



Untersuchung von Systembilanzungleichgewichten in Deutschland im Juni 2019

Bericht vom 19. November 2019

(Sachstand: August 2019)



Inhalt

1. Executive Summary	3
2. Einleitung: Ausmaß und zeitlicher Verlauf des Systemungleichgewichts.....	5
3. Analyse der Bilanzkreisungleichgewichte	7
4. Mögliche Ursachen	9
4.1. Prognosefehler.....	9
4.2. Unsachgemäße BK-Bewirtschaftung und Verdacht auf Leerverkäufe.....	10
5. Maßnahmen	16

1. Executive Summary

Am 06.06.2019, 12.06.2019 und 25./26.06.2019 kam es zu erheblichen Abweichungen der Systembilanz des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems. Das Systembilanzungleichgewicht erreichte am 06.06. und 25.06. eine Unterdeckung von über 6.000 MW, am 12.06. von knapp 10.000 MW. Erhebliche Ungleichgewichte bestanden während mehrerer Stunden an diesen Tagen. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mussten nicht nur die vorgehaltenen Regelleistungsreserven vollständig aktivieren, sondern auch zusätzliche Maßnahmen, einschließlich der Anforderung von Notreserven bei ausländischen ÜNB, einsetzen.

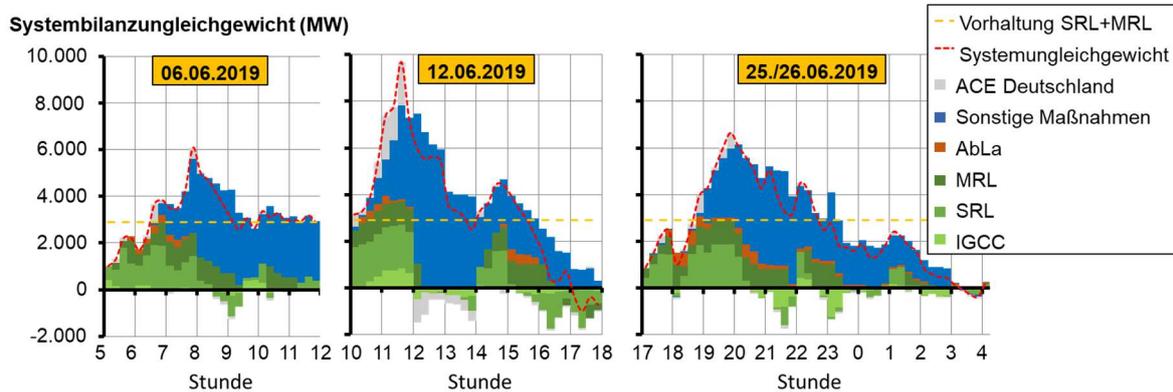


Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf des Systembilanzungleichgewichts und eingesetzter Maßnahmen am 06.06., 12.06. und 25.06.2019 (Quelle: ÜNB)

Am 06.06.2019 und 12.06.2019 lag eine erhöhte Unsicherheit bei der Prognose für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) vor. Zudem wurden Marktreaktionen der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) auf hohe Intraday (ID)-Preise (zeitliche Korrelation zwischen hohen ID-Preisen und BKV-Abweichungen) verzeichnet.

Am 25.06.2019 waren keine signifikanten EE-Prognoseabweichungen bekannt, jedoch waren wiederum Marktreaktionen der BKV auf hohe ID-Preise zu erkennen.

Für alle drei Tage ist ein geringer Anreiz zur Bilanzkreistreue wegen niedriger Regularisierungspreise (<100 €/MWh wegen Mischpreisverfahren) und damit einhergehender niedriger Ausgleichsenergiepreise (AEP)¹ unterhalb der maximalen ID-Börsenpreise (> 500 €/MWh) festzustellen. Darin ist ein wesentlicher Grund für das Ausmaß der beobachteten Ungleichgewichte der Bilanzkreise (BK) und des Systembilanzungleichgewichts festzustellen – neben Prognoseabweichungen aufgrund von schwierigen Wettersituationen am 6.6. sowie zum Teil am 12.6.

Die Auswertung der Fahrplanmeldungen einiger Bilanzkreise durch die ÜNB legt zum einen nahe, dass wenige Bilanzkreise einen wesentlichen Anteil an den Systemungleichgewichten im Juni 2019 hatten. So verursachten am 25.06.2019 die fünf Bilanzkreise mit den höchsten Abweichungen das Systembilanzungleichgewicht von ca. 6.000 MW zu einem Anteil von etwa 2.000 MW mit. Die Ungleichgewichte der zwanzig am stärksten unausgeglichenen BK entsprachen ca. 4.000 MW des Systembilanzungleichgewichts.

Die Analyse zeigt zum anderen, dass für mehrere BK mit erheblichen BK-Ungleichgewichten die vortägliche Bewirtschaftung der Bilanzkreise ordnungsgemäß war und die Ungleichgewichte erst durch untertägliche, unsachgemäße Fahrplanmeldungen entstanden sind. Ihre angepassten Fahrplanmeldungen kurz vor Lieferbeginn korrelieren mit den hohen Preisen im kontinuierlichen ID-Handel und der geringen Anreizwirkung des AEP.

¹ Auch als "regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis" (reBAP) bezeichnet

Auf diesen Erkenntnissen basierend führten die deutschen ÜNB die Analyse der BK-Ungleichgewichte in detaillierter Form fort, um dem Verdacht unsachgemäßer BK-Bewirtschaftung, Prognosepflichtverletzung und Leerverkäufe nachzugehen. Eine Liste der in dieser Hinsicht auffälligen BK wurde der Bundesnetzagentur übermittelt mit den entsprechenden Auswertungen, die diesen Anfangsverdacht nahelegen. Zudem gaben die ÜNB den BKV Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme bzgl. ihres Verhaltens während der kritischen Tage im Juni. Über das Ergebnis der Untersuchung setzten die ÜNB die Bundesnetzagentur bis Ende September 2019 in Kenntnis.

Als Folge dieser Ereignisse und der vorliegenden vorläufigen Ergebnisse wurden verschiedene Maßnahmen umgesetzt bzw. geplant. Unter anderem wurde kurzfristig die vorgehaltene Minutenreserve erhöht.

Abgesehen davon empfehlen die ÜNB regulatorische Anpassungen, um die Anreize zur BK-Treue zu erhöhen, wie:

- Pflicht zur untertägigen Ausgeglichenheit der Bilanzkreise
- Anpassung des 80-%-Kriteriums sowie der Börsenpreiskopplung (ID-Viertelstunden-Produkt) in der Berechnungsmethode des AEP
- Übermittlung der Messwerte von RLM²-Marktlokationen an den ÜNB am Folgetag

Einige der genannten Maßnahmen unterliegen mittlerweile Konsultationsverfahren.

Zudem setzten die ÜNB die Abschaffung des Mischpreisverfahrens für Sekundärregel- und Minutenreserve zum 31.07.2019 um.³

² registrierende Leistungsmessung

³ gemäß dem Urteil des OLG Düsseldorf vom 22.07.2019

2. Einleitung: Ausmaß und zeitlicher Verlauf des Systemungleichgewichts

An mehreren Tagen im Juni 2019 traten im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem außergewöhnlich hohe Systembilanzungleichgewichte für mehrere aufeinanderfolgende Stunden auf. Damit ist ein Ungleichgewicht in der Leistung zwischen dem Gesamtverbrauch und der Gesamterzeugung zu einem bestimmten Zeitpunkt gemeint. Dies betraf den 6. Juni, 12. Juni und 25. Juni 2019 und äußerte sich in einer außergewöhnlich hohen Unterspeisung des Systems, d. h. in einem erheblichen Mangel an Erzeugungsleistung im Vergleich zum Verbrauch (negatives Ungleichgewicht, Defizit).

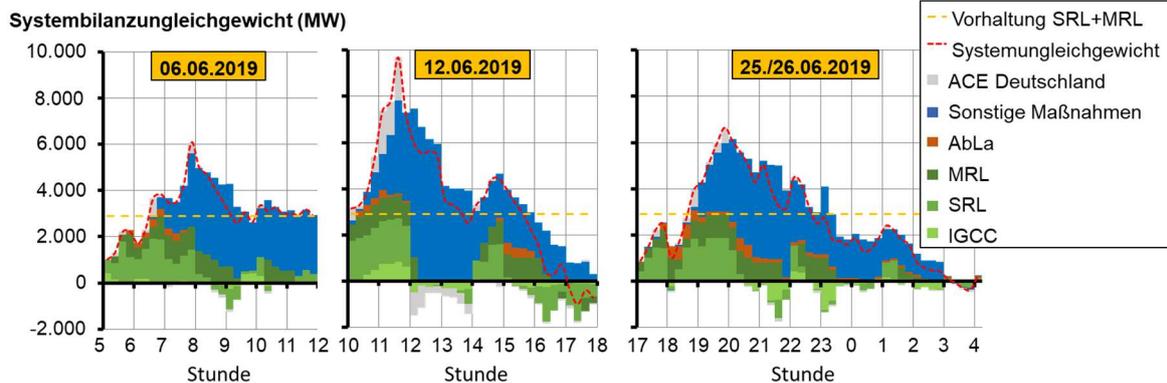


Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf des Systembilanzungleichgewichts und eingesetzter Maßnahmen am 06.06., 12.06. und 25.06.2019 (Quelle: ÜNB)

Die Abbildung 2 stellt den zeitlichen Verlauf des Ungleichgewichtes in der Systembilanz und die von den ÜNB getroffenen Maßnahmen im Einzelnen dar:

- Es werden die von den ÜNB eingesetzten Mittel, wie Regelleistung und Zusatzmaßnahmen, abgebildet. Diese sonstigen Maßnahmen beinhalten Käufe an der Börse und die Anforderung von Notreserve bei ausländischen ÜNB. Die Mengen bzgl. International Grid Control Cooperation (IGCC) entsprechen keinem zusätzlichen Leistungsabruf durch die ÜNB, sondern dem Maß an vermiedener Aktivierung von Regelarbeit durch das Netting mit Regelzonen außerhalb des deutschen Regelblocks.
- Mit Area Control Error (ACE) für den deutschen Regelblock ist der je Viertelstunde gemittelte Regelfehler bezeichnet. Er wird aus der Differenz zwischen dem gemessenen und dem geplanten Austausch mit benachbarten Regelzonen, abzüglich der Aktivierung von Primärregelleistung, berechnet und entspricht dem Bedarf an Leistungsfrequenzregelung bzw. komplementärer Maßnahmen mit dem Ziel, das Systembilanzgleichgewicht im (deutschen) Regelblock wiederherzustellen.⁴
- Der in der Grafik als Systemungleichgewicht bezeichnete Wert ist ein berechneter Wert, welcher der Summe aus allen getroffenen Maßnahmen, dem ACE (übriger Regelfehler) und der Verminderung des Regelernergiebedarfs durch Netting von Systemungleichgewichten mit anderen Regelzonen (als IGCC-Mengen abgebildet) entspricht. Dieser Wert kann als maximaler, bilanzieller oder Bruttobedarf an Regelleistung interpretiert werden, wenn der deutsche Regelblock nicht sein Leistungsdefizit durch Netting mit anderen Regelzonen hätte mindern können.

Am 6. Juni summierten sich die durch die deutschen ÜNB tatsächlich eingesetzten Maßnahmen zu knapp 5.500 MW in der Spitze (d. h. zu einem bestimmten 15-Minuten-Intervall innerhalb des Tages), am 12.06. zu 7.000 MW und am 25.06. wurden zeitweise mehr als 6.500 MW aktiviert. Das (negative) Systemungleichgewicht aller vier deutschen Regelzonen lag sogar noch darüber, wenn man den übrigen Regelfehler und das

⁴ Aufgrund des dynamischen Verhaltens des ACE und des Einsatzes von Regelleistung und anderer Maßnahmen innerhalb der Viertelstunde, kann der abgebildete ACE-Wert auch als übriger Regelfehler nach/trotz Einsatz von Regelleistung interpretiert werden.

IGCC Netting berücksichtigt. Auch abgesehen von den Spitzenwerten waren über mehrere Stunden hinweg hohe, negative Ungleichgewichte zu beobachten.⁵

In Folge dessen bestand eine erhebliche Gefahr für die Systemstabilität und die Stromversorgung in Deutschland zu diesen Stunden. Die deutschen ÜNB aktivierten die gesamten verfügbaren Regelleistungsreserven bestehend aus Sekundärregelleistung (SRL), Minutenreserve (MRL) und abschaltbaren Lasten (nach AbLaV). Darüber hinaus wurden börsliche Handelsgeschäfte getätigt und schließlich Notreserven bei ausländischen ÜNB angefordert. Nur durch den massiven, koordinierten Einsatz dieser Mittel über mehrere Stunden hinweg konnte die Systemstabilität wieder hergestellt werden.⁶

Dieser Kurzbericht untersucht die Umstände, wie es zu dem Systemungleichgewicht in den genannten Zeitpunkten kam, und versucht zu klären, worin die Ursachen lagen. Dazu haben die deutschen ÜNB quantitative Analysen für diese Tage vorgenommen. Zum Abschluss wird auf Maßnahmen eingegangen, die bereits durch die ÜNB umgesetzt wurden bzw. die vorgeschlagen werden, damit sich die Ereignisse im Juni möglichst nicht mehr wiederholen.

⁵ Die dargestellten Werte sind je Viertelstunde gemittelte Werte. Innerhalb der Viertelstunde wurden auch höhere Spitzenwerte beobachtet.

⁶ Abbildung 2 zeigt auch, dass durch den massiven Einsatz verschiedener Maßnahmen das Systemungleichgewicht zurückgeht und der ACE Deutschlands sogar negativ wird. Denn Zusatzmaßnahmen (z. B. Notreserve von ausländischen ÜNB, Stromlieferungen über ID-Börsengeschäfte, ...) haben im Vergleich zur SRL und MRL deutlich längere Vorlaufzeiten beim Abruf und sind im kontinuierlichen Systembetrieb oft nur im groben bzw. Stundenraster abrufbar. Sie dienen der Ablösung und Freisetzung der eingesetzten SRL bei sehr großen Systembilanzungleichgewichten, um wieder regelfähig zu werden. Aufgrund der o. g. Randbedingungen kann es beim Einsatz der Zusatzmaßnahmen zu gegenläufigem SRL- und MRL-Einsatz kommen.

3. Analyse der Bilanzkreisungleichgewichte

Ein Ungleichgewicht in der Systembilanz Deutschlands bedeutet ein Ungleichgewicht zwischen der Erzeugung und der Last zu einem Zeitpunkt im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem. Dieses Ungleichgewicht steht in direktem Zusammenhang mit den Fahrplananmeldungen aller Bilanzkreise, welche u. a. die in Echtzeit zu erwartende Last und Erzeugung beinhalten.

Daher wird nachfolgend zunächst analysiert, welche BK im Wesentlichen zum Systembilanzungleichgewicht beigetragen haben. Damit sollen nicht nur die wesentlichen Verursacher identifiziert werden, sondern auch Hinweise für die Gründe der Bilanzkreisabweichung gegeben werden. Als denkbare Ursachen kommen u. a. Prognosefehler, Leerverkäufe, falsche/fehlende wirtschaftliche Anreize für einen ausgeglichenen Bilanzkreis, usw. in Frage.

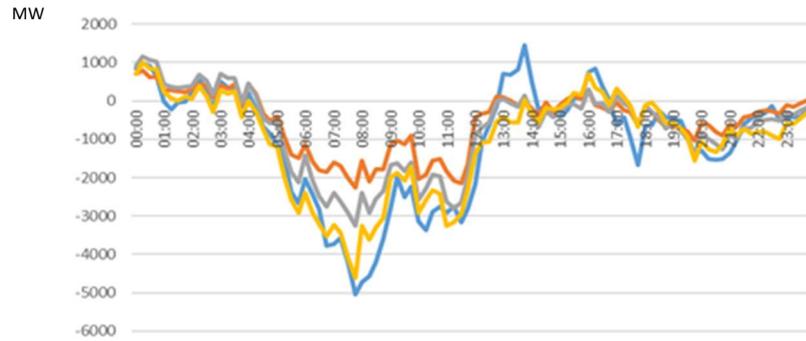
Dazu werden Bilanzkreisdaten über alle vier Regelzonen hinweg analysiert und die vortäglichen und abschließenden Fahrplananmeldungen für BK miteinander verglichen. Zudem wird der Zusammenhang zwischen untertäglicher Fahrplananmeldungen (Handelsgeschäfte) ausgewählter Bilanzkreise und den börslichen ID-Preisen zur Quantifizierung wirtschaftlicher Anreize für die Anpassung der Bilanzkreisbewirtschaftung untersucht.

Abbildung 3 stellt die Bilanzkreisabweichungen der 5, 10 bzw. 20 BK mit den höchsten BK-Abweichungen der Summe der BK-Abweichung aller Bilanzkreise im Netzregelverbund (NRV) Deutschlands gegenüber. Die Summenwerte (in MWh) je BK wurden aus den BK-Ungleichgewichten je Viertelstunde über den mehrstündigen Betrachtungszeitraum je Tag berechnet, wobei nur solche Werte in die Summe eingehen, die das Systemungleichgewicht verstärken. Es lässt sich daraus Folgendes ableiten:

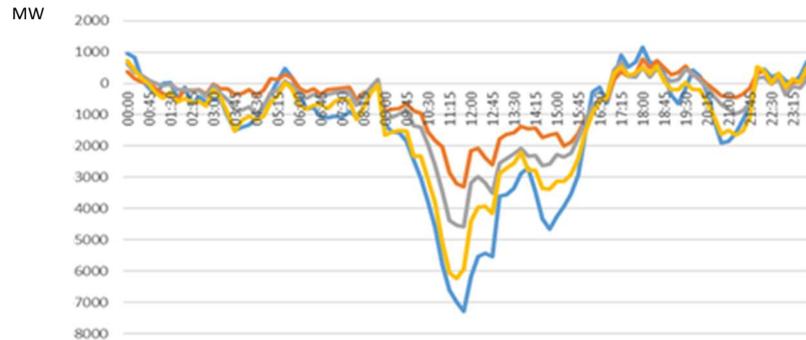
- Die 20 BK mit den höchsten BK-Abweichungen in Summe bilden sehr gut die Struktur und den Umfang des NRV-Ungleichgewichts im zeitlichen Verlauf ab. Insbesondere am 06.06.2019 beruhte das gesamte Ungleichgewicht in der Systembilanz während des ganzen kritischen Zeitraums beginnend am frühen Morgen bis zum Mittag fast vollständig auf den 20 BK mit den größten BK-Ungleichgewichten. An den anderen beiden Tagen trugen die 20 BK mit den höchsten BK-Ungleichgewichten zu den Zeitpunkten, als die höchsten bzw. sehr hohe Ungleichgewichte der Systembilanz vorlagen, ebenfalls stark bei, während die Summe der übrigen BK verantwortlich war für ungefähr 1.000 – 1.500 MW je nach Betrachtungszeitpunkt.
- Der Anteil der z. B. 5 BK mit den höchsten BK-Abweichungen ist dabei signifikant. Am 06.06. verursachten sie mit ca. 2.000 MW ca. 40 % der Summe der BK-Abweichungen aller BK (5.000 MW in der Spitze). Zu anderen Stunden war ihr Anteil noch höher, da ihre Abweichung ähnlich hoch blieb, die Summe aller BK-Abweichungen aber geringer als 5.000 MW war. Am 12.06. und am 25.06. war der Anteil der 5 BK mit den höchsten BK-Abweichungen in einer ähnlichen Größenordnung wie am 06.06.

Daraus folgt, dass nur wenige Bilanzkreise einen wesentlichen Anteil an den Systemungleichgewichten an allen drei untersuchten Tagen hatten.

06.06.2019



12.06.2019



25.06.2019

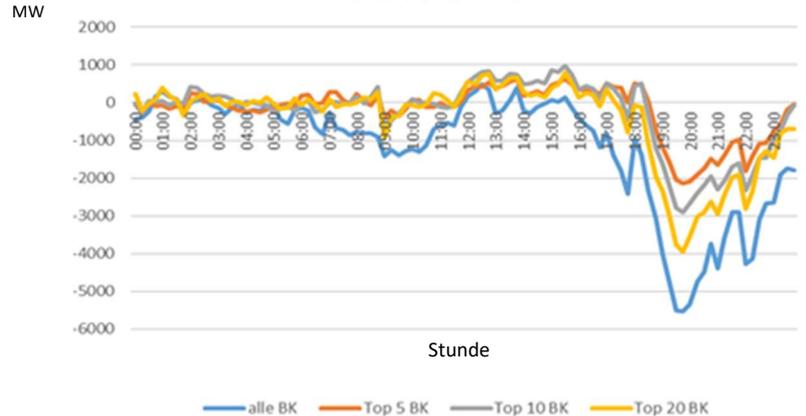


Abbildung 3: Anteil der BK mit den jeweils höchsten BK-Ungleichgewichten an der Summe der BK-Abweichung aller Bilanzkreise im NRV je Untersuchungstag (Werte in MW, Quelle: ÜNB)

Eine weitergehende Analyse der 20 BK mit dem höchsten BK-Ungleichgewicht (ohne ÜNB-BK) ergibt zum einen, dass an den kritischen Tagen keine nennenswerten, systemstützenden BK-Abweichungen vorlagen, sondern lediglich solche, die das Systemungleichgewicht verursachten bzw. verstärkten. Zum anderen weist die Analyse auf Bilanzkreise hin, deren Verhalten/Abweichungen als unauffällig und im Rahmen der üblichen Prognoseungenauigkeiten liegen. Allerdings gibt es unter den 20 BK mit den höchsten BK-Ungleichgewichten auch welche, die teils erhöhte, die übliche Prognoseungenauigkeit überschreitende Abweichungen während der kritischen Zeitpunkte aufwiesen.

Dies stellt die Frage nach den Treibern für die BK-Ungleichgewichte und ob Prognoseungenauigkeiten eine hinreichende Erklärung dafür sind.

4. Mögliche Ursachen

4.1. Prognosefehler

Um zu prüfen, inwieweit ungewöhnlich hohe Prognosefehler bzgl. der EE-Einspeisung als Erklärung in Frage kommen, werden die Prognosen der Einspeisung aus Windkraft- und Solaranlagen (Vermarktung nach EEG durch die ÜNB und Direktvermarktung) in Deutschland auf größere Abweichungen und deren Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf am 06.06.2019, 12.06.2019 und 25.06.2019 untersucht. Dies soll auch klären, ob eine komplexe Wettersituation, Schwächen in den Wetter- bzw. Prognosemodellen oder andere technische oder methodische Faktoren für die beobachtete Prognosegüte an den untersuchten Tagen ursächlich sind.

- **Analyse für den 06.06.2019**

An diesem Tag zog ein Tiefdruckgebiet über Westeuropa in nordwestliche Richtung über die Regelzonen von TenneT- und 50Hertz hinweg, verbunden mit teilweisen Abschattungseffekten. Alle gängigen Wettermodelle waren sich insbesondere bzgl. der Zugrichtung und Geschwindigkeit uneinig.

Demnach lag ein außergewöhnlich hoher Day-Ahead-Prognosefehler der Stromerzeugung aus Windkraft vor. Dieser äußerte sich darin, dass eine hohe Einspeisung aus Windkraft zeitlich früher stattfand (nämlich bereits gegen 04:00 Uhr am Morgen), als am Vortag und selbst zwei Stunden vor Echtzeit in der Prognose angenommen wurde, die danach schneller und deutlicher zurückging als angenommen.

Der Prognosefehler konnte mit den eintreffenden Kurzfristprognosen deutlich reduziert werden, war jedoch zu Beginn des ansteigenden NRV-Bedarfs noch relativ hoch. Durch die ungenaue Einschätzung des zeitlichen und leistungsmäßigen Verlaufs der Einspeisung aus Windkraft ergab sich zunächst eine Überspeisung des Systems mit einem Bedarf für negative Regelleistung. Der schneller als gedachte Abfall der Windkrafterzeugung führte in den Morgenstunden dann zu einer Unterspeisung des Systems und zu einem massiven Bedarf an positiver Regelleistung.

Es ist möglich, dass der Windprognosefehler ein initialer Treiber oder Auslöser für das Systemungleichgewicht war (gleichförmiger Verlauf). Allerdings ist er nach Einschätzung der deutschen ÜNB nicht ausreichend, um die Höhe und insbesondere die Dauer des Systemungleichgewichts zu erklären.

- **Analyse für den 12.06.2019**

Aufgrund des Tiefdruckgebietes über Norddeutschland und der zu erwartenden Gewitter gingen die Leistungsprognosen von einer volatilen, im Mittel aber ansteigenden Windeinspeisung aus. Allerdings überschätzte insbesondere die Kurzfristprognose die tatsächliche Einspeisung recht stark. Beispielsweise übertraf die Kurzfristprognose die tatsächliche Einspeisung gegen 16 Uhr um ca. 1.500 MW.

Der Bedarf für Regelleistung lässt sich jedoch nur teilweise durch die fehlerhafte Prognose der Windkrafterzeugung erklären. Es ist möglich, dass insbesondere der Prognosefehler bezogen auf die Stromerzeugung aus Windkraft und Solarenergie ein wesentlicher Treiber für das Systemungleichgewicht war. Er erklärt jedoch nicht dessen Höhe und insbesondere Dauer.

- **Analyse für den 25.06.2019**

Am 25.06. waren die Prognosen eher unauffällig und die Prognoseabweichungen nicht signifikant. Gegebenenfalls kamen Abweichungen vom Standardlastprofil wegen hoher Temperaturen zustande. Insgesamt können sie das Systemungleichgewicht nicht erklären.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass am 6.6 sowie zum Teil auch am 12.6. schwierige Wettersituationen zu Prognoseabweichungen führten. Allerdings erklären diese EE-Prognosefehler nach Einschätzung der deutschen ÜNB nicht die Höhe des massiven Regelenergiebedarfs an den drei Tagen.

4.2. Unsachgemäße BK-Bewirtschaftung und Verdacht auf Leerverkäufe

Da die Prognosefehler bezogen auf die Stromerzeugung aus EE nach Einschätzung der deutschen ÜNB nicht die Höhe des massiven Regelenergiebedarfs an den drei Tagen erklären, widmet sich die nachfolgende Analyse den an diesen Tagen vorherrschenden Marktsignalen und ökonomischen Anreizen als eine weitere mögliche Erklärung für die hohen BK-Ungleichgewichte.

Hierzu wird auf den Verlauf der Fahrplananmeldungen und -änderungen der BKV abgestellt. Abbildung 4 verdeutlicht für einen ausgewählten BK die Veränderung des Saldos der Fahrplananmeldungen für den 12.06.2019.

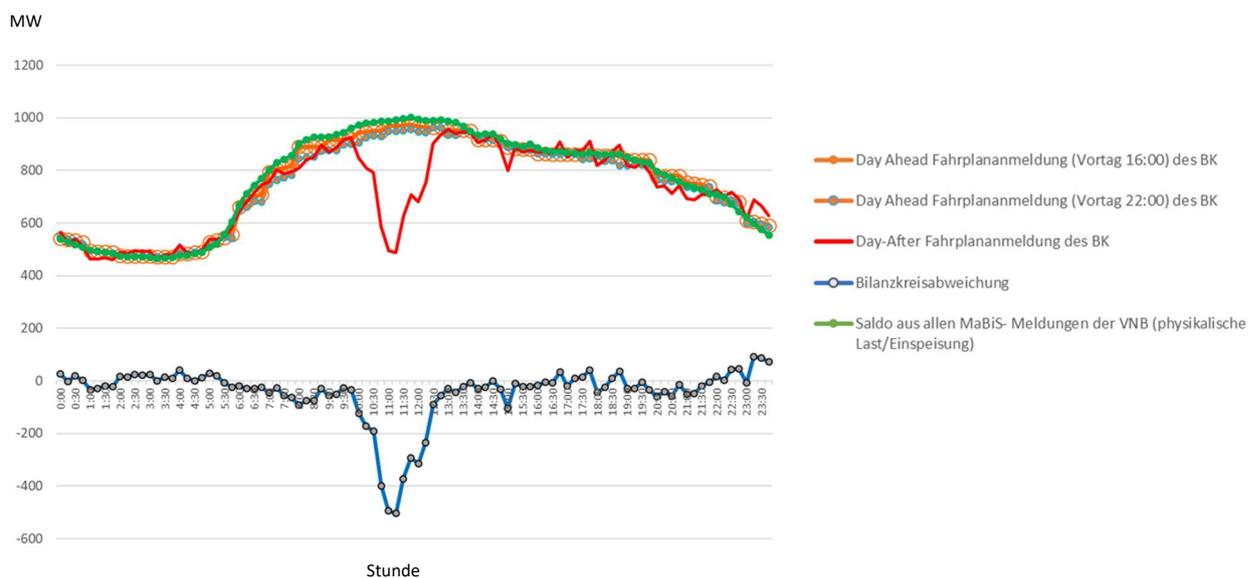


Abbildung 4: Beispiel für unsachgemäße BK-Bewirtschaftung (Quelle: ÜNB)

Es ist deutlich zu erkennen, dass der BK im Day-Ahead-Handel (orange Linie) die Last (grüne Linie) sehr gut prognostiziert hatte und erst im ID-Handel erhebliche Abweichungen generierte. Durch den Vergleich mit dem Systembilanzungleichgewicht in Abbildung 3 ergibt sich eine zeitliche Übereinstimmung des Ungleichgewichts dieses BK mit der Systembilanzabweichung.

Wie eine weitergehende Analyse durch die ÜNB zeigt, trifft dies auf mehrere andere BK und alle drei Tage zu. Somit liegt der Schluss nahe, dass die nicht sachgerechte untertägige Bewirtschaftung von am Vortag ausgeglichenen Bilanzkreisen Ursache für die Systembilanzabweichungen an allen drei Tagen im Juni 2019 ist.

Sofern dieselben BKV, die eine unsachgemäße BK-Bewirtschaftung vorgenommen haben, Energiemengen für denselben Zeitpunkt an der Börse verkaufen und die Mengen anschließend nicht beschaffen respektive erzeugen, liegt der Tatbestand von Leerverkäufen nahe.

Abbildung 5 unten illustriert, wie hoch das Systemungleichgewicht gewesen wäre, wenn zehn ausgewählte BK, bei denen u. a. die oben geschilderte auffällige untertägige BK-Bewirtschaftung identifiziert wurde, an den drei betroffenen Tagen sachgerechte Fahrplananmeldungen getätigt hätten.

- Für alle drei Tage ist im jeweils oberen Schaubild dargestellt, welchen Einfluss diese BK auf den Regelenergiebedarf hatten.
- Im unteren Schaubild ist der theoretische NRV-Saldo abgebildet, sofern die BKV Fahrpläne übermittelt hätten, die die ursprüngliche Prognose bzw. die Ist-Werte widergegeben hätten. Der NRV-Saldo entspricht der Summe des Regelzonensaldos (RZ-Saldo) für alle vier deutschen Regelzonen, der sich jeweils aus allen eingesetzten Maßnahmen zum Bilanzausgleich ergibt. Die Salden geben somit Auskunft über Abweichung des Verbrauchs von der Erzeugung, deren Absolutwert die ÜNB durch den Einsatz von Regelenergie minimieren.

Demnach wäre die Summe der Bilanzkreisabweichungen aller verbliebenen BK auf ein Maß beschränkt gewesen, das die vorgehaltene Regelleistung aus SRL und MRL nur in geringem Maß überschritten hätte. Am 06.06. und 25.06. hätte zudem die Chance bestanden, mit den gegebenen Reserven auszukommen, zumindest im 15-Minuten-Mittelwert. Der Abruf von Notreserve bei ausländischen ÜNB und börsliche Notkäufe hätte an allen drei Tagen sehr wahrscheinlich vermindert oder ganz vermieden werden können.

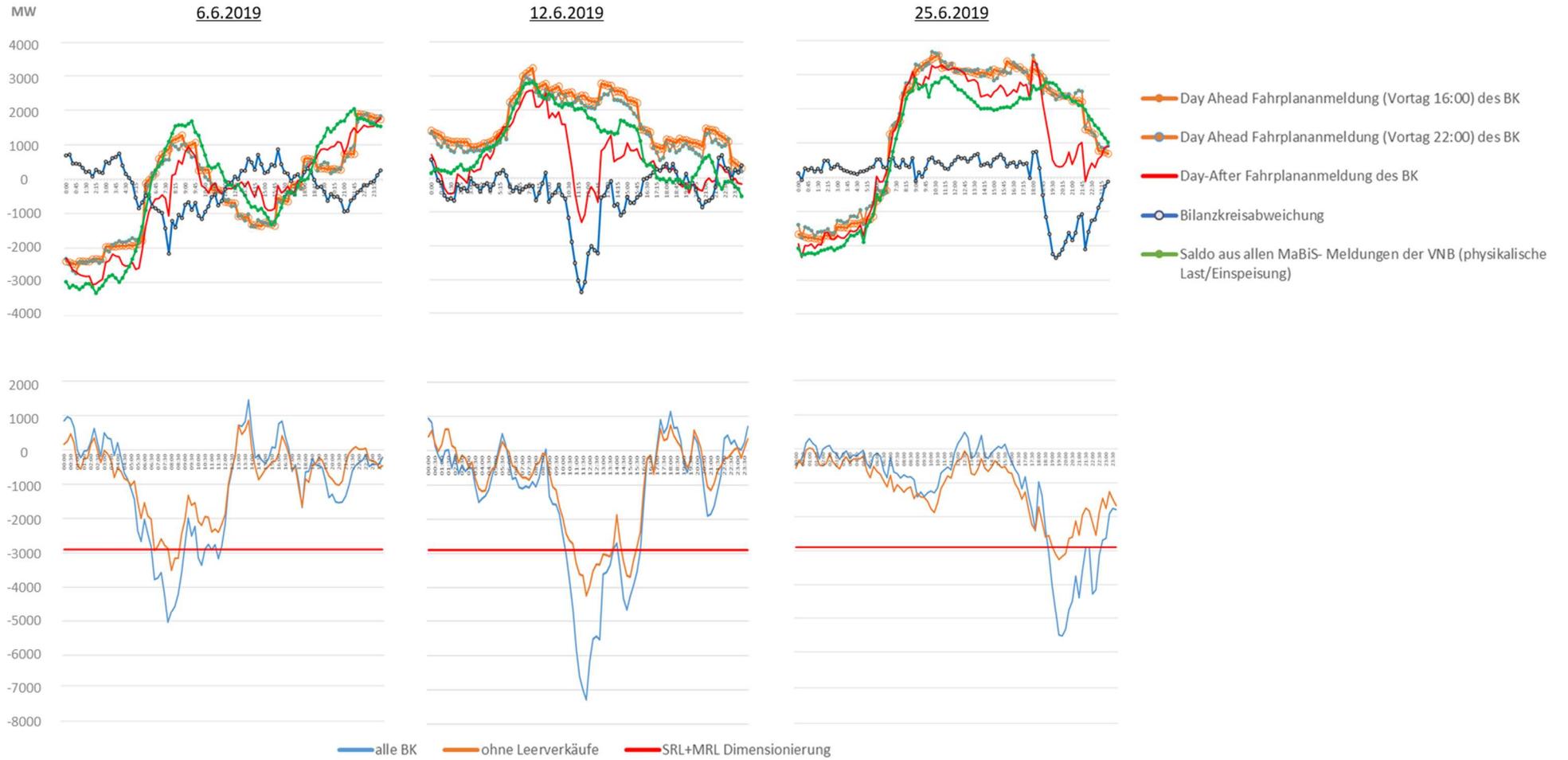


Abbildung 5: Wirkung der BK-Ungleichgewichte von BKV mit Verdacht auf Leerverkäufe auf das System (Quelle: ÜNB)

Dass nicht Prognosefehler/-anpassungen ursächlich für das Verhalten des BKV waren, sondern eher die ökonomischen Anreize, die am Strommarkt zu diesem Zeitpunkt vorherrschten, legt die nachfolgende Betrachtung der Handelsaktivitäten im ID-Markt im Vergleich zu den Fahrplananmeldungen der BK für die untersuchten Tage nahe. Dies wird in Abbildung 6 am Beispiel des 25.06. für einen BK illustriert.

- Der untere Teil der Grafik zeichnet den Verlauf der geplanten Ausspeisungen aus dem BK gemäß Fahrplananmeldungen für die vier Viertelstunden zwischen 20:00 und 21:00 Uhr des 25.06.2019 dieses BK nach. Zugleich wird die tatsächliche Last/Einspeisung laut Messwerten dargestellt. -
- Der obere Teil der Grafik zeigt die Handelsgeschäfte über den Zeitbereich zwischen 15:00 Uhr bis kurz vor Erfüllungszeitpunkt für das börsliche ID-Stundenprodukt 20:00 – 21:00 Uhr. Es werden die Börsengeschäfte von Marktteilnehmern von solchen, die der ÜNB für den Systemausgleich tätigte, unterschieden. Zudem weist die Abbildung den minimalen und maximalen Ausgleichsenergiepreis (AEP) der vier Viertelstunden für den Erfüllungszeitraum aus.

Mit Blick zunächst auf die Fahrplananmeldungen des BKV ist aus der unteren Grafik ersichtlich, dass der BKV über den gesamten Nachmittag des 25.06.2019 von ähnlich hohen Ausspeisungen aus dem BK für alle vier Viertelstunden zwischen 20:00 – 21:00 Uhr ausging, nämlich ca. 850 – 925 MW.

Ab 18:30 Uhr wurden Handelsgeschäfte für Strom mit Erfüllung für 20:00 – 21:00 Uhr bei zunehmend steigenden Preisen getätigt. Gegen 19:30 Uhr begannen die ÜNB, Handelsgeschäfte in Ergänzung zum Einsatz von Regelernergie und abschaltbaren Lasten zu tätigen.

Ab 19:30 Uhr, d. h. als die ID-Preise um dieselbe Uhrzeit den maximal zu erwartenden AEP überstiegen, wich der BKV von seiner bisherigen Erwartung des BK-Exports deutlich ab und passte seine Fahrplananmeldungen bis zum Erfüllungszeitpunkt ab 20:00 Uhr mehrmals bis auf ca. 650 MW für jede Viertelstunde zwischen 20:00 – 21:00 Uhr an, obwohl die tatsächliche Last nahezu auf demselben Niveau lag wie die Fahrplananmeldungen bis zu diesem Zeitpunkt. Der betrachtete BKV passte seinen Fahrplan an und suggerierte dem System/den ÜNB einen Überschuss an Energie, sei es wegen geringerem Verbrauch oder höherer Erzeugung im BK. Die Reduktion des Fahrplansaldos (Erhöhung Verkaufsmenge oder Absenkung Einkaufsmenge) kurz vor Lieferbeginn erfolgte parallel zum Preisanstieg am ID-Markt und der Überschreitung des maximal zu erwartenden AEP.

Es besteht der Verdacht, dass der betrachtete BK diese vermeintliche Überschussenergie am ID-Markt zu hohen Preisen verkaufte, ohne die Energie in Echtzeit zusätzlich zu erzeugen oder weniger zu verbrauchen. Dies legt die Differenz zwischen den tatsächlichen Last-/Erzeugungswerten und der jeweils letzten Fahrplananmeldung für die entsprechende Viertelstunde nahe und würde Leerverkäufen von Energie entsprechen. Es ist zudem zu befürchten, dass auch die börslichen Notkäufe der ÜNB nicht physisch bedient wurden.

Zugleich nahm der BK eine hohe Ausgleichsenergie in Kauf, denn offensichtlich bestand in den relevanten Viertelstunden keine ausreichende Anreizwirkung des AEP (ggü. Viertelstundenhandel), um die BK zu einer sachgemäßerer BK-Bewirtschaftung anzuhalten. Das heißt, letztlich verkauften diese BK vermeintlich überschüssige Energiemengen zu Zeiten hoher ID-Marktpreise und nahmen eine zu erwartende Unterspeisung ihres BK bei relativ niedrigeren AEP in Kauf.

Das in Abbildung 6 illustrierte Verhalten eines BK ist in ähnlicher Form bei mehreren anderen BK und an allen drei Tagen zu finden. Aufgrund der vorliegenden Analyse besteht somit der Verdacht, diese BK haben unerlaubterweise Leerverkäufe getätigt und dadurch die Systembilanzabweichungen verschuldet bzw. verschärft. Ohne diese Leerverkäufe bzw. unsachgemäße BK-Bewirtschaftung wären deutlich geringere Ungleichgewichte im System aufgetreten.

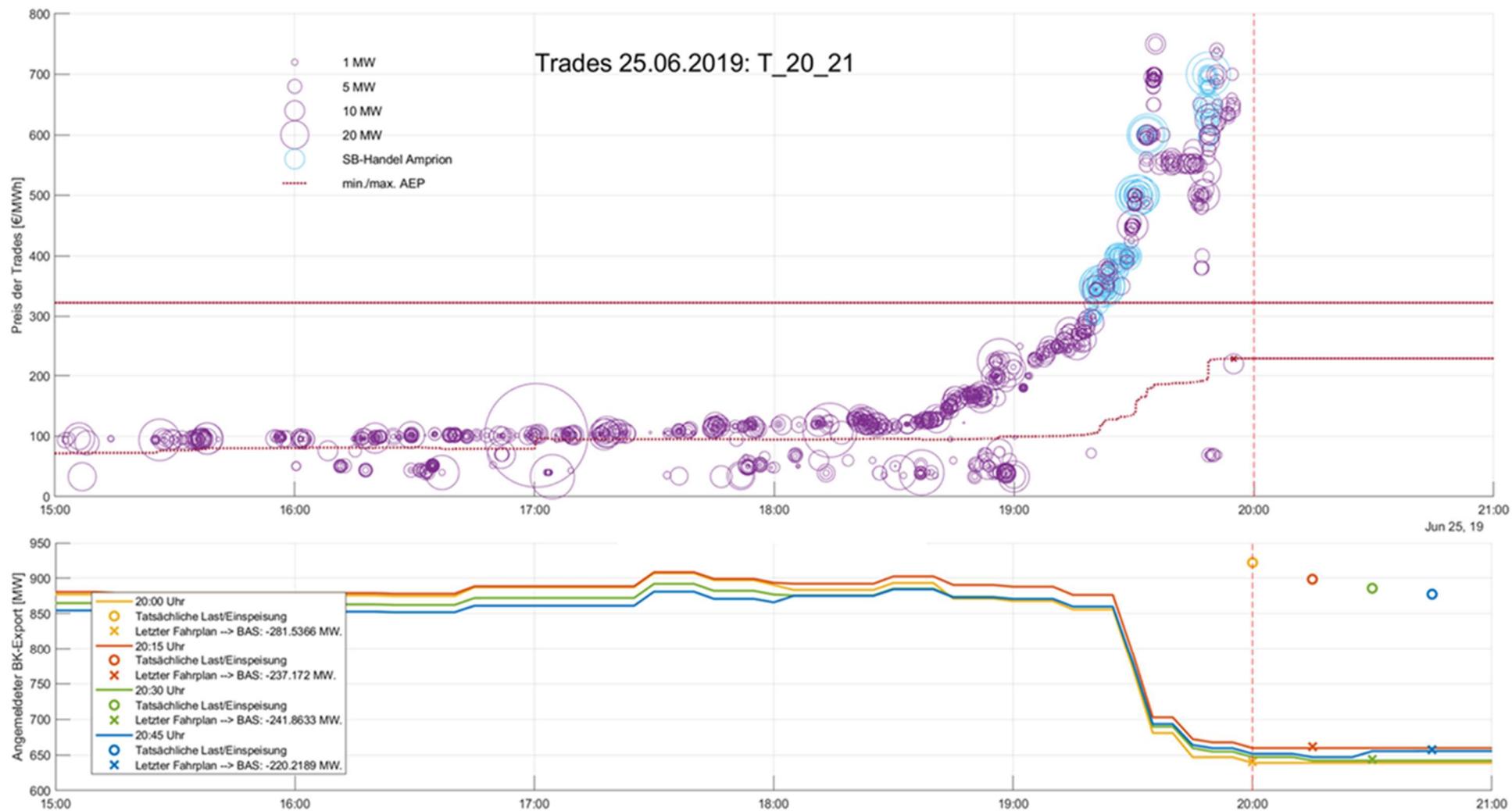


Abbildung 6: Systematik für Nachweis von Leerverkäufen anhand des Vergleichs der Fahrplananmeldungen und der Preise am ID-Markt (Quelle: ÜNB)

Eine falsche Anreizwirkung von AEP im Vergleich zu den ID-Preisen ergibt sich nach Einschätzung der deutschen ÜNB u.a. aus dem Mischpreisverfahren bei der Auswahl von Regelleistung-Geboten (SRL und MRL)⁷ und dem Verfahren zur Bestimmung des AEP.^{8,9}

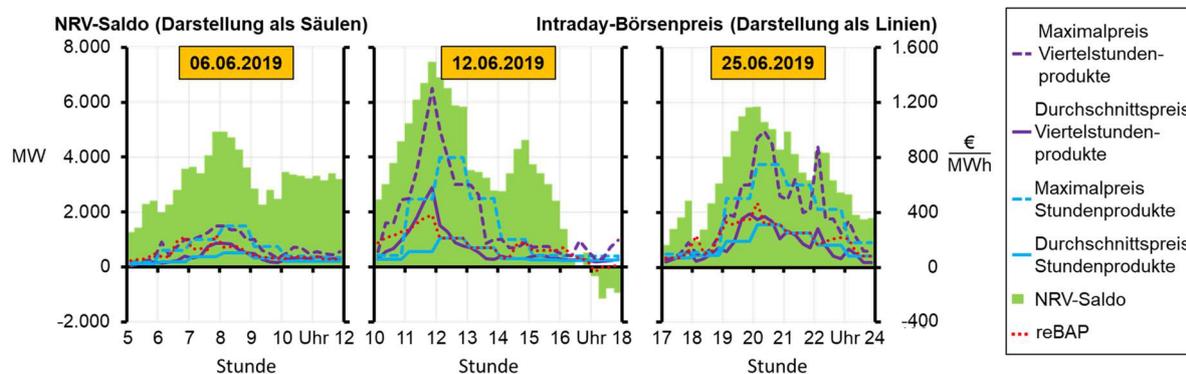


Abbildung 7: Wechselwirkung zwischen Systembilanzungleichgewicht und ID-Börsenpreis im Juni 2019¹⁰ (Quelle: ÜNB)

Dass das oben beschriebene Verhalten der BK zwingend im Zusammenhang zu den Börsen- und Ausgleichsenergiepreisen zu sehen ist und in der Aggregation systemgefährdende Ausmaße annahm, legt auch der Vergleich zwischen dem NRV-Saldo und den Börsenpreisen nahe.

Abbildung 7 zeigt die Viertelstundenmittelwerte des NRV-Saldos, die maximalen und durchschnittlichen ID-Börsenpreise sowie den AEP in Deutschland an den untersuchten Tagen im Juni 2019.¹¹ Insbesondere am 12.06. und 25.06. bestand eine hohe Korrelation zwischen den ID-Börsenpreisen und dem NRV-Saldo.

Abbildung 7 zeigt auch, dass z. B. am 12.06. der maximale ID-Preis für das Viertelstunden-Produkt den zu erwartenden AEP nach 10:00 Uhr überstieg. Im Zug der börslichen Notkäufe durch die ÜNB stieg der Börsenpreis weiter, während das Ungleichgewicht der Systembilanz nicht reduziert werden konnte, sondern ebenfalls immer weiter anstieg. Das deutet darauf hin, dass die Energiemengen, die die ÜNB am Markt einkaufte, vermutlich teilweise unbedient blieben (Leerverkäufe). Denn ansonsten hätten die Notkäufe der ÜNB sich unmittelbar positiv auf das Systembilanzungleichgewicht auswirken müssen.

⁷ Der Zuschlag für die Vorhaltung von Regelleistung erfolgt seit 12.07.2018 auf Basis eines Zuschlagswertes, der sich je Gebot aus dem gebotenen Leistungspreis, Arbeitspreis und einem systemspezifischen, historischen Gewichtungsfaktor errechnet. (siehe Beschlüsse BK6-18-019 und BK6-18-020). Im Vergleich zu der davor geltenden Regelung, wonach die Vorhaltung allein auf Grundlage des gebotenen Leistungspreises bezuschlagt wurde, stimmen die Anbieter von Regelleistung ihre Leistungs- und Arbeitspreisgebote anders aufeinander ab. Dies hat seit der Umstellung tendenziell zu einer Minderung der Arbeitspreisgebote geführt, die die Grundlage für den AEP bilden.

⁸ Der AEP ist bei einem negativen bzw. positiven Saldo des deutschen NRV durch den durchschnittlichen mengengewichteten ID-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde am ID-Markt der EPEX Spot nach oben bzw. unten beschränkt. Allerdings können innerhalb der entsprechenden Stunde ID-Marktpreise für Viertelstunden-Produkte auftreten, die deutlich höher/niedriger sind und nicht in die Betrachtung eingehen (siehe Beschluss BK6-12-024).

⁹ Bei der Bestimmung des AEP gilt das 80%-Kriterium, wonach der AEP um 50 % und mindestens 100 €/MWh in den Viertelstunden angehoben wird, in denen mindestens 80 % der vorgehaltenen SRL und MRL abgerufen wird. Jedoch greift das 80%-Kriterium erfahrungsgemäß nur in wenigen der Viertelstunden mit kritischen Abweichung im NRV. Die AEP liegen häufig nahe der maximalen bzw. mengengewichteten ID-Preise. Am 06.06., 12.06. und 25.06. lagen sie zu mehreren Zeitpunkten sogar darunter. Gründe sind u. a. die Minderung des tatsächlichen Abrufs an Regelleistung durch die grenzüberschreitende Kooperation zur Vermeidung von gegenläufigen Regelleistungabrufen und das Ablösen von (v. a. Sekundär-) Regelleistung durch andere Maßnahmen wie abschaltbare Lasten nach AbLaV.

¹⁰ Es sind die (vorläufigen) betrieblichen Werte dargestellt, die von den qualitätsgesicherten Werten abweichen können.

¹¹ Siehe „Erläuterungen zu den Veröffentlichungen auf der gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net“, Version vom 1. September 2017

5. Maßnahmen

Die ÜNB schlagen verschiedene kurzfristige und mittelfristige Maßnahmen und Anpassungen vor, die eine wiederholte Systemgefährdung in ähnlichem Ausmaß wie im Juni 2019 vermeiden sollen. Zugleich sind weitere, unterstützende Schritte im Bereich der Regulierung und des Marktdesigns geplant (Tabelle 1 unten).

Tabelle 1: Übersicht zu relevanten Maßnahmen im Zusammenhang mit den Vorkommnissen in Juni 2019 (Quelle: ÜNB)

Verantwortlicher	Bereits umgesetzt bzw. geplant	Art	Datum der Umsetzung
ÜNB	Bereits umgesetzte Maßnahmen	Information an Marktteilnehmer mit Aufforderung zur Beibehaltung der BK-Treue	26.06.2019
		Erhöhung der Ausschreibungsmenge MRL	29.06.2019
		Ablösung Mischpreisverfahren durch für Sekundärregel- und Minutenreserve ab dem Liefertag 31.07.2019*	22.07.2019
	Ausstehende / geplante Maßnahmen	Bilanzkreise mit auffälligen Abweichungen <ul style="list-style-type: none"> • Klärung zwischen ÜNB und BKV (schriftliche Anfrage zur Stellungnahme) • ggf. Meldung an Bundesnetzagentur • Bei erneuter Prognosepflichtverletzung (unter Vorbehalt der Feststellung durch Bundesnetzagentur): ggf. Kündigung der BK-Verträge 	
Bundesnetzagentur	Bereits umgesetzte Maßnahmen	Genehmigung zum Austausch von BK-Daten zwischen ÜNB	19.07.2019
	Ausstehende / geplante Maßnahmen	Verschiedene Maßnahmen zur Erhöhung der BK-Treue <ul style="list-style-type: none"> • Pflicht zur untertägigen Ausgeglichenheit der Bilanzkreise • Anpassung des 80%-Kriteriums sowie der Börsenpreiskopplung (ID ¼ h) in der Berechnungsmethode des AEP • Übermittlung der Messwerte von RLM-Marktlokationen an den ÜNB am Folgetag 	
		Mögliches Vorgehen gegenüber BKV: <ul style="list-style-type: none"> • Ggf. offizielle Feststellung der Prognosepflichtverletzung durch Bundesnetzagentur nach Meldung durch die ÜNB • Ggf. strafrechtliche Verfolgung von BKV 	
Börse	Ausstehende / geplante Maßnahmen	Prüfung von Sperrung/Sanktionierung der BKV mit unrechtmäßigem Verhalten (Kontaktaufnahme durch Markttransparenzstelle?)	

*Urteil des OLG Düsseldorf

Kurzfristig schrieben die ÜNB mehr Leistung zur Vorhaltung MRL ab dem 29.06.2019 aus. Der Bedarf erhöhte sich von -938/+1.094 MW um ca. 150 MW negative MRL und um ca. 950 MW positive MRL auf -1.006/+1.952 MW.

Die Vorhaltung an SRL wurde nur unwesentlich verändert (-1.770/+1.892 MW). Zudem setzten die ÜNB die Abschaffung des Mischpreisverfahrens für Sekundärregel- und Minutenreserve zum 31.07.2019 um.¹² Mittelfristig sind dadurch Effekte auf die Preise für die Vorhaltung und die Aktivierung von SRL und MRL zu erwarten.

Darüber hinaus führten die ÜNB die Analyse der BK-Ungleichgewichte in detaillierter Form fort, um dem Verdacht unsachgemäßer BK-Bewirtschaftung, Prognosepflichtverletzung und Leerverkäufe nachzugehen. Eine Liste der in dieser Hinsicht auffälligen BK wurde der Bundesnetzagentur übermittelt mit den entsprechenden Auswertungen, die diesen Anfangsverdacht nahelegen. Zudem gaben die ÜNB den BKV Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme bzgl. ihres Verhaltens während der kritischen Tage im Juni. Darauf aufbauend setzten die ÜNB die Bundesnetzagentur über das Ergebnis der Untersuchung bis Ende September 2019 in Kenntnis.¹³ Diese Ergebnisse sind u.a. Grundlage für weitere Verfahren gegen betroffene BKV durch die ÜNB und die Bundesnetzagentur.

Abgesehen davon empfehlen die ÜNB regulatorische Anpassungen, um die Anreize zur BK-Treue zu erhöhen, wie:

- Pflicht zur untertägigen Ausgeglichenheit der Bilanzkreise
- Anpassung des 80%-Kriteriums sowie der Börsenpreiskopplung (ID-Viertelstunden-Produkt) in der Berechnungsmethode des AEP¹⁴
- Übermittlung der Messwerte von RLM¹⁵-Marktlokationen an den ÜNB am Folgetag

Einige der genannten Maßnahmen unterliegen mittlerweile Konsultationsverfahren.

¹² gemäß dem Urteil des OLG Düsseldorf vom 22.07.2019

¹³ Für eine tiefere Analyse der Handelsgeschäfte (Mengen, Preise und Zeitpunkte) der auffälligen Bilanzkreise liegen den ÜNB keine ausreichenden Daten vor.

¹⁴ Auch als "regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichspreis" (reBAP) bezeichnet

¹⁵ registrierende Leistungsmessung