsgebiet für Regelenergieprodukte – Coordinated Balancing Areas

Zur Etablierung eines transnationalen Marktes für Regelenergie werden die ÜNB im NC EB zur Bildung so genannter Coordinated Balancing Areas (CoBAs) aufgerufen. Kennzeichnend für eine CoBA ist, dass jeder ÜNB mit mindestens einem anderen ÜNB auf Basis eines definierten Standard-Regelenergie-Produkts zusammenarbeitet.

Anforderung

Die Anzahl der definierten Standard-Regelenergie-Produkte sollte dabei möglichst überschaubar sein; es sollten deshalb nicht mehr als drei oder vier Standard-Produkte definiert werden. Diese Produkte sollten nicht nur der Definition innerhalb der CoBAs, sondern auch einer einheitlichen europäischen Definition folgen, um dadurch die Möglichkeit zum zukünftigen Zusammenschluss etablierter CoBAs zu eröffnen: Diese CoBAs müssen dabei möglichst Deckungsgleichheit für alle definierten Standard-Produkte für Regelenergie aufweisen. Weiterhin muss bei der Ausgestaltung der CoBAs auch auf die Ausgestaltung der einzelnen Bidding-Zones, die für Standardprodukte zur Anwendung kommen, Rücksicht genommen werden: Auch hier ist eine möglichst große Kongruenz zwischen den CoBAs und den Bidding-Zones anzustreben.

Einheitliche Handelszeiten

Der Beschaffungsprozess für die Standard-Regelenergie-Produkte muss in allen beteiligten Regelzonen einer CoBA so gestaltet sein, dass die Teilnahme für alle Marktteilnehmer diskriminierungsfrei möglich ist.

Anforderung

Die Beschaffung bzw. Ausschreibung zur Beschaffung je Standard-Regelenergie-Produkt muss zu einem einheitlichen Zeitpunkt stattfinden. Die Beschaffung soll in der Reihenfolge der höchsten Anforderung vorgenommen werden. Die Veröffentlichung von Handelskriterien wie Produktdefinitionen, Ausschreibungszeitpunkten, Vergabekriterien oder Ausschreibungsergebnissen muss für alle Marktteilnehmer zeitgleich zugänglich sein. Die Ausschreibungsergebnisse müssen dabei in der vollen Tiefe, die sich aus der Ausschreibung ergibt, veröffentlicht werden (anonymisierte Merit-Order-List).

Gleiche Aktivierungsalgorithmen

Die Aktivierung von Standard-Regelenergie-Produkten wird aktuell in verschiedenen Regelzonen unterschiedlich vollzogen.

Anforderung

Die Aktivierung von Standard-Regelenergie-Produkten muss in allen CoBAs nach dem Prinzip der Merit-Order-List erfolgen: Dies bedeutet, dass Standard-Produkte gemäß ihrer Positionierung in der Merit-Order-List sequentiell abgerufen werden.

Standard-Regelenergieprodukte

Die ÜNB werden im aktuellen Entwurf des NC EB zur Definition der Standard-Produkte aufgefordert. Dabei sollen die Anforderungen für diese Standards in allen kooperierenden Regelzonen gleich sein.

Anforderung an die Anzahl von Standard-Regelenergie-Produkten

Es sollten nicht mehr als vier Standard-Produkte für Regelenergie definiert werden, um die Entwicklung eines liquiden Marktes für diese Produkte zu erreichen sowie um möglichst breite und einfache Zusammenarbeit zwischen den kooperierenden ÜNB zu ermöglichen.

Anforderung an die Ausschreibungszeiträume

Die Ausschreibungszeiträume (der Zeitraum, für den die Regelleistung vorgehalten und in welchem die Regelarbeit bei Abruf erbracht werden muss) müssen für die Standard-Regelenergie-Produkte abgestimmt werden und einheitlich sein.

Anforderung an die Abgrenzung zum Standardprodukte-/ Fahrplanenergiemarkt

Regelenergie-Produkte stellen eine besondere Herausforderung für denjenigen Marktteilnehmer dar, der diese Produkte vorhalten soll. Die Regelleistung wird dabei, gegen ein Entgelt gesichert, für die abrufenden ÜNB vorgehalten. Um transparente und faire Bedingungen für die Vorhaltung von Regelenergie-Produkten herzustellen, darf es keine Vermischung dieser Produkte mit Produkten aus dem Standard-Fahrplanenergiemarkt geben. Dies bedeutet, dass Marktteilnehmer nur am Regelenergiemarkt teilnehmen dürfen, wenn sie den Zuschlag erhalten haben.

Anforderungen für die Präqualifikation für die Teilnahme am Regelenergiemarkt

Die Präqualifikationsbedingungen, insbesondere die technischen Anforderungen, müssen innerhalb einer CoBA für ein Standard-Regelenergie-Produkt gleich sein. Außerdem darf es keine weiteren Unterschiede für die Teilnahme am Regelenergiemarkt geben: Gemeint sind damit verpflichtende Teilnahmen am Ausschreibungsprozess oder die Möglichkeit einzelner ÜNB, Marktteilnehmer zur Vorhaltung von Regelleistung bzw. -energie zu verpflichten.

Einbindung von Standard-Regelenergieprodukten in den Kapazitätsallokationsprozess im Falle von engpassbehafteten Leitungen

Im NC EB werden verschiedene Möglichkeiten im Zusammenhang mit dem Allokationsprozess an engpassbehafteten Leitungen beschrieben. Eine Regelung für die Handhabung des Austausches von Regelenergieprodukten an engpassbehafteten Leitungen ist dabei unum-

gänglich. Aus der Sicht der Marktteilnehmer sind dabei folgende Punkte von besonderem Interesse und zu beachten:

Anforderung: Regelenergieprodukte erweitern die Produktpalette

Grundsätzlich sollten ÜNB die Optimierung dem Markt überlassen und nur nach strikten Vorgaben selbst agieren; dies gilt folglich auch für die Kontrahierung von Transportkapazitäten: Eine Reservierung oder Vorhaltung ist abzulehnen. Die vorhandene Kapazität muss dem Markt (Forward, Spot, Marketcoupling und Intraday) zur Verfügung stehen. Jegliche Reduzierung wirkt sich negativ auf die Liquidität der Marktsegmente aus und folglich mindern sich die Wohlfahrtseffekte aus der Optimierung. Außerdem sollten den Bilanzkreisverantwortlichen alle Möglichkeiten eröffnet werden, sich eigenständig auszugleichen.

Essentiell für den EOM ist, dass sich Preissignale am Markt uneingeschränkt bilden können. Daher muss vermieden werden, dass der Regelleistungsmarkt mit dem Handelsmarkt im Wettbewerb steht. Dabei muss der Markt entscheiden, ob die erworbene XB-Kapazität sofort für das Market-Coupling genutzt oder erst später für Regelenergie reserviert werden soll. Da es derzeit keinen geeigneten Prozess für ein solches Verfahren gibt, sollte zunächst das Market-Coupling, dann das Intraday-Market-Coupling und erst anschließend das Coupling des Regelenergie-Markts umgesetzt werden. Dies ist für die Harmonisierung des europäischen Binnenmarktes zielführender, da klare zeitliche Prioritäten gesetzt sind. Die ÜNB sollten daher erst nach dem Intraday-Markt verbleibenden Transportkapazitäten in einer gemeinsamen Merit Order berücksichtigen.

Der NC EB räumt dem ÜNB das Recht ein, Kapazitäten für grenzüberschreitende engpass-behaftete Leitungen zwischen Regelzonen einer CoBA kontrahieren zu können. Wenn diese Regelung dennoch Anwendung findet solange der Engpass nicht beseitigt ist, muss bei der Ausgestaltung der Kontrahierung marktbasierter Allokationsmechanismen von Kapazitäten für den Austausch von Regelenergie-Produkten der Vorzug gegeben werden.

Dabei wird die Leistungs-/ Kapazitätsvorhaltung für den Austausch von Regelenergie-Produkten im Falle der „Use-it-or-lose-it“-Regelung als „Use“ deklariert, auch wenn beispielsweise zum Zeitpunkt einer Fahrplannominierung, mangels Aktivierung, kein physikalischer Fluss zustande kommt: Dies ist notwendig, da es jederzeit zu einem Abruf von Regelenergie und damit zu einem physikalischen Fluss kommen kann.

Anforderung: Keine unentgeltlichen Reservierungen von Transportkapazitäten für Regelenergieprodukte

Die Beschaffung von Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie muss in jedem Fall mit marktbasierter Methoden, z.B. im Rahmen einer Auktion, gewährleistet werden. Eine Reservierung für den Austausch von Regelenergie ohne entsprechende Vergütung ist zu abzulehnen.

Anforderung an die GCT

Die GCT für die Ausschreibung der Regelenergie-Produkte müssen derart gewählt werden, dass die notwendigen Kapazitäten für den regelzonenübergreifenden Austausch von Regelenergie vor den Ausschreibungen der Produkte beschafft werden können.

Anforderung: ÜNB haben keine „Zwischenhändler-Rolle“

ÜNB stellen lediglich die technischen Prozesse für den Austausch von Regelenergie-Produkten zur Verfügung, sie übernehmen jedoch keine Zwischenhändler-Rolle.

Einheitliche Regelungen für den Ausgleichsenergiepreis

Um einheitliche Marktbedingungen zu erreichen, sollte eine Harmonisierung der Ausgleichsenergie-Preisberechnung angestrebt werden. Das Ausgleichsenergie-Preissystem muss den Vorgaben eines ausgeglichenen Regelblocks (LFC-Block) folgen; die Kosten für Ausgleichsenergie müssen dabei den Status (short/ long) der jeweiligen Regelblöcke wiedergeben. Ohne eine solche Harmonisierung erscheint die Abrechnung von ausgetauschter Regelenergie aufwendig. Allerdings ist die Harmonisierung der Produkte essentiell um eine gemeinsame bidirektionale Merit Order zu erreichen.

Anforderung an den Ausgleichsenergiepreis

Der Ausgleichsenergie-Preis soll in allen Regelzonen einer CoBA nach dem gleichen Verfahren und mit den gleichen Regelungen berechnet werden; für die Bilanzkreisverantwortlichen in unterschiedlichen Regelzonen ergibt sich dadurch ein einheitliches Ausgleichsenergiesystem. Dies hat zur Folge, dass die Abrechnung von Ausgleichsenergie nach gleichen Bedingungen in den kooperierenden Netzgebieten erfolgt.

Fazit

Der Network Code on Electricity Balancing sieht die Bildung von Coordinated Balancing Areas (CoBAs) zur regelzonenübergreifenden Beschaffung von Regelenergieprodukten vor. Erreicht werden soll dabei das Target-Modell im Sinne eines TSO-TSO-Modells mit einer gemeinsamen Merit-Order-List. Solche CoBAs müssen nach Möglichkeit deckungsgleich mit Bidding-Zones ausgestaltet werden.

Laufende Projekte, die das Imbalance-Netting zum Ziel haben, sind ein erster Meilenstein zur Erreichung des Zielmodells, stellen jedoch ohne die Umsetzung einer gemeinsamen Merit-Order-List nicht das Zielmodell dar.

Grundlage für die Bildung eines gemeinsamen Regelenergiemarktes innerhalb einer CoBA ist die Harmonisierung der Produkte und Definitionen (gleiche technische Anforderungen, Vorhaltdauer, Erfüllungsverpflichtungen).

Die Harmonisierung der Ausschreibungsdauer und -zeitpunkte, bestenfalls mit einheitlichen und gleichzeitigen Ausschreibungs- und Vergabezeitpunkten innerhalb einer CoBA, ist grundlegend für das Zusammenwachsen von CoBAs. Insbesondere im Angebotsverfahren als auch in den Ergebnissen der Ausschreibung ist auf Diskriminierungsfreiheit und größtmögliche Transparenz zu achten.

Die Kontrahierung oder Reservierung von Transportkapazitäten wird aufgrund seines negativen Einfluss auf den Markt grundsätzlich abgelehnt.

Zunächst sind das Day-ahead- sowie das Intraday-Market-Coupling umzusetzen. Sofern eine Kontrahierung im Network Code on Electricity Balancing für engpassbehaftete Leitungen zwischen Regelzonen einer CoBA vorgenommen wird, muss die Allokation von Kapazitäten für den Austausch von Regelenergie-Produkten marktbasierend durch die Regelenergieerbringer erfolgen. Die für Regelleistung genutzten Kapazitäten müssen nach dem Prinzip „Use-it-or-lose-it“ jedoch als „Use“ deklariert werden; Reservierungen ohne marktbasierten Hintergrund oder mittels administrierter Preise sind abzulehnen.

Bei der Schaffung von regelzonenübergreifenden Regelenergiemärkten sollte das Augenmerk auch auf der Harmonisierung der Ausgleichensystemen liegen, um möglichst einheitliche Marktbedingungen für die Marktteilnehmer innerhalb der CoBAs zu schaffen.

3.3 Beschaffung von Regelenergie

Der Regelenergiemarkt ergibt sich erst durch die Nachfrage der ÜNB. Dazu nutzen die ÜNB in einem regulierten Verfahren die Webseite „Regelleistung.net“ für die Beschaffung. Anpassungen des Beschaffungsprozesses müssen zudem mit der Bundesnetzagentur abgestimmt werden.

In Kapitel 4.3 wird daher ausschließlich untersucht, wie Ansätze bei der Beschaffung die Robustheit des gesamten Systems verbessern könnten.

3.3.1 Wetterlagenabhängige Dimensionierung und Regelleistungsbedarf

Der Bedarf und die Anwendung von Regelernergie zum Ausgleich von Prognoseabweichungen können stark von der Stromproduktion aus EE oder anderen Effekten wie z. B. große Nachfrageschwankungen (Feiertag, Temperatur, Sondersituationen) abhängen: Kritische Wetterlagen können dazu führen, dass die tatsächliche Produktion aus den größten fluktuierenden, regenerativen Energieträgern Wind und PV wesentlich stärker vom geplanten Verlauf abweicht als im Normalfall üblich. In genannten, wetterbedingten Situationen kann deshalb der Bedarf an Regelernergie wesentlich höher als unter gewohnten Rahmenbedingungen sein.

Da die Wetterbedingungen bzw. andere Effekte bislang keinen Einfluss auf die Dimensionierung der Menge an vorgehaltener Regelleistung haben, ist es möglich, dass das Regelenergiesystem durch kritische Wetterbedingungen näher an der Grenze seiner Leistungsfähigkeit beansprucht wird als in anderen Bedarfsfällen. Somit kann im Prozess der Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung Verbesserungspotenzial bestehen.

Strukturelle Maßnahmen und Abgrenzungen

Es soll daher untersucht werden, ob es möglich ist, kritische Wetterlagen, die große Prognosefehler wahrscheinlich machen, vorab zu identifizieren und bei der Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung zu berücksichtigen. Kritische Situationen im Ausgleich von Prognoseabweichungen durch das Regelenergiesystem sollten dadurch in Ausmaß und Häufigkeit reduziert werden. Dabei soll aufgezeigt werden, ob in der Berücksichtigung der erwarteten Wetterlagen bei der Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung eine kosteneffiziente Möglichkeit besteht, die Netzstabilität bei weiter wachsendem Anteil erneuerbarer, fluktuierender Stromerzeugung zu gewährleisten.

Da das Ausmaß von Prognoseabweichungen grundsätzlich auch aus der eigentlichen Güte der jeweiligen Prognose resultiert, überschneidet sich entsprechender Untersuchungsbedarf.

Der derzeitige Prozess der Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung basiert auf einem rein statistischen Verfahren auf Basis historischer Messwerte. Um dieses Vorgehen hinsichtlich etwaiger Verbesserungsmöglichkeiten beurteilen zu können, muss der tatsächliche Prozess genau analysiert und eruiert werden. Darauf aufbauend sollen Möglichkeiten aufgezeigt werden, welche Vor- oder Nachteile eine Clusterung der Regelernergie-Bedarfsanalyse, nach unterschiedlichen Aspekten wie beispielsweise Lastrauschen, Rampen, Kraftwerksausfälle oder genannten Wetterlagen, mit sich bringen könnte. Dabei soll insbesondere eine Risikobetrachtung der wetterbasierten Dimensionierung des Regelernergiebedarfs erfolgen.

Konkrete Fragen und Untersuchungsbedarf sind somit, ob sich kritische Wetterlagen früh genug erkennen lassen, um sie in der Dimensionierung des Regelernergiebedarfs zu berücksichtigen und dabei erhöhte Mengen auszuschreiben bei dennoch ausreichender Vorlaufzeit für die jeweiligen Produktkategorien. Dabei müssen sowohl der Aufwand, als auch das Potenzial für eine sachgerechte Prognose des Regelleistungsbedarfs ermittelt werden, um an-

schließlich mögliche Anpassungen im Produktportfolio und im Beschaffungsprozess der Regelernergie abzuleiten⁸. Die zusätzliche Beschaffung von wetterabhängigen Regelernergiebedarf muss für die Marktteilnehmer transparent und nach klaren Regeln, abgestimmten Prozessen und Fristen erfolgen.

Fazit

Die wetterlagenabhängige Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung erscheint angesichts des zunehmenden Anteils wetterabhängiger Erzeugungsleistung grundsätzlich sinnvoll.

Ob die Umsetzung allerdings tatsächlich einen Mehrwert bringt und wie diese konkret aussehen könnte, soll Gegenstand weiterer Untersuchungen sein. Kern der Untersuchung muss die Frage sein, inwieweit sich kritische Wetterlagen mit hoher Prognoseunsicherheit früh genug identifizieren lassen und welche Maßnahmen dann ergreifbar sind, die nicht zu höheren Kosten für die Marktteilnehmer führen.

Des Weiteren sind auch die Rückwirkungen eines auf relativ kurzen Zeitskalen variierenden Bedarfs an Regelleistung auf den Regelleistungsmarkt und die einzelnen Anbieter zu berücksichtigen.

3.4 Nicht weiterzuerfolgende Konzepte

Für die Weiterentwicklung des Regelergiemarktes werden ebenfalls andere Konzepte vorgeschlagen. Diese Vorschläge stammen teilweise aus der Politik, von den Regulierungsbehörden oder sonstigen Institutionen und sind durch den BDEW nicht abschließend bewertet worden.

Dennoch hat der BDEW die Vorschläge einer Schnellprüfung unterzogen und dann verworfen, da sie der nicht dem Ziel dienen den Regelergiemarkt weiter zu entwickeln.

Die nachfolgende Liste ist dabei nicht abschließend.

- Lokalisierung von Regelernergieprodukten
- Langfristige Regelernergieprodukte
- Systemdienliche Fahrplanabweichungen
- Präventives Redispatching

Eine genauere Befassung mit diesen Themen ist zur weiteren Entwicklung des Regelergiemarktes derzeit nicht vorgesehen.

⁸ Vgl. dazu auch die laufende Studie des Fraunhofer IWES:
<http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/dynamische-bestimmung-des-regelleistungsbedarfs0.html>

4 Empfehlungen

4.1 Sowieso-Maßnahmen zur Weiterentwicklung

Die im Grünbuch der Bundesregierung vorgestellten Sowieso-Maßnahmen bestätigen die Forderungen des BDEW zur Optimierung einzelner Strukturen im Strommarkt. Zudem wurde der grundlegende Konsens bestärkt, dass der Day-ahead-Markt und der Intraday-Markt die Kernstelle für Optimierung und Ausgleich bleiben muss. Die Weiterentwicklung des Regelenergiemarkts bietet zwar in einzelnen Aspekten Verbesserungspotenzial; die Ausgleichsfunktion des Spotmarkts muss dabei jedoch erhalten und weiter gestärkt werden. Vor diesem Hintergrund stellt das vorliegende Grobkonzept eine erste Konkretisierung zur Ausgestaltung der Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes dar.

4.2 Vertiefung im Feinkonzept

Anhand des Grobkonzepts wurde das Ziel umgesetzt, die Themengebiete des Strommarktdesigns mit der Regelenergie zu verbinden und einen konsistenten Weg zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes aufzuzeigen. Dabei lassen sich aus dem Grobkonzept folgende Ergebnisse für die weitere, detaillierte Ausarbeitung ableiten:

1. Der Spotmarkt und dabei insbesondere der Intraday-Markt nehmen für die zukünftige Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes eine tragende Rolle ein, da Optimierung und Ausgleich der Marktteilnehmer nur an diesem Markt stattfinden soll.
2. Die geltende Ausgleichsenergiepreissystematik setzt in ausreichendem Maße sachgerechte Anreize, Bilanzkreise aktiv zu bewirtschaften. Die Preissystematik benötigt daher keine grundsätzliche Überarbeitung; eine Ergänzung zur Sicherstellung von sachgerechten Preisen in Ausnahmesituationen birgt jedoch Optimierungspotenzial.
3. Weiterentwicklungsmöglichkeiten bietet der Zugang zum Regelenergiemarkt in Form der Präqualifikationsprozesse sowie der Produktdefinitionen. Hierzu müssen jedoch auch die Entwicklungen aus dem Network Code on Electricity Balancing einbezogen werden.

Der BDEW empfiehlt, im Rahmen des Feinkonzepts die Zugangsmöglichkeiten zum Regelenergiemarkt detailliert zu betrachten und Vorschläge zur Verbesserung auszuarbeiten. Dies umfasst insbesondere die Anforderungen der Präqualifikation sowie der Produktgestaltung und -vielfalt von Regelenergieprodukten.

Die Auswahl der Weiterentwicklungsoptionen orientiert sich dabei am Bedarf zur weiteren Vertiefung um eine Umsetzung vorzubereiten.

1. Schritt: Weiterentwicklung des Marktzugangs zur Regelenergie

Vordringlich ist der Zugang zum Regelenergiemarkt in Deutschland über die Präqualifikation zu untersuchen und ein Vorschlag für das zukünftige Präqualifikationsverfahren für einen einheitlichen und diskriminierungsfreien Zugang in allen vier Regelzonen in Deutschland zu erarbeiten.

Der Zugang soll technologieoffen auszugestalten, um ein Maximum an Wettbewerbern am Regelenergiemarkt zuzulassen. Gleichzeitig muss die Verfügbarkeit der Regelenergie anbietenden Anlagen zur Sicherstellung der Systemsicherheit gewährleistet bleiben. In diesem

Zuge sind die Voraussetzungen und Nachweispflichten für eine regelzonenübergreifende Besicherung von Regelleistung zu beschreiben und ein Vorschlag zur Umsetzung schriftlich vorzulegen. Gleichfalls sind die Regelungen der Besicherung von bereits präqualifizierten Anlagen zu analysieren und Möglichkeiten zur Verbesserung zu untersuchen.

Die Ausarbeitung soll die folgenden Punkte berücksichtigen

- Zielsetzung der Präqualifikation
- Beschreibung der Voraussetzungen für eine Zulassung zum Verfahren
- Kriterien die im Präqualifikationsverfahren geprüft werden (IT Anbindung, Fähigkeit zum Doppelhub etc.)
- Prozessbeschreibung zur Zulassung inkl. Fristen bis zur Zulassung

2. Schritt: Weiterentwicklung der Regelenergieprodukte

Neben den Zugangsbedingungen zum Regelenergiemarkt sind die bestehenden Produkte zu analysieren. Grundsätzlich wird in der Verkürzung der Ausschreibungsfristen Optimierungspotential gesehen. Dennoch gilt es auch den parallelen Gebrauch von unterschiedlichen Fristen für Teile des jeweiligen Regelenergieprodukts zu prüfen und eine Umsetzung vorzulegen.

Die Regelenergieprodukte der Primär- und Sekundärregelenergie und der Minutenreserve werden in einheitlicher Qualität durch den ÜNB nachgefragt. Aufgrund der aktuellen Qualitätsvorgaben ist zu prüfen, ob durch die Zulassung von weiteren Produktqualitäten (insbesondere bei der Verfügbarkeit) der Wettbewerb im jeweiligen Produktsegment gesteigert werden kann. Ein Vorschlag für mögliche weitere Produkte muss erarbeitet werden und mit den europäischen Vorgaben und Entwicklungen aus dem Network Code Balancing kompatibel sein.

Die Ausarbeitung soll dabei die folgenden Punkte untersuchen

- Ausschreibungsfristen der Regelenergieprodukte
- Produktlaufzeiten

3. Schritt: Überprüfung der Anreize im Bilanzkreismanagement

Die Anreize durch das Bilanzkreissystem sind gut justiert und entfalten die richtige Wirkung bei den Bilanzkreisverantwortlichen. Dennoch ist zu prüfen, ob die Bilanzkreisbewirtschaftung weiter verbessert werden kann. In erster Linie ist das Verbesserungspotential in der zeitnahen Übermittlung oder Veröffentlichung von Daten der Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern zu finden. Der nächste Schritt ist die vertiefte Analyse, wie eine Verbesserung der Transparenz ausgestaltet werden kann. Hierbei sind Transparenzdaten und Qualitätsanforderungen festzulegen.

In der Ausarbeitung sollen dazu auf folgenden Punkten eingegangen werden

- Anforderungen der BKV an Transparenzdaten von Systembetreiber
- Beschreibung der Datengranularität und -qualität
- Beschreibung der Datenveröffentlichung bzw. Übermittlung
- Anforderungen der BKV an Transparenzdaten an andere BKV (VNB)
- Beschreibung der Datengranularität und -qualität
- Beschreibung der Datenveröffentlichung bzw. Übermittlung

Ansprechpartner:

Marcel Steinbach
Telefon: +49 30 300199-1550
Marcel.Steinbach@bdew.de

Dr. Matthias Grote
Telefon: +49 30 300199-1561
Matthias.Grote@bdew.de