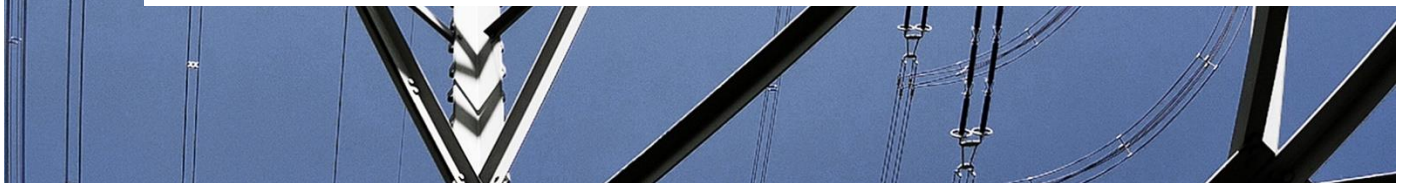




Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland



Erläuterungsdokument
im Auftrag der
deutschen Übertragungsnetzbetreiber

5. August 2022

Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland

Erläuterungsdokument

im Auftrag der
deutschen Übertragungsnetzbetreiber

5. August 2022

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland
Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0
E-Mail: info@consentec.de
<http://www.consentec.de>

Zusammenfassung

Damit das Elektrizitätsversorgungssystem stabil betrieben werden kann, ist es notwendig, dass die Leistungsbilanz von eingespeister und entnommener Energie fortwährend ausgeglichen ist. Die Leistungsbilanz muss kontinuierlich überwacht und im Bedarfsfall durch korrektive Eingriffe wieder ausgeglichen werden, um erzeugungs- und verbrauchsseitigen Schwankungen zu begegnen. Der hierfür erforderliche Systemausgleich wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) organisiert.

Ende 2017 wurde die Verordnung 2017/2195/EU zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im englischen Sprachgebrauch häufig als Guideline Electricity Balancing [EB GL] bezeichnet) im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht. Ziel der Leitlinie ist es, auch im Bereich des Systemausgleichs einen funktionierenden und liquiden grenzüberschreitenden Binnenmarkt zu schaffen. Mindestens im zweijährigen Turnus müssen die ÜNB gemäß Artikel 60 (1) EB GL einen nationalen Bericht über den Systemausgleich der vergangenen zwei Jahre verfassen, der zwischenzeitlich erfolgte Entwicklungen sowie wesentliche Markkennzahlen beschreibt. Die ÜNB entsprechen dieser Aufforderung der EB GL mit dem vorliegenden Erläuterungsdokument, das einen umfassenden Überblick über die Konzepte des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte gibt.¹

Die ÜNB sind bereits seit mehreren Jahren erfolgreich im Netzregelverbund (NRV) organisiert. Dem Prinzip des NRV liegt zugrunde, dass die ÜNB auf allen Bereichen des Systemausgleichs kooperieren. So findet in Deutschland bereits eine gemeinsame Bestimmung den Bedarf notwendiger Reservekapazität des LFC Blocks (Dimensionierung), deren Beschaffung mittels einer gemeinsamen Ausschreibungsplattform sowie ein kostenoptimaler Abruf im Falle von nach Saldierung verbleibenden Bilanzungleichgewichten statt. Somit scheint das größte Einsparpotential innerhalb Deutschlands auf dem Gebiet des Systemausgleichs zwar erschlossen, die ÜNB arbeiten aber stetig an der Verbesserung einzelner Prozesse wie dem Abbau möglicher Markteintrittsbarrieren der Regelreservemärkte auch für neue Verbraucher und Einspeiser. In den letzten beiden Jahren wurde das Ausgleichenergiepreissystem weiterentwickelt und hierdurch die finanziellen Anreize für Bilanzkreisverantwortliche zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise verschärft. Des Weiteren wurde mit der Einführung des Regelarbeitsmarktes im November 2020 eine, wie von EB GL vorgesehene, separate Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit eingeführt. Dies legt den Grundstein, um zeitnah die gemäß EB GL vorgeschriebenen Kooperationen mit ausländischen ÜNB umzusetzen und freiwillige Kooperationen auszuweiten.

In den letzten Jahren intensivierten die ÜNB im Einklang mit der EB GL bereits ihre Zusammenarbeit mit ausländischen ÜNB zur grenzüberschreitenden Marktintegration. So wurden weitere ÜNB in die sogenannte International Grid Control Cooperation (IGCC) aufgenommen, die eine Saldierung von Leistungsungleichgewichten fokussiert und somit gegenläufige Aktivierungen von Regelleistung vermindert. Die FCR Kooperation wurde vergrößert und weiterentwickelt. Besonders investiv kooperieren die deutschen ÜNB mit dem österreichischen ÜNB, sowohl bei der aFFR als auch bei der mFRR. Zeitnah, im Laufe des Jahres 2022, ist die Inbetriebnahme der europäischen Plattformen MARI und PICASSO geplant, die den Austausch von Regelarbeit ermöglichen. Hierdurch erhoffen sich die teilnehmenden Mitgliedstaaten weitere Kostensenkungen bei der Aktivierung von Regelarbeit. Die Plattformen werden von den deutschen ÜNB gehostet. Entsprechend erfolgt der Beitritt der deutschen ÜNB im zeitlichen Zusammenhang mit deren Betriebsaufnahme.

¹ Gemäß genehmigtem Vorschlag aller ÜNB des Synchrongebiet Kontinentaleuropa für die Bestimmung von Leistungs-Frequenz-Regelzonen-Blöcken (BNetzA-Beschluss BK6-18-024) ist Luxemburg Bestandteil der LFR-Zone Amprion/Creos. Daher behandelt dieser Bericht auch den Systemausgleich in Luxemburg.

Inhalt

Zusammenfassung	i
1 Einleitung	1
2 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen	1
3 Netzzugangsmodell	3
3.1 Organisation des Systemausgleichs	3
3.2 Bilanzkreissystem	4
4 Umsetzung der Leistungs-Frequenz-Regelung	5
4.1 Anforderungen an die Leistungs-Frequenz-Regelung	5
4.2 Regelreservequalitäten	6
4.3 Netzregelverbund	9
5 Beschaffung und Einsatz von Regelreserve	10
5.1 Präqualifikation von Anbietern	10
5.2 Dimensionierung - Bestimmung des Reservekapazitätsbedarfs	13
5.3 Regelreservemärkte	16
5.4 Vergabeergebnis an den Märkten für Regelreserve	19
5.5 Einsatz von Regelreserve	25
5.6 Kosten für den Systemausgleich	26
5.7 Abrechnung und Zahlungsströme zwischen Anbietern und ÜNB	27
5.8 Transparenzvorgaben	29
6 Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergie	31
6.1 Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergiemengen	31
6.2 Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises reBAP	31
6.3 Kostenallokationswirkungen und Solidarprinzip	35
6.4 Transparenzvorgaben	36
7 Weiterentwicklung der Märkte für Regelreserve	36

7.1	Stufen der Kooperation	36
7.2	Bestehende Kooperationen mit deutscher Beteiligung	38
7.2.1	IGCC.....	38
7.2.2	PICASSO.....	39
7.2.3	MARI	39
7.2.4	FCR-Kooperation.....	39
7.2.5	Kooperation zwischen Deutschland und Österreich	40

1 Einleitung

Für den stabilen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems ist eine kontinuierlich ausgeglichene Leistungsbilanz von eingespeister und entnommener Energie notwendig. Da diese Leistungsbilanz erzeugungs- und verbrauchsseitigen Schwankungen unterliegt, muss sie kontinuierlich überwacht und im Bedarfsfall durch korrektive Eingriffe wieder ausgeglichen werden. Hierfür erbringen die systemverantwortlichen ÜNB die Systemdienstleistung des Systemausgleichs². Diese umfasst in Deutschland maßgeblich die Vorhaltung und den Einsatz der drei Regelreservequalitäten Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve. Falls der Systemausgleich trotz des umfänglichen Einsatzes dieser Regelreservequalitäten nicht möglich ist, können die ÜNB als Notmaßnahme zusätzlich auf kontrahierte abschaltbare Lasten, die Kapazitätsreserve und Notreserveverträge mit ausländischen ÜNB (Mutual Emergency Assistance Service, MEAS) zurückgreifen sowie Fahrplanenergiegeschäfte zur Stützung der Systembilanz durchführen. Weitere Notmaßnahmen werden durch Anpassungen der Stromerzeugung, Stromtransite und Strombezüge gemäß § 13 (2) EnWG ermöglicht.

Ende des Jahres 2017 wurde im Amtsblatt der Europäischen Union die Verordnung 2017/2195/EU zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im englischen Sprachgebrauch häufig als Guideline Electricity Balancing (EB GL) bezeichnet) veröffentlicht. Die Leitlinie zielt auf die Etablierung eines liquiden grenzüberschreitenden Binnenmarkts auch im Bereich des Systemausgleichs ab. Sie trifft dabei unmittelbare Vorgaben zu den von den Mitgliedstaaten umzusetzenden Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkten sowie dem Ausgleichensystem.

In Artikel 60 (1) EB GL wird gefordert, dass die ÜNB mindestens im zweijährigen Turnus einen nationalen Bericht über den Systemausgleich der vergangenen zwei Jahre verfassen. Ein solcher Bericht wurde im Jahr 2019 erstmals veröffentlicht. Mit dem vorliegenden aktualisierten Bericht, der einen umfassenden Überblick über die Konzepte des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland gibt, kommen die deutschen ÜNB gemeinsam der Aufforderung der EB GL nach, einen solchen Bericht turnusgemäß zu erstellen. Die dargestellten quantitativen Auswertungen umfassen dabei den Zeitraum der vergangenen zwei Jahre, beginnend im Dezember 2019. Der Bericht wurde allerdings auch erstellt, um vor dem Hintergrund der zahlreichen Entwicklungen auf dem Gebiet des Systemausgleichs einen kompakten und möglichst vollständigen Überblick über die Materie (Stand: April 2022) zu geben. Schließlich liefert dieser Bericht eine Beschreibung der aktuellen Kooperationen auf europäischer Ebene und gibt einen Ausblick auf die zukünftige Zusammenarbeit mit anderen ÜNB im Bereich des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte.

2 Rechtlicher und regulatorischer Rahmen

Neben der Vorhaltung der Netzinfrastruktur für den weiträumigen Transport elektrischer Energie gehört die Bereitstellung von, für den sicheren Betrieb eines Elektrizitätsversorgungssystems unverzichtbaren Systemdienstleistungen zu den wichtigsten Aufgaben der ÜNB. Unter diesen Systemdienstleistungen ragt der Systemausgleich nicht nur wegen seiner technischen Komplexität, sondern auch wegen der – im Verhältnis zu den Kosten anderer Systemdienstleistungen wie den gesamten Übertragungsnetzkosten – erheblichen Kostenrelevanz und den Wechselwirkungen mit den Segmenten der Stromerzeugung und des Stromvertriebs heraus. Dementsprechend sind die Regelreservemärkte sowie das Ausgleichsenergiepreisregime bereits seit langem Gegenstand einer intensiven Regulierung,

² Die Terminologie „Systemausgleich“ wird aus der EB GL übernommen. Ergänzend zum Begriff des Systemausgleichs wird der Themenkomplex häufig auch über andere Termini wie Leistungs-Frequenz-Regelung, Frequenzhaltung oder Regel- und Ausgleichensystem adressiert.

die sich von allgemeinen Richtlinien und Gesetzen über technische Regelwerke bis hin zu konkreten kartellrechtlichen und regulatorischen Festlegungen erstreckt.

Aktuell wird der regulatorische Rahmen für den Bereich der Frequenzhaltung insbesondere durch nachfolgende Regelwerke und Beschlüsse aufgespannt:

- Auf europäischer Ebene resultieren die Vorgaben für den Bereich des Systemausgleichs neben grundsätzlichen Vorgaben in der Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt³ vor allem aus den Leitlinien zu den Themen „System Operation“⁴ sowie „Electricity Balancing“⁵. Beide Leitlinien sind im Jahr 2017 als EU-Verordnungen in Kraft getreten. Die Leitlinie über den Systemausgleich (EB GL) hat die Etablierung eines funktionierenden und liquiden grenzüberschreitenden Binnenmarkts im Bereich der Regelarbeit und des Ausgleichsenergiesystems zum Ziel. Sie trifft dabei unmittelbare Vorgaben zu den von den Mitgliedstaaten umzusetzenden Regelreservemärkten sowie dem Ausgleichsenergiesystem. In der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL) werden harmonisierte Vorschriften über den Netzbetrieb festgelegt, mit den Zielen einen Rechtsrahmen für den Netzbetrieb zu schaffen, den europäischen Stromhandel zu erleichtern und die Systemsicherheit zu gewährleisten.
- Der nationale Rechtsrahmen behandelt Fragestellungen zum Themenkomplex der Regelreserve und Ausgleichsenergie nicht nur in der spezialisierten Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), sondern auch direkt im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Dort werden neben allgemeinen Prinzipien z. B. zur Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen insbesondere auch konkrete Anforderungen an die marktbasierende Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen, insbesondere Regelreserve, definiert. Diese im Verhältnis zu anderen Systemdienstleistungen herausgehobene Regelung auf Gesetzesebene unterstreicht die Bedeutung des Systemausgleichs. Die StromNZV trifft auf dieser Basis detailliertere Vorgaben zur Beschaffung, Erbringung und Verrechnung dieser Systemdienstleistung. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) trifft darüber hinaus Regelungen zur Teilnahme von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an Regelreservemärkten.
- Neben den genannten gesetzlichen Vorgaben sind weitere technische Regularien für den Themenbereich des Systemausgleichs relevant. Dies betrifft insbesondere die Präqualifikation für die Erbringung von Regelreserve zugelassener technischer Einheiten. Die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen sind ursprünglich im Transmission Code der deutschen ÜNB (letzte Fassung aus dem Jahr 2007) beschrieben. Zwischen Oktober 2018 und Dezember 2019 wurden diese Regelungen schrittweise durch überarbeitete Präqualifikationsbedingungen ersetzt.⁶ Weiterentwicklungen der Präqualifikationsanforderungen werden mit den Anbietern auf vertraglicher Basis vereinbart, wobei der jeweils aktuelle Stand veröffentlichten Musterverträgen entnommen werden kann. Ebenso werden die Pflichten bilanzverantwortlicher Marktteilnehmer in sogenannten Bilanzkreisverträgen geregelt, deren aktuelle Fassung von den ÜNB ebenfalls als Muster bereitgestellt wird.
- Die EU-Leitlinie über den Systemausgleich wirkt sich auf die Rolle der Bundesnetzagentur (BNetzA) bei der Gestaltung der Marktregeln für die verschiedenen Regelleistungssegmente aus, welche

³ Abrufbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

⁴ Abrufbar unter: https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/

⁵ Abrufbar unter: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

⁶ Siehe auch Präqualifikations-Portal: <https://pq-portal.energy>

sich mittlerweile zu einem großen Teil aus den europäischen Vorgaben ergeben. Die EB GL regelt das Verfahren der Antragstellung zu entsprechenden Änderungen durch die ÜNB, die Konsultation mit den Interessengruppen sowie die Genehmigung durch die zuständigen Regulierungsbehörden. Bei nationalen Anträgen erfolgt die Genehmigung in Form von Beschlüssen durch die BNetzA, bei regionalen Anträgen durch alle betroffenen Regulierungsbehörden. Von allen europäischen ÜNB gestellte Anträge werden seit Inkrafttreten des Clean Energy Packages (CEP) am 1. Januar 2020 von den zuständigen Regulierungsbehörden direkt an die Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) weitergeleitet.

Dieser kurze Abriss zeigt bereits die Komplexität des für den Bereich des Systemausgleichs relevanten Rechts- und Regulierungsrahmens. Damit wird auch nachvollziehbar, dass Beschaffung, Erbringung und Verrechnung dieser Systemdienstleistung einer kontinuierlichen Entwicklung unterliegen.

3 Netzzugangsmodell

3.1 Organisation des Systemausgleichs

Der stabile Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems setzt voraus, dass die Leistungsbilanz von Einspeisungen (Erzeugung) und Entnahmen (Verbrauch inkl. Transportverlusten) im Gesamtsystem jederzeit ausgeglichen ist oder nach Auslenkungen aus dem Gleichgewicht im Zeitraum weniger Sekunden wieder in den Gleichgewichtszustand zurückgeführt wird. Überschüssig eingespeiste elektrische Energie kann nicht direkt gespeichert werden und auch das Netz selbst kann keine Energie speichern. Eine indirekte Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken, Batteriespeichersystemen oder durch andere Speichertechniken ist zwar grundsätzlich möglich, allerdings im heutigen Elektrizitätsversorgungssystem nur in begrenztem Umfang realisiert. Zudem erfordert auch die Einspeisung in Speicher und die Ausspeisung aus Speichern eine aktive Steuerung.

Die Nutzer des Elektrizitätsversorgungssystems sind somit darauf angewiesen, dass die Leistungsbilanz in Echtzeit überwacht und durch geeignete Regelungssysteme im Gleichgewicht gehalten wird. Die Regelungssysteme müssen dazu Zugriff auf steuerbare Einspeisungen oder auch steuerbare Verbrauchseinrichtungen haben, um die Leistungsbilanz gezielt beeinflussen zu können.

Aus technischer Sicht äußert sich die Erhaltung des Leistungsgleichgewichts darin, dass die Netzfrequenz in einem sehr engen Bereich um den Sollwert von 50 Hz herum gehalten wird, wie Abbildung 3.1 veranschaulicht.

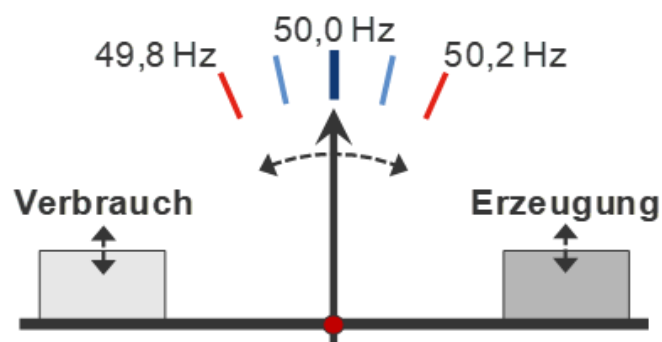


Abbildung 3.1 Notwendigkeit des Ausgleichs von Verbrauch und Erzeugung im Elektrizitätsversorgungssystem zur Aufrechterhaltung der Sollfrequenz von 50,0 Hz

Das Entstehen von Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen und somit von Ungleichgewichten der Leistungsbilanz kann auch nicht durch präzise Vorausplanung vermieden werden, da

weder die Entnahme durch einzelne Verbraucher oder auch Kollektive von Verbrauchern noch die Einspeisung aus Stromerzeugungsanlagen – insbesondere solchen auf Basis dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien (z. B. Wind und Sonne) – exakt prognostiziert werden kann. Die aktive kontinuierliche Regelung der Leistungsbilanz ist somit für die Stabilität des Versorgungssystems zwingend erforderlich.

Die Verantwortung für diese als Systemausgleich bezeichnete Systemdienstleistung obliegt in Deutschland gemäß EnWG den vier ÜNB. Jeder ÜNB betreibt hierzu eine Leistungs-Frequenz-Regelzone, innerhalb derer er die Leistungsbilanz durch Einsatz und Koordination verschiedener Regelungsmechanismen kontinuierlich ausgleicht. Mit der technischen Umsetzung dieses Konzepts und der Beschaffung benötigter Regelreserven befassen sich Kapitel 4 und 5 im Detail. Darüber hinaus sind die vier ÜNB im Netzregelverbund (NRV) organisiert, innerhalb dessen sie den Einsatz von Regularbeit und die Vorhaltung von Regelleistung technisch und wirtschaftlich optimieren. Die Details dieser Kooperation sind in Abschnitt 4.3 beschrieben.

3.2 Bilanzkreissystem

Der Ausgleich der Systembilanz ist im deutschen Energierechtsrahmen als eine Gemeinschaftsaufgabe angelegt, die jeder ÜNB im Rahmen seiner Systemverantwortung gemäß EnWG für alle Netznutzer innerhalb seiner Leistungs-Frequenz-Regelzone (LFR-Zone) übernimmt und deren Kosten er den Nutzern weiterverrechnet.

Um diese Aufgabe umzusetzen und eine verursachungsgerechte Verrechnung der Ausgleichskosten zu ermöglichen, bilden Stromversorger und Stromhändler jeweils innerhalb einer LFR-Zone Bilanzkreise, in denen die von ihnen verantworteten Einspeisungen und Stromhandelsmengen und die Entnahmen der von ihnen versorgten Verbraucher gebündelt werden. Jede Einspeisung, Entnahme und Handelsmenge in einer LFR-Zone muss jederzeit einem Bilanzkreis zugeordnet sein, um eine vollständige Bilanzierbarkeit zu gewährleisten. Für die Bewirtschaftung eines jeden Bilanzkreises ist ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) zuständig.

Durch Bilanzierung der Zählwerte aller Einspeisungen und Entnahmen innerhalb eines Bilanzkreises und unter Berücksichtigung eventueller gegenseitiger Lieferungen zwischen den Bilanzkreisen stellt der für eine LFR-Zone verantwortliche ÜNB jeweils nach Abschluss eines Liefermonats für jeden Bilanzkreis und für jede (viertelstündliche) Bilanzierungsperiode fest, welches Bilanzungleichgewicht sich ergeben hat. Das Ungleichgewicht eines Bilanzkreises entspricht der Ausgleichsenergie, die der Bilanzkreis in Anspruch genommen oder geliefert hat.

Die BKV sind gemäß StromNZV und Bilanzkreisvertrag verpflichtet, die Bilanzen ihrer Bilanzkreise in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu halten. Die ÜNB haben einen neuen Standardbilanzkreisvertrag Strom erarbeitet, der von der BNetzA im April 2019 genehmigt wurde und seit dem 01.08.2020 in Kraft ist.⁷ Der neue Standardbilanzkreisvertrag entspricht den Anforderungen des Art 18 (6) EB GL. Auf die grundsätzliche Verantwortung der BKV zur Bilanzkreistreue hat der neue Rahmenvertrag keine Auswirkungen.

Durch Prognoseabweichungen und andere Ursachen treten jedoch unvermeidlich Ungleichgewichte und somit Ausgleichsenergiebedarf auf. Ein Bilanzkreis, der Ausgleichsenergie aus dem System entnommen hat, wird als unterspeist bezeichnet. Ein Bilanzkreis, der Ausgleichsenergie in das System eingespeist hat, gilt als überspeist. Die Summe der Ungleichgewichte aller Bilanzkreise einer LFR-Zone entspricht dem Bilanzungleichgewicht der LFR-Zone. Analog zu den einzelnen Bilanzkreisen wird die

⁷ Siehe BNetzA-Beschluss BK6-18-061.

LFZ-Zone als unterspeist bezeichnet, wenn insgesamt mehr Ausgleichsenergie entnommen als eingespeist wird; im entgegengesetzten Fall wird sie als überspeist bezeichnet.

Die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie wird durch den jeweiligen ÜNB an die BKV abgerechnet, und zwar auf Basis eines für jede Viertelstunde separat ermittelten, mit dem jeweiligen Bilanzkreissaldo zu multiplizierenden Ausgleichsenergiepreises. Dieser Preis, der positiv oder negativ sein kann, wird bundesweit für alle in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen (Überspeisungen sowie Unterspeisungen) einheitlich angewendet. Über den Ausgleichsenergiepreis werden die Kosten, die den ÜNB durch den Einsatz von Regelarbeit in der jeweiligen Viertelstunde entstehen, verrechnet (siehe Abschnitt 6.2).

Das Konzept eines (für eine gegebene Viertelstunde) einheitlichen Ausgleichsenergiepreises pro Mengeneinheit impliziert, dass eine Differenzierung nach den Ursachen des Ausgleichsenergiebedarfs der einzelnen Bilanzkreise nicht stattfindet, sondern alle (gleichgerichteten) Bilanzabweichungen pro Mengeneinheit mit demselben Wert belegt werden, unabhängig von der Ursache ihres Entstehens. Insofern bilden die BKV eine Gemeinschaft, in der die über die Ausgleichsenergiepreise verrechneten Kosten der Systemregelung verursachungsgerecht nach Inanspruchnahme aufgeteilt werden, ohne nach den Ursachen des Ausgleichsenergiebedarfs der einzelnen BKV zu differenzieren.

Die Volumina der für eine Viertelstunde abgerechneten positiven und negativen Ausgleichsenergiemengen sind in der Regel weit größer als die in derselben Viertelstunde eingesetzte Regelarbeit, da in praktisch jeder Viertelstunde sowohl positive als auch negative Bilanzkreissalden auftreten. Die Bilanzkreise stellen sich also gegenseitig Ausgleichsenergie zur Verfügung.

4 Umsetzung der Leistungs-Frequenz-Regelung

4.1 Anforderungen an die Leistungs-Frequenz-Regelung

Wie eingangs erläutert, müssen Einspeisung und Entnahme von Energie im Elektrizitätsversorgungssystem zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Dieser Ausgleich der Systembilanz erfolgt im Grundsatz durch fortwährende und möglichst schnelle Anpassung der Erzeugung bzw. Entnahme elektrischer Energie von regelbaren technischen Einheiten und wird als Systemausgleich oder Leitungs-Frequenzregelung bezeichnet.

Dieser Ausgleich funktioniert auf mehreren Ebenen:

- Im Systembetrieb treten fortwährend und unvermeidbar kleinere Störungen der Systembilanz z. B. aufgrund des stochastischen, nicht koordinierten Ein- und Ausspeiseverhaltens von Netznutzern auf. Da die Erzeugungsleistung von Kraftwerken wie auch die Entnahme von elektrischen Verbrauchern jedoch nur verzögert angepasst werden können, erfolgt der momentane Bilanzausgleich ausschließlich aus der kinetischen Energie aller im Verbundsystem rotierenden Schwungmassen, insbesondere von Synchrongeneratoren. Bei diesem nicht-selektiven automatischen Prozess werden alle Schwungmassen gleichmäßig abgebremst (Ausspeicherung kinetischer Energie, Leistungsdefizit) oder beschleunigt (Einspeicherung kinetischer Energie, Leistungsüberschuss). Aufgrund der frequenzstarrten Netzkopplung von Synchrongeneratoren geht dieser Prozess direkt mit einem Abfall bzw. einem Anstieg der Netzfrequenz einher. Deren Beobachtung erlaubt somit unmittelbare Rückschlüsse auf die aktuelle Systembilanz auf Verbundebene und dient als ein Trigger für weitergehende Regelungseingriffe.
- Da eine stabile Netzfrequenz ohne größere Auslenkungen vom Sollwert ein wesentliches Merkmal der elektrischen Versorgungsqualität darstellt und starke Abweichungen von der Netzfrequenz

technisch nicht toleriert werden können, ist ein Systemausgleich allein über die – ohnehin begrenzte – kinetische Energie der Schwungmassen nicht akzeptabel. Vielmehr muss diese Momentanreserve so schnell wie möglich durch zusätzliche Reserven zum Ausgleich der Systembilanz und zur Rückführung der Netzfrequenz auf ihren Sollwert abgelöst werden. Lediglich sehr kleine Abweichungen der Netzfrequenz innerhalb von 10 mHz liegen in der Messtoleranz der dezentralen Frequenzmessgeräte.

Die zur Gewährleistung einer stabilen Netzfrequenz – und damit des Leistungsgleichgewichts im gesamten Synchronverbund – betriebene Leistungs-Frequenz-Regelung (vgl. Abbildung 4.1) der ÜNB hat darüber hinaus eine weitere Aufgabe. Sie stellt sicher, dass die Leistungsbilanz einer Regelzone möglichst gut den vorab zwischen den ÜNB auf Basis der Fahrplananmeldungen der Netznutzer abgestimmten Sollwerten⁸ folgt. Zu diesem Zweck betreibt jeder systemverantwortliche ÜNB einen eigenen Leistungs-Frequenz-Regler, der permanent die Leistungsbilanz der LFR-Zone (anhand der tatsächlichen Leistungsflüsse über die Kuppelleitungen) und die Netzfrequenz misst und mit den entsprechenden Sollwerten vergleicht. Im Fall von Abweichungen können dann Regelreserven aktiviert werden, um Soll- und Istwerte wieder in Übereinstimmung zu bringen.

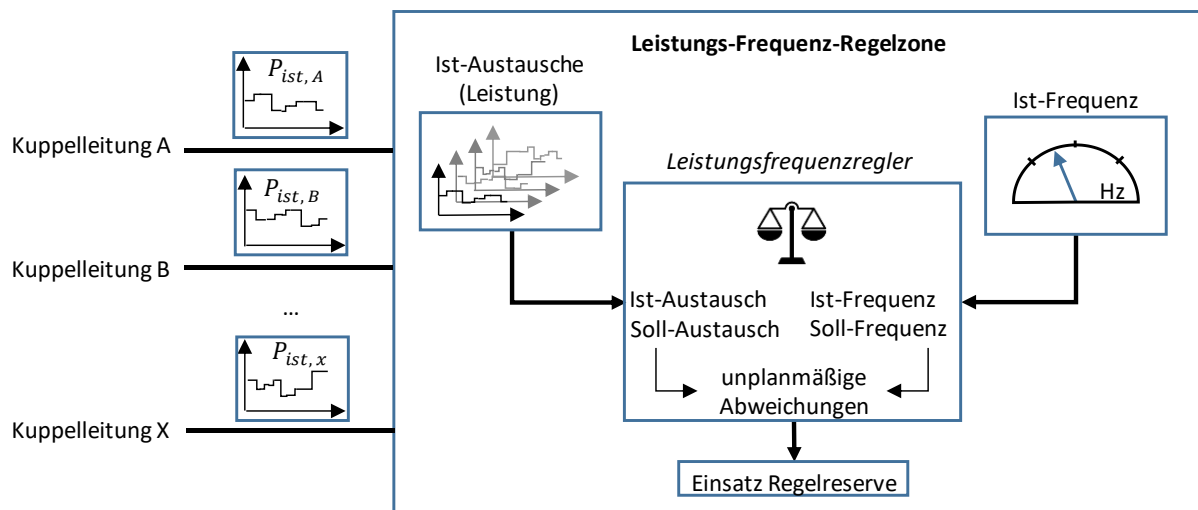


Abbildung 4.1 Schematische Darstellung der Leistungs-Frequenz-Regelung

4.2 Regelreservequalitäten

Um die Aufgaben des Systemausgleichs zu erfüllen, halten die ÜNB Regelreserve in unterschiedlich schnell aktivierbaren Qualitäten als Regelleistung vor, die im Zeitablauf sukzessive eingesetzt werden (Abruf von Regularbeit). Nachfolgend werden die Eigenschaften und Aufgaben der verschiedenen Regelreservequalitäten und die Wechselwirkungen untereinander dargestellt. Einen ersten Überblick vermittelt Abbildung 4.2. Ergänzend zeigt Abbildung 4.3 das Ineinandergreifen der Regelreservequalitäten im Zeitablauf.

Wesentliche Aufgabe der *Primärregelreserve* – im Folgenden gemäß den Guidelines als Frequenzhaltungsreserve (*Frequency Containment Reserve, FCR*) bezeichnet – ist die möglichst schnelle Stabilisierung der Netzfrequenz nach einem Störeneignis. Um diese schnelle Reaktion zu gewährleisten und gleichzeitig den von jeder einzelnen beteiligten Einheit zu erbringendem Beitrag möglichst gering zu

⁸ So führt die Anmeldung einer Energielieferung von Regelzone A nach Regelzone B zu einer Erhöhung des Leistungsbilanzsollwerts in A und einer entsprechenden Absenkung in der Regelzone B. Innerhalb des gesamten Synchronverbunds muss sich eine ausgeglichene Leistungsbilanz ergeben.

halten, wird die FCR im gesamten Verbundsystem unselektiv (pro-rata) und solidarisch (Solidaritätsprinzip) aktiviert. Hierdurch möglicherweise hervorgerufene Leistungsflüsse werden bei der Festlegung grenzüberschreitender Übertragungsnetzkapazitäten durch Sicherheitsmargen berücksichtigt.

Die FCR ist als Proportionalregelung konzipiert. Ihr Abruf erfolgt damit proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Sollwert. Da die Aktivierung der FCR allein durch die verbundweit identische Netzfrequenz gesteuert wird, ist keine zentrale Regeleinrichtung notwendig. Vielmehr erfolgt die Aktivierung durch dezentrale, lokale Regeleinrichtungen der beteiligten technischen Einheiten.

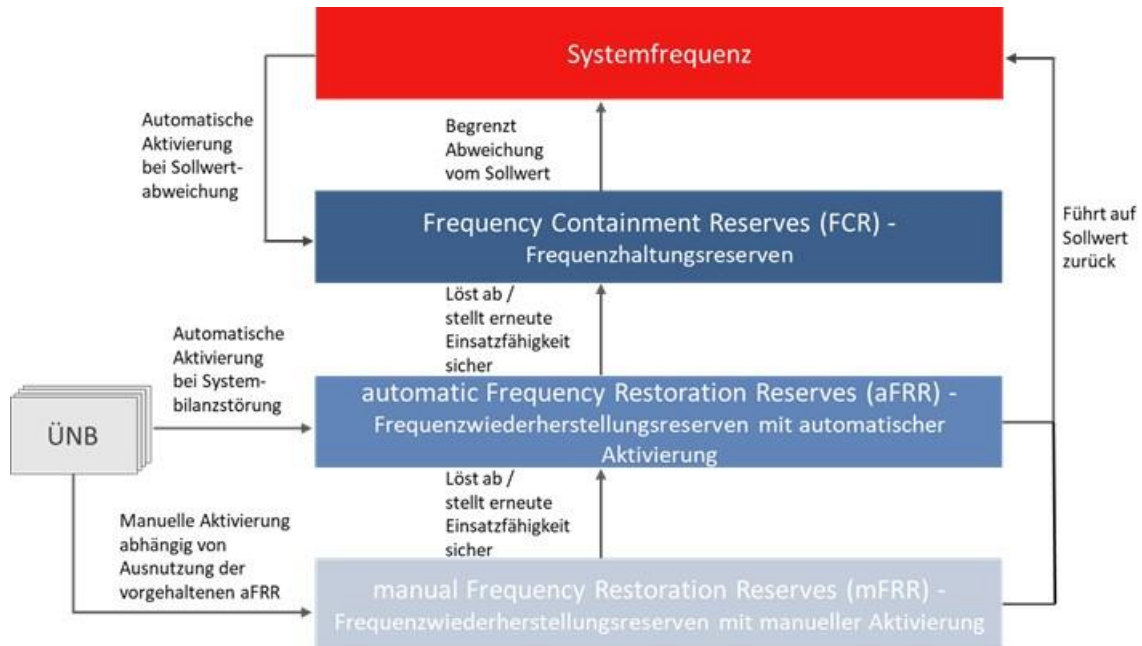


Abbildung 4.2 Überblick über Einsatz und Aufgaben der verschiedenen Regelreservequalitäten

Die Präqualifikationsanforderungen in Deutschland (Abschnitt 5.1) und Kontinentaleuropa sehen vor, dass die vollständige Aktivierung der abgerufenen FCR innerhalb von 30 Sekunden möglich sein muss. Die FCR ist allerdings nicht darauf konzipiert und dimensioniert, die Frequenz wieder auf 50 Hz zurückzuführen. Um für erneute Systembilanzungleichgewichte wieder zur Verfügung zu stehen, die mit FCR beherrscht werden müssen, wird eine möglichst schnelle Ablösung der FCR durch andere Regelreservequalitäten angestrebt.

Aufgrund des Charakters der Primärregelung als Proportionalregelung kann sie ein entstandenes Leistungsungleichgewicht (z. B. durch einen Kraftwerksausfall) lediglich ausgleichen und das System und die Netzfrequenz in einem neuen Arbeitspunkt stabilisieren. Es verbleibt jedoch eine quasistationäre Abweichung der Frequenz von ihrem Sollwert. Die Rückführung auf diesen Sollwert (und, damit aufgrund des frequenzproportionalen Abrufs automatisch verbunden, die Deaktivierung der FCR) ist Aufgabe der Sekundärregelreserve.

Die *Sekundärregelreserve* – im Folgenden gemäß den Guidelines als Frequenzwiederherstellungsreserven mit automatischer Aktivierung (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) bezeichnet – ist, wie die FCR, eine automatisch aktivierte Regelreserve. Anders als die FCR wird sie aber nicht unselektiv im gesamten Synchronverbund, sondern verursachungsgerecht nur in denjenigen LFR-Zonen aktiviert, in denen sich die Ursache für eine Systembilanzstörung befindet (sofern ÜNB im Bereich dieser Regelreservequalität nicht kooperieren). Die Detektion der in einer LFR-Zone aufgetretenen Systembilanz-

störung und automatische Reserveanforderung übernimmt der von jedem ÜNB für seine LFR-Zone betriebene Leistungs-Frequenz-Regler. Dieser, mit einer Taktrate von wenigen Sekunden arbeitende Regler berechnet kontinuierlich aus einem Vergleich von Übergabeleistung der LFR-Zone an Nachbar-LFR-Zonen (Randintegral) bzw. Netzfrequenz mit den entsprechenden Sollwerten die notwendige Aktivierung von aFRR-Reserve und gibt ein entsprechendes Sollsinal an die informationstechnisch direkt an den Regler angeschlossenen Regelkraftwerke bzw. -kraftwerkspools weiter. Dabei können unterschiedliche Aktivierungsstrategien verfolgt werden (z. B. proportionale Beteiligung aller Regelkraftwerke oder Minimierung der Aktivierungskosten). In Deutschland folgt die Aktivierung kostenoptimal gemäß Merit-Order Liste (MOL), d. h. einer nach Aktivierungskosten geordneten Einsatzreihenfolge. Diese Praxis entspricht der von der EB GL vorgesehenen Abrufstrategie.

Anders als die ausschließlich frequenzgesteuerte Primärregelung zielt die Sekundärregelung sowohl auf die Minimierung der Netzfrequenzabweichung von ihrem Sollwert als auch auf die Einhaltung der vereinbarten Übergabeleistungen zu den Verbundpartnern ab. Aufgrund der Ausführung als sogenannte Proportional-Integral-Regelung verbleibt in der Regelungsstufe der Sekundärregelung keine stationäre Regelabweichung. Die Steuergrößen werden also exakt auf ihren Sollwert zurückgeführt. Hierfür wird z. B. nach einem Kraftwerksausfall die LFR-Zone, in der dieser Ausfall aufgetreten ist, so lange überspeist, bis die Frequenz wieder ihren Normalwert erreicht hat und die FCR vollständig deaktiviert ist. Erst nach Ablösung der FCR steht diese wieder für die Beherrschung ggf. auftretender weiterer Störeignisse zur Verfügung. Somit ist auch die Aktivierung der aFRR ein zeitkritischer Prozess, für den in Deutschland eine Obergrenze von fünf Minuten festgelegt wurde. Gleichzeitig zielt die aFRR jedoch auf Leistungsreserven, die nicht nur kurzfristig, sondern ggf. auch für einen längeren Zeitraum aktiviert werden können. In Deutschland wird aFRR in Kraftwerkspools vorgehalten, innerhalb derer eine Einsatzoptimierung zur bestmöglichen und wirtschaftlichsten Erfüllung der Regelanforderungen erfolgt.

Aufgrund der beschriebenen hohen technischen Anforderungen an die für die aFRR-Bereitstellung genutzten technischen Einheiten ist eine Vorhaltung der gesamten nötigen Regelreserve zur Beherrschung auch länger andauernder Systembilanzstörungen, z. B. aufgrund von Prognosefehlern oder nach Kraftwerksausfällen⁹, als aFRR weder sinnvoll noch notwendig. Stattdessen wird ein Teil dieses Regelreservebedarfs als sogenannte *Minutenreserve* – im Folgenden gemäß den Guidelines als Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller Aktivierung (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR) bezeichnet – vorgehalten. Die Anforderungen an die mFRR sind entsprechend geringer (Aktivierungszeit innerhalb von 15 Minuten, kein kontinuierliches Regelsignal, sondern Abwicklung als Fahrplanlieferung, d. h. in 15-Minuten-Intervallen oder als Direktabruf¹⁰), so dass Technische Einheiten (TE) mit geringerem Leistungsvermögen als bei der aFRR für die Bereitstellung in Frage kommen. Dabei erfolgt der Einsatz von mFRR anders als bei aFRR und FCR nicht automatisch. Vielmehr setzen die systemverantwortlichen ÜNB mFRR fallweise und abhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme der aFRR und deren absehbarer Entwicklung ein. Ziel dabei ist im Regelfall eine Ablösung über längere Zeiträume aktivierter aFRR, so dass das aFRR-Band wieder vollständig für kurzfristig notwendige Reglereingriffe zur Verfügung steht. In Einzelfällen kann auch eine präventive Aktivierung von mFRR zur

⁹ In Deutschland übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber gemäß StromNZV nach einem Kraftwerksausfall bis zu vier Viertelstunden, einschließlich der Viertelstunde, in der der Kraftwerksausfall aufgetreten ist, den Ersatz der ausgefallenen Leistung durch Regelreserve. Danach ist der Kraftwerksbetreiber für die Aktivierung eigener Reserve (bspw. über den kurzfristigen Abschluss von Stromhandelsgeschäften am Intraday-Markt) verantwortlich.

¹⁰ Eine Direktaktivierung von mFRR unterscheidet sich von der Fahrplanaktivierung durch den flexibleren Aktivierungszeitpunkt. Da die Direktaktivierung nur einen sehr geringen Anteil am Abrufvolumen der mFRR hat, wird im weiteren Dokument bei der Beschreibung von mFRR von Fahrplanaktivierung ausgegangen.

Kompensation erwarteter größerer Bilanzabweichungen erfolgen. In Deutschland erfolgt die Aktivierung der mFRR mittlerweile elektronisch über den sogenannten MOL-Server, dem Abruf tool für die mFRR-MOL der auf dem Regelreservemarkt eingeholten Angebote.

FCR, und FRR (Summe aus aFRR und mFRR) werden von den ÜNB sowohl als positive Regelreserve (zum Ausgleich von Leistungsbilanzdefiziten) wie als negative Regelreserve (zum Ausgleich von Leistungsbilanzüberschüssen) vorgehalten. Zu beachten ist, dass die Bezeichnungen grundsätzlich vergleichbarer Produkte variieren können. So wird Minutenreserve international häufig als Tertiärregelreserve (Tertiary Reserve) bezeichnet.

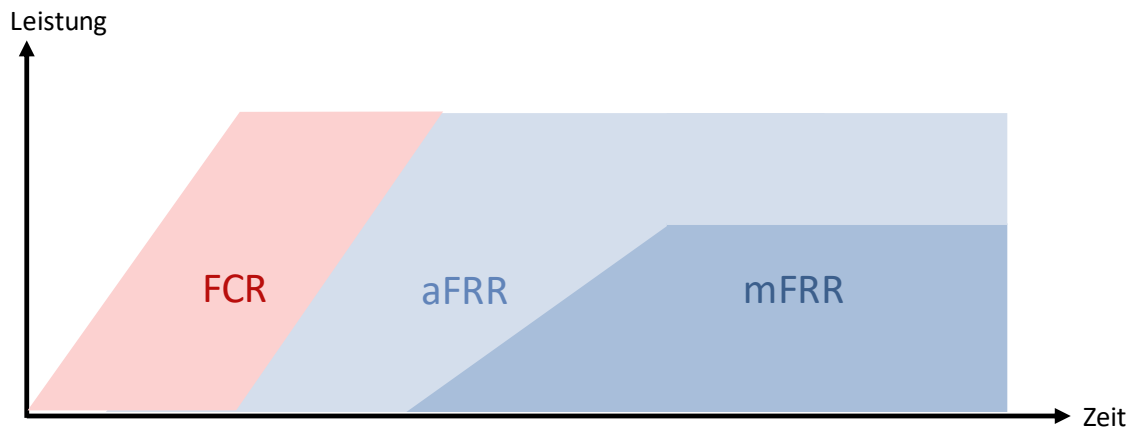


Abbildung 4.3 Dreistufiges Regelkonzept in Deutschland (schematische Darstellung)

In Kontinentaleuropa gibt es neben der FCR, aFRR und mFRR noch die Regelreservequalität der Ersatzreserven (*Replacement Reserves, RR*), welche in Deutschland allerdings nicht berücksichtigt werden. Über die in Abbildung 4.3 dargestellten Regelreservequalitäten hinaus, die in Deutschland entsprechend StromNZV obligatorisch für den Bilanzausgleich einzusetzen sind, können die deutschen ÜNB in außergewöhnlichen Situationen, z. B. bei besonders hohen Bilanzungleichgewichten, auf weitere Maßnahmen zurückgreifen. Diese umfassen insbesondere den Austausch von Notreserve mit anderen ÜNB, den Einsatz abschaltbarer Lasten oder die Durchführung von Handelsgeschäften für die Systembilanz. Diese zusätzlichen Maßnahmen werden zum Zeitpunkt des Bedarfs nach aktueller Verfügbarkeit ergriffen.

4.3 Netzregelverbund

Entsprechend dem Grundkonzept eines verursachungsgerechten regelzonenbezogenen Einsatzes von aFRR und mFRR kann es in benachbarten LFR-Zonen zu gegenläufigen Regelreserveaktivierungen kommen. Beispielsweise könnte in einer LFR-Zone positive Regelreserve zum Ausgleich eines Kraftwerksausfalls aktiviert werden, während in einer benachbarten LFR-Zone gleichzeitig negative Regelreserve aktiviert wird, um eine die tatsächliche Last überschätzende Lastprognose zu korrigieren. Alternativ könnten beide LFR-Zonen auf die Regelreserveaktivierung verzichten und stattdessen einen zusätzli-

chen Leistungsaustausch von der LFR-Zone mit Leistungsüberschuss in die LFR-Zone mit Leistungsdefizit vereinbaren.¹¹ Sofern dieser Leistungsfluss aus Netzbelastungssicht unkritisch ist, kann diese Vorgehensweise – abhängig von den Kosten der Regelreserveaktivierung – die Kosten der Netzregelung im Gesamtsystem verringern.

Die deutschen ÜNB haben sich im Zeitraum von 2008 bis 2010 zum sogenannten Netzregelverbund (NRV) zusammengeschlossen und ihre zonenübergreifenden Kooperationen auf dem Gebiet des Systemausgleichs schrittweise vorangetrieben. Während in der Anfangsphase ausschließlich Leistungsgleichgewichte aussaldiert wurden, erfolgt gegenwärtig eine Kooperation in Form einer kostenoptimalen aFRR- und mFRR-Aktivierung, einer gemeinsamen Dimensionierung und einer gemeinsamen Regelleistungsausschreibung. Zudem wurde ein gemeinsamer Regelreservemarkt gebildet, bei dem alle Regelreserveanbieter ihre Leistung auf einem gemeinsamen Markt allen ÜNB unter Berücksichtigung des Anschluss-ÜNB-Prinzips gleichermaßen anbieten können. Die operative Abwicklung des Leistungsaustausches erfolgt hierbei durch die beteiligten ÜNB. Diese intensive Zusammenarbeit hat zu einer deutlichen Senkung des Regelreservebedarfs in Deutschland geführt.

Die Kooperation im Rahmen des NRV ist so realisiert, dass die Leistungs-Frequenz-Regler der LFR-Zonen nicht ersetzt werden. Durch Korrektursignale wird die auszugleichende Bilanzabweichung der beteiligten LFR-Zonen in koordinierter Weise so gesteuert, dass die erforderliche Regelleistung abgerufen wird. Von jedem Leistungs-Frequenz-Regler können somit weiterhin nur die direkt angeschlossenen Einheiten aktiviert werden. Die Korrektursignale werden durch einen im Leitsystem von TransnetBW installierten zentralen Optimierungsbaustein ermittelt. Die Leistungs-Frequenz-Regelung in den über den NRV verbundenen vier LFR-Zonen erfolgt damit identisch zum Verhalten einer einzigen gesamtdeutschen LFR-Zone.

Zusätzlich zur Zusammenarbeit im NRV arbeiten die deutschen ÜNB mit verschiedenen europäischen ÜNB in unterschiedlichen Bereichen und Intensitäten zusammen. Diese internationalen Kooperationen im Bereich der Regelleistung sind in Kapitel 7 beschrieben.

5 Beschaffung und Einsatz von Regelreserve

Die StromNZV fordert, dass Regelleistung und Regularbeit im Rahmen einer gemeinsamen, die LFR-Zonenübergreifenden und anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen und entsprechend den Ausschreibungsergebnissen auf Grundlage von Angebotskurven einzusetzen sind.

Dieses Kapitel gibt einen detaillierten Überblick über die genauen Regularien des Beschaffungs- und Einsatzprozesses, beginnend bei der technischen Präqualifikation der Anbieter bis hin zu Transparenzpflichten und der daraus resultierenden aktuellen Veröffentlichungspraxis.

5.1 Präqualifikation von Anbietern

Die StromNZV weist ausdrücklich darauf hin, dass Regelreserveanbieter (RRA) den Nachweis zur Erfüllung der technischen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelreservequalitäten führen müssen. Deswegen müssen potentielle RRA als Zugangsvoraussetzung zu den entsprechenden Märkten eine technische Präqualifikation durchlaufen (jeweils separat für jede Regelreservequalität).

¹¹ Eine solche explizite Vereinbarung des Leistungsaustauschs und entsprechend eine kohärente Anpassung der Sollwerte der Übergabeleistungen der beteiligten Leistungs-Frequenz-Regler sind notwendig, weil der Leistungsaustausch ansonsten durch die Regler über den Einsatz von aFRR effektiv verhindert würde.

Diese wird ebenfalls in der SO GL gefordert, mit der Verpflichtung, die Präqualifikation regelmäßig zu wiederholen.

Neben technischer Kompetenz muss eine ordnungsgemäße Erbringung der Regelreserven unter betrieblichen Bedingungen und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des potentiellen RRA gewährleistet sein. Für alle Regelreservequalitäten erfolgt die Präqualifikation ausschließlich bei demjenigen ÜNB, in dessen LFR-Zone die betreffende Anlage, die präqualifiziert werden soll, unabhängig von der Spannungsebene netztechnisch angeschlossen sind (Anschluss-ÜNB). Die zu präqualifizierende Anlagen wird auch als Technische Einheit (TE) bezeichnet¹². Die Präqualifikation kann für eine Regelreserveeinheit (eine oder mehrere TE an einem Netzanschlusspunkt) oder -gruppe (aggregierte TE an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten) beantragt werden.

Die Durchführung eines Präqualifikationsverfahrens erfordert in der Regel einen Zeitraum von maximal drei Monaten. Ändern sich anbieterseitig wesentliche Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Präqualifikation, so hat der RRA dies dem Anschluss-ÜNB unverzüglich mitzuteilen. Dadurch kann eine erneute Präqualifikation erforderlich werden. Die Unterlagen, die ein RRA beim Anschluss-ÜNB einreicht, um seine Anlage zu präqualifizieren, werden über das Präqualifikationsportal (PQ-Portal - www.pq-portal.energy) übermittelt. Mit der Neustrukturierung der Präqualifikation über das PQ-Portal wird den Vorgaben der SO GL entsprochen.

Die Präqualifikation orientierte sich bis zum Jahr 2018 an den im Anhang D des Transmission Code dokumentierten, nach Regelleistungsqualität unterschiedenen Mindestanforderungen. Die Präqualifikations-Anforderungen wurden im Oktober 2018 gemäß der SO GL überarbeitet und sind bis Ende 2019 sukzessive in Kraft getreten.

Wesentlicher Bestandteil der Präqualifikation bei neuen RRA oder nach signifikanten Änderungen ist ein probeweiser Abruf (Doppelhub). Die entsprechenden Abrufmuster für die einzelnen Regelleistungsqualitäten sind auf der Ausschreibungsplattform www.regelleistung.net veröffentlicht. Abbildung 5.1 zeigt beispielhaft den Musterabruf für positive mFRR.

¹² Technische Einheiten ist der Oberbegriff für Anlagen zur Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve und meint sowohl Erzeugungseinheiten als auch regelbare Verbrauchseinheiten.

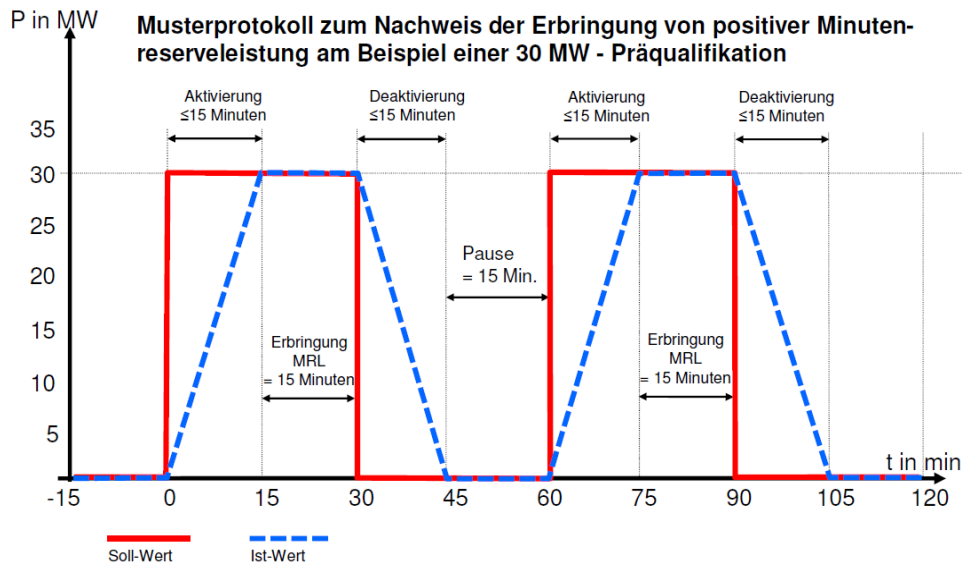


Abbildung 5.1 Musterabruf für positive mFRR

Neben der Quantifizierung der präqualifizierten Leistung über die im Aktivierungszeitraum (FCR: 30 Sekunden; aFRR: 5 Minuten; mFRR: 15 Minuten) aktivierbare Leistungsänderung dient die Präqualifikation insbesondere auch der Überprüfung leit- und kommunikationstechnischer Anbindungen (z. B. an den Leistungs-Frequenz-Regler (LFR) des Anschluss-ÜNB für aFRR bzw. an den MOL-Server für mFRR) sowie organisatorischer Voraussetzungen (Zustimmung des Eigentümers der TE bzw. des jeweiligen BKV).

Mittlerweile ist bei allen Regelreservequalitäten eine Poolung möglich, um Vorhaltung und Erbringung der angebotenen Regelleistung wirtschaftlich optimal zu gestalten. Ein Pool besteht aus einzelnen TE von gegebenenfalls unterschiedlichen Betreibern an verschiedenen Standorten innerhalb einer Regelzone.

Sobald die präqualifizierte Leistung die jeweilige Mindestangebotsgröße überschreitet, schließt der Anschluss-ÜNB mit dem RRA je Regelreservequalität einen Rahmenvertrag (Musterverträge sind unter www.regelleistung.net veröffentlicht) ab, der wiederum Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Regelreserve ist.

Entsprechend der von den deutschen ÜNB veröffentlichten Anbieterliste sind aktuell (Stand: 28.01.2022)¹³ für FCR 30 Anbieter, für aFRR 34 Anbieter und für mFRR 34 Anbieter präqualifiziert. Abbildung 5.2 veranschaulicht die in Deutschland präqualifizierte Leistung differenziert nach Erzeugungstechnologie.

¹³ Siehe <https://www.regelleistung.net/ext/download/anbieterliste>.

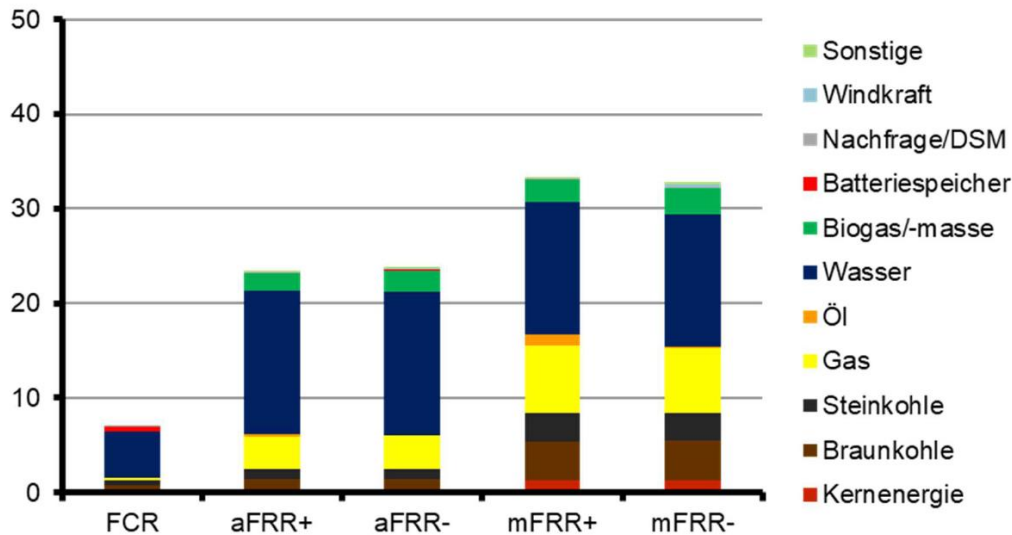


Abbildung 5.2 Präqualifizierte Leistung (in GW) in Deutschland differenziert nach Erzeugungstechnologien (Quelle: Regelleistung.net – Stand: 01.01.2022)

5.2 Dimensionierung - Bestimmung des Reservekapazitätsbedarfs

Wesentlicher Bestandteil der marktbasiereten Beschaffung der notwendigen Reservekapazität ist die nachvollziehbare Bestimmung des Bedarfs. Hier ist zwischen der verbundweit vorgehaltenen und eingesetzten FCR einerseits und der innerhalb des NRV koordiniert beschafften und eingesetzten aFRR¹⁴ und mFRR andererseits zu unterscheiden.

Entsprechend den Regularien der SO GL ist für den kontinentaleuropäischen Synchronverbund aktuell FCR in Höhe von 3.000 MW vorzuhalten. Diese Festlegung ergibt sich aus dem Ziel, zwei zeitlich überlappend auftretende sogenannte Referenzereignisse mit der vorgehaltenen FCR beherrschen zu können. Als Referenzereignis wird dabei die größte erwartete Leistungsbilanzstörung aufgrund einer einzigen Ursache bezeichnet. Im heutigen System entspricht dieses Referenzereignis dem spontanen Ausfall eines der größten im Synchronverbund betriebenen Kraftwerksblöcke. Aktuell sind dies große Kernkraftwerke mit einer Leistung von ca. 1.500 MW, woraus sich die Höhe des gesamten FCR-Bedarfs erklärt. Es ist weiterhin geregelt, dass jede LFR-Zone an diesem gesamten FCR-Bedarf einen Anteil vorzuhalten hat, der ihrem Anteil an der gesamten Stromerzeugung und -entnahme im Synchronverbund entspricht. Entsprechend dieser Berechnungsvorschrift wird die, von jeder LFR-Zone zu erbringende, FCR-Vorhaltung einmal jährlich aktualisiert. Aktuell (im Jahr 2022) wird in Deutschland FCR in Höhe von 555 MW ausgeschrieben.¹⁵

Für die Dimensionierung der aFRR und mFRR sind die Vorgaben der ENTSO-E weniger einschlägig. Dementsprechend unterscheidet sich die Dimensionierungspraxis der europäischen ÜNB z. T. deutlich. In den EU-Verordnungen, insbesondere in der SO GL, werden allerdings von den ÜNB einzuhaltende Mindestanforderungen konkretisiert. Die deutschen ÜNB haben jüngst das Verfahren zur Bestimmung des Bedarfs an FRR überarbeitet, um kurzfristiger die Bedarfe situativ anpassen zu können. Im Dezember 2019 wurde in diesem Zuge das bisherige statische Bemessungsverfahren, mit dessen Hilfe ein

¹⁴ Zur Kooperation zwischen Deutschland und Österreich bei der aFRR-Ausschreibung siehe Abschnitt 7.2.5.

¹⁵ Dabei ist zu berücksichtigen, dass ÜNB aus Belgien, Deutschland, Frankreich, den Niederlanden, Österreich und der Schweiz FCR gemeinsam ausschreiben. Dadurch kann die in Deutschland bezuschlagte FCR-Leistung variieren. (vgl. Abschnitt 5.3).

über einen längeren Zeitraum konstanter Reservekapazitätsbedarfs (in der Praxis ein Quartal) bestimmt wurde, durch ein dynamisches Dimensionierungsverfahren für aFRR und mFRR abgelöst¹⁶. In Einklang mit den Anforderungen der BNetzA-Beschlüsse BK6-15-158 und BK6-15-159 wird nun eine situationsabhängige Bemessung vorgenommen. Hierbei wird rollierend je 4-Stunden-Produktzeitscheibe der Reservekapazitätsbedarfs bestimmt. Analog zum vorherigen Verfahren wird die Bemessung auf Basis eines probabilistischen Ansatzes durchgeführt.

Die Dimensionierung ist dabei so ausgelegt, dass die deutschen ÜNB auch zukünftig selbstständig in der Lage sind, in Deutschland verursachte Bilanzungleichgewichte auszuregeln. Die dynamische Dimensionierung berücksichtigt daher auch Leistungsbilanzungleichgewichte, die mit den angrenzenden ÜNB saldiert wurden und somit nicht zu einem Regelleistungsabruf geführt haben. Dies erscheint sinnvoll, weil das historisch aufgetretene Saldierungspotential von gegenläufigen Ungleichgewichten mit benachbarten LFR-Zonen insbesondere aufgrund der ungewissen Verfügbarkeit der nach Intraday-Handel vorhandenen Grenzkuppelkapazitäten sowie das Vorliegen gegenläufiger Ungleichgewichte nicht sicher in die Zukunft fortgeschrieben werden kann.

In Abbildung 5.3 sind die ausgeschriebenen Mengen der FRR in den Jahren 2020 und 2021 dargestellt.

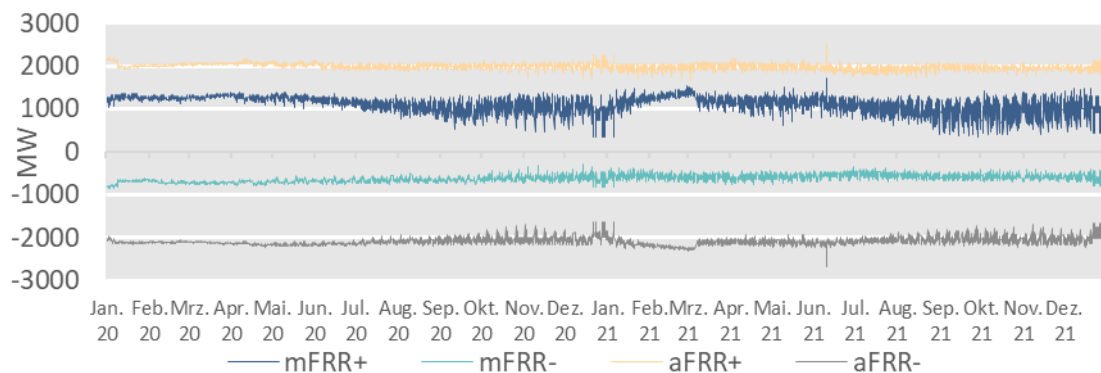


Abbildung 5.3 Entwicklung der ausgeschriebenen aFRR und mFRR Mengen (je 4-Stunden-Blöcke)

Seit dem 09.12.2019 ist die dynamische Regelreservedimensionierung in Kraft, so dass die dimensionierten und somit ausgeschriebenen Mengen volatiler sind als bei der quartalsweisen Bestimmung in der Vergangenheit. Bei der Einführung wurde diese Dynamik noch gedämpft, um den Übergangseffekte zu begrenzen. Abbildung 5.3 lässt diesen Effekt kurz nach der Einführung der dynamischen Regelleistungsdimensionierung erkennen, im weiteren Zeitverlauf nimmt die Dynamik der ausgeschriebenen Mengen erkennbar zu.

Die ausgeschriebenen Mengen positiver und negativer FRR schwanken über den dargestellten Zeitraum. Im Verlauf des Jahres 2020 steigen die Schwankungen der ausgeschriebenen Mengen innerhalb eines Tages erkennbar an, nehmen mit dem Jahreswechsel deutlich ab und gewinnen im Verlauf des Jahres wieder an Intensität. Der Bedarf an positiver mFRR hat zu Beginn des Jahres 2021 leicht zugenommen und ist insgesamt volatiler als der Bedarf an aFRR. Im letzten Quartal 2021 liegen die untertägigen Schwankungen bei der ausgeschriebenen mFRR+ an jedem Tag über 80 % bezogen auf die höchste Schwankung zwischen zwei Produktzeiträumen.

¹⁶ Eine ausführliche Beschreibung des neuen Dimensionierungsverfahren findet sich unter <https://www.regelleistung.net/ext/tender/re-mark>.

Im Monatsmittel ist der dimensionierte mFRR- Bedarf in den betrachteten zwei Jahren von 700 MW auf 600 MW zurückgegangen. Nach einem Absinken über das Jahr 2020 hinweg und einem Anstieg zu Beginn 2021 sinkt der mFRR+ Bedarf bis Ende des Jahres auf 1.000 MW im Monatsmittel. Der aFRR-Bedarf bewegt sich im Monatsmittel um 2.000 MW, nimmt von Beginn bis Ende der beiden Jahre jeweils ab. Der aFRR+ Bedarf hat im Monatsmittel von einem Ausgangsniveau von über 2.000 MW über die beiden Jahre hinweg etwas abgenommen.

In Abbildung 5.4 ist erkennbar, dass sich die Ungleichgewichte, die die Grundlage für die Bemessung bilden, in den betrachteten zwei Jahren in einem konstanten Bereich bewegt haben. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass das dynamische Dimensionierungsverfahren in 2020 schrittweise eingeführt wurde und erst seit Mitte Q4 2020 vollständig wirksam war. Der hier als Referenz dargestellte NRV-Saldo umfasst nur einen Teil der historischen Bilanzabweichungen. In der Praxis ändert sich der NRV-Saldo kontinuierlich und hat z. T. deutlich höhere Extremwerte als die dargestellten 15-Minuten-Mittelwerte. Außerdem fehlen im NRV-Saldo der ungewollte Austausch sowie der Frequenzkorrektur-Anteil. Das dynamische Dimensionierungsverfahren basiert aktuell ausschließlich auf Tageseigenschaften. Dies bedeutet, dass insbesondere die Ungleichgewichte in den Vorwochen und Vorjahreszeiträumen (Referenzzeiträume) einen Einfluss auf die dynamischen Dimensionierungsergebnisse haben. Abweichungen zu den Ausschreibungsmengen und den tatsächlichen Bedarfen sind stets möglich, da die Ausschreibungsmengen alle erwarteten Bilanzabweichungen berücksichtigen müssen, die Ungleichgewichte in den Referenzzeiträumen jedoch stark schwanken können. Mit der zukünftig geplanten Berücksichtigung externer Einflussfaktoren wie Wind- und Sonneneinspeisung zusätzlich zu den Tageseigenschaften sollten die ausgeschriebenen Regelreserve zukünftig noch besser zu den Bedarfen passen.

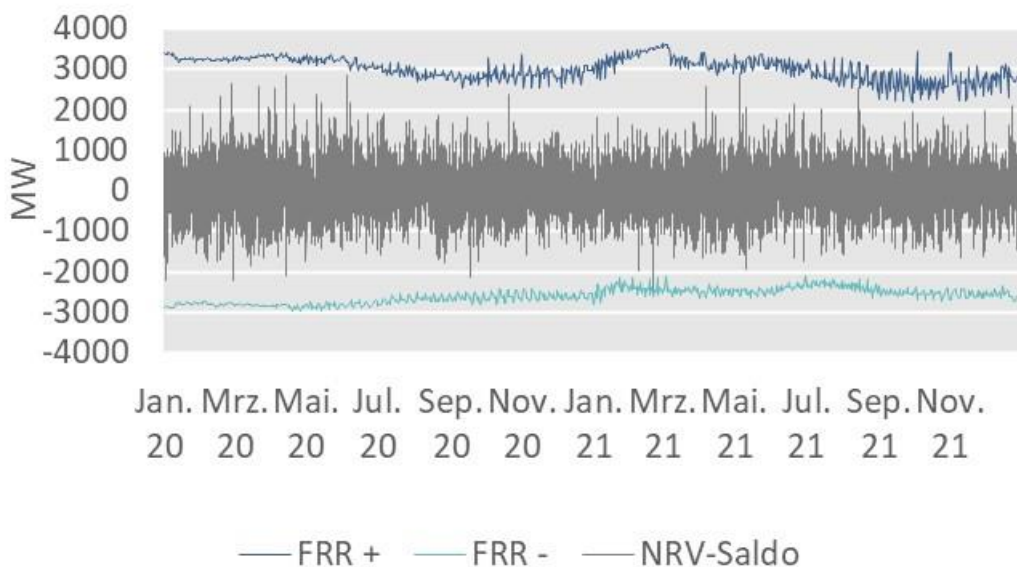


Abbildung 5.4 NRV-Saldo und ausgeschriebene FRR (¼-stündliche Werte)

Die Auswertung zeigt weiterhin, dass die FRR im betrachteten Zeitraum in allen Zeitpunkten ausreichend bemessen war, um die im NRV aufgetretenen Leistungsungleichgewichte auszuregeln. Dies ist im Einklang mit der SO GL, die fordert, dass ÜNB FRR in dem Maß vorhalten, dass die aufgrund der Dimensionierung vorgehaltenen Regelreserven in mindestens in 99 % der Zeit eines Jahres die Ungleichgewichte ausregeln kann (sogenannte Defizit-/Überschusswahrscheinlichkeit).

5.3 Regelreservemärkte

Die Ausschreibung der Regelreserven erfolgt über die von den ÜNB gemeinsam betriebene Internetplattform www.regelleistung.net (IP RL). Für die Angebotsabgabe und Abholung der Vergabeergebnisse steht jedem Anbieter auf der Internetplattform ein individueller gesicherter Anbieterbereich zur Verfügung.

Die Marktregeln und Zugangsbedingungen für die einzelnen Regelreservequalitäten werden von der BNetzA bzw. ACER nach Konsultation mit den ÜNB und Anbietern festgelegt. Bei der FCR erfolgt die Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit auf einem kombinierten Markt. Bis zum 03.11.2020 wurden Regelleistung und Regelarbeit der mFRR und aFRR ebenfalls jeweils auf einem kombinierten Markt beschafft. Am 02.10.2019 hat die BNetzA die Einführung eines Regelarbeitsmarkts (RAM) für mFRR und aFRR genehmigt (Beschluss BK6-18-004-RAM).¹⁷ Dieser wurde am 03.11.2020 eingeführt. Die Regelleistung wird auf dem Regelleistungsmarkt (RLM) beschafft. Einen Überblick über die wesentlichsten Produktmerkmale gibt Tabelle 5.1. Wesentliche Unterscheidungsmerkmale werden nachfolgend detaillierter erläutert.

¹⁷ Siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191008_Regelenergiemarkt.html.

	Kombinierter Markt	RLM		RAM	
	FCR	aFRR	mFRR	aFRR	mFRR
Ausschreibungszeitraum	Täglich D-1 (8 Uhr) ¹⁸	täglich D-1 (9 Uhr)	täglich D-1 (10 Uhr)	täglich 25 Minuten vor Lieferperiode	
Produktzeitscheiben	6 x 4-Stundenblöcke ¹⁹				
Produktdifferenzierung	keine (symmetrisches Produkt)	jeweils positiv & negativ			
Mindestgebotsgröße	1 MW ²⁰				
Angebotsinkrement	1 MW				
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Arbeitspreis-Merit-Order		
Vergütung	pay-as-cleared (Leistungspreis)	pay-as-bid (Leistungspreis)	pay-as-bid (Arbeitspreis)		

Tabelle 5.1 Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Regelreservequalitäten

- **Ausschreibungszeitraum:** FCR, aFRR und mFRR werden in täglichen Ausschreibungen beschafft. Bei der FCR erfolgt die Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit auf einem kombinierten Markt, dessen Gate-Closure-Time (GCT), also der Marktschluss, um 8 Uhr des Vortages ist. Die Beschaffung der Leistung von aFRR und mFRR erfolgt auf dem Regelleistungsmarkt (RLM). Dessen GCT ist jeweils vortäglich für aFRR und mFRR zeitlich versetzt um 9 bzw. 10 Uhr des Vortages. Anschließend an den RLM erfolgt die Beschaffung der Arbeitsgebote von mFRR und aFRR auf dem RAM (gemäß Artikel 16 (5) EB GL). Dieser öffnet nach Verkündung des Zuschlags der RLM-Auktion. Auf dem RAM können Anbieter bis zu 25 Minuten²¹ vor Beginn der Lieferperiode des Produkts reine Arbeitsgebote abgeben. Dieser ist für aFRR und mFRR zeitgleich.

¹⁸ Bis 01.07.2020 fanden die Ausschreibungen montags bis freitags D-2 statt.

¹⁹ Bis 01.07.2020 wurde für die FCR eine tägliche Produktzeitscheibe ausgeschrieben.

²⁰ Die BNetzA hat die Mindestangebotsgröße auf 5 MW festgesetzt. Sofern ein mFRR (aFRR)-Anbieter nur ein Angebot je Produktzeitscheibe der mFRR+ (aFRR+) bzw. mFRR- (aFRR-) in der jeweiligen LFR-Zone abgibt, werden auch Angebotsgrößen von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW zugelassen.

²¹ Bis zum 22.06.2022 war der Marktschluss auf dem RAM 60 Minuten vor Beginn der Lieferperiode des Produkts.

- **Produktzeitscheiben:** Die Beschaffung findet mittlerweile für alle Regelreservequalitäten einheitlich in jeweils sechs separaten Produkten statt. Dabei wird jeder Tag in Zeitscheiben von jeweils vier Stunden unterteilt.
- **Produktdifferenzierung:** Während die FCR als symmetrisches Produkt beschafft wird, werden bei der aFRR und mFRR positive und negative Regelreserven getrennt ausgeschrieben. Bei der FCR müssen Anbieter also sowohl eine Leistungserhöhung wie eine Leistungsabsenkung in Höhe der Angebotsleistung erbringen können. Allerdings können für die beiden Regelrichtungen unterschiedliche TE genutzt werden.
- **Vergabe:** Für Anbieter von FCR auf dem kombinierten Markt sowie für Anbieter von FRR auf dem RLM erfolgt der Zuschlag auf Basis des vom Anbieter geforderten Leistungspreises. Auf dem RAM erfolgt der Zuschlag auf Basis des vom Anbieter geforderten Arbeitspreises.

Anbieter von FRR, die auf dem RLM nicht erfolgreich waren oder kein Gebot abgegeben haben, können auf dem RAM Arbeitsgebote ohne Leistungspreisvergütung abgeben. Auf dem RLM können zwar kombinierte Gebote in Form eines Leistungs- und Arbeitspreis abgegeben werden, der Arbeitspreis wird bei Auswahl der Gebote jedoch nicht berücksichtigt und kann nach Ende der Auktion durch den Anbieter angepasst werden. Die Abgabe eines Arbeitsgebotes auf dem RLM ist somit freiwillig. Allerdings sind auf dem RLM erfolgreiche Anbieter dazu verpflichtet, auf dem RAM ein Arbeitsgebot abzugeben. Somit wird sichergestellt, dass auf dem RAM ausreichend Gebote eingehen, um den ausgeschriebenen Bedarf der ÜNB zu decken.

Anbieter auf dem RAM müssen sich bei der Abgabe von Arbeitsgeboten an eine begrenzende Preisobergrenze (POG) halten. Die im mittlerweile für FRR abgeschafften kombinierten Markt gültige POG von 9.999 €/MWh wurde mit Einführung des RLM und des RAM aufgehoben. Diese POG wurde zwischenzeitlich eingeführt, da hohe Arbeitspreise aufgetreten sind und die POG diese zum Schutz der BKV vor hohen Ausgleichsenergiepreisen verhindern sollte. Bei Einführung des RAM wurde die POG auf eine rein technische Preisobergrenze von 99.999 €/MWh angehoben, aufgrund hoher Arbeitspreise mittlerweile aber erneut auf 9.999 €/MWh herabgesetzt. Nach der Klage eines Marktteilnehmers wurde die POG am 11.01.2022 wieder ausgesetzt. Mit dem für das Jahr 2022 geplanten Beitritt zu den europäischen Plattformen (siehe Kapitel 7) wird die dort geltende POG in Höhe von 15.000 EUR/MWh gültig werden.

Sollte das Angebot auf dem RAM die von den ÜNB nachgefragte Leistung übersteigen, werden die teuersten Gebote auf dem RAM nicht bezuschlagt und wieder freigesetzt. Diese freigesetzten bzw. nicht bezuschlagten Regularbeitsgebote können nach Veröffentlichung der Vergabeergebnisse an anderen Märkten vermarktet oder für die Portfoliooptimierung genutzt werden.

- **Vergütung:** Bei der FCR werden Vorhaltung und Erbringung über das Leistungsentgelt vergütet, eine separate Vergütung der Aktivierung erfolgt nicht. Der Leistungspreis des höchsten noch bezuschlagten Gebotes gilt für alle erfolgreichen Anbieter (pay-as-cleared). Vor Einführung des RAM erhielten bezuschlagte RRA für FRR eine Vergütung für die Vorhaltung der Leistung als auch eine Vergütung bei Abruf in Form des Arbeitspreises enthalten haben. Nun entsteht bei Zuschlag auf dem RLM ein Anspruch auf die Vergütung in Höhe des gebotenen Leistungspreises für die Vorhaltung der Leistung. Bei Zuschlag auf dem RAM wird der gebotene Arbeitspreis für die Regularbeit bei Abruf vergütet.

Die Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt und die EB GL schreiben vor, dass zukünftig die Vergütung für Regularbeit gemäß Grenzpreis (Einheitspreisverfahren, pay-as-cleared) vorgenommen wird und dabei jeder Anbieter von FRR in Höhe des teuersten abgerufenen Produktes vergütet wird. Die Einführung des Marginal Pricings soll mit Einführung des Zielmarktdesigns, das den Beitritt zu den europäischen Plattformen (siehe dazu Kapitel 7) ermöglicht, erfolgen. Die Umsetzung des Zielmarktdesigns ist für Mitte 2022 angekündigt.²² Die Vergütung der FCR erfolgt bereits gemäß einer pay-as-cleared-Vergütungsregel.

Bezüglich der Ausschreibung von Regelreserve sind verschiedene Besonderheiten zu berücksichtigen:

- Mit Inbetriebnahme der regelzonenübergreifenden Besicherung am 12.07.2019 ist es Anbietern erlaubt, bezuschlagte FRR-Gebote bei Nichtverfügbarkeit eigener TE in der Erbringungs-LFR an einen Sicherungsgeber in einer anderen LFR zu übertragen. Seit der Einführung des RAM wird die regelzonenübergreifende Besicherung für FRR nur noch für Zuschläge am RAM angeboten.
- Grundsätzlich können die ÜNB in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur für einzelne LFR-Zonen sogenannte Kernanteile, d. h. Grenzwerte für den FRR-Austausch zwischen den LFR Zonen, beantragen. Ein Kernanteil führt dazu, dass Gebote für die Vorhaltung von Regelleistung in einer LFR-Zone bis zur Höhe des Kernanteils unabhängig vom Gebotspreis vorrangig zu berücksichtigen sind. Aktuell werden Kernanteile für die vier ÜNB jedoch nicht vorgegeben.

5.4 Vergabeergebnis an den Märkten für Regelreserve

Bei der FCR wird ausschließlich der Leistungspreis in Höhe des marginalen Grenzpreises der Ausschreibung vergütet. Die Entwicklung des Leistungspreises in den Jahren 2020 und 2021 ist in Abbildung 5.5 dargestellt. Anhand der ebenfalls dargestellten Monatsmittelwerte ist ein Anstieg des Preisniveaus im betrachteten Zeitraum zu erkennen. Ab Oktober 2021 herrschten aufgrund der gestiegenen Gaspreise sehr hohe Strommarktpreise, die generell für RRA bei der Angebotserstellung zu berücksichtigende Opportunitäten darstellen. Dies reflektieren die Leistungspreise, die insbesondere in diesem Zeitraum ebenfalls ansteigen.

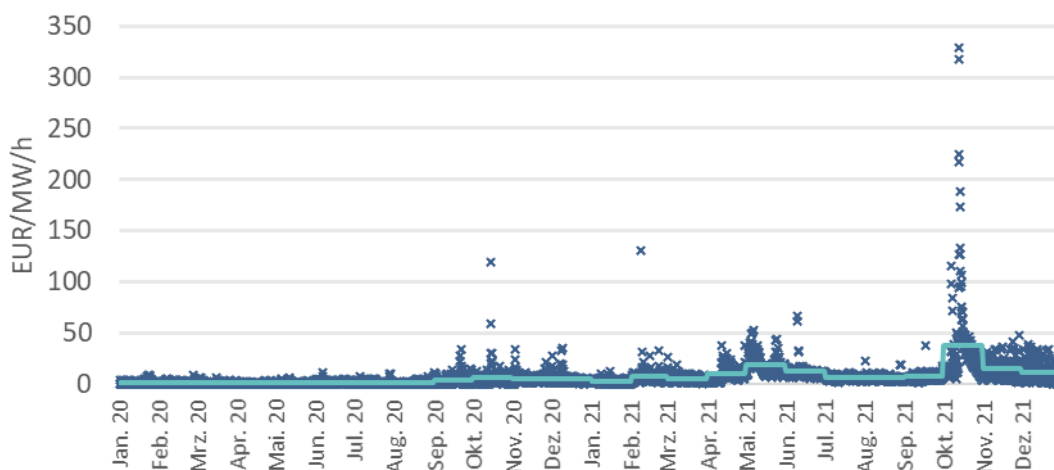


Abbildung 5.5 Leistungspreisentwicklung der FCR und Monatsmittelwert

²² Laut Ankündigung der ÜNB vom 22.03.2022 auf www.regelleistungs.net ist die Einführung des Zielmarktdesigns für den 22.06.2022 geplant.

In Abbildung 5.6 sowie Abbildung 5.7 ist die Entwicklung der mittleren Leistungspreise für aFRR bzw. mFRR in den Jahren 2020 und 2021 dargestellt. Beim kombinierten Zuschlagsverfahren wurden Anbieter auf Basis ihrer Leistungspreise ausgewählt. Deshalb herrschte auf diesen ein hoher Preisdruck – Margen wurden weit überwiegend bei Abruf auf Basis der Arbeitspreise generiert. Im Durchschnitt niedrige Leistungspreise – im Extremfall von 0 €/MW/h waren die Folge.

Nach Auftrennung der kombinierten Beschaffung ist nun bei Geboten auf dem RLM einzig der Leistungspreis für den Erlös eines Anbieters ausschlaggebend. Entsprechend werden Anbieter keine Angebote unter ihren individuellen Kosten abgeben, die mit der Bereitstellung von Regelleistung verbunden sind. Nach Einführung des RAM steigen die Leistungspreise der aFRR und der mFRR. Analog zur FCR werden im letzten Quartal des Jahres 2021 auch die Wirkungen der hohen Strommarktpreise, die für die Anbieter eine Opportunität bilden, auf die Leistungspreise sichtbar. Die Preise und somit auch Preisausschläge hängen stark vom Bieterverhalten ab.²³

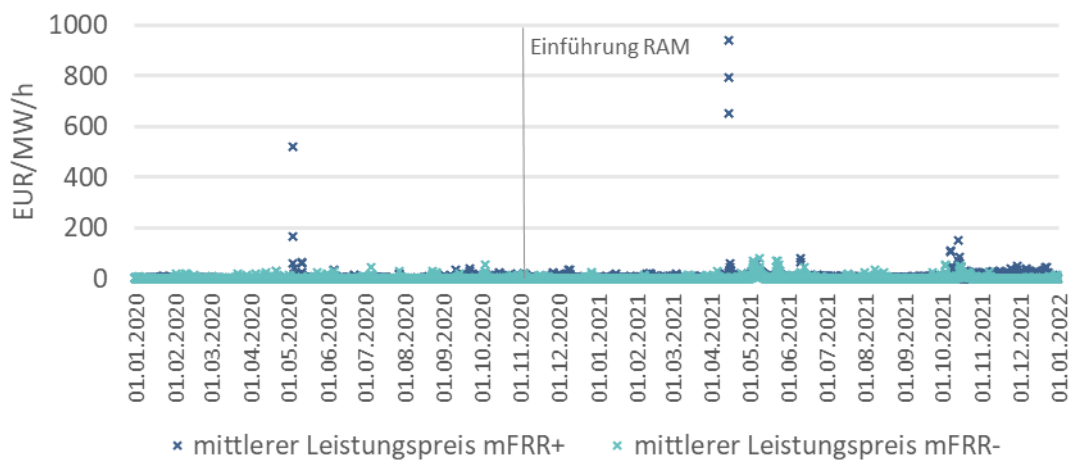


Abbildung 5.6 Leistungspreisentwicklung der mFRR

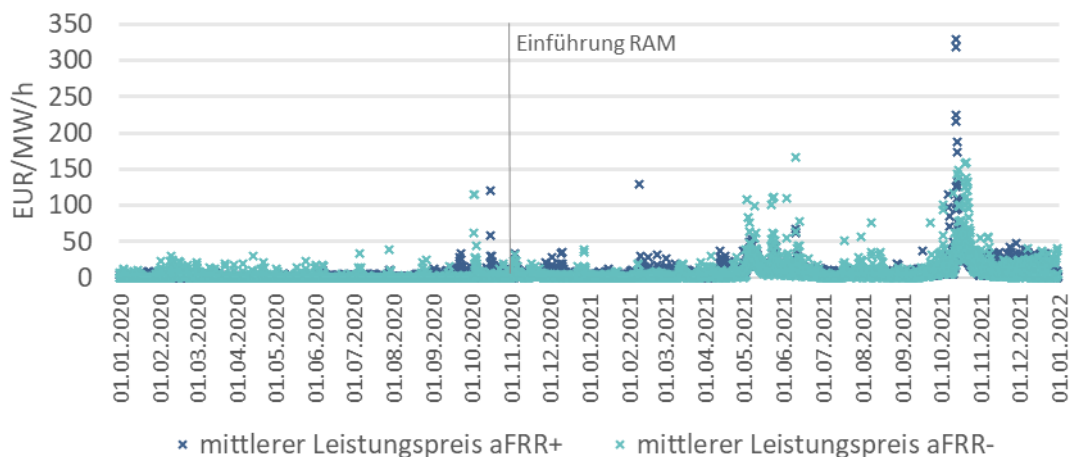


Abbildung 5.7 Leistungspreisentwicklung der aFRR

²³ siehe bspw. Mitte April 2021, hierzu haben die ÜNB an die Markttransparenzstelle und BNetzA berichtet.

In Abbildung 5.8 sowie Abbildung 5.10 ist die Entwicklung der mittleren Arbeitspreise für aFRR bzw. mFRR seit Einführung des RAM dargestellt. In den ersten Monaten sind hohe Arbeitspreise erkennbar. Ab 19.01.2021 gibt die Preisobergrenze von 99.999 EUR/MWh, die Entwicklung der mittleren Arbeitspreise seitdem ist in Abbildung 5.9 und Abbildung 5.11 erkennbar.

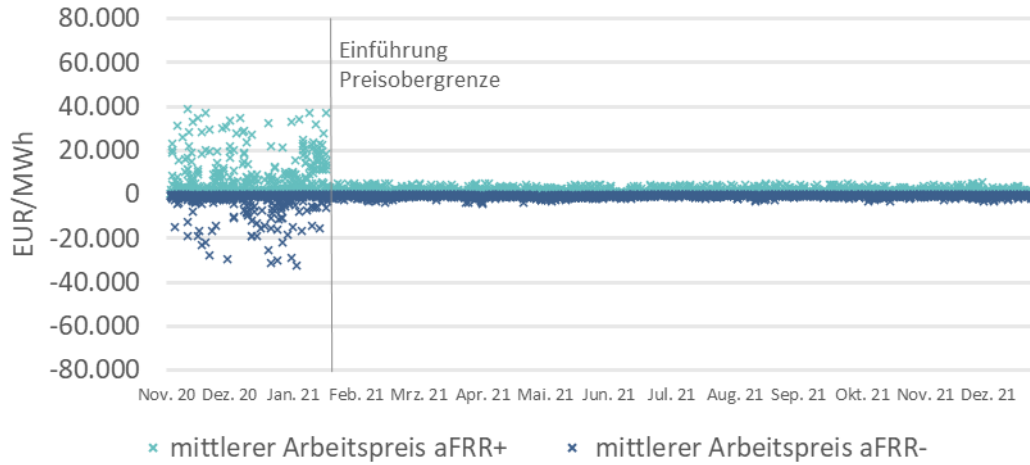


Abbildung 5.8 Arbeitspreisentwicklung der aFRR auf dem Regelarbeitsmarkt (Nov. 2020 – Dez. 2021)

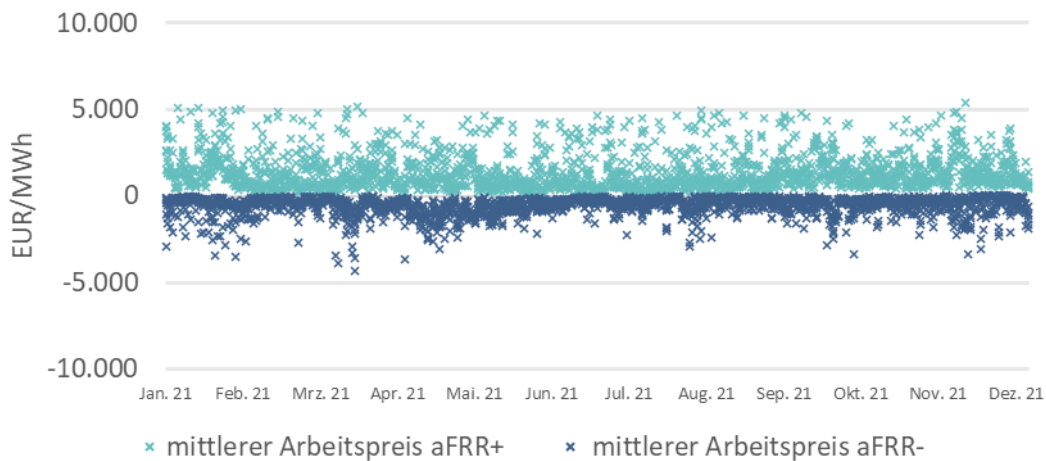


Abbildung 5.9 Arbeitspreisentwicklung der aFRR seit Einführung der Preisobergrenze am 19.01.2021

Beschaffung und Einsatz von Regelreserve

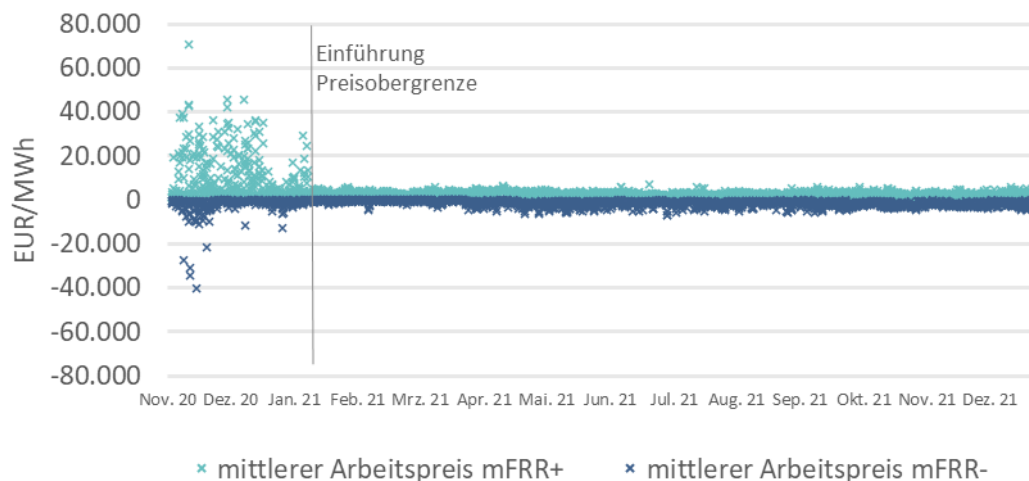


Abbildung 5.10 Arbeitspreisentwicklung der mFRR auf dem Regelarbeitsmarkt (Nov. 2020 – Dez. 2021)

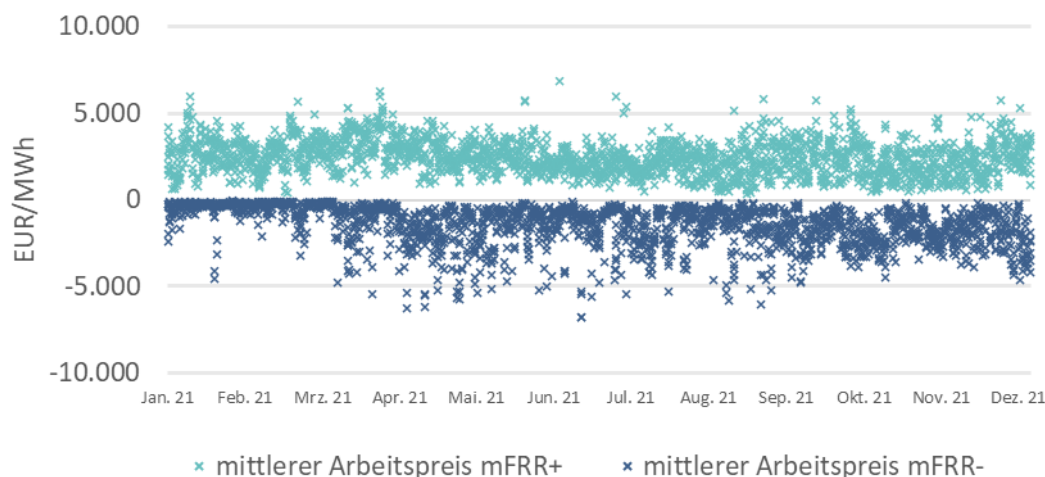


Abbildung 5.11 Arbeitspreisentwicklung der mFRR seit Einführung der Preisobergrenze am 19.01.2021

Die im Folgenden dargestellten Auswertungen der Bedarfe und Gebotsüberhänge der Regelleistung (Abbildung 5.12 bis Abbildung 5.14) zeigen, dass für alle drei Regelreservequalitäten in allen Zeitpunkten das Angebot für die Leistungsbeschaffung über dem Bedarf lag und sich auch bei Bedarfsänderungen ein deutlicher Gebotsüberhang eingestellt hat. Im Durchschnitt war sowohl für die FRR als auch die FCR die jeweils gebotene Leistung in den Jahren 2020 and 2021 etwa 2,5-mal so hoch wie der entsprechende Bedarf. Hieraus ist ersichtlich, dass in Deutschland der Markt für FCR sowie der RLM für FRR offenbar als hinreichend liquide angesehen werden kann und aktuell keine negativen Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit, die sich bei wenig liquiden Märkten einstellen könnte, zu befürchten sind.

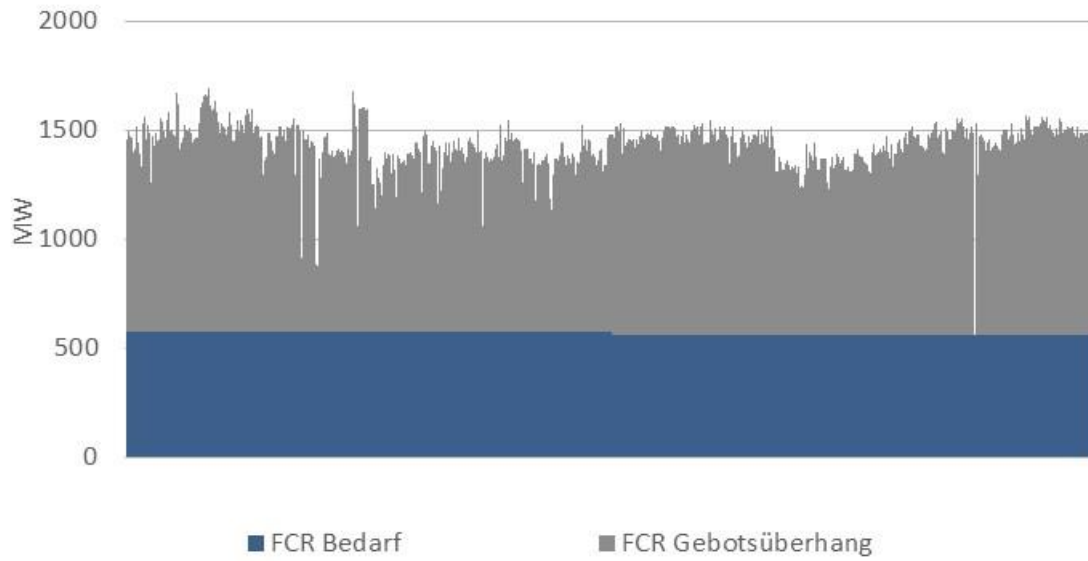


Abbildung 5.12 FCR-Bedarf und -Gebotsüberhang (symmetrisches Produkt) (Tägliche Auflösung)

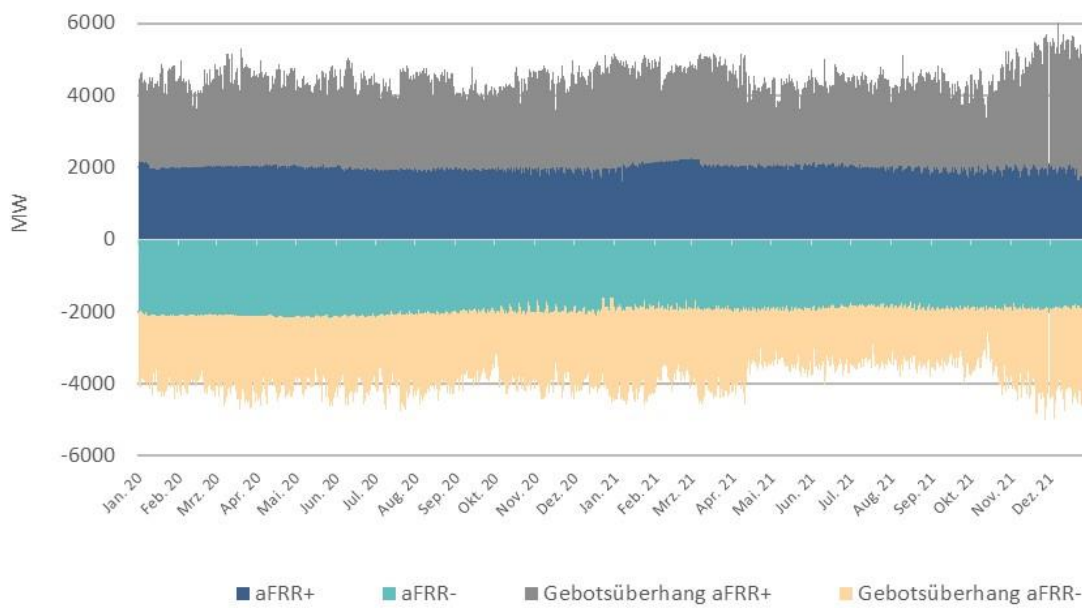


Abbildung 5.13 aFRR-Leistungs-Bedarf und -Gebotsüberhang (Stündliche Auflösung)

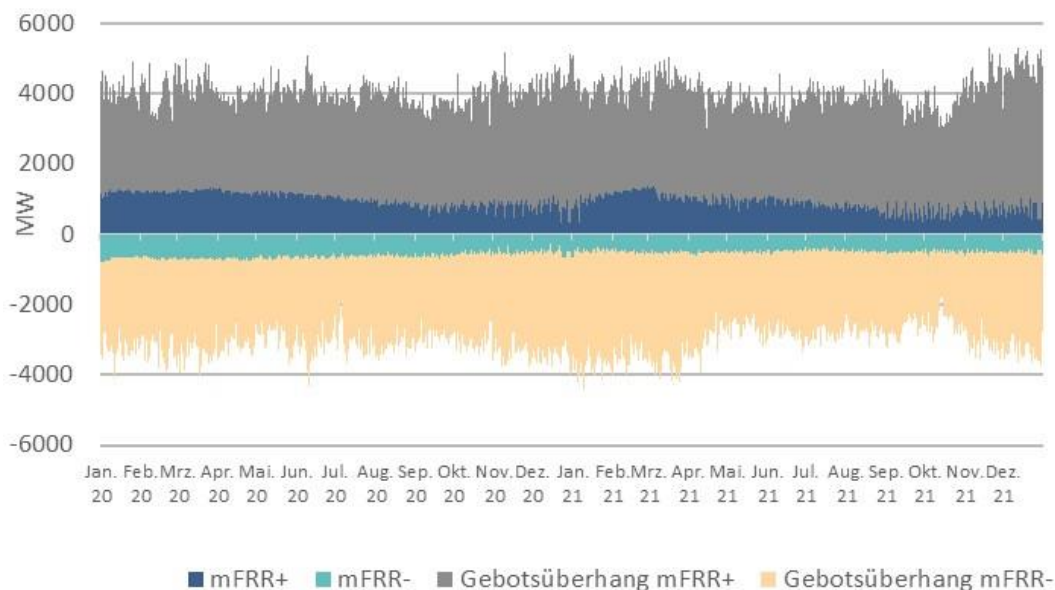


Abbildung 5.14 mFRR-Leistungs-Bedarf und -Gebotsüberhang (Stündliche Auflösung)

Bei der Betrachtung der Gebotsüberhänge der Regelarbeit für mFRR und aFRR in Abbildung 5.15 und Abbildung 5.16 ist erkennbar, dass nicht immer ein Gebotsüberhang besteht bzw. dieser deutlich geringer als bei der Regelleistung ausfällt. Es kann festgestellt werden, dass es seit Betriebsaufnahme des RAM nur wenige zusätzlichen Gebote ohne Zuschlag bei der Regelleistungsausschreibung gab. Offensichtlich liegt das am RAM gehandelte Volumen somit deutlich unter dem des RLM.

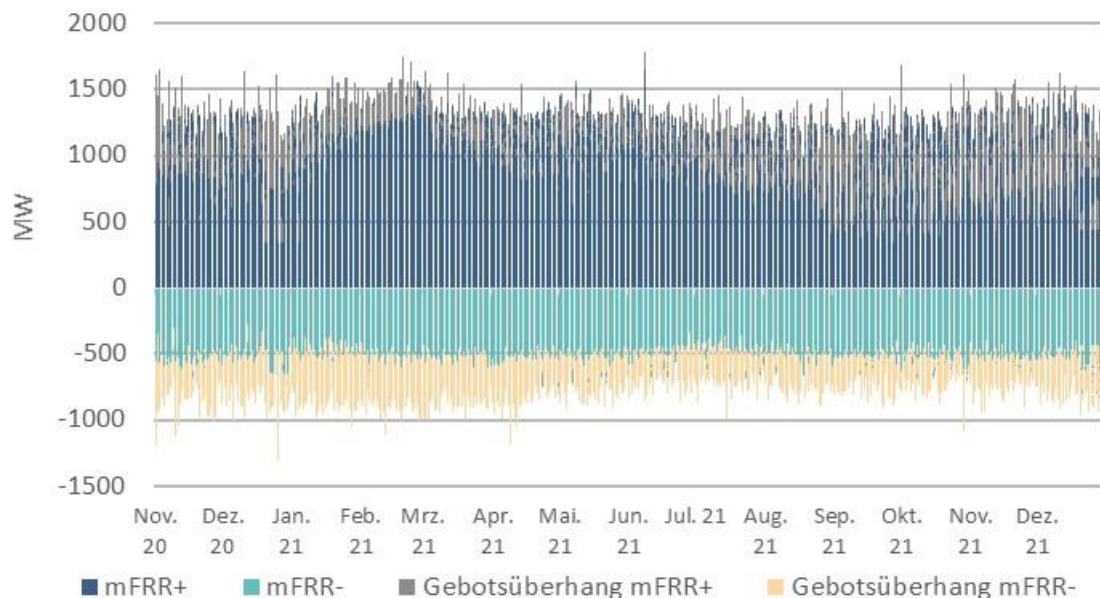


Abbildung 5.15 mFRR-Arbeits-Bedarf und -Gebotsüberhang (Stündliche Auflösung)

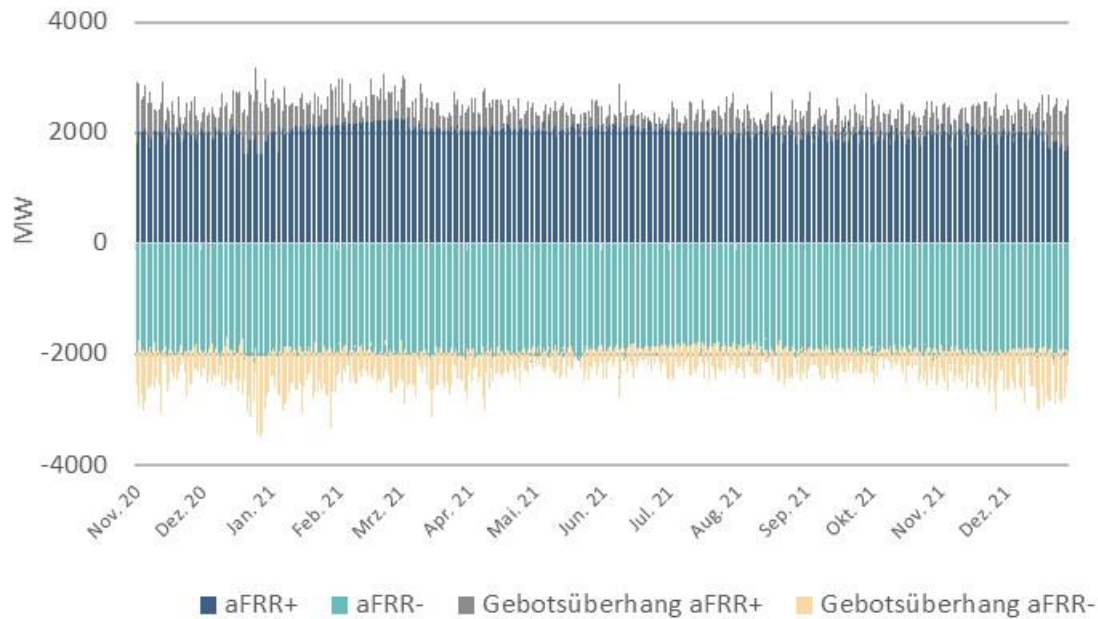


Abbildung 5.16 aFRR-Arbeits-Bedarf und -Gebotsüberhang (Stündliche Auflösung)

5.5 Einsatz von Regelreserve

Die Aktivierung von Regelreserve zum Betriebszeitpunkt erfolgt ausschließlich bei den Anbietern, deren Gebot zur Vorhaltung von Regelleistung - bzw. ab der Einführung des RRAMs für Regularbeit am Regularbeitsmarkt - entsprechend dem im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Vorgehen bezuschlagt wurde.

Bei FCR erfolgt kein zentraler Abruf, vielmehr erbringen die vorhaltenden TE FCR entsprechend der dezentral gemessenen Netzfrequenz.

Bei aFRR erfolgt der Abruf automatisch durch den LFR, der bei seiner Abrufentscheidung die Abweichungen sowohl der Übergabeleistung des Randintegrals als auch der Frequenz von ihren jeweiligen Sollwerten beachtet. Abweichungen von angeforderter und erbrachter aFRR werden als Ausgleichsenergie verbucht. Der Abruf erfolgt entsprechend der Merit-Order der Arbeitspreisgebote, wobei durch den NRV - unabhängig von den am LFR angeschlossenen Kraftwerken - eine deutschlandweite Merit-Order gewährleistet wird.²⁴ Ziel bei diesem Vorgehen ist, die Kosten des Abrufs der benötigten Regularbeit der jeweiligen Regelreservequalität zu minimieren. Der Abruf gemäß der MOL entspricht der von der EB GL vorgesehenen Abrufstrategie. Die Anbieter sind verpflichtet, den ÜNB die Erbringung angeforderter aFRR auf Aufforderung geeignet nachzuweisen. Weiterhin kann der ÜNB die Vorhaltung mittels Testeinsätzen überprüfen.

Sofern es aus betrieblichen Gründen sinnvoll und notwendig erscheint, aktivieren die ÜNB mFRR. Insbesondere erfolgt die Aktivierung von mFRR, um im Falle absehbar über längere Zeit anstehender Systembilanzstörungen die höherwertige, weil schneller aktivierbare aFRR abzulösen und die aFRR zur Beherrschung weiterer kurzfristig auftretender Leistungsbilanzstörungen wieder verfügbar zu haben.

²⁴ Lediglich in Ausnahmefällen kann es zu Abweichungen von der deutschlandweiten Merit-Order kommen. So können bei Netzengpässen innerhalb Deutschlands einzelne ÜNB die Teilnahme am NRV insofern einschränken, dass unabhängig von der deutschlandweiten Merit-Order bevorzugt aFRR innerhalb der eigenen LFR-Zone aktiviert wird. Auch leittechnische Störungen im NRV oder Ereignisse wie Probeabrufe können zu Abweichungen von der Merit-Order führen. Diese Abweichungen werden von den ÜNB dokumentiert).

Es erfolgt keine wirtschaftliche Abwägung zwischen dem Einsatz von aFRR und mFRR. Die Aktivierung der abzurufenden mFRR-Gebote erfolgt jedoch wiederum anhand der deutschlandweiten Merit-Order der Arbeitspreisgebote, um die Kosten des mFRR-Abrufs an sich zu minimieren.

Seit Mitte des Jahres 2012 erfolgt der Abruf der mFRR nicht mehr wie zuvor telefonisch, sondern elektronisch über den sogenannten Merit-Order Listen Server (MOLS). mFRR wird als Fahrplanlieferung oder als Direktabruf aktiviert. Das bedeutet, dass im Falle einer mFRR-Anforderung zwischen dem Bilanzkreis des Anbieters und dem mFRR-Bilanzkreis des Anschluss-ÜNB ein entsprechender Fahrplan vereinbart wird. Dabei muss die Aktivierung spätestens 7,5 Minuten vor Einsetzen des Fahrplans erfolgen. Abweichungen von angeforderter und erbrachter mFRR werden als Ausgleichsenergie verbucht. Zusätzlich sind die Anbieter verpflichtet, den ÜNB die Erbringung angeforderter mFRR auf Aufforderung geeignet nachzuweisen. Weiterhin kann der ÜNB die Vorhaltung mittels Testeinsätzen überprüfen.

Wichtig für das Verständnis des Einsatzes von Regelreserve ist, dass die in einer Viertelstunde abgerufenen Regelreservebeiträge aus verschiedenen Gründen nicht zwangsläufig das gleiche Vorzeichen haben:

- Der Verlauf des Bedarfs an aFRR kann innerhalb einer Viertelstunde und sogar innerhalb einzelner Minuten eine hohe Volatilität mit häufigen Vorzeichenwechseln aufweisen, so dass innerhalb ein und derselben Viertelstunde positive und negative Abrufe von aFRR-Arbeit stattfinden können. Darüber hinaus können sich vorbehaltlich einer Mindestrampe aufgrund der zwangsläufigen Trägheit der die aFRR erbringenden TE das Sollsignal und tatsächliche Erbringung von aFRR unterscheiden. Insbesondere bei Vorzeichenwechseln im aFRR-Bedarf kann es deshalb z. B. dazu kommen, dass als Sollsignal positive aFRR angefordert, zur gleichen Zeit aber noch negative aFRR erbracht wird oder ggf. sogar gleichzeitig positive und negative aFRR erbracht werden.
- Der Einsatz der langsameren mFRR folgt dem aFRR-Bedarf naturgemäß zeitverzögert und mit geringerer Aktivierungsgeschwindigkeit. Er kann nicht allen Bewegungen (und Vorzeichenwechseln) der Sekundärregelung folgen. Somit können die Abrufe der beiden Regelreservequalitäten innerhalb einer Viertelstunde auch entgegengesetzte Vorzeichen aufweisen.

5.6 Kosten für den Systemausgleich

In der Vergangenheit hat die Zusammenarbeit im NRV durch die kostenoptimale aFRR- und mFRR-Aktivierung die Kosten für Vorhaltung und Abruf von Regelreserve deutlich reduziert. Abbildung 5.17 veranschaulicht diese Entwicklung. Insbesondere im Jahr 2021 sind diese Kosten jedoch wieder deutlich gestiegen. Ein Faktor sind die deutlich gestiegenen Großhandelspreise, die eine Orientierung für die Regelreservekosten bieten. Des Weiteren haben ungewöhnlich zahlreiche Nichtverfügbarkeiten von Pumpspeicherkraftwerken, die einen Großteil der Regelreserven vorhalten, die Kosten erhöht. Mit der Einführung des RAM wurde zwar die Erwartung verbunden, dass der Wettbewerb insbesondere auf dem Gebiet der Regelarbeit zunehmen und infolgedessen die Arbeitspreise sinken würden. Diese Erwartungen haben sich allerdings, insbesondere auch aufgrund der nur geringen Volumina am RAM, nicht erfüllt. Vielmehr ist eine deutliche Zunahme sowohl der Leistungskosten als auch der Arbeitskosten zu verzeichnen. Dies umfasst vorrangig die Kosten für die FCR als auch für die aFRR.

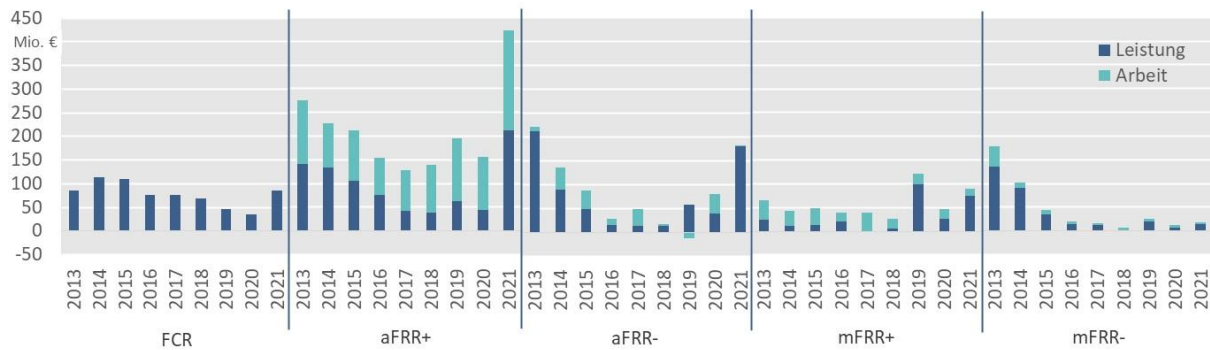


Abbildung 5.17 Entwicklung der Kosten für Regelleistung und -arbeit in Deutschland

5.7 Abrechnung und Zahlungsströme zwischen Anbietern und ÜNB

Wie in Abschnitt 5.3 erläutert, wird bei den Regelreservequalitäten FCR, aFRR und mFRR eine leistungspreisbasierte Vergütung für die Regelleistungsvorhaltung und bei den Regelreservequalitäten aFRR und mFRR darüber hinaus eine arbeitspreisbasierte Vergütung für die tatsächlich in Anspruch genommene Regelarbeit gezahlt. Die Vergütung für die Regelleistungsvorhaltung stellt immer eine Zahlung von den ÜNB an die Regelleistungsanbieter dar. Die Vergütung für abgerufene Regelarbeit kann je nach Vorzeichen der Regelarbeit und des Arbeitspreises für ein in Anspruch genommenes Gebot eine Zahlung von den ÜNB an die Anbieter oder auch in umgekehrter Richtung darstellen.

Die Abrechnung der Vergütungen für die Regelleistungsvorhaltung und für den Regelarbeitsabruf erfolgt gemäß folgender Prinzipien:

- Maßgeblich für die Höhe der Vergütung sind die abzurechnenden Mengen (d. h. Leistungen bzw. Energiemengen) und die von den Anbietern für das jeweilige Gebot angebotenen Leistungs- bzw. Arbeitspreise.
- Die Vergütungen werden jeweils für einen Liefermonat abgerechnet, und zwar in den ersten Wochen des Folgemonats.
- Die Abrechnung erfolgt immer durch die ÜNB, unabhängig davon, ob sich eine Zahlung von den ÜNB an die Anbieter (d. h. eine Gutschrift aus Sicht der ÜNB) oder eine Zahlung von den Anbietern an die ÜNB (d. h. eine Rechnung aus Sicht der ÜNB) ergibt.
- Jeder ÜNB rechnet die vorgehaltene Regelleistung und die abgerufene Regelarbeit mit den RRA ab, deren für die Regelarbeitsbringung genutzten TE in seiner LFR-Zone angeschlossen sind, unabhängig davon, wo der der Aktivierung zugrundeliegende Regelreservebedarf für eine bestimmte Regelreservemenge entstanden ist. Diese Zuordnung bezeichnen die ÜNB als „Anschluss-ÜNB-Prinzip“. So ist jeder TE genau einem, auch für die Abrechnung zuständigen ÜNB zugeordnet. Im Innenverhältnis zwischen den ÜNB ergibt sich hierdurch die Notwendigkeit von Ausgleichszahlungen sowohl für die Vorhaltung von Regelleistung als auch für den Einsatz von Regelarbeit.

Bei der Vergütung für die Regelleistungsvorhaltung der Qualitäten FCR, aFRR und mFRR ergeben sich die abzurechnenden Mengen (d. h. die vorgehaltenen Leistungen) unmittelbar aus den Zuschlägen im Rahmen der Regelleistungsausschreibungen. Diese Mengen sind allenfalls im Ausnahmefall zu korrigieren, bspw. wenn sich RRA z. B. aufgrund technischer Nichtverfügbarkeit nach dem Zuschlagszeitpunkt abmelden.

Die für die Vergütung der abgerufenen Regelarbeit der Qualitäten aFRR und mFRR relevanten Energiemengen werden für jedes aktivierte Gebot eines jeden RRA und für jede Viertelstunde des Liefermonats separat ermittelt und nach Multiplikation mit den jeweiligen Arbeitspreisen zu monatlichen Abrechnungsbeträgen aufsummiert. Die Einzelbeträge und somit auch die monatlichen Summen können je nach Vorzeichen der Regelarbeit und der Arbeitspreise positiv oder negativ sein und damit Zahlungen in unterschiedlicher Richtung zwischen ÜNB und Anbietern darstellen.

Die abrechnungsrelevanten Regelarbeitsmengen werden bereits während des Liefermonats montags bis freitags nach Abschluss eines Liefertags festgestellt und zwischen ÜNB und Anbietern abgestimmt. Hierbei wird für aFRR und mFRR unterschiedlich vorgegangen:

- Die aFRR arbeitet mit einer Zykluszeit von einer oder wenigen Sekunden. In jedem Zyklus werden die Stellsignale für die Steuereinrichtungen der jeweils angeschalteten TE aktualisiert und übermittelt. Diese aFRR-Sollwerte werden in den Leitsystemen der ÜNB archiviert. Daneben erhalten die Leitsysteme Rückmeldungen von den Anbietern über den tatsächlichen Einsatz der aFRR. Dieser wird aus den gemessenen Leistungswerten der in die Regelung eingebundenen Anlagen und den Fahrplanwerten für den Einsatz dieser Anlagen berechnet. Auch die Istwerte werden im Leitsystem archiviert.

Aus den archivierten Werten werden für jeden Liefertag nachträglich viertelstündliche Soll- und Istwerte ermittelt und den Anbietern zur Prüfung übermittelt. Dabei werden für jeden Anbieter je Viertelstunde jeweils für positive und negative Regelarbeit genau ein Soll- und ein Istwert bestimmt, auch wenn ggf. mehrere Gebote desselben Anbieters in der Viertelstunde eingesetzt wurden. In einem solchen Fall werden die Energiewerte bei der Abrechnung entsprechend der Merit-Order der Arbeitspreise auf die unterschiedlichen eingesetzten Gebote des Anbieters verteilt.

Nach Klärung und Umsetzung eventuellen Korrekturbedarfs werden auf Basis der Soll- und Istwerte die abzurechnenden Mengen bestimmt. Dabei gilt der Grundsatz, dass die ÜNB aus den Soll- und Istwerten in jeder Viertelstunde die Werte auswählen, die zu den geringsten Kosten bzw. den höchsten Erlösen für die ÜNB (und damit letztlich die Netznutzer und Bilanzkreisverantwortlichen, an welche eine Weiterverrechnung erfolgt) führen. Beispielsweise wird bei positivem aFRR-Einsatz bei positiven Angebotspreisen der niedrigere der beiden Werte (Soll und Ist) herangezogen. Falls der Anbieter mehr Regelarbeit einspeist als angefordert (d. h. der Istwert über dem Sollwert liegt), wird die überschüssig gelieferte Menge somit nicht vergütet. Falls er weniger Energie einspeist als angefordert (d. h. der Istwert unter dem Sollwert liegt), wird nur die Ist-Menge vergütet. Die Modalitäten für Regelreserveanbieter regeln die Pönale, für Fälle in denen die Erbringung nicht vollständig erfolgt ist. Entsprechende Überlegungen gelten für negative Regelarbeit und die (insbesondere dort relevante) Fallunterscheidung nach dem Vorzeichen der Angebotspreise.

- Am 18.06.2018 haben die deutschen ÜNB ein neues Abrechnungsverfahren für aFRR vorgeschlagen²⁵, in dem ein Akzeptanzkanal definiert wurde, der den Bereich, in dem aFRR-Erbringung erfolgen soll, beschreibt. Für die Kanalgrenzen werden Unter- und Obergrenzen in Abhängigkeit von einem dynamischen Gradienten, der wiederum in Abhängigkeit vom Sollwertverlauf steht, gebildet. Um diesen Akzeptanzkanal wird ein Toleranzbereich gelegt, der die akzeptierten Schwankungen in der Erbringung widerspiegelt. Soll-, Ist-, Akzeptanz-, Toleranzwert sowie Untererfüllung gehen in die Berechnung der Abrechnungsmenge ein. Zusätzlich wird sichergestellt, dass aFRR-Arbeit, die von einem Pool erbracht wird, den dazugehörigen Einzelverträgen zugeordnet werden

²⁵ Weitere Informationen zu dieser Anpassung unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>.

kann und zu den jeweiligen Arbeitspreisen abgerechnet wird. Die BNetzA hat im Oktober 2020 über die Einführung der neuen aFRR-Abrechnung entschieden²⁶, seit dem 01.10.2021 wird sie angewendet²⁷.

- Die mFRR wird anders als die aFRR nicht messtechnisch abgegrenzt, so dass eine separate Erfassung des Ist-Einsatzes hier nicht möglich ist. Vielmehr wird die mFRR im Bilanzierungssystem berücksichtigt, indem für jeden Abruf ein viertelstündlicher Austauschfahrplan zwischen dem Bilanzkreis des mFRR-Anbieters und dem mFRR-Bilanzkreis des betreffenden ÜNB generiert wird. Wenn der Anbieter die mFRR exakt anforderungsgemäß und somit entsprechend dem hierfür generierten Fahrplan erbringt, gleicht der Fahrplan die mit der Erbringung verbundenen Änderungen der Erzeugungs- bzw. Verbrauchszählwerte des Anbieters genau aus. Wenn hingegen Abweichungen auftreten, werden diese automatisch im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung festgestellt und als Ausgleichsenergie behandelt, die der Anbieter in Anspruch genommen hat. Für die Abrechnung der im Rahmen der mFRR erbrachten Regelarbeitsmengen zwischen ÜNB und Anbieter sind somit die Viertelstundenwerte des vom MOL-Server der ÜNB an den Anbieter übermittelten Einsatzfahrplans maßgeblich.

5.8 Transparenzvorgaben

Aus verschiedenen Gründen (u. a. Abbau von Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsintensität in den Regelreservemärkten, Möglichkeit zur umfassenden Beurteilung der Angebotssituation auf den Strom-Großhandelsmärkten, Nachvollziehbarkeit der Ausgleichsenergiepreisbildung) ist eine möglichst große Transparenz der Ausschreibung, Beschaffung und Inanspruchnahme von Regelreserve wünschenswert.

Entsprechende Vorgaben treffen sowohl die StromNZV (§9) als auch die Festlegungen der BNetzA aus dem Jahr 2011 zur Ausschreibung der verschiedenen Regelreservequalitäten²⁸ als auch die europäische Verordnung 2013/543/EU zur Übermittlung und Veröffentlichung von Daten in Strommärkten (sogenannte Transparency Regulation). Konkret wird eine Veröffentlichung von verschiedenen Informationen auf www.regelleistung.net sowie teilweise auf der ENTSO-E Transparency Platform gefordert. Dies sind

- für FCR
 - die Höhe des deutschlandweiten und ausländischen Gesamtbedarfs,
 - eine anonymisierte Liste bezuschlagter FCR-Gebote (inkl. Angebotsleistung und Preis),
 - mittlerer gewichteter Leistungspreis (bei pay-as-bid) und Grenzleistungspreis,
- für FRR (jeweils aFRR und mFRR)
 - die Höhe des Bedarfs je Produkt und LFR-Zone einschließlich ggf. bewilligter Kernanteile,
 - eine anonymisierte Liste bezuschlagter FRR-Gebote (inkl. Angebotsleistung, Leistungs- und ggf. Arbeitspreisgebot (auf dem RAM)) und ggf. der Kennzeichnung aufgrund von Kernanteilen bezuschlagter Gebote,
 - mittlerer gewichteter Leistungspreis und Grenzleistungspreis je Produkt,

²⁶ Siehe BNetzA-Beschluss BK6-18-004

²⁷ Weitere Informationen unter https://www.regelleistung.net/ext/download/Modellbeschreibung_aFRR-Abrechnung_ab_01.10.2021

²⁸ Siehe BNetzA-Beschlüsse BK6-10-097, BK6-10-098, BK6-10-099

- die eingesetzte Regelarbeit (separat für positive und negative FRR) in viertelstündlicher Auflösung im gesamten Netzregelverbund und differenziert nach Erbringungs-LFR-Zone sowie
- der Zeitraum der Abweichung von der Merit-Order mit Begründung.

Im Zuge der Einführung des Regelarbeitsmarkts im Jahr 2020 werden zusätzlich eine anonymisierte Liste aller bezuschlagten aFRR- bzw. mFRR-Regelarbeitsgebote, jeweils getrennt für positive und negative FRR, die für jedes Angebot die Angebotsleistung und den Arbeitspreis enthält (Merit-Order der Regelarbeit) veröffentlicht. Die Veröffentlichungen werden weiterhin die eingesetzte FRR-Arbeit in viertelstündlicher Auflösung, getrennt nach positiver und negativer Energie, jeweils für den NRV und alle vier LFR-Zonen in einer gemeinsamen Darstellung umfassen. Ebenfalls ist der Zeitraum der Abweichung von der Merit-Order mit Begründung zu veröffentlichen. Die angebotenen Preise und Volumina von nicht bezuschlagten Arbeitsgeboten werden nicht veröffentlicht.²⁹

Zusätzlich sind der Saldo aller vier LFR-Zonen und des gesamten NRV³⁰ ebenfalls in viertelstündlicher Auflösung sowie die Namen präqualifizierter Anbieter für alle Regelreservequalitäten auf www.regelleistung.net zu veröffentlichen.

Seit September 2021 veröffentlichen die ÜNB zusätzlich eine Netzsaldo-Ampel für Marktteilnehmer.³¹ Die NRV-Saldo-Ampel-Signale zeigen stufenweise entweder eine Unterdeckung oder eine Überdeckung des Systems an und geben den Marktteilnehmern die Gelegenheit, Indikatoren für die Unausgeglichenheiten ihrer Bilanzkreise zu erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

Die zur Erfüllung dieser Transparenzanforderungen notwendigen Daten sind vollständig auf www.regelleistung.net abrufbar. Dabei finden sich

- Listen präqualifizierter Anbieter
- Hinweise zum Bedarf an den einzelnen Regelreservequalitäten und den Ausschreibungsergebnissen unter dem Menüpunkt „Ausschreibungen“ und
- Informationen zum Regelleistungseinsatz, zu LFR-Zonen- bzw. NRV-Salden und Abweichungen von der Merit-Order unter dem Menüpunkt „Datencenter“. Zusätzlich werden dort Informationen zum Austausch im Rahmen der Kooperationen sowie zur Überschreitung der für das Ausgleichsenergiepreissystem relevanten 80 %-Schwelle (vgl. Abschnitt 6.2) veröffentlicht. Zu beachten ist, dass gerade aufgrund der kurzen Veröffentlichungszeiten einzelne Daten betriebliche und damit noch nicht qualitätsgesicherte Werte darstellen, die ggf. im weiteren Abrechnungs- und Verarbeitungsprozess korrigiert werden.

Anbietern oder potentiellen Anbietern ist über die Veröffentlichungen auf www.regelleistung.net hinaus die eingesetzte aFRR-Arbeit über einen Zeitraum von mindestens 12 Monaten in sekundlicher Auflösung zur Verfügung zu stellen. Eine entsprechende Bereitstellung erfolgt auf Anfrage über eine Internetseite der deutschen ÜNB.

²⁹ Siehe Teilgenehmigung für die Modalitäten für Regelreserveanbieter betreffend die Einführung eines nationalen Regelarbeitsmarktes sowie die Ausnahmen von Veröffentlichungspflichten (siehe BNetzA-Beschluss BK6-18-004-RAM).

³⁰ Gemäß BNetzA-Beschluss BK6-12-024 zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems veröffentlichen die ÜNB der Saldo des NRV seit 01.12.2012 spätestens 15 Minuten nach Abschluss eines Abrechnungsintervalls auf www.regelleistung.net.

³¹ Die NRV-Saldo-Ampel wird veröffentlicht unter: <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/NRV-Saldo-Ampel>

6 Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergie

6.1 Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergiemengen

Wie in Abschnitt 3.2 erläutert, sind die ÜNB dafür verantwortlich, jeweils für ihre LFR-Zone die von den dort tätigen Bilanzkreisen in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen zu ermitteln und abzurechnen. Der erforderliche Informationsaustausch, die Mitwirkungspflichten und die zu beachtenden Fristen für diesen als Bilanzkreisabrechnung bezeichneten Prozess sind in den durch Beschluss der BNetzA festgelegten Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom („MaBiS“) geregelt. Der Prozess umfasst folgende wesentliche Schritte vor und nach dem Lieferzeitpunkt:

- Die in einer LFR-Zone tätigen BKV teilen dem ÜNB, dessen Rolle im Zusammenhang mit der Bilanzkreisabrechnung auch als Bilanzkoordinator (BIKO) bezeichnet wird, vor dem Lieferzeitpunkt alle geplanten Austauschgeschäfte zwischen den Bilanzkreisen innerhalb der LFR-Zone sowie über LFR-Zonengrenzen hinweg mit. Diese Mitteilungen erfolgen in elektronischen, automatisierten Prozessen; die Austauschmitteilungen werden als Fahrpläne bezeichnet. Nach dem Lieferzeitpunkt können die BKV jeweils innerhalb einer LFR-Zone noch am Folgetag bis 16:00 Uhr abgestimmte Änderungen dieser Austauschprogramme mitteilen.
- Alle Netzbetreiber (Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber) einer LFR-Zone erfassen von den an ihr Netz angeschlossenen Einspeisern und Verbrauchern nach dem Lieferzeitpunkt die viertelstündlichen Zählwerte sowie die standardisierten Lastprofile, die für die Bilanzierung von Kleinkunden ohne registrierende Lastgangmessung verwendet werden, und summieren diese je Bilanzkreis auf, differenziert nach unterschiedlichen Arten von Einspeisung und Verbrauch. Die BIKO nehmen diese bilanzkreisscharfen Zeitreihen entgegen und teilen sie den BKV mit. Dieser Prozess und auch die gesamte Bilanzkreisabrechnung finden jeweils für einen Liefermonat statt. Die Abstimmung der bilanzkreisscharfen viertelstündlichen Energiesalden zwischen dem jeweiligen Netzbetreiber und dem BKV muss spätestens bis zum 29. Werktag nach dem Liefermonat abgeschlossen sein. Der zu diesem Zeitpunkt beim ÜNB vorliegende, gemäß den Marktregeln abrechnungsrelevante Stand dieser Daten bildet die Grundlage für die Bilanzkreisabrechnung, die die BIKO bis zum 42. Werktag nach dem Liefermonat zu erstellen haben.
- Um Korrekturen der Bilanzkreisdaten, die von Netzbetreibern und/oder von BKV noch nach diesem Zeitpunkt als notwendig erkannt und dem BIKO mitgeteilt werden, nachträglich berücksichtigen zu können, findet acht Monate nach dem Liefermonat eine Korrektur-Bilanzkreisabrechnung statt, für die mit der MaBiS ebenfalls Fristen für den Datenaustausch und das Clearing festgelegt sind.
- Die Ausgleichsenergiepreise, nach denen später die festgestellten Energiesalden der Bilanzkreise abgerechnet werden, müssen die ÜNB bereits bis zum 20. Werktag nach dem Liefermonat – d. h. bereits vor der für die erste Bilanzkreisabrechnung maßgeblichen Abstimmung der Bilanzkreissalden – ermitteln, veröffentlichen und jedem BKV auf elektronischem Weg übermitteln.

Ähnlich wie bei der Abrechnung gegenüber Anbietern von Regelleistung und -energie werden die Rechnungen bei der Bilanzkreisabrechnung immer durch die ÜNB erstellt und den BKV übermittelt, unabhängig davon, ob sich im Einzelfall eine Zahlung vom BKV an den ÜNB oder umgekehrt ergibt.

6.2 Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises reBAP

Die Abrechnung von Ausgleichsenergie erfolgt nach den Vorgaben der StromNZV unter Anwendung symmetrischer viertelstündlicher Ausgleichsenergiepreise. Dies bedeutet, dass der für eine viertel-

stündliche Abrechnungsperiode ermittelte Ausgleichsenergiepreis gleichermaßen für Entnahmen eines unterspeisten Bilanzkreises aus dem System (d. h. positive Ausgleichsenergie) und für Einspeisungen eines überspeisten Bilanzkreises in das System (d. h. negative Ausgleichsenergie) verwendet wird. Dieser symmetrische Ausgleichsenergiepreis, der in der Einheit Euro pro MWh angegeben wird, wird zudem seit der Einführung des Netzregelverbunds als bundesweit einheitlicher Preis ermittelt und seitdem als „regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis“ (reBAP) bezeichnet.

Der reBAP wird im Grundsatz ermittelt, indem die in einer Viertelstunde aufgetretenen Regelarbeitskosten durch den Saldo der abgerufenen Regelarbeitsmengen dividiert werden. Da, wie bereits erläutert, sowohl die Regelarbeitskosten als auch die Regelarbeitsmengen ein positives oder negatives Vorzeichen aufweisen können, kann auch der reBAP positiv oder negativ sein. Ein positiver reBAP bedeutet, dass BKV für aus dem System entnommene Ausgleichsenergie (d. h. bei Unterspeisung ihres Bilanzkreises) Geld an den ÜNB zahlen und für in das System eingespeiste Ausgleichsenergie (d. h. bei Überspeisung ihres Bilanzkreises) Geld vom ÜNB erhalten. Bei einem negativen reBAP ergeben sich entsprechend umgekehrte Zahlungsflüsse. Tabelle 6.1 fasst die Wirkungen für die vier möglichen Kombinationen der Vorzeichen des Bilanzkreissaldos und des reBAP zusammen.

<i>Bilanzkreis</i>	<i>Entnahme/Einspeisung von Ausgleichsenergie</i>	<i>Vorzeichen reBAP</i>	<i>Finanzielle Auswirkung für BKV</i>
Unterspeist	Entnahme	Positiv	Rechnung
Unterspeist	Entnahme	Negativ	Gutschrift
Überspeist	Einspeisung	Positiv	Gutschrift
Überspeist	Einspeisung	Negativ	Rechnung

Tabelle 6.1: Finanzielle Auswirkungen der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie abhängig von den Vorzeichen von Bilanzkreissaldo und reBAP

Die Vorgaben der EB GL erfordern eine Anpassung der Hauptkomponente der Ausgleichsenergiepreisberechnung, die die ÜNB auch als „Modul 1“ bezeichnen. Die Grundlage bilden nach wie vor die am Markt gebildeten Preise für Regelenergie, allerdings wird entsprechend den Vorgaben der EB GL eine Umstellung von einer kostenbasierten auf eine preisbasierte Berechnung vorgenommen werden müssen. Zukünftig soll der Ausgleichsenergiepreis nicht mehr auf Basis der Kosten und Volumen der abgerufenen Regelarbeitsgebote sowie sonstiger Maßnahmen zum bilanziellen Ausgleich des deutschen Netzregelverbunds bestimmt werden. Stattdessen sind die Preise und Mengen der Regelarbeitsbedarfe, so wie von den europäischen Plattformen MARI für mFFR und PICASSO für aFRR berechnet, zu Grunde zu legen. Zur Umsetzung dieser Vorgaben haben die ÜNB im März 2021 einen entsprechenden Antrag bei der BNetzA gestellt.³² Im Zuge dessen haben die ÜNB ebenfalls die Bestimmungsvorschrift des NRV-Saldos im Einklang mit den europäischen Vorgaben überarbeitet. Insbesondere planen die ÜNB mit Einführung des Zielmarktdesigns auch die Mengen des ungewollten Austausches mit benachbarten Regelzonen und der FCR zu berücksichtigen.

³² Siehe BNetzA-Verfahren BK6-21-192

Abweichend von der zuvor erläuterten grundsätzlichen Berechnungsweise des reBAP werden situationsabhängig verschiedene Mechanismen zur Anpassung der Preise angewendet, die im Laufe der vergangenen Jahre durch Beschlüsse der BNetzA eingeführt wurden:

- Der reBAP wird generell auf den innerhalb einer Viertelstunde aufgetretenen höchsten Arbeitspreis der abgerufenen Regelreserveangebote begrenzt, um Preisspitzen zu vermeiden, die ansonsten - insbesondere bei sehr kleinen Mengensalden der Regelreserve - auftreten würden (infolge der Division der Kosten durch eine sehr geringe Regelarbeitsmenge).
- Eine weitere Begrenzung des Ausgleichsenergiepreises greift bei niedrigen NRV-Salden, um bei geringen Ungleichgewichten hohe Ausgleichsenergiepreise durch hohe Arbeitspreise zu vermeiden. Bei NRV-Salden zwischen -500 MW und 500 MW greift eine Begrenzung anhand einer linearen Funktion in Abhängigkeit vom NRV-Saldo, welche den mengengewichteten, durchschnittlichen Preis des jeweiligen Stundenproduktes aus dem Intraday-Handel heranzieht, der einen Auf- bzw. Abschlag zwischen 100 und 250 €/MWh erhält.
- Seit Anfang Dezember 2012 wird eine Preisreferenz aus dem untertäglichen Börsenhandel als Unter- oder Obergrenze (je nach Vorzeichen des Mengensaldos) für den reBAP berücksichtigt, um etwaige Anreize für eine auf Preisdifferenzen spekulierende gezielte Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch BKV zu eliminieren. Die ÜNB haben Ende des Jahres 2019 einen Antrag zur Überarbeitung der Börsenkopplung bei der BNetzA eingereicht, der im Mai 2020 genehmigt wurde. Seit Sommer 2021 wird in der reBAP-Berechnung bei der Kopplung der Ausgleichsenergiepreise statt des Stundenhandels des untertäglichen Börsenhandels der Viertelstundenhandel berücksichtigt, um den Echtzeitwert der Energie besser im Ausgleichsenergiepreis abzubilden und einen stärkeren Anreiz zur Erhaltung des Systemgleichgewichts zu schaffen.
- Seit Dezember 2012 gilt die Regelung, dass nach der bei einer Inanspruchnahme der vorgehaltenen aFRR und mFRR von (in Summe) mehr als 80 % in positiver oder negativer Richtung ein Zu- bzw. Abschlag auf den reBAP erhoben wird, um einen verstärkten Anreiz zur Systemstabilisierung und zur vorbeugenden Vermeidung solcher Situationen zu vermitteln. Dieses Kriterium wurde ab Februar 2020 weiterentwickelt, indem sich das 80 %-Kriterium nun auf das Verhältnis von NRV-Saldo und der kontrahierten Regelleistung von FRR bezieht und nicht wie zuvor auf die Höhe des Regelarbeitsabrufs.
- Zur Stützung des Ausgleichsenergiepreises bei sehr hohen Ungleichgewichten, wenn kein ausreichender Anreiz durch die übrigen Komponenten des reBAP besteht, Bilanzkreise durch Börsengeschäfte auszugleichen oder den NRV-Saldo zu begrenzen, wurde im Dezember 2020 eine Knappheitskomponente bei der BNetzA beantragt, im Mai 2021 genehmigt und findet seit August 2021 Anwendung. Die ÜNB beabsichtigen im Zielmarktdesign zudem die aktuelle Bestimmungsvorschrift des NRV-Saldos anzupassen. Insbesondere planen die ÜNB zukünftig auch die Mengen des ungewollten Austausches (Artikel 8 (1a) ISHM) und der Primärregelleistung (Artikel 8 (1c) ISHM) zu berücksichtigen. Die Berücksichtigung dieser Mengen im deutschen NRV-Saldo bewerten die ÜNB als sachgerecht, sofern diese zum Ausgleich von Ungleichgewichten im deutschen NRV notwendig waren bzw. erbracht wurden.

Die Börsenpreiskopplung entfaltet in 25 % der Abrechnungsviertelstunden ihre Wirkung. Der reBAP wird also in erster Linie von den Regelarbeitskosten und -mengen bestimmt. Zwischen diesen beiden Größen besteht allerdings kein einfacher Zusammenhang etwa in der Form, dass die spezifischen (d. h. mengenbezogenen) Regelarbeitskosten monoton mit der Regelarbeitsmenge steigen (bzw. im negativen Bereich monoton damit fallen). Vielmehr werden die Preise dadurch beeinflusst, dass die zwei

Regelreservequalitäten aFRR und mFRR auf Basis voneinander unabhängiger Ausschreibungsmärkte beschafft werden und daher stark unterschiedliche Preisstrukturen aufweisen können. Die beiden Regelreservequalitäten können zudem, wie in Abschnitt 5.4 erläutert, zeitweise auch gleichzeitig mit entgegengesetztem Vorzeichen zum Einsatz kommen. Daher können die Regelarbeitskosten auch bei kleinem Mengensaldo hoch sein oder auch in Zeiträumen mit gleichbleibendem Mengensaldo starken Schwankungen unterliegen, da sich die Aufteilung auf die Regelreservequalitäten ändern kann. Die Höhe des reBAP und seine zeitliche Entwicklung lassen sich somit immer nur unter Betrachtung sowohl der Kosten- als auch der Mengenentwicklungen beider Regelreservequalitäten und etwaiger für den Bilanzausgleich ergriffener Zusatzmaßnahmen erklären.

Beispielhaft zeigt Abbildung 6.1 für die Viertelstunden der Jahre 2020 und 2021 die Ausgleichsenergiepreise und zugehörigen NRV-Salden. Es ist in einem Zeitpunkt ein hoher Ausgleichsenergiepreis bei einem beherrschbaren NRV-Saldo zu erkennen, ausgelöst durch hohe aktivierte Regelarbeitsgebote. Infolgedessen wurde die in Abschnitt 5.3 beschriebene Preisobergrenze auf dem Regelarbeitsmarkt diskutiert und zwischenzeitlich eingeführt.

Die beschriebenen Preisanpassungsmechanismen führen dazu, dass die über die Bilanzkreisabrechnung abgerechneten Kosten nicht in jeder Viertelstunde exakt mit den Regelarbeitskosten übereinstimmen. Diese Abweichungen werden seit Dezember 2012 mit den Netzkosten der ÜNB verrechnet, die die Grundlage der Netznutzungsentgelte bilden. Zuvor wurden solche Abweichungen nur durch den ersten der drei beschriebenen Mechanismen (Preisbegrenzung) verursacht. Sie wurden als „nicht-wälzbare Kosten“ bezeichnet und durch einen einheitlichen Zu-/Abschlag zu den reBAP-Werten des jeweiligen Abrechnungsmonats berücksichtigt.

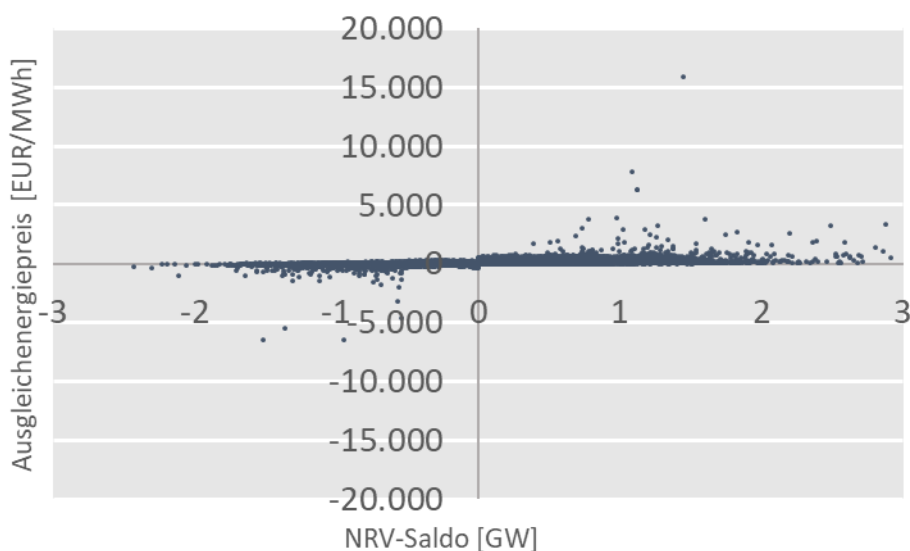


Abbildung 6.1 Korrelation des Ausgleichsenergiepreises reBAP mit dem Saldo des deutschen Netzregelverbands (NRV) zwischen den Jahren 2020 und 2021; jeder Punkt repräsentiert die Werte für eine Viertelstunde; der Korrelationskoeffizient beträgt 0,40

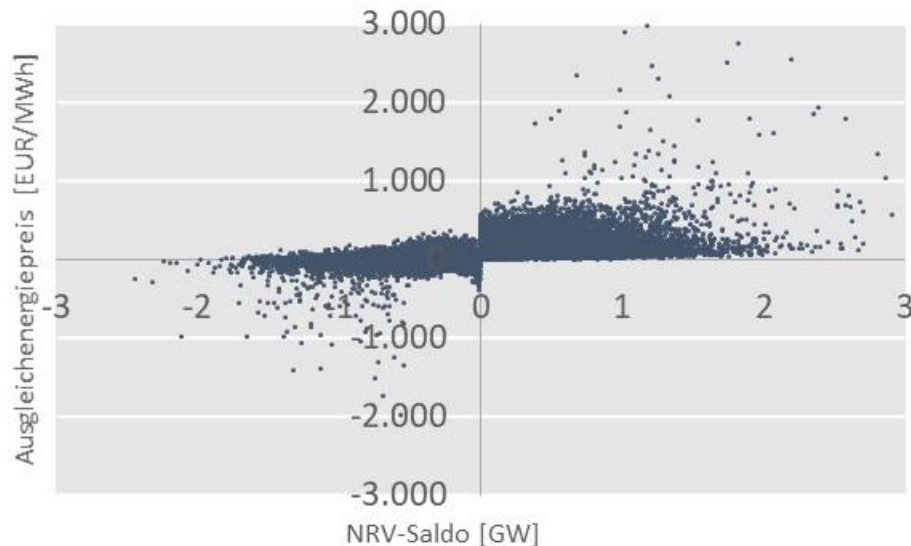


Abbildung 6.2 Korrelation des Ausgleichsenergiepreises reBAP mit dem Saldo des deutschen Netzregelverbands (NRV) zwischen den Jahren 2020 und 2021; jeder Punkt repräsentiert die Werte für eine Viertelstunde, Ausschnitt auf Ausgleichsenergiepreise zwischen ± 3.000 EUR/MWh, der Korrelationskoeffizient beträgt 0,49

Prozessual erfolgt die Berechnung des reBAP in der Weise, dass die vier ÜNB sich nach Durchführung der Abrechnung mit den Regelreserveanbietern und den Vertragspartnern für evtl. ergriffene Zusatzmaßnahmen gegenseitig vollständige Informationen über die hieraus resultierenden Kosten/Erlöse, maximale Arbeitspreise und die eingesetzten Energiemengen zur Verfügung stellen. Nach Abstimmung etwaigen Korrekturbedarfs, der in der Praxis allenfalls bei Änderungen der Berechnungssystematik oder Datenaustauschmodalitäten auftritt, veröffentlichen die ÜNB die reBAP-Werte für den Liefermonat im Internet.

Die erläuterten Schritte zur Berechnung des reBAP sind im Einzelnen in der zwischen den ÜNB und der BNetzA abgestimmten und auf www.regelleistung.net veröffentlichten Modellbeschreibung zur reBAP-Berechnung aufgeführt.

6.3 Kostenallokationswirkungen und Solidarprinzip

Wie in Abschnitt 3.1 erläutert, führt das Konzept der Systemregelung durch die ÜNB im Gegensatz zu einer theoretisch denkbaren gänzlich dezentralen Regelungsverantwortung durch die einzelnen Stromversorger zu erheblichen Einsparungen für die Gesamtheit der Netznutzer, da es eine aufwendige Echtzeiterfassung von Einspeisung und Verbrauch aller Netznutzer erübrigt und den Bedarf an Regelreserve durch maximale Nutzung von Durchmischungseffekten minimiert. Dem einzelnen BKV entsteht bei diesem Konzept durch Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie nur ein kleiner Bruchteil der Kosten, die er ansonsten durch Vorhaltung und Einsatz eigener Regelreserven für das eigene Kundenkollektiv entstehen würden.

Die Kosten und Erlöse des einzelnen BKV kompensieren sich jedoch durch die ständig wechselnde Richtung der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie über die Zeit. Im langfristigen Durchschnitt trägt jeder BKV einen Teil des Saldos der Regelarbeitskosten der ÜNB. Die Höhe dieses Anteils hängt stark davon ab, wie stark der Ausgleichsenergiebedarf des einzelnen Bilanzkreises mit dem Ausgleichsenergiebedarf der Gesamtheit aller Bilanzkreise statistisch korreliert ist. Rein zufällige Schwankungen, die

keinen systematischen Zusammenhang mit den Bedarfsschwankungen im Gesamtsystem aufweisen, führen im Durchschnitt nicht zu erheblichen Ausgleichsenergiekosten.

Dieses Konzept der solidarischen Teilung der Regelarbeitskosten unter den BKV setzt bei allen Beteiligten die Akzeptanz der Tatsache voraus, dass der auf einen Bilanzkreis entfallende Teil der Kosten nicht nur von dessen Ausgleichsenergiebedarf, sondern auch vom Ausgleichsenergiebedarf der anderen Bilanzkreise abhängt. Beispielsweise kann sich für einen Bilanzkreis, der in einer Viertelstunde eine Unterspeisung aufweist, ein über oder unter den Strommarktpreisen liegender Ausgleichsenergiepreis ergeben, je nachdem, ob die Gesamtheit der Bilanzkreise eine Unter- oder Überspeisung aufweist. Zudem weist der Ausgleichsenergiepreis infolge der Merit-Order beim Abruf zumindest tendenziell einen Zusammenhang mit dem gesamten Ausgleichsenergiebedarf aller Bilanzkreise auf.

Ein weiteres wesentliches Merkmal dieses Konzepts besteht darin, dass die Ursachen des bei den einzelnen Bilanzkreisen auftretenden Ausgleichsenergiebedarfs im Grundsatz keine Rolle bei der Bilanzkreisabrechnung spielen. Es wird – unbeschadet der grundsätzlichen Verpflichtung von BKV zur ausgeglichenen Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise in jeder Viertelstunde – akzeptiert, dass in plausiblen Grenzen Ausgleichsenergiebedarf entsteht und für die Höhe der Abrechnung einzig die Höhe des Ausgleichsenergiebedarfs maßgeblich ist. Die Ursachen für einzelne Abweichungen oder die Treiber für deren Höhe – wie z. B. die Güte von Prognosen, die Intensität des Informationsaustauschs zwischen BKV und ihren Kunden sowie die Art der zum kurzfristigen Bilanzausgleich ergriffenen Maßnahmen – werden hierbei nicht betrachtet.

Nur bei inakzeptabel umfangreicher Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie können BKV gemäß Bilanzkreisvertrag sanktioniert werden. Eine grundsätzliche Verpflichtung gegenüber BKV zur Rechtfertigung der Höhe ihres Ausgleichsenergiebedarfs ist dagegen nicht vorgesehen und wäre mit den Grundprinzipien des Ausgleichsenergiekonzepts auch schwer zu vereinbaren. Nur wenn die ÜNB signifikante Bilanzabweichungen feststellen, klären sie mit dem betroffenen BKV, inwiefern diese Abweichungen durch den BKV hätten vermieden werden können (siehe bspw. Juni-Problematik 2019).

6.4 Transparenzvorgaben

Über die in Abschnitt 5.8 erläuterten Veröffentlichungspflichten der ÜNB zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelleistung und -energie hinaus beschränken sich die Transparenzvorgaben im Zusammenhang mit der Bilanzkreisabrechnung im Wesentlichen auf die Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise reBAP und deren Berechnungsmethodik. Ebenfalls zu veröffentlichen sind die Salden aller vier LFR-Zonen und der NRV-Saldo nach Viertelstunden aufgelöst. Informationen zur Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch die einzelnen Bilanzkreise werden vertraulich behandelt und daher nicht veröffentlicht.

7 Weiterentwicklung der Märkte für Regelreserve

7.1 Stufen der Kooperation

Die ÜNB haben in den letzten Jahren die Kooperationen auf dem Gebiet des Systemausgleichs deutlich intensiviert und vorangetrieben. Teilweise wird auch bereits in der EB GL eine verstärkte europäische

Zusammenarbeit beim Austausch von Regelarbeit aus allen Regelleistungsprodukten³³ gefordert. Darüber hinaus bestehen aber auch freiwillige Kooperationen zum Austausch und zur Beschaffung von Regelleistung. Die Zusammenarbeit findet sowohl in Initiativen mit allen ENTSO-E Mitgliedstaaten als auch im Rahmen von bilateralen Kooperationen statt. Allgemein kann eine Regelreserve-Kooperation in verschiedenen Bereichen und Intensitäten erfolgen:

- **Saldierung von Leistungsungleichgewichten:** Diese Form der Optimierung hat das Ziel, eine gegenläufige Aktivierung von Regelreserve zu verhindern bzw. diese zu reduzieren. Für die Saldierung von Leistungsungleichgewichten werden gegenläufige Regelreservebedarfe der einzelnen LFR-Zonen (oder Blöcken) erkannt und daraus die erforderlichen Austauschleistungen bestimmt. Auf diese Weise wird gegenläufige Aktivierung vermieden und Regelarbeit eingespart.
- **Harmonisierung:** Für viele Formen der Kooperationen ist eine Harmonisierung der Regelreserveprodukte sowie der Marktmodalitäten notwendig. Der notwendige Grad der Harmonisierung von Produkten und dem Abruf bzw. Einsatz von Regelreserve hängt von der Intensität der Kooperation ab. Eine vertiefte Zusammenarbeit ist nur dann möglich, wenn die Kooperationspartner übereinstimmende Regelungen zur Regelreserve und zum Systembetrieb allgemein umsetzen.
- **Kostenoptimale Aktivierung:** Das Ziel dieser Optimierungsstufe ist die Ausregelung des Bedarfs mittels der Aktivierung basierend auf einer gemeinschaftlichen (regelzonenübergreifenden) MOL, die im Optimierungssystem hinterlegt ist und alle bezuschlagten Regelreserveangebote der beteiligten LFR-Zonen umfasst. Dabei werden die Bedarfe der teilnehmenden LFR-Zonen summarisch betrachtet, d. h. eine gegenläufige Aktivierung wird ebenfalls vermieden. Zudem steht allen beteiligten LFR-Zonen die gesamte Regelreserve aller teilnehmenden LFR-Zonen zur Verfügung.
- **Gemeinsame Ausschreibung:** Hierbei handelt es sich um eine Kooperationsform, bei der die Regelleistung anteilig oder vollständig gemeinsam ausgeschrieben wird. Sofern etwaige Restriktionen eingehalten werden, kann ein Anbieter seine Regelleistung für eine beliebige LFR-Zone vorhalten. Der Abruf kann entweder direkt durch den Abruf-/Vertrags-ÜNB (TSO-BSP-Modell) oder indirekt durch den Anschluss-ÜNB (TSO-TSO-Modell) erfolgen. Präferiert ist gemäß EB GL der Einsatz des TSO-TSO-Modells.
- **Gemeinsame Dimensionierung:** Der kontrollierte Leistungsaustausch in Form der Aushilfe oder der kostenoptimalen Aktivierung ermöglicht eine gemeinsame Dimensionierung der Regelleistung der beteiligten LFR-Zonen. Eine gemeinsame Dimensionierung erlaubt es, die in Summe von allen LFR-Zonen gemeinsam vorzuhaltende Regelreserve zu ermitteln. Insbesondere ist damit die Berücksichtigung von den Regelleistungsbedarf senkenden Gleichzeitigkeitseffekten z. B. bei Last- und EE-Prognosefehlern möglich.
- **Reserventeilung:** Über die gemeinsame Dimensionierung hinaus ist auch die sogenannte Reserventeilung (Reserve Sharing), also den gemeinsamen Zugriff unterschiedlicher Regelzonen auf dieselben Anlagen, möglich. Allgemeine Voraussetzung für die Reserventeilung sind ausreichend zur Verfügung stehende Übertragungsnetzkapazität und deren geeignete Berücksichtigung im Dimensionierungsprozess, die Berücksichtigung eines Referenzstörfalls, der mindestens der probabilistischen Dimensionierung entspricht sowie harmonisierte Produkte. Von allen Kooperationsstufen stellt die gemeinsame Dimensionierung somit die komplexeste dar. Entsprechend sind hier erst

³³ Im Folgenden werden alle Kooperationen beschreiben an denen die deutschen ÜNB teilnehmen, Darüber hinaus gibt es die Trans European Replacement Reserves Exchange (TERRE) für Ersatzreserven, die in Deutschland nicht zum Einsatz kommen.

Kooperationen zwischen den ÜNB zu erwarten, wenn hinreichende Erfahrungen auf den anderen Gebieten vorhanden sind.

Im Ergebnis wäre durch die gemeinsame Dimensionierung ein Absenken der vorgehaltenen Regelreserven und somit eine Kostenreduzierung möglich. Den möglichen Kosteneinsparungspotentialen durch die Reserventeilung sowie der gemeinsamen Dimensionierung stehen die im Hinblick auf die Übertragungskapazitäten entstehenden Wechselwirkungen mit dem Handel von Fahrplanprodukten gegenüber. Das heißt, dass ein Spannungsfeld bei der Nutzung von Übertragungskapazität für die Reserventeilung mit der Nutzung durch die Handelsmärkte vorliegt und die Auswirkungen auf die Wohlfahrtsgewinne betrachtet werden müssen. Neben den stets zu berücksichtigenden resultierenden Leistungsflüssen sind insbesondere in dieser Kooperationsstufe auch die regulatorischen Vorgaben zu berücksichtigen. In der Praxis kommt die Reserventeilung daher aktuell insbesondere zwischen kleinen LFR-Blöcken zum Einsatz, deren Regelreservedimensionierung durch den Ausfall einer einzigen Komponente (z. B. Kraftwerk oder HGÜ-Terminal) determiniert wird.

7.2 Bestehende Kooperationen mit deutscher Beteiligung

7.2.1 IGCC

Eine Zusammenarbeit Deutschlands zur Saldierung von Leistungsungleichgewichten findet auf europäischer Ebene mit verschiedenen ÜNB im Internationalen Netzregelverbund (International Grid Control Cooperation, IGCC) statt.³⁴ Neben den bisher teilnehmenden ÜNB aus Österreich, der Tschechische Republik, der Schweiz, Belgien, Niederlande, Dänemark, Frankreich, Kroatien und Slowenien, sind im Laufe des Jahres 2020 sind die ÜNB aus Italien (Terna), Polen (PSE), Ungarn (Mavir), der Slowakei (SEPS), Spanien (REE) und Portugal (REN) dem IGCC beigetreten. Im Juni 2021 ist die Europäische Plattform für das Imbalance-Netting-Verfahren (IN-Plattform) gemäß der Anforderung des Artikel 22 EB GL vollständig umgesetzt worden. Der griechische (ADMIE) und rumänische (Transelectrica) ÜNB haben sich im Jahr 2021 ebenfalls der Plattform angeschlossen.

Technisch ist der IGCC in das aFRR-Optimierungssystem des NRV integriert, wobei die internationale Optimierung der innerdeutschen Optimierung nachgelagert ist. Ziel der IGCC ist – vergleichbar zur Wirkung des NRV innerhalb Deutschlands – eine Vermeidung gegenläufiger Abrufe von aFRR, sofern ausreichende Transportkapazitäten für einen regelzonenüberschreitenden Ausgleich von Überschuss- und Defizitmengen zur Verfügung stehen. Die resultierenden Kosteneinsparungen werden zwischen den beteiligten ÜNB aufgeteilt. Die Zusammenarbeit in der IGCC verringert die Kosten für den Regelarbeits-einsatz im gesamten Kooperationsgebiet laut aktuellen Abschätzungen der ÜNB in Summe um rund 50 Mio. Euro pro Jahr.

Aufgrund deutlich unterschiedlicher Preissysteme für Regelreserve teilt sich diese Kosteneinsparung aber nicht automatisch in einer Weise auf die Kooperationspartner auf, die allgemein als fair empfunden wird und ausreichende Anreize für die Teilnahme an der Kooperation setzt. Bei der Einführung des IGCC wurde deshalb ein Preissystem etabliert, auf Basis dessen IGCC-Lieferungen zwischen den teilnehmenden ÜNB abgerechnet werden. Dabei wird der für alle IGCC-Lieferungen innerhalb einer Viertelstunde einheitliche Abrechnungspreis auf Basis sowohl der vermiedenen Kosten (bei Verzicht auf Aktivierung positiver aFRR) wie der vermiedenen Erlöse (bei Verzicht auf Aktivierung negativer aFRR) der Kooperationspartner mengengewichtet so festgelegt, dass möglichst alle Partner von der IGCC-Zusammenarbeit profitieren. Die Ermittlung der IGCC-Abrechnungspreise und die Abrechnung der

³⁴ Siehe: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/

IGCC-Lieferungen auf Basis dieser Preise und der vom IGCC-Modul ermittelten Korrektursignale erfolgen monatlich ex-post.

Diese Form der Kooperation ist vergleichsweise leicht umsetzbar, da sie weder eine Harmonisierung der Produkte und Märkte voraussetzt noch eine gesonderte Behandlung von Übertragungskapazität erfordert. Die Nutzung der Übertragungskapazität erfolgt nach Können und Vermögen zu Echtzeit.

7.2.2 PICASSO

Zum Zweck einer europaweiten aFRR-Kooperation haben europäische ÜNB sich zusammengeschlossen und die **Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation (PICASSO)** erarbeitet.³⁵ Das Projekt setzt die Anforderungen aus Artikel 21 (1) EB GL um, welche die Umsetzung einer europäischen Plattform für den Austausch von Regularbeit aus aFRR fordert. Dabei soll ein technisch und wirtschaftlich möglichst effizientes Modell geschaffen werden. Ziel ist eine europäische Plattform, die ein multilaterales TSO-TSO-Modell mit gemeinsamer MOL für den Austausch aller aFRR-Regularbeitsgebote vorsieht. Die europäischen ÜNB haben im Dezember 2018 einen Vorschlag für den Umsetzungsrahmen einer aFRR-Plattform vorgelegt. Dieser Vorschlag enthält die Grobstruktur der Plattform, Zeitpläne für die Umsetzung, vorgesehene Bestimmungen zu Leitung, Betrieb und Zuständigkeiten sowie eine Festlegung der Standardprodukte für Regularbeit aus aFRR und den Zeitpunkt der Schließung des Regularbeitsmarkts für alle aFRR-Standardprodukte. Der Vorschlag wurde von ACER bearbeitet und Anfang 2020 angenommen.³⁶ Gemäß der EB GL muss die Plattform bis Juli 2022 umgesetzt werden. Das Go-Live der PICASSO-Plattform fand im Juni 2022 statt und der Betrieb startete mit dem Beitritt der deutschen und österreichischen ÜNB am 22. Juni 2022.

7.2.3 MARI

Für die Kooperation bei der mFRR ist die **Manually Activated Reserves Initiative (MARI)**³⁷ zuständig, welche die Anforderung des Artikel 20 (1) EB GL umsetzt, eine europaweite Plattform für den Austausch von Regularbeit aus mFRR zu schaffen. MARI stellt somit das Pendant zu PICASSO bei der mFRR dar. Auch hier haben die europäischen ÜNB im Dezember 2018 einen Vorschlag für den Umsetzungsrahmen einer mFRR-Plattform vorgelegt. Dieser Vorschlag enthält die Grobstruktur der Plattform, Zeitpläne für die Umsetzung, vorgesehene Bestimmungen zu Leitung, Betrieb und Zuständigkeiten sowie eine Festlegung der Standardprodukte für Regularbeit aus mFRR und den Zeitpunkt der Schließung des Regularbeitsmarkts für alle mFRR-Standardprodukte. Der Vorschlag wurde ebenfalls von ACER bearbeitet und Anfang 2020 angenommen.³⁸ Laut EB GL muss die Plattform bis Juli 2022 umgesetzt werden, der Beitritt der deutschen ÜNB ist für mit dem Go-Live der Plattform im September 2022 geplant.

7.2.4 FCR-Kooperation

Seit März 2012 erfolgte sukzessive die Teilnahme des schweizerischen (Swissgrid), österreichischen (APG), niederländischen (TenneT NL), belgischen (Elia), und französischen ÜNB (RTE) an einer gemeinsamen FCR-Ausschreibung mit den deutschen ÜNB im Rahmen der FCR-Kooperation. Seit Januar 2021 nehmen der dänische Netzbetreiber (Energinet) und der slowenische Netzbetreiber (ELES) an der gemeinsamen FCR-Ausschreibung teil. Insgesamt werden in Summe ca. 1.420 MW FCR (Stand: April

³⁵ Projekt-Webseite: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/.

³⁶ Siehe BNetzA-Verfahren BK6-18-110.

³⁷ Siehe: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/

³⁸ Siehe BNetzA-Verfahren BK6-18-139.

2022) beschafft. In den Ausschreibungen werden zulässige FCR-Exporte von maximal 30 % des FCR-Bedarfs des jeweiligen Landes, mindestens jedoch 100 MW, berücksichtigt. Ebenfalls werden Kernanteile je Teilnehmerland berücksichtigt. Diese Anforderung der SO GL wird von Belgien mittels einer separaten nationalen Ausschreibung erfüllt. Bei den übrigen Kooperationspartnern werden folgende Kernanteile berücksichtigt: Deutschland 168 MW, Frankreich 147 MW, Österreich 22 MW, Schweiz 20 MW, Niederlande 35 MW und Dänemark 7 MW. Slowenien verzichtet hingegen auf die Ausweisung eines Kernanteils.

Diese Kooperation im Bereich der FCR stellt eine freiwillige europäische Zusammenarbeit im Sinne des Artikel 33 (1) EB GL bei der Beschaffung und dem Austausch von FCR dar. Aktuell wird der Gesamtnutzen der FCR-Kooperation mit 184 Mio. Euro pro Jahr beziffert.

Seit Juli 2020 findet eine tägliche Ausschreibung sowie eine Beschaffung von 4-Stunden-Produkten statt (s. auch Abschnitt 5.3).

7.2.5 Kooperation zwischen Deutschland und Österreich

Bereits seit dem Jahr 2016 besteht zwischen den deutschen ÜNB und dem österreichischen Netzbetreiber APG eine freiwillige Kooperation im Sinne des Artikel 33 (1) EB GL zur wirtschaftlichen Optimierung der aFRR-Aktivierung. Im Rahmen eines TSO-TSO-Modells basiert die Kooperation auf einer gemeinsamen Gebotsliste (Common Merit-Order List, CMOL). Solange keine operativen Einschränkungen im Netz zwischen den beiden Ländern bestehen, können so die nationalen Regelarbeitskosten durch die grenzüberschreitende Aktivierung der günstigsten Gebote gesenkt werden.

Über den gemeinsamen aFRR-Abruf hinaus besteht seit Anfang Februar 2020 eine Kooperation bei der aFRR-Ausschreibung. Zu diesem Zweck hat im Jahr 2017 eine Harmonisierung der österreichischen Regelleistungsprodukte mit den deutschen stattgefunden. Welche grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für den Austausch von aFRR im Vorfeld zugewiesen wird, ermittelt die von APG und den deutschen ÜNB entwickelte Kosten-Nutzen-Analyse (Cost-Benefit-Analysis, CBA). Die monatlich durchgeführten und über wöchentliche Updates angepasste CBA vergleicht die Wohlfahrtsgewinne der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität am Day-Ahead-Markt mit dem Wert dieser Übertragungskapazität für aFRR-Reservemärkte. Dieser Vergleich wird jeweils vor der monatlichen Auktion grenzüberschreitender Übertragungskapazität durchgeführt. Übertragungskapazitäten, die für den aFRR-Austausch nicht benötigt werden, werden an den Intraday-Markt zurückgegeben.³⁹ Im Rahmen dieser Kooperation wird das oben diskutierte Spannungsfeld der Nutzung der begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten für Zwecke der Regelreserve und des Elektrizitätshandels durch die CBA adressiert. Hinsichtlich der Behandlung von Übertragungskapazität nimmt diese Kooperation somit eine Vorreiterrolle in Kontinentaleuropa ein.

Die ÜNB haben in diesem Zuge die TSO-TSO-interne Verrechnung beim Austausch von FRR angepasst. Zukünftig wird dabei jeweils der Wert der vermiedenen Aktivierung in Höhe des ersten nicht abgerufenen Gebots der nationalen aFRR-MOL des regelarbeitsimportierenden ÜNB berücksichtigt. Abweichend zu heutigen Verrechnungsansätzen ist diese Bemessung des Werts der vermiedenen Aktivierung unabhängig von dem tatsächlichen Umfang der importierten Regelarbeit.

Der Gesamtnutzen der Kooperation betrug 2020 6 Millionen und 2021 17 Millionen Euro.

³⁹ Weitere Informationen unter <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/Kooperation/>.

Seit Dezember 2019 wird unter der deutsch-österreichischen Kooperation GAMMA (**German-Austrian Manual Merit-Order Activation**) der gemeinsame Einsatz von mFRR umgesetzt. Analog zur aFRR-Aktivierung basiert die Kooperation auf einer CMOL gemäß dem TSO-TSO-Modell. Die dabei gesammelten Erfahrungen bei der Integration von Regelarbeitsmärkten sollen auf europäischer Ebene in MARI eingebracht werden.

Die Einführung des RAM wurde sowohl in Österreich als auch in Deutschland zeitlich abgestimmt.

EB GL sieht weiterhin die verpflichtende Einführung des Einheitspreisverfahrens (Marginal Pricing) bei der Vergütung der Anbieter von FRR vor. Im Falle eines Abrufs erhält dabei jeder abgerufene Anbieter eine Vergütung in Höhe des teuersten abgerufenen Produkts. Auch diesbezüglich streben die deutschen und der österreichische ÜNB eine gleichzeitige Einführung an.

Zwar sehen die deutschen und österreichischen Modalitäten des mFRR-Produkts vor, dass diese im Falle eines Abrufs innerhalb von 7,5 Minuten vollständig erbracht werden muss, in anderen LFR-Zonen sind die Anforderungen an die mFRR hingegen geringer. Im Sinne einer Harmonisierung der Produktmodalitäten in Kontinentaleuropa ist daher zukünftig angedacht, die deutsch-österreichischen Modalitäten anzupassen.