



# Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland

Erläuterungsdokument der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

## Inhalt

<b>1</b>	<b>MANAGEMENT SUMMARY</b> .....	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>EINLEITUNG</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>RECHTLICHER UND REGULATORISCHER RAHMEN</b> .....	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>NETZZUGANGSMODELL</b> .....	<b>7</b>
4.1	Organisation des Systemausgleichs.....	7
4.2	Bilanzkreissystem .....	8
4.3	Netzregelverbund .....	10
4.4	Europäische Plattformen .....	11
<b>5</b>	<b>UMSETZUNG DER LEISTUNGS-FREQUENZ-REGELUNG</b> .....	<b>12</b>
5.1	Anforderungen an die Leistungs-Frequenz-Regelung .....	12
5.2	Regelreservequalitäten.....	14
<b>6</b>	<b>BESCHAFFUNG UND EINSATZ VON REGELRESERVE</b> .....	<b>18</b>
6.1	Präqualifikation von Anbietern .....	18
6.2	Dimensionierung - Bestimmung des Reservekapazitätsbedarfs.....	24
6.3	Regelreservemärkte .....	28
6.4	Marktergebnisse .....	32
6.5	Einsatz von Regelreserve.....	47
6.6	Abrechnung und Zahlungsströme zwischen Anbietern und ÜNB .....	49
6.7	Kosten für den Systemausgleich .....	52
6.8	Transparenzvorgaben.....	53
6.9	Wettbewerb auf dem Regelreservemarkt .....	56
<b>7</b>	<b>ERMITTLUNG UND ABRECHNUNG VON AUSGLEICHSENERGIE</b> .....	<b>62</b>
7.1	Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergiemengen .....	62
7.2	Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises reBAP.....	63
7.3	Kostenallokationswirkungen und Solidarprinzip.....	70
7.4	Transparenzvorgaben.....	71
<b>8</b>	<b>KOOPERATIONEN BEI DER REGELRESERVE</b> .....	<b>71</b>
8.1	Stufen der Kooperation .....	71
8.2	Bestehende Kooperationen mit deutscher Beteiligung .....	73

## 1 Management Summary

Damit das Elektrizitätsversorgungssystem stabil betrieben werden kann, ist es notwendig, dass die Leistungsbilanz von eingespeister und entnommener Elektrizität fortwährend ausgeglichen ist. Die Leistungsbilanz muss kontinuierlich überwacht und im Bedarfsfall durch korrektive Eingriffe wieder ausgeglichen werden, um erzeugungs- und verbrauchsseitigen Schwankungen (Soll-Ist- Abweichungen) zu begegnen. Der hierfür erforderliche Systemausgleich für die vier deutschen Regelzonen wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (im Folgenden „die 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 VO] 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 ist es gemäß Artikel 60 (1) EB VO vorgesehen, dass die ÜNB 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 VO mit dem vorliegenden Erläuterungsdokument, das einen umfassenden Überblick über die Konzepte des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte gibt.<sup>1</sup>

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 eine gemeinsame Bestimmung des Bedarfs notwendiger Reservekapazität (Dimensionierung), deren Beschaffung mittels einer gemeinsamen Ausschreibungsplattform sowie ein kostenoptimaler Abruf im Falle von nach Saldierung verbleibenden Bilanzungleichgewichten statt. Somit scheint das größte Einsparpotenzial innerhalb Deutschlands auf dem Gebiet des Systemausgleichs auf nationaler Ebene bereits 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 vergangenen Jahren wurde das Ausgleichenergiepreissystem weiterentwickelt und hierdurch die finanziellen Anreize für Bilanzkreisverantwortliche zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise verstärkt. Des Weiteren wurde mit dem Anschluss an die Balancing Plattform MARI und PICASSO, die auch von den deutschen ÜNB Amprion und TransnetBW betrieben werden, ein Kernelement der EB VO umgesetzt. Dies hebt weitere Einsparpotenziale durch internationale Kooperation. Einhergehend mit der Umsetzung des dazugehörigen

---

<sup>1</sup> 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.

Markt- und Produktdesigns wurde weitestgehend das Europäische Zielmarktdesign für Regelarbeit in Deutschland eingeführt, insb. Viertelstundenprodukte, 25 Minuten Gate Closure Time (GCT) und das Grenzpreisverfahren. Das Wettbewerbsniveau am integrierten Regelarbeitsmarkt hat sich durch verzögerte Beitritte europäischer TSOs im betrachteten Zeitraum nicht merklich gebessert. Dies hat ACER in ihre Entscheidung zur Festlegung einer sich automatisch anpassenden Preisobergrenze einfließen lassen und als übergangsweise (bis Juli 2026) fixe Preisobergrenze und als Startpunkt für die automatische Anpassung (ab Juli 2026) einen Wert von 15.000 EUR/MWh festgelegt. Auch im Bereich der Regelleistung unterstützen die ÜNB weitere Schritte zur Europäischen Marktintegration und unterstützen den Austausch von Regelleistung sowohl in der FCR-Kooperation, im ALPACA Projekt als auch mit der Umsetzung einer harmonisierten Marktpreisbasierten Methode zur Reservierung von grenzüberschreitender Übertragungskapazität, um die weitere Integration der europäischen Balancing Märkte voranzutreiben. Auffällig in den Ausschreibungen für Regelleistung sind steigende Kosten in den sonnenreichen Zeitscheiben, bei denen häufig negative Preise zu hohen Opportunitäten der Regelleistungsbereitstellung und somit hohen Preisen führen. Eine Teilnahme der Photovoltaik in der Regelleistung könnte dem entgegenwirken.

## 2 Einleitung

Für den stabilen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems ist eine kontinuierlich ausgeglichene Leistungsbilanz von eingespeister und entnommener Elektrizität 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 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemdienstleistung des Systemausgleichs<sup>2</sup>. Diese umfasst in Deutschland maßgeblich die Vorhaltung und den Einsatz der drei Regelreservequalitäten Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve. Falls der Systemausgleich trotz des umfangreichen 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.

---

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

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 VO) 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 VO 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 und auf europäische Aspekte eingeht, kommen die deutschen ÜNB gemeinsam der Aufforderung der EB VO nach, einen solchen Bericht turnusgemäß zu erstellen. Die dargestellten quantitativen Auswertungen umfassen dabei den Zeitraum der vergangenen zwei Jahre, beginnend im Januar 2022. 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: Dezember 2024) 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.

### 3 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 erheblichen Kostenrelevanz und den Wechselwirkungen mit den Segmenten der Stromerzeugung und des Stromvertriebs heraus. Dementsprechend sind die Regelreservemärkte sowie das Ausgleichsenergiepreisregime Gegenstand einer intensiven Regulierung.

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 Elektrizitätsbinnenmarkt (Regulation (EU)

2019/943<sup>3</sup>) vor allem aus den Leitlinien zu den Themen „System Operation“ (SO VO)<sup>4</sup> sowie „Electricity Balancing“ (EB VO)<sup>5</sup>. Beide Leitlinien sind im Jahr 2017 als EU-Verordnungen in Kraft getreten.

- Die Leitlinie über den Systemausgleich (EB VO) hat die Etablierung eines funktionierenden und liquiden grenzüberschreitenden Binnenmarkts im Bereich der Regularität und des Ausgleichsenergiesystems zum Ziel. Sie trifft dabei unmittelbare Vorgaben zu den von den Mitgliedstaaten umzusetzenden Regelreservemärkten sowie dem Ausgleichsenergiesystem. Aus der EB VO heraus wurden von den europäischen ÜNB zahlreiche Methoden entwickelt und von ACER oder den nationalen Regulierungsbehörden genehmigt, die in Summe einen sehr engen Rechtsrahmen bilden und zu weitestgehend harmonisierten Produkten und Prozessen führen. Dazu gehören insbesondere:
  - o die Implementierungsrahmen für Imbalance Netting, aFRR und mFRR, die neben Regeln zu den Plattformen für den Austausch von Regularität (MARI und PICASSO) die Standardprodukte für aFRR und mFRR definieren,
  - o die Preisbildungsmethode für Regularität
  - o die Standardprodukte für Regelleistung
  - o die Modalitäten für Regelreserveanbieter
  - o die Methode zur Harmonisierung der wichtigsten Merkmale der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen die Methode für harmonisierte Allokationsregeln von Grenzkapazitäten für den Austausch von Regelleistung
- In der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO VO) 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.
  - o 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,

---

<sup>3</sup> Abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX:32019R0943>

<sup>4</sup> Abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>

<sup>5</sup> Abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/2195/oj>

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 und im Einklang mit den o.g. Methoden werden von den ÜNB Präqualifikationsanforderungen entworfen und stetig weiterentwickelt. Potenzielle Regelreserveanbieter für die verschiedenen Arten von Regelreserve können sich an einem diskriminierungsfreien Präqualifikationsverfahren beteiligen, bei dem sie den Nachweis erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung einer oder mehrerer Arten von Regelreserve erfüllen.

Für alle Regelreservearten (FCR, aFRR, mFRR) erfolgt die Freigabe der Konzepte (Technisches Konzept und IT-Konzept) gemeinsam durch die ÜNB. Die Präqualifikation des Pools erfolgt anschließend bei demjenigen ÜNB, in dessen LFR-Zone die betreffenden Technischen Einheiten (Stromerzeugungsanlagen und/oder Verbrauchseinheiten) unabhängig von der Spannungsebene netztechnisch angeschlossen sind (Anschluss-ÜNB). Seit dem Jahr 2018 erfolgt eine Präqualifikation für Reserveeinheiten und Reservegruppen.

Sobald die präqualifizierte Vermarktbarke Leistung die jeweilige Mindestangebotsgröße überschreitet, schließt der Anschluss-ÜNB mit dem Reservenanbieter je Regelreserveart einen Rahmenvertrag, der wiederum Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Regelreserve ist. Eine Präqualifikation ist jederzeit möglich. Die relevanten Unterlagen wie z. B. PQ-Bedingungen, Musterverträge oder unterstützende Dokumente wie Leitfäden sind auf der regelleistung.net Plattform [hier](#) zu finden.

- Die EU-Leitlinie über den Systemausgleich (EB VO) wirkt sich auf die Rolle der Bundesnetzagentur (BNetzA) bei der Gestaltung der Marktregeln für die verschiedenen Regelleistungssegmente aus, welche sich mittlerweile zu einem großen Teil aus den europäischen Vorgaben ergeben. Die EB VO 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.

- Aktuell wird der Network Code Demand Response (NC DR) entwickelt. Mit einer Festlegung rechnen die ÜNB Ende 2025 / Anfang 2026. Der NC DR soll gem. Art. 59(1)(e) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung Regeln für die Laststeuerung, einschließlich Aggregation, Energiespeicherung und Lasteinschränkung festlegen. Die von ACER veröffentlichte Framework Guideline und der konsultierte Entwurf des NC DRs lassen vermuten, dass im NC DR weitgehende Regelungen, die Regelreserven und die Systemdienstleistungen Spannungshaltung und Netzzugangsmanagement betreffen, getroffen werden.

Dies zeigt 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.

## 4 Netzzugangsmodell

### 4.1 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.

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 1 veranschaulicht.

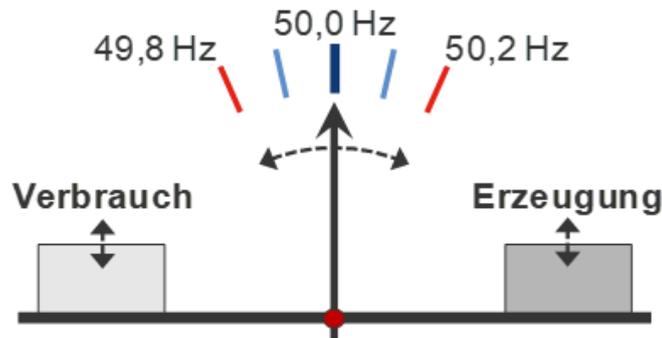


Abbildung 1: Notwendigkeit des Ausgleichs von Verbrauch und Erzeugung im Elektrizitätsversorgungssystem zur Aufrechterhaltung der Sollfrequenz von 50,0 Hz

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 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. Die Optimierung der Beschaffung von Regelleistung erfolgt über die ALPACA Kooperation. Darüber hinaus sind die ÜNB im Netzregelverbund (NRV) organisiert, innerhalb dessen sie den Einsatz von Regelarbeit und die Vorhaltung von Regelleistung technisch und wirtschaftlich optimieren. Die Details dieser Kooperation sind in Abschnitt 4.3 beschrieben. Mit der Teilnahme an den Plattformen Imbalance Netting, MARI und PICASSO reduzieren die ÜNB die Kosten der Aktivierung von Regelarbeit durch das Netting und den Austausch von Regelarbeit mit ihren europäischen Nachbarn. Die Funktionsweise der Plattformen wird näher im Abschnitt 4.4 erläutert.

## 4.2 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 über Ausgleichenergie weiterverrechnet.

Um diese Aufgabe umzusetzen und eine verursachungsgerechte Verrechnung der Ausgleichskosten zu ermöglichen, bilden Kraftwerks- /Speicherbetreiber, Stromversorger, Großverbraucher und Stromhändler jeweils innerhalb einer LFR-Zone Bilanzkreise, in denen die von ihnen verantworteten Einspeisungen, Stromhandelsmengen und einige Entnahmen oder die 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 Rechte und Pflichten der BKV sind im Standardbilanzkreisvertrag Strom beschrieben, welcher von der BNetzA im April 2019 genehmigt wurde und seit dem 01.08.2020 in Kraft ist. Der Standardbilanzkreisvertrag entspricht den Anforderungen des Art 18 (6) EB VO. Darin ist unter anderem die grundsätzliche Verantwortung der BKV zur Bilanzkreistreue festgelegt.

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 LFR-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 im Grundsatz die Kosten, die den ÜNB durch den Einsatz von Regelarbeit in der jeweiligen Viertelstunde entstehen, verrechnet (siehe Abschnitt 7.2).

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. Insoweit 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.

### 4.3 Netzregelverbund

Die deutschen ÜNB betreiben in Deutschland gemeinsam die Regelreservemärkte. Dazu nutzen sie das Konzept des Netzregelverbundes (NRV), welches vier Module der Zusammenarbeit vorsieht:

#### 1. Vermeidung gegenläufiger Regelreserveabrufe

Es ist systemimmanent, dass es Zeiten gibt, in denen einzelne Regelzonen einen Mangel an Leistung haben, während andere Regelzonen gleichzeitig einen Leistungsüberschuss aufweisen. Ohne den NRV würde die Regelleistung je Regelzone konzeptgemäß unabhängig voneinander mit unterschiedlichen Vorzeichen aktiviert. Das Ziel von Modul 1 ist die Vermeidung der gegenläufigen Aktivierung von Regelleistung durch kontrollierten und gezielten Energieaustausch zwischen den Regelzonen. Das Einsparpotenzial liegt in der Reduktion der gegenläufigen Aktivierung von Regelarbeit (aFRR und mFRR) und den damit verbundenen Kosten. Über das IGCC-Projekt wurde das Imbalance Netting von Regelreservebedarfen auf unsere europäischen Nachbarländer erweitert. Sobald alle Länder des IGCC der PICASSO Plattform beigetreten sind, kann PICASSO die Funktionalität des IGCC vollständig übernehmen.

#### 2. Gemeinsame Dimensionierung von Regelreserven

Das Ziel von Modul 2 ist die gemeinsame, regelzonenübergreifende Dimensionierung der Regelreserven und damit die Reduktion der vorzuhaltenden Regelreserven sowie der entsprechenden Kosten für die Beschaffung von Regelleistung (für aFRR und mFRR). Die Dimensionierung ist identisch zu einer fiktiven deutschen Regelzone. Der NRV erlaubt es den teilnehmenden Regelzonen auf die gemeinschaftlich vorgehaltenen Regelreserven Zugriff zu haben, wodurch diese verringert werden können.

### 3. Gemeinsame Beschaffung

Modul 3 ermöglicht den deutschen ÜNB Regelleistung über die innerdeutschen Regelzongrenzen hinweg zu beziehen. Das Einsparpotenzial liegt in der Kostenreduktion durch direkten Wettbewerb der Anbieter in einem gesamtdeutschen Markt sowie in der Reduzierung des technischen Aufwands für die Anbieter durch eine gemeinsame Ausschreibungsplattform.

Auch dieses Modul ist übertragbar auf unsere Nachbarländer. Am Beispiel der gemeinsamen Beschaffung von aFRR Regelleistung mit dem österreichischen ÜNB APG haben die deutschen ÜNB gezeigt, dass sich die Vorteile einer gemeinsamen Beschaffung auch grenzüberschreitend realisieren lassen. Mehr dazu finden Sie unter ALPACA.

### 4. Kostenoptimale Aktivierung von Regelarbeit

Das Ziel von Modul 4 ist die regelzonenübergreifende wirtschaftliche Optimierung der Aktivierung von Regelarbeit. Das Einsparpotenzial liegt somit in der Reduktion der Kosten für aktivierte Regelarbeit. Dazu werden alle Gebote aller Regelzonen in einer gemeinsamen Merit Order aufgelistet. Die Bedarfe aller Regelzonen werden saldiert und der verbleibende (NRV-) Saldo mittels der gemeinsamen Merit-Order-Liste richtungsscharf abgerufen. Nach diesem Prinzip arbeiten auch die neuen europäischen Plattformen MARI und PICASSO.

## 4.4 Europäische Plattformen

Im Jahr 2022 wurden die europäischen Plattformen für die Optimierung des Einsatzes von Regelarbeit in Betrieb genommen. Die Plattform für die Optimierung des aFRR-Einsatzes heißt PICASSO (Platform for the International Coordination of the Automatic Frequency Restoration Process and Stable System Operation). Die Plattform für die Optimierung des mFRR-Einsatzes heißt MARI (Manual Activated Reserves Initiative).

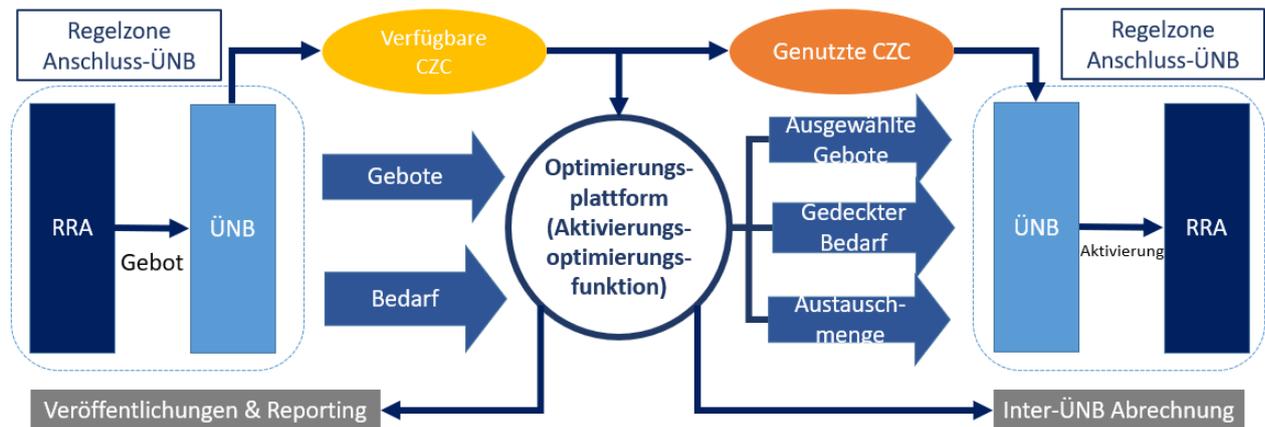


Abbildung 2: Schematische Darstellung einer Optimierungsplattform für die Aktivierung von Regelarbeit

Die europäischen Balancing Plattformen (vgl. Abbildung 2) sind basierend auf dem ÜNB-ÜNB Modell aufgebaut. Dies bedeutet, dass nur ÜNB dort interagieren. Regelreserveanbieter (RRA) interagieren ausschließlich mit ihrem Anschluss-ÜNB – d. h. übermitteln ihre Gebote und empfangen Aktivierungssignale. ÜNBs übermitteln die Merit-Order Listen, verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten und Bedarfe an die Aktivierungsoptimierungsfunktion (AOF) der jeweiligen Balancing Plattform. Die AOF führt alle Merit-Order-Listen zusammen und legt basierend auf den Bedarfen und Nebenbedingungen (verfügbare Übertragungskapazität) die Gesamtkostenminimale Aktivierungsmenge fest. Als Ergebnis resultieren der gedeckte Bedarf je ÜNB, die Menge der ausgewählten Gebote und die Austauschmengen, aus denen sich die verbleibenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten ergeben. Der ÜNB aktiviert daraufhin die Menge an Regelarbeitsgebote, die er von der jeweiligen Plattform vorgegeben bekommt und sendet entsprechende Aktivierungssignale an die angeschlossenen Regelreserveanbieter. Die Abrechnung der über die Balancing Plattformen ausgetauschte Regelarbeit erfolgt zwischen den teilnehmenden ÜNBs, die Abrechnung der aktivierten Regelarbeit erfolgt durch den Anschluss-ÜNB mit dem angeschlossenen Regelreserveanbieter.

## 5 Umsetzung der Leistungs-Frequenz-Regelung

### 5.1 Anforderungen an die Leistungs-Frequenz-Regelung

Wie eingangs erläutert, müssen Einspeisung und Entnahme von elektrischer 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 Leistungs-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 3) 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 Sollwerten<sup>6</sup> folgt. Zu diesem Zweck betreibt jeder systemverantwortliche ÜNB einen eigenen Leistungs-Frequenz-Regler, der

---

<sup>6</sup> 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.

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.

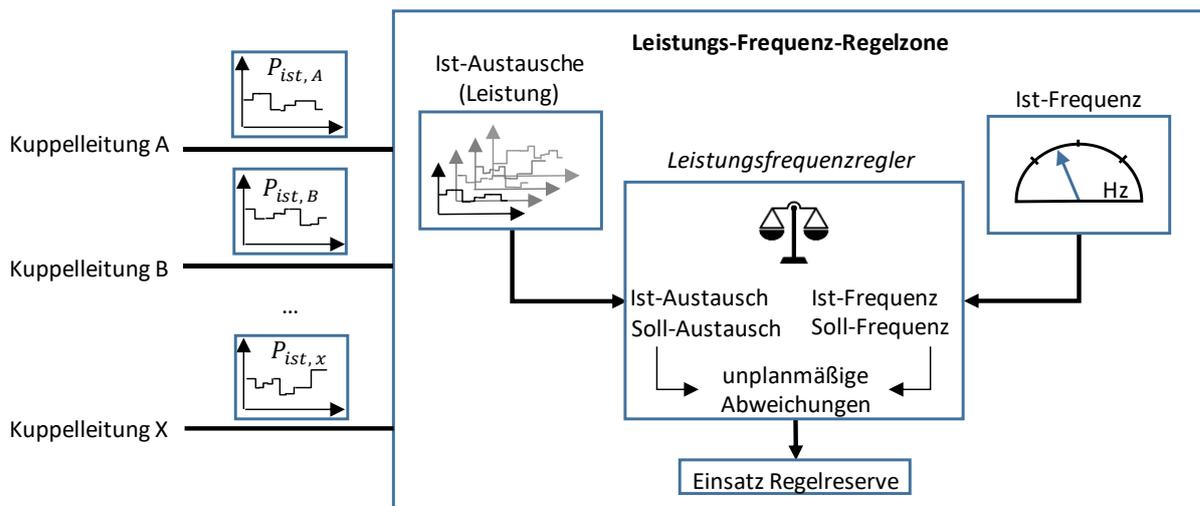


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Leistungs-Frequenz-Regelung

## 5.2 Regelreservequalitäten

Um die Aufgaben des Systemausgleichs zu erfüllen, halten die ÜNB unterschiedlich schnell aktivierbare Regelreserven vor, die sukzessive eingesetzt werden (Abruf von Regelarbeit). Nachfolgend werden die Eigenschaften und Aufgaben dieser verschiedenen Regelreservequalitäten und die Wechselwirkungen untereinander dargestellt. Ergänzend zeigt Abbildung 5 das Ineinandergreifen der Regelreservequalitäten.

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 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.

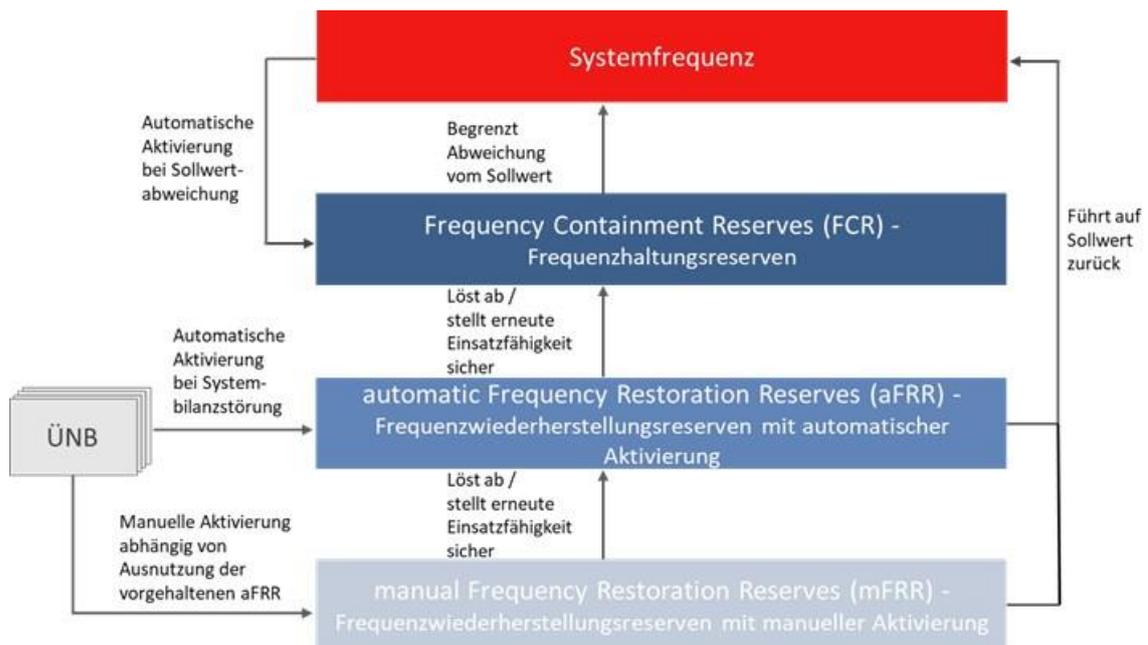


Abbildung 4: Überblick über Einsatz und Aufgaben der verschiedenen Regelreservequalitäten

Die Präqualifikationsanforderungen in Deutschland (Abschnitt 6.1) 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 das System und die Netzfrequenz nach aufgetretenen Leistungsungleichgewicht (z. B. durch einen Kraftwerksausfall) 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 Sekundär- und Minutenreserve.

Die *Sekundärreserve* – 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 Systembilanzstörung 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 Sollsignal 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 VO 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 sogenannter 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 Störereignisse zur Verfügung. Somit ist auch die Aktivierung der aFRR ein zeitkritischer Prozess, für den in der EU eine Obergrenze (aFRR-Vollaktivierungszeit) 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 Kraftwerksausfällen<sup>7</sup>, 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 (Vollaktivierungszeit 12,5 Minuten, kein kontinuierliches Regelsignal, sondern Abwicklung als Fahrplanlieferung, d. h. in 15-Minuten-Intervallen oder als Direktabruf<sup>8</sup>), 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 Kompensation erwarteter größerer Bilanzabweichungen erfolgen. In Deutschland erfolgt die Aktivierung der mFRR elektronisch über den sogenannten MOL-Server, dem Abrufwerkzeug für die mFRR-MOL der auf dem Regelarbeitsmarkt eingereichten 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.

---

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> 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.

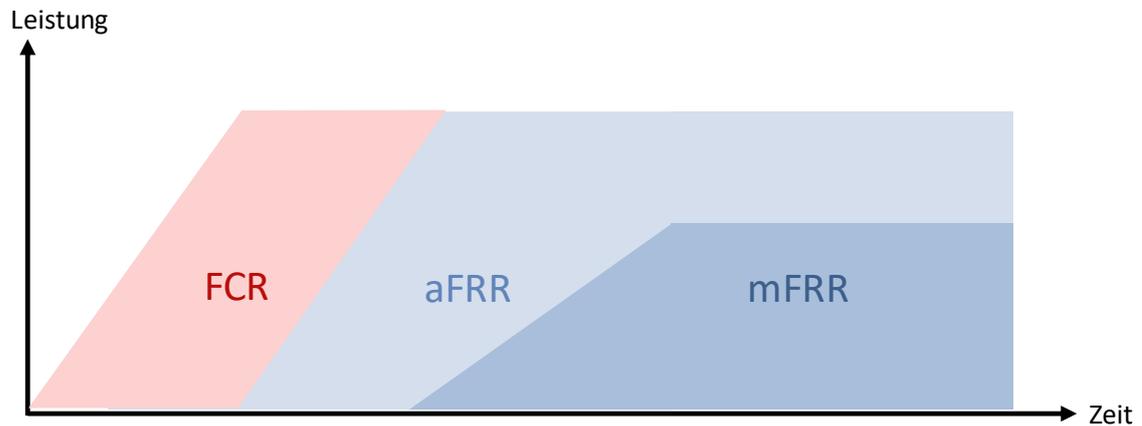


Abbildung 5: Dreistufiges Regelkonzept in Deutschland (schematische Darstellung)

In Kontinentaleuropa gibt es neben der FCR, aFRR und mFRR noch die Regelreservequalität der Ersatzreserven (*Replacement Reserves, RR*), welche in Deutschland allerdings nicht angewandt werden. Über die in Abbildung 5 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.

## 6 Beschaffung und Einsatz von Regelreserve

Die StromNZV fordert, dass Regelleistung und Regelarbeit 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. Die EB VO macht darüber hinaus weitere Vorschriften für die Beschaffung und den Einsatz der Regelreserve. 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.

### 6.1 Präqualifikation von Anbietern

Die StromNZV weist ausdrücklich darauf hin, dass Regelreserveanbieter (RRA) den Nachweis zur Erfüllung der technischen Anforderungen für die Bereitstellung der unterschiedlichen Regelreservequalitäten erbringen müssen. Potenzielle RRA müssen daher, bevor sie den Zugang zu den entsprechenden Märkten

erhalten, ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen. Dies wird ebenfalls in der SO VO gefordert, mit der Verpflichtung, die Präqualifikation regelmäßig zu wiederholen.

Neben der technischen Kompetenz muss eine ordnungsgemäße Erbringung der Regelreserven unter betrieblichen Bedingungen und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des potenziellen 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 ist (Anschluss-ÜNB). Die zu präqualifizierende Anlagen wird auch als Technische Einheit (TE) bezeichnet<sup>9</sup>. 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. Die Unterlagen, die ein RRA beim Anschluss-ÜNB einreicht, um seine Anlage zu präqualifizieren, werden über das Präqualifikationsportal (PQ-Portal – [www.pq-portal.energy](http://www.pq-portal.energy)) elektronisch übermittelt. Ändern sich anbieterseitig wesentliche Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Präqualifikation, so hat der RRA dies dem Anschluss-ÜNB mitzuteilen. Dadurch kann eine erneute Präqualifikation erforderlich werden.

Die Präqualifikation erfolgt seit dem Jahr 2018 gemäß den einheitlichen [“PQ-Bedingungen” der deutschen Übertragungsnetzbetreiber \(in der aktuellen Fassung vom 05.07.2024\)](#)<sup>9</sup>, die die Vorgaben zum Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter der SO VO für Deutschland umsetzen.

Wesentliche Bestandteile der Präqualifikation sind

- die Einreichung eines IT-Konzepts
- die Einreichung der Erbringungskonzepte für den Pool und für jede Einheit sowie Gruppe
- die Durchführung einer Betriebsfahrt,
- die Einreichung erforderlicher Bescheinigungen von Dritten,
- und die Durchführung des Leittechnischen Tests.

### **IT-Konzept**

Die ÜNB haben aufgrund ihrer Systemverantwortung hohe Anforderungen an die Vertraulichkeit, die Verfügbarkeit und die Integrität ihrer Infrastrukturen sowie Informationen einzuhalten, welche sich auf alle

---

<sup>9</sup> Technische Einheiten ist der Oberbegriff für Anlagen zur Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve und meint sowohl Erzeugungseinheiten als auch regelbare Verbrauchseinheiten.

angebundenen Infrastrukturen und Dienstleister übertragen. Die Anforderungen für Unternehmen, die Dienstleistungen im Bereich der Regelleistung erbringen, sind in den "IT-Mindestanforderungen" der Übertragungsnetzbetreiber definiert und stellen Mindestanforderungen an die Sicherheit und Verfügbarkeit dar.

Mit Einreichung des IT-Konzepts – einer Dokumentation der IT-technischen Umsetzung des Konzepts zur Bereitstellung von Regelreserve – weist ein potenzieller Anbieter nach, dass er die IT-Mindestanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber erfüllt.

### **Erbringungskonzept**

Das Erbringungskonzept ist für jede Reserveeinheit, für jede Reservegruppe sowie den Pool mit dem PQ-Antrag einzureichen. Es ist das Dokument, in dem der Anbieter seine Vorhaltung und Erbringung beschreibt. Hierzu gehört beispielsweise die Dokumentation der technischen Realisierung der jeweiligen Regelreserveart.

### **Betriebsfahrt**

Bei der Betriebsfahrt handelt es sich um eine probeweise Erbringung von Regelreserve. Sie ist ein praktischer Test nach standardisierten Kriterien, mit dem die technische Eignung der Einheiten eines Anbieters für die Regelreserveerbringung überprüft und die zu präqualifizierende Leistung quantifiziert wird. Sie entspricht der aktivierbaren Leistungsänderung im Aktivierungszeitraum (FCR: 30 Sekunden; aFRR: 5 Minuten; mFRR: 12,5 Minuten). Die Betriebsfahrt wird in einem Betriebsprotokoll dokumentiert, welches der Regelreserveanbieter mit den Antragsunterlagen einreicht. Die entsprechenden Testprofile für die einzelnen Regelreservequalitäten sind auf der Ausschreibungsplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) veröffentlicht. Abbildung 6 zeigt beispielhaft das Musterprofil für die negative aFRR.

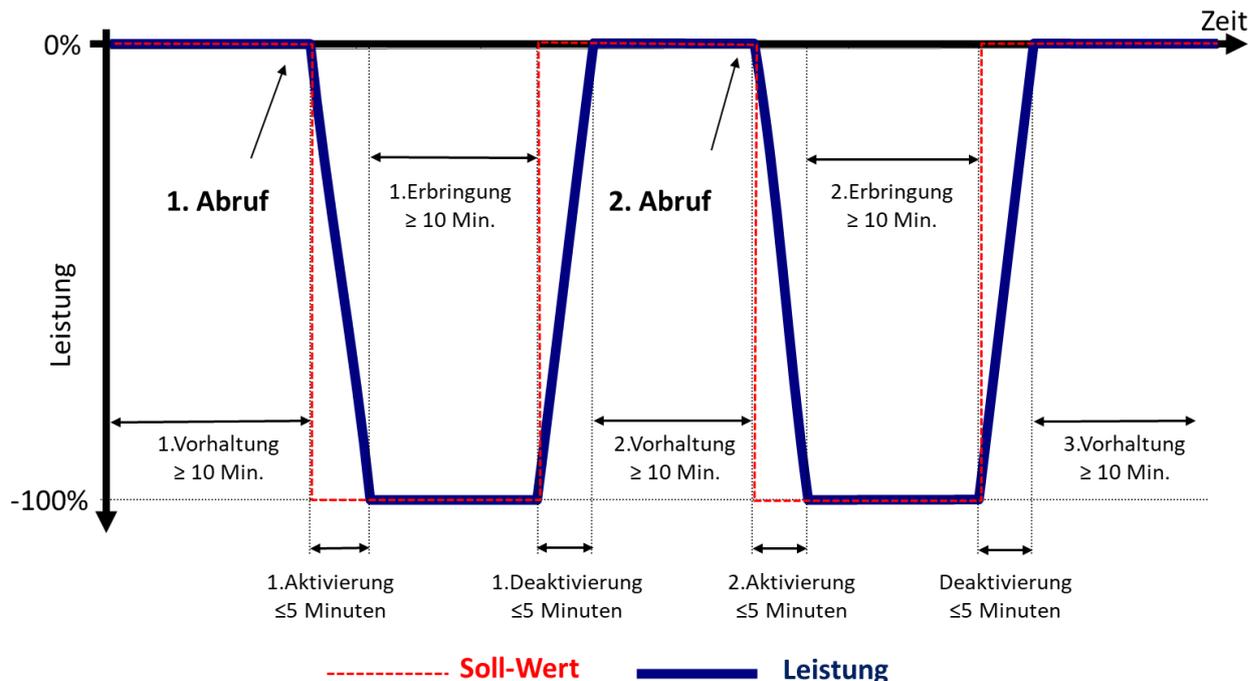


Abbildung 6: Musterabruf für negative aFRR

## Bescheinigungen

Sofern die an der Regelreserveerbringung beteiligten bzw. hiervon betroffenen Markttrollen (der Anschluss-Netzbetreiber, der Lieferant, der Bilanzkreisverantwortliche und der Betreiber) nicht innerhalb eines Unternehmens integriert ausgeübt werden und damit personenidentisch sind, ist im Präqualifikationsverfahren eine Bescheinigung über die Kenntnis und das Einverständnis der Regelreserveerbringung einer TE von den nicht integrierten Drittparteien einzureichen.

## Leittechnischer Test

Mit dem leittechnischen Test wird abschließend sichergestellt, dass die IT-Anbindung des Anbieters an das Leitsystem des ÜNB richtig funktioniert. Bestandteile des Tests sind z. B. die Überprüfung der korrekten Erfassung und Übermittlung der einzelnen Datenpunkte, der Empfang und die akkurate Umsetzung von Sollwertvorgaben sowie die Überprüfung der redundanten Datenanbindung. Der Test wird in enger Abstimmung zwischen Anbieter und ÜNB durchgeführt und ist für alle Regelreservearten vorgesehen.

Erreicht die präqualifizierte Leistung die Mindestangebotsgröße, schließt der Anschluss-ÜNB mit dem RRA je Regelreservequalität einen Rahmenvertrag (Musterverträge sind unter [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)

veröffentlicht) ab, der Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Regelreserve ist. Präqualifizierte Einheiten und Gruppen eines Anbieters werden bei allen Regelreservequalitäten im Realbetrieb zu einem Pool gebündelt, der durch den Anschluss-ÜNB im Falle eines Zuschlags im Rahmen der Gebotsabgabe bei Regelleistungsbedarf abgerufen werden kann. Die Poolung ermöglicht dem Anbieter seine Vorhaltung und Erbringung angebotener Regelleistung wirtschaftlich optimal zu gestalten.

Entsprechend der von den deutschen ÜNB veröffentlichten Anbieterliste sind aktuell (Stand: 28.11.2024)<sup>10</sup> für FCR 29 Anbieter, für aFRR 30 Anbieter und für mFRR 27 Anbieter präqualifiziert. Abbildung 7 veranschaulicht die in Deutschland präqualifizierte Leistung differenziert nach Erzeugungstechnologie und Art der Regelreserve.

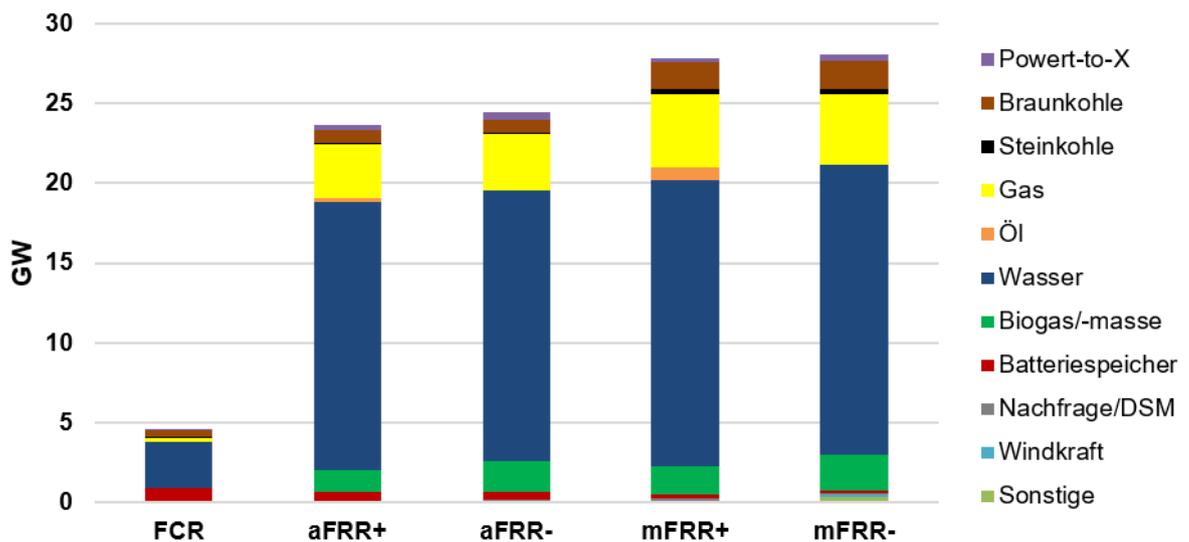


Abbildung 7: Präqualifizierte Leistung (in GW) in Deutschland differenziert nach Erzeugungstechnologien und Richtung (Quelle: Regelleistung.net – Stand: Q4/2024)

Die Anforderungen für die Präqualifikation (PQ-Bedingungen) werden durch die ÜNB kontinuierlich weiterentwickelt und an Gesetzesänderungen der EU angepasst. Dies betraf in den vergangenen beiden Jahren die Umsetzung des Beschlusses BK6-19-069 der Bundesnetzagentur (Zusätzliche Eigenschaften von Primärregelreserve) sowie die Überarbeitung der Anforderungen mit der Einführung des europäischen Marktdesigns (PICASSO und MARI). Wesentliche Änderungen waren die Verkürzung der Reaktionszeit von Einheiten und Gruppen bei der mFRR von 15 auf 12,5 Minuten sowie die Vorgabe, dass die Aktivierung aller

<sup>10</sup> Siehe [Präqualifizierte Anbieter je Regelreserveart \(regelleistung.net\)](#)

FCR-Einheiten und FCR-Gruppen nicht künstlich verzögert werden darf, spätestens 2 Sekunden nach einer Frequenzabweichung beginnen und mindestens linear ansteigen muss. Zudem wurde in diesem Zeitraum für speicherbegrenzte FCR-Einheiten ergänzend der Reservebetrieb eingeführt. D. h. speicherbegrenzte FCR-Einheiten, die technisch dazu in der Lage sind, müssen gewährleisten, dass nahe der oberen und unteren Grenze des Energiespeichers die verbleibende Kapazität für die Aufrechterhaltung einer angemessenen Reaktion auf kurzfristige Frequenzabweichungen ausreicht (Reaktion auf Frequenzabweichung mit dem Mittelwert 0 („zero-mean“).

Des Weiteren haben die deutschen ÜNB im Jahr 2023 die Anforderungen der SO VO an eine Befristung der Präqualifikation von Einheiten auf fünf Jahre realisiert. Seit Oktober 2023 werden Einheiten, deren PQ älter als fünf Jahre und damit ausgelaufen ist, für die ein gültiger Wiederholungs-PQ-Antrag durch den Anbieter gestellt wird, erneut für weitere fünf Jahre präqualifiziert.

Um das Präqualifikationsverfahren sowie den Einstieg innovativer Technologien (wie z. B. erneuerbare Energien oder Elektromobilität) für die RRA zu erleichtern, haben die Übertragungsnetzbetreiber neben den gesetzlich bedingten Anpassungen in den vergangenen Jahren ergänzende Dokumente zu den bestehenden PQ-Bedingungen auf [regelleistung.net](http://regelleistung.net) veröffentlicht:

- **Leitfaden zur Präqualifikation von Windkraft** ([link](#)): Das Dokument gibt ergänzend zu den PQ-Bedingungen einen Überblick über die wesentlichen Anforderungen und Möglichkeiten zur Präqualifikation für Regelreserve bei Windkraft-Anlagen.
- **Leitfaden für die Präqualifikation von Elektrofahrzeugen und anderen nicht-ortsfesten Anlagen** ([link](#)): Der Leitfaden zeigt die Möglichkeiten für RRA bzgl. einer Präqualifikation von nicht-ortsfesten Anlagen auf.
- **Leitfaden zur Besicherung von Regelleistung für den Fall von technischen Ausfällen von a/mFRR-Anlagen des Regelleistungsanbieters** ([link](#)): Der Leitfaden beschreibt die verschiedenen Möglichkeiten der Besicherung bei technischen Ausfällen für Regelreserveanbieter bei der aFRR und mFRR.
- **Leitfaden zur Erstellung des Erbringungskonzepts auf Pool-Ebene** ([link](#)): Der Leitfaden gibt exemplarisch eine Übersicht über die Inhalte, die das Erbringungskonzept eines Anbieters auf Pool-Ebene aufweisen sollte.
- **Konzeptvorlage für das Erbringungskonzept auf Ebene der Einheiten und Gruppen** ([link](#)): Das Dokument kann bei der Erstellung des Erbringungskonzepts von RE oder RG von den Anbietern als Vorlage verwendet werden.

## 6.2 Dimensionierung - Bestimmung des Reservekapazitätsbedarfs

### 6.2.1 Allgemein

Wesentlicher Bestandteil der marktbasierter 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 aFRR<sup>11</sup> und mFRR andererseits zu unterscheiden.

### 6.2.2 FCR

Entsprechend den Regularien der SO VO 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 2024) wird in Deutschland FCR in Höhe von 564 MW ausgeschrieben, im Jahr 2022 waren es 555 MW sowie 570 MW im Folgejahr.<sup>12</sup>

### 6.2.3 FRR

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 VO, werden allerdings von den ÜNB einzuhaltende Mindestanforderungen konkretisiert. Die deutschen ÜNB haben im Jahr 2019 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

---

<sup>11</sup> Zur Kooperation zwischen Deutschland und Österreich bei der aFRR-Ausschreibung siehe Abschnitt 8.2.5.

<sup>12</sup> 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 abgelöst<sup>13</sup>. 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, der zu deutlich bedarfsgerechteren – aber auch volatileren Werten führt als bei der vorhergehenden quartalsweisen Dimensionierung.

Die Dimensionierung ist dabei so ausgelegt, dass die deutschen ÜNB auch zukünftig selbstständig in der Lage sind, in Deutschland verursachte Bilanzungleichgewichte auszugleichen. 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 Saldierungspotenzial 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 8 sind die ausgeschriebenen Mengen der FRR in den Jahren 2022 und 2023 dargestellt. Insgesamt ist ein Rückgang für alle vier Produkte zu erkennen. Die größten Veränderungen zeigen sich im Sommer 2022 und resultieren aus der Dimensionierungslogik. Nach einer gewissen Zeit fallen berücksichtigte Ereignisse aus dem Betrachtungszeitraum. Im Juni 2019 gab es in Deutschland hohe Leistungsungleichgewichte, die die deutschen ÜNB z. T. nur mit Unterstützung ihrer europäischen Partner ausgleichen konnten. Diese waren ab Mitte Juli 2022 nicht mehr in der Datenbasis enthalten.

---

<sup>13</sup> Eine ausführliche Beschreibung des neuen Dimensionierungsverfahren findet sich unter <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark>.

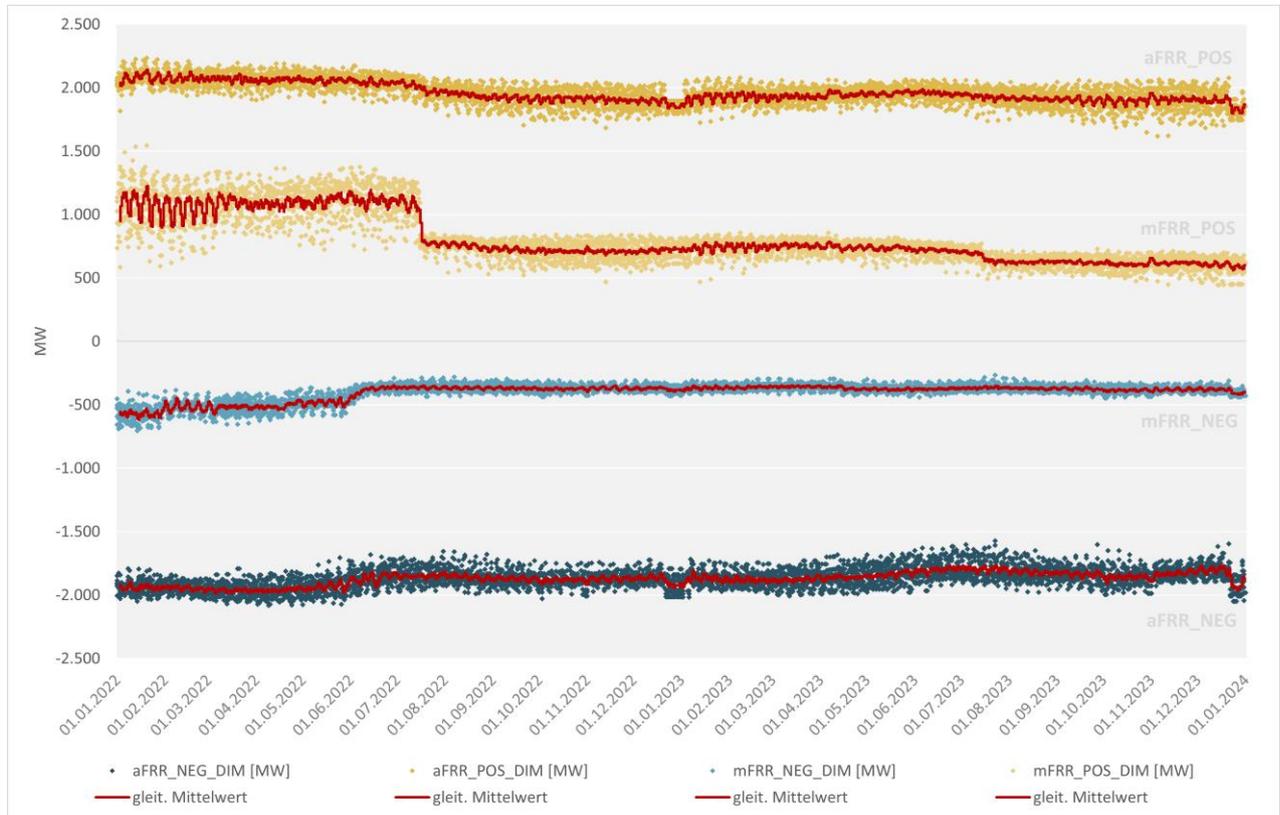


Abbildung 8: Entwicklung der ausgeschriebenen aFRR und mFRR Mengen (je 4-Stunden-Blöcke)

Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die Jahresmittelwerte der dimensionierten FRR. Für alle Produkte haben sich die Werte im zweiten Jahr des Betrachtungszeitraum verringert, für die positive Richtung mit 11 % deutlich stärker als für die negative Richtung mit 5 %.

Jahr	aFRR-	mFRR-	FRR-	aFRR+	mFRR+	FRR+
2022	-1.901	-432	-2.333	1.995	921	2.916
2023	-1.842	-372	-2.214	1.922	681	2.603

Tabelle 1: Jahresmittelwerte der Dimensionierung in MW

Der in Abbildung 9 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.

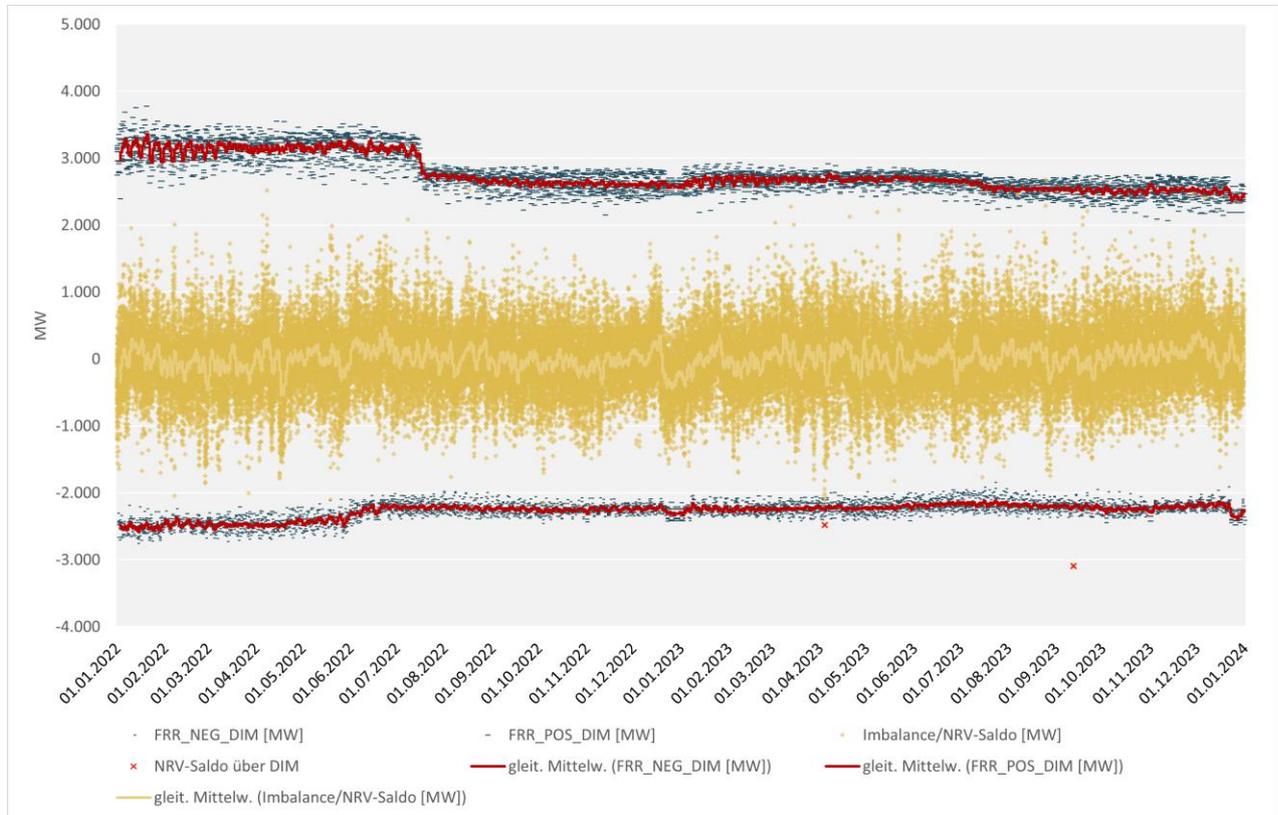


Abbildung 9: NRV-Saldo und ausgeschriebene FRR (¼-stündliche Werte)

Das dynamische Dimensionierungsverfahren basiert aktuell ausschließlich auf Tageeseigenschaften (bspw. Wochenendtage, Feiertage, Jahreszeit). Dies bedeutet, dass insbesondere die Ungleichgewichte in den Vorwochen und Vorjahreszeiträumen (Referenzzeiträume) einen Einfluss auf die dynamischen Dimensionierungsergebnisse haben. Abweichungen zwischen der ausgeschriebenen und beschafften Regelleistung und den tatsächlichen Bedarfen sind stets möglich, da ausreichend Regelleistung für nahezu alle erwartbaren Bilanzabweichungen vorgehalten werden muss, die Systembilanzungleichgewichte in den Referenzzeiträumen jedoch stark unterschiedlich ausfallen können. Mit der zukünftig geplanten Berücksichtigung externer Einflussfaktoren wie den Prognosefehlern der Wind- und Sonneneinspeisung zusätzlich zu den Tageeseigenschaften sollte die ausgeschriebene Regelreserve zukünftig noch besser den realen Bedarfen entsprechen.

Die Auswertung zeigt weiterhin, dass die FRR (aFRR + mFRR) im betrachteten Zeitraum in allen bis auf zwei Zeitpunkten ausreichend bemessen war, um die im NRV aufgetretenen Leistungsungleichgewichte auszugleichen. Damit werden die Anforderungen der SO VO zur Defizit-/Überschusswahrscheinlichkeit sicher eingehalten.

Auch in den zwei genannten Fällen konnte das System sicher betrieben werden, da u. a. zusätzliche Ausgleichsmöglichkeiten über die europäischen Plattformen genutzt werden konnten:

- 04.04.2023 12:45 - 13:00  
Der NRV-Saldo ist ca. 150 MW über der dimensionierten Leistung. In diesem Zeitraum bestimmte eine „schwach-gradientige Hochdrucklage“ das Wetter in Deutschland. Die Wettermodelle haben für diesen Zeitraum sowohl in der Kurzfrist- als auch in der Day-Ahead-Prognose mit deutlich mehr Wolkenzug gerechnet. Dieser ist aber nicht eingetreten, wodurch die prognostizierte Bewölkung und damit reduzierte Solareinspeisung nicht eingetroffen ist. Im Ergebnis blieb der Himmel wolkenfrei und es resultierte eine entsprechend hohe Solareinspeisung.
- 12.09.2023 07:30 - 07:45  
Der NRV-Saldo ist ca. 1 GW über der dimensionierten Leistung. Ursache war Bewirtschaftungsfehler eines BKV aufgrund eines IT-Fehlers (BKV hat kurzfristig deutlich zu viel Energie an der Börse beschafft)

### 6.3 Regelreservemärkte

Die Ausschreibung der Regelreserven erfolgt über die von den ÜNB gemeinsam betriebene Internetplattform [www.regelleistung.net](http://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. Während bei der FCR nur Regelleistung beschafft wird, werden die Regelreserven für aFRR und mFRR in zwei Stufen beschafft. Am Vortag wird die Regelleistung ausgeschrieben und in Höhe des dimensionierten Bedarfs am Regelleistungsmarkt (RLM) bezuschlagt. Nach Abschluss des Regelleistungsmarktes öffnet der Regelarbeitsmarkt (RAM). Alle Anbieter mit Zuschlägen am Regelleistungsmarkt sind verpflichtet, Gebote in Höhe des am RLM bezuschlagten Volumens am RAM abzugeben. Zusätzlich können noch zusätzliche Gebote für Regelarbeit ohne vorherige Bezuschlagung im RAM platziert werden. Alle Regelarbeitsgebote die zur Gate Closure Zeit vorliegen, werden in einer Merit-Order-Liste an die europäischen Plattformen übermittelt. Einen Überblick über die wesentlichsten Produktmerkmale gibt Tabelle 2. Wesentliche Unterscheidungsmerkmale werden nachfolgend detaillierter erläutert.

Tabelle 2: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Regelreservequalitäten

	Kombinierter Markt	RLM		RAM	
	FCR	aFRR	mFRR	aFRR	mFRR
<b>Ausschreibungszeitraum</b>	Täglich D-1 (8 Uhr) <sup>14</sup>	täglich D-1 (9 Uhr)	täglich D-1 (10 Uhr)	kontinuierlich 25 Minuten vor Lieferperiode	
<b>Produktzeitscheiben</b>	6 x 4-Stundenblöcke <sup>15</sup>			15 Minuten	
<b>Produktdifferenzierung</b>	keine (symmetrisches Produkt)	jeweils positiv & negativ			
<b>Mindestgebotsgröße</b>	1 MW				
<b>Angebotsinkrement</b>	1 MW				
<b>Vergabe</b>	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Arbeitspreis-Merit-Order		
<b>Vergütung</b>	pay-as-cleared (Leistungspreis)	pay-as-bid (Leistungspreis)	pay-as-cleared (Arbeitspreis) <sup>16</sup>		

- Ausschreibungszeitraum:** FCR, aFRR und mFRR werden in täglichen Ausschreibungen beschafft. Bei der FCR erfolgt die Beschaffung von Regelleistung auf einem kombinierten Markt (siehe Abschnitt 8.2.4), 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 um 9 Uhr des Vortages und für mFRR um 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 VO). Dieser öffnet nach Verkündung des Zuschlags der RLM-Auktion.

<sup>14</sup> Bis 01.07.2020 fanden die Ausschreibungen montags bis freitags D-2 statt.

<sup>15</sup> Bis 01.07.2020 wurde für die FCR eine tägliche Produktzeitscheibe ausgeschrieben.

<sup>16</sup> Bis zur Einführung des Zielmarktdesigns am 22.6.2022 galt hier pay-as-bid

Auf dem RAM können Anbieter bis zu 25 Minuten<sup>17</sup> vor Beginn der Lieferperiode des Produkts (Viertelstunde) reine Regelarbeitsgebote abgeben.

- **Produktzeitscheiben:** Die Beschaffung am RLM findet für alle Regelreservequalitäten einheitlich in jeweils sechs separaten Produkten statt. Dabei wird jeder Tag in Zeitscheiben von jeweils vier Stunden unterteilt. Am RAM beträgt die Produktlänge 15 Minuten.
- **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 sowie für Anbieter von FRR auf dem RLM erfolgt der Zuschlag auf Basis des vom Anbieter angebotenen Leistungspreises. Die ÜNB bezuschlagen alle Angebote bis zur Deckung des Bedarfs. Anbieter von FRR, die auf dem RLM nicht erfolgreich waren oder kein Gebot abgegeben haben, können auf dem RAM Regelarbeitsgebote ohne Leistungspreisvergütung abgeben. Auf dem RLM können zwar Gebote in Form eines Leistungs- und Arbeitspreis abgegeben werden, der Arbeitspreis wird bei Auswahl der Gebote jedoch nicht berücksichtigt, wird aber in den RAM überführt und kann bis zur GCT des RAMs durch den Anbieter angepasst werden. Die Abgabe eines Arbeitspreises 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.

Mit Einführung des Regelarbeitsmarktes wurden auf dem RAM analog zum RLM nur Gebote bis zur Deckung des Bedarfs bezuschlagt – die übrigen Gebote wurden freigesetzt. Diese Freisetzung wurde auch mit der Einführung des Zielmarktdesigns im Juni 2022 zunächst beibehalten, aber am 08.12.2022 abgeschafft. Mit der Verkürzung der Gate Closure Zeit von 60 auf 25 Minuten und der Verkürzung der Produkte auf 15 Minuten wurde das Hauptargument für den Freisetzungprozess, die Möglichkeit freigegebene Gebote auf anderen Märkten verwenden zu können, obsolet. Ferner führte die Freisetzung zu einer Kopplung der Regelarbeitsgebote mit dem Intraday-Preis, der als Opportunität zu berücksichtigen war. Mit Abschaffung der Freisetzung am 08.12.2022, die auch durch ACER empfohlen wurde, sind die Opportunitäten zum Regelarbeitsmarkt aus spieltheoretischer Sicht „sunk costs“, da eine

---

<sup>17</sup> Bis zum 22.06.2022 war der Marktschluss auf dem RAM 60 Minuten vor Beginn der Lieferperiode des Produkts.

alternative Vermarktung nicht mehr möglich ist. Somit ist der Markttheorie nach die rationale Bietstrategie am Regelarbeitsmarkt das Bieten zu Grenzkosten (unter der Annahme idealer Märkte).

Mit der Abschaffung der Freisetzung konnte weder eine signifikante Veränderung der Liquidität am RAM (siehe Abschnitt 6.4.2, insbesondere Abbildung 23: Arbeitspreisentwicklung der mFRR (Median) noch am Intraday-Markt festgestellt werden, was von einigen Stakeholdern als Risiko angesehen wurde. Allerdings konnte die Auflösung der Opportunität auch nicht zu signifikant sinkenden Regelarbeitspreisen beitragen (siehe Abschnitt 6.4.2). Weitere Erläuterungen dazu sind in Abschnitt 6.9 zu finden.

Anbieter auf dem RAM müssen sich bei der Abgabe von Arbeitsgeboten an eine begrenzende Preisobergrenze (POG) halten. Sie beträgt 15.000 EUR/MWh und gilt inzwischen unbefristet für alle europäischen Länder. Mit der letzten Genehmigung der Preisbildungsmethode durch ACER wurde auch ein Anpassungsmechanismus vorgesehen. Diese POG wurde eingeführt, um ein unangemessenes Kostenrisiko für die BKV zu reduzieren. Seit dem Beitritt zur PICASSO Plattform gilt die POG gemäß der Preisbildungsmethode für Regelarbeit.

- **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). Für aFRR und mFRR erhalten alle bezuschlagten Gebote am RLM den gebotenen Leistungspreis für die bezuschlagte Leistung und alle aktivierten Regelarbeitsgebote den Cross-Border-Marginal-Price, der durch die Plattformen ermittelt wird, für die abrechenbare Regelarbeit (siehe Abschnitt 6.6).

Während für aFRR bei jeder Aktivierung ein Grenzpreis durch die PICASSO Plattform ermittelt wird, also alle vier Sekunden, beträgt die Market Time Unit (MTU) für mFRR 15 Minuten.

Bezüglich der Ausschreibung von Regelreserve sind verschiedene Besonderheiten zu berücksichtigen:

- **Besicherung:** Mit dem Zuschlag am RLM geht jeder RRA die Verpflichtung ein, in Höhe des jeweils bezuschlagten Leistungsvolumen Regelarbeitsgebote am RAM zu platzieren. Ist ihm das nicht möglich, so kann er Gebote eines Besicherungsgebers am RAM für ihn einstellen lassen, um seine Verpflichtung zu erfüllen.
- **Kernanteile:** 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 durch die ÜNB jedoch nicht vorgegeben.

## 6.4 Marktergebnisse

### 6.4.1 Regelleistungsmarkt (RLM)

Dieser Abschnitt fasst die Entwicklungen auf dem Regelleistungsmarkt für FCR, aFRR und mFRR in den Jahren 2022 und 2023 zusammen.

#### *Entwicklung der Preise am Regelleistungsmarkt*

Bei der FCR wird ausschließlich der Leistungspreis in Höhe des marginalen Grenzpreises der Ausschreibung vergütet. Die Entwicklung des Leistungspreises in den Jahren 2022 und 2023 ist in Abbildung 10 dargestellt. Anhand der ebenfalls dargestellten gleitenden Mittelwerte sind nach einigen Preisspitzen im 2. Halbjahr 2022, insbesondere aufgrund der gestiegenen Gaspreise und hohen Strommarktpreise und der damit einhergehenden zu berücksichtigenden Opportunitäten für Regelreserveanbieter, ein Abfall und eine Stabilisierung des Leistungspreisniveaus im Jahr 2023 zu erkennen. Gegen Ende des Jahres 2023 stiegen die Preise wieder leicht an.

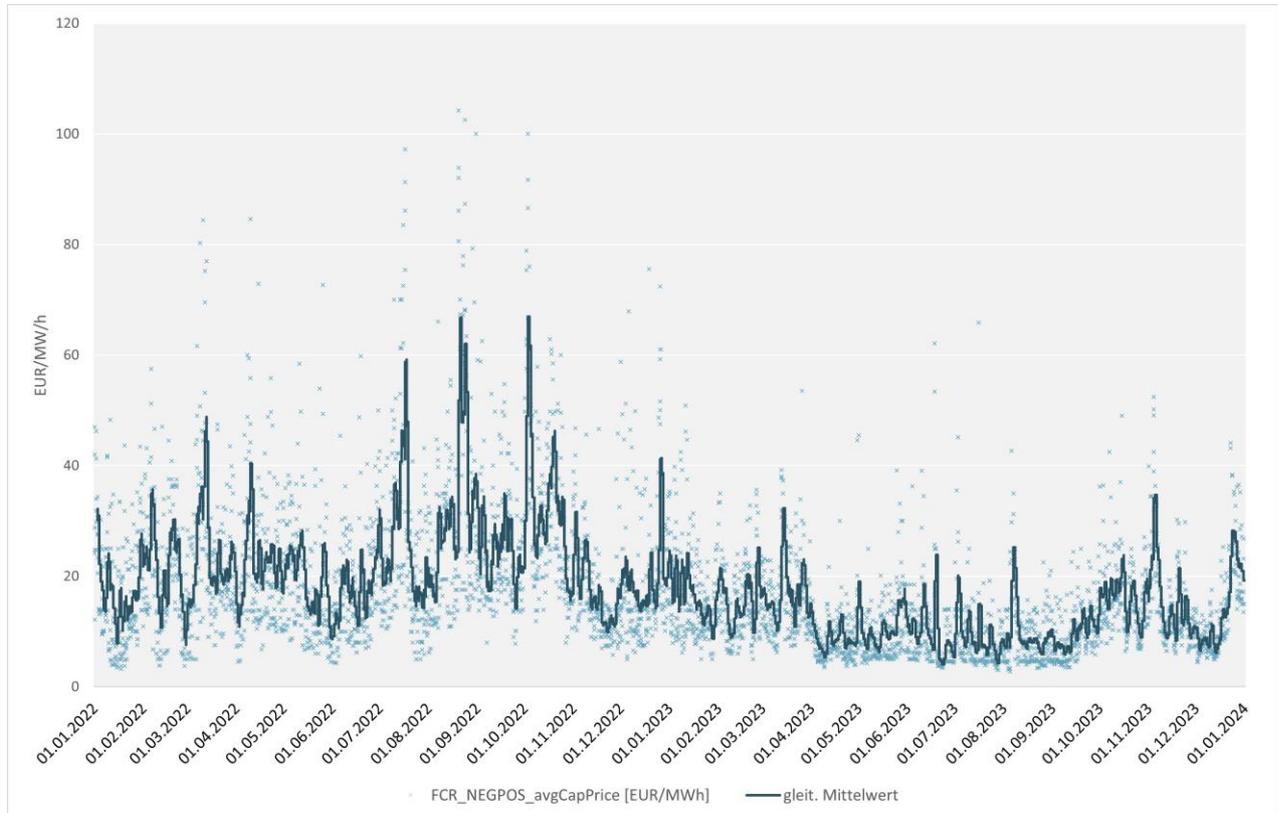
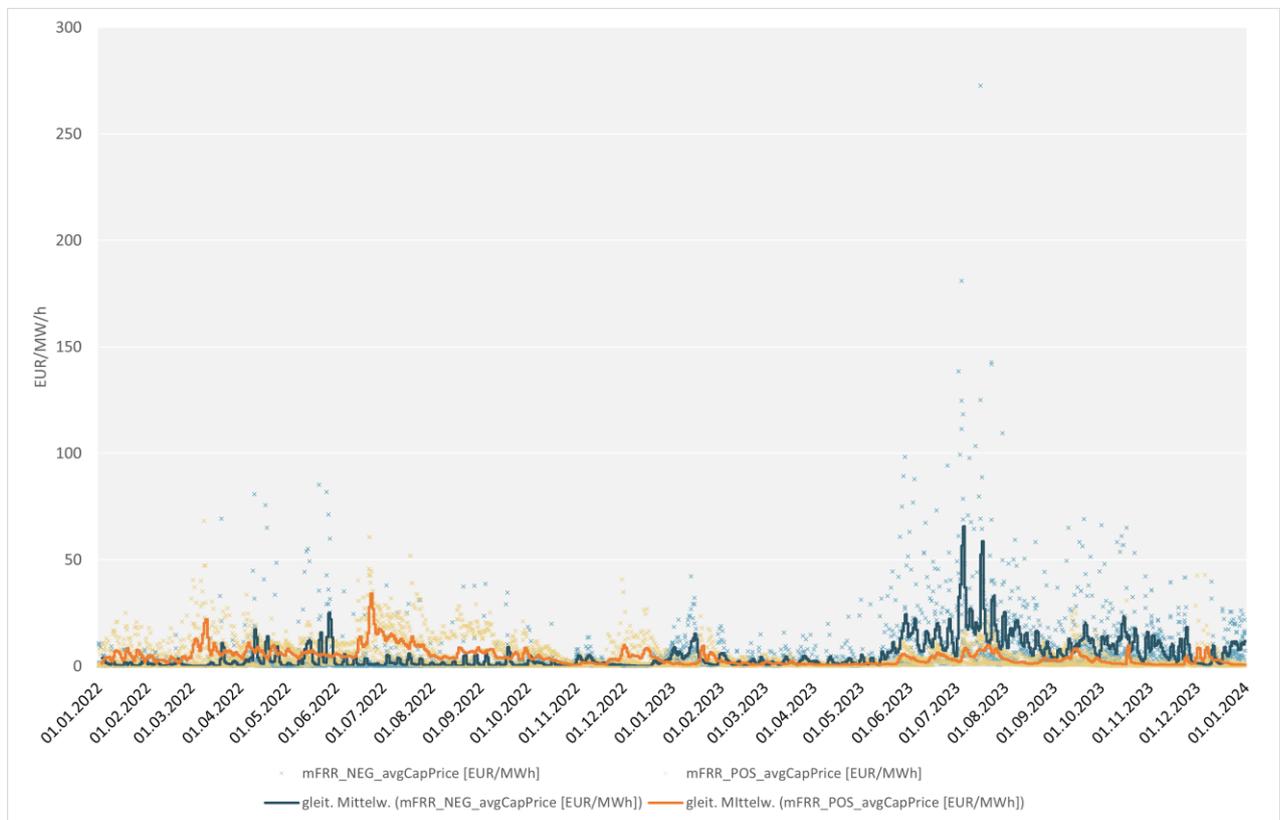


Abbildung 10: Leistungspreisentwicklung der FCR und gleitender Mittelwert

Abbildung 11 sowie Abbildung 12 zeigen die Entwicklung der mittleren Leistungspreise für mFRR bzw. aFRR in den Jahren 2022 und 2023.

Über die Sommermonate ist ein signifikanter Anstieg des Preisniveaus der negativen Regelleistung zu beobachten, was die 4 ÜNB u. a. auf den Einfluss der zunehmend hohen PV-Einspeisung zurückführen (siehe Exkurs zur PV-Einspeisung).



**Abbildung 11: Leistungspreisentwicklung der mFRR**

Im Jahr 2022 ist ein Preisanstieg für positive mFRR-Regelleistung zu beobachten (vgl. in orange dargestellte Werte), der im Jahr 2023 nicht in demselben Maße auftritt. Die ÜNB führen diesen auf die Energiepreiskrise im Jahr 2022 zurück.

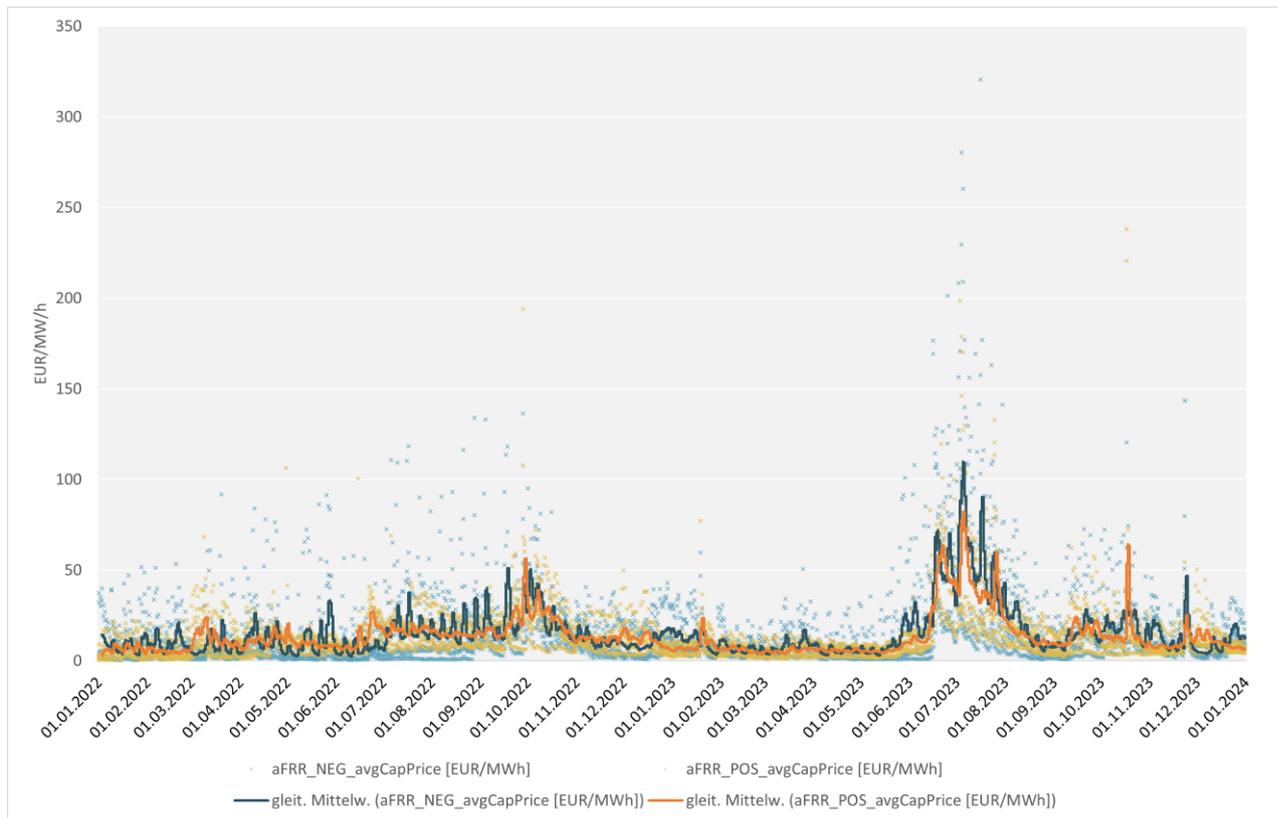


Abbildung 12: Leistungspreisentwicklung der aFRR

Hinsichtlich aFRR-Regelleistung war im Sommer 2022 ein leichter Anstieg und im Sommer 2023 ein sehr starker Anstieg der Kosten zu beobachten – insbesondere für negative aFRR (vgl. in dunkelgrün dargestellte Werte). Aus ÜNB-Sicht sind hierfür einerseits die ungewöhnlich hohen Nichtverfügbarkeiten von Pumpspeicherkraftwerken ursächlich. Erhebliche Nichtverfügbarkeiten der dominierenden Technologie in der Bereitstellung von Regelreserven in Deutschland führen dazu, dass diese günstige Technologie durch teurere Technologien ersetzt werden muss, um den Regelreservebedarf zu decken.

Andererseits führen die negativen Börsenstrompreise in den Mittagsstunden über die Sommermonate gewöhnlich zu hohen Preisen bei der Bereitstellung negativer Regelleistung und gehen (in den Sommermonaten) meist mit einer signifikanten (vorhersehbaren) Einspeisung aus PV einher.

Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen die Entwicklung der mittleren saisonalen Leistungspreise für aFRR. Hierbei werden die mittleren Leistungspreise je Stunde eines Tages je Monat angegeben (z. B. der mittlere Leistungspreis für aFRR+ der Stunde von 09:00 Uhr bis 10:00 Uhr aller Tage des Monats Juli).

Während der Preisanstieg in den Sommermonaten im Jahr 2022 noch moderat ist, sind im Sommer 2023 deutliche Preisausschläge zu beobachten.

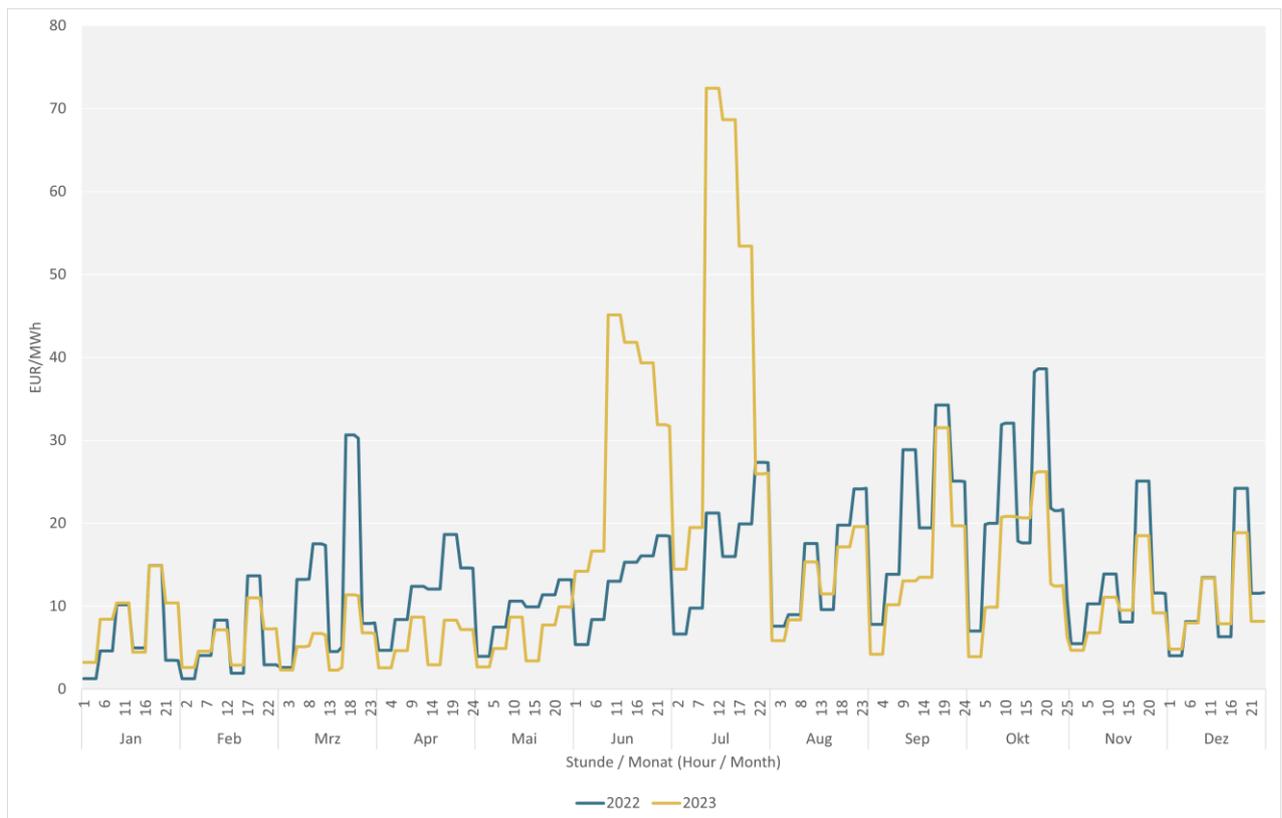


Abbildung 13: Mittlere saisonale Leistungspreise (aFRR+)

Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland |  
Beschaffung und Einsatz von Regelreserve | Seite 36 von 81

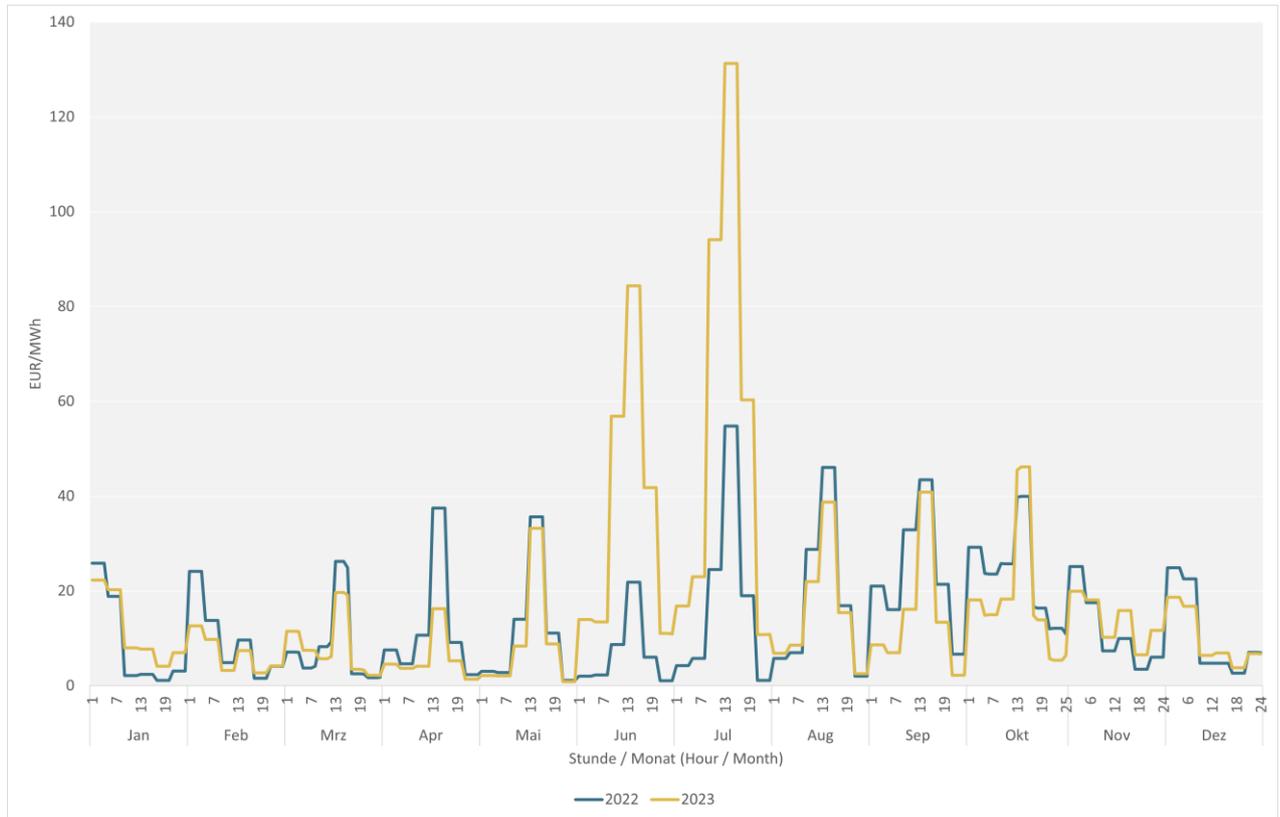


Abbildung 14: Mittlere saisonale Leistungspreise (aFRR-)

### Exkurs PV-Einspeisung

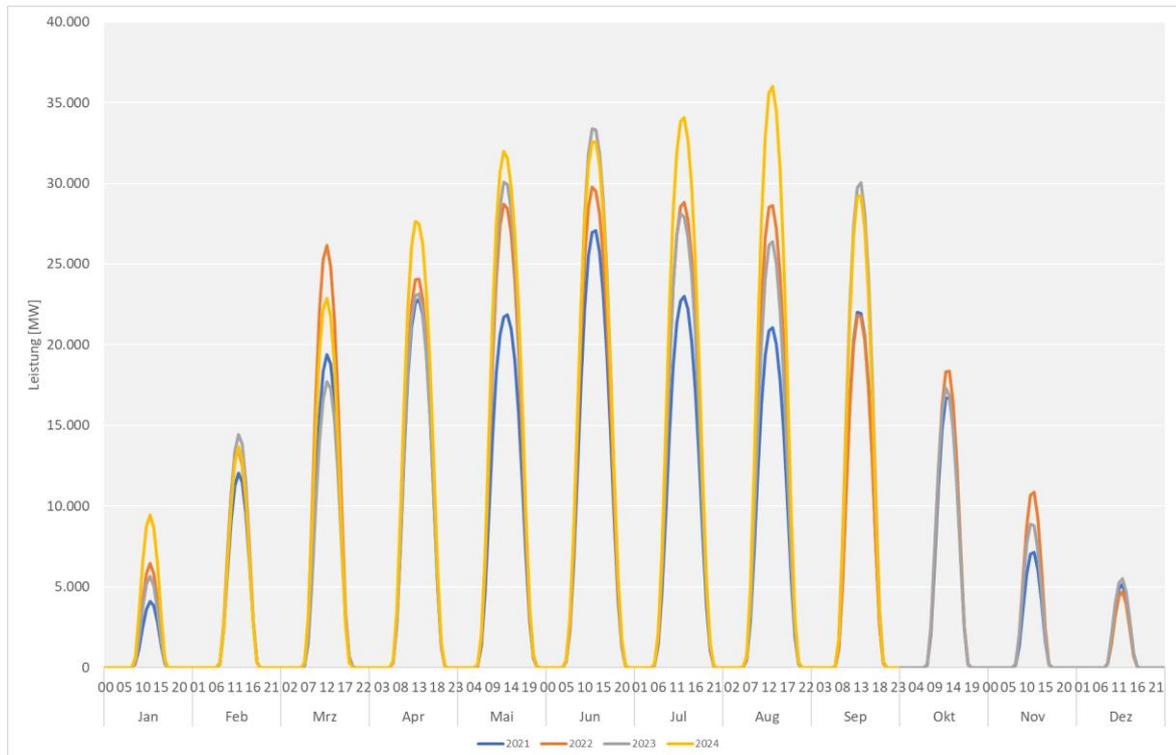


Abbildung 15: Mittlere saisonale PV-Einspeisung in Deutschland (Daten: ENTSO-E)

Abbildung 15 zeigt die mittlere saisonale PV-Einspeisung. Daraus wird deutlich, dass der starke Zubau von PV in Deutschland zu einer zunehmenden Einspeiseleistung der PV führt, welche tagsüber in den Sommermonaten immer neue Höchstwerte erreicht. Dieser Effekt nimmt über die vergangenen Jahre deutlich zu und führt dazu, dass die Residuallast an Tagen mit hoher PV-Einspeisung gegen Null tendiert oder sogar teils negativ wird (vgl. Abbildung 16).

Die PV-Einspeisung verdrängt in diesen Zeiten für die Erbringung von Regelreserven präqualifizierte und reduzierbare Kraftwerksleistung aus dem Markt, wodurch die Bereitstellungskosten insbesondere für negative Regelleistung erheblich ansteigen, da die PV bis dato nicht am Regelleistungsmarkt teilnimmt und die Kosten (z. B. Anfahrkosten oder Must-Run-Kosten) der in der Regelreserve aktiven Einheiten nicht über andere Märkte gedeckt werden können. Sofern es gelingt, dass die mitunter für die Preisspitzen ursächliche PV, zumindest in sonnenstarken Zeitscheiben einen signifikanten Beitrag zur negativen aFRR leistet, könnten diese Preisspitzen reduziert werden. Die ÜNB stellen daher konkrete Überlegungen an, wie Erneuerbare (v.a. PV) und verfügbare Flexibilitäten (z.B. Batteriespeicher) besser in die Regelreserve integriert werden könnten.

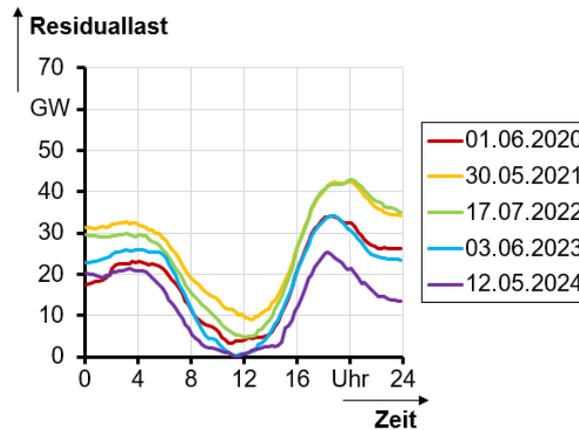


Abbildung 16: Exemplarischer Vergleich der Residuallast in Deutschland an Tagen mit hoher PV-Einspeisung

### Entwicklung des Angebots im Regelleistungsmarkt

Die im Folgenden dargestellten Auswertungen der Bedarfe und Gebotsüberhänge der Regelleistung (Abbildung 17 für FCR, Abbildung 18 für aFRR und Abbildung 19 für mFRR) zeigen, dass für alle drei Regelreservequalitäten in allen Zeitpunkten das Angebot für die Leistungsbeschaffung über dem Bedarf (Demand) lag und sich auch bei leichten Bedarfsänderungen ein deutlicher Gebotsüberhang (Surplus) eingestellt hat. Tabelle 3 zeigt den relativen gemittelten jährlichen Gebotsüberhang bezogen auf die dimensionierte Leistung.

Tabelle 3: Relativer gemittelter jährlicher Gebotsüberhang

Jahr	FCR	aFRR-	aFRR+	mFRR-	mFRR+
2022	140 %	101 %	127 %	504 %	306 %
2023	117 %	81 %	109 %	412 %	356 %

Bis auf mFRR+ ist der Gebotsüberhang im Jahr 2023 deutlich geringer als im Vorjahr. Dennoch ist hieraus ersichtlich, dass in Deutschland der Markt für FCR sowie der Markt für FRR-Regelleistung offenbar als hinreichend liquide angesehen werden können. Aktuell sind somit keine negativen Rückwirkungen auf die Verfügbarkeit ausreichender Regelreserven absehbar.

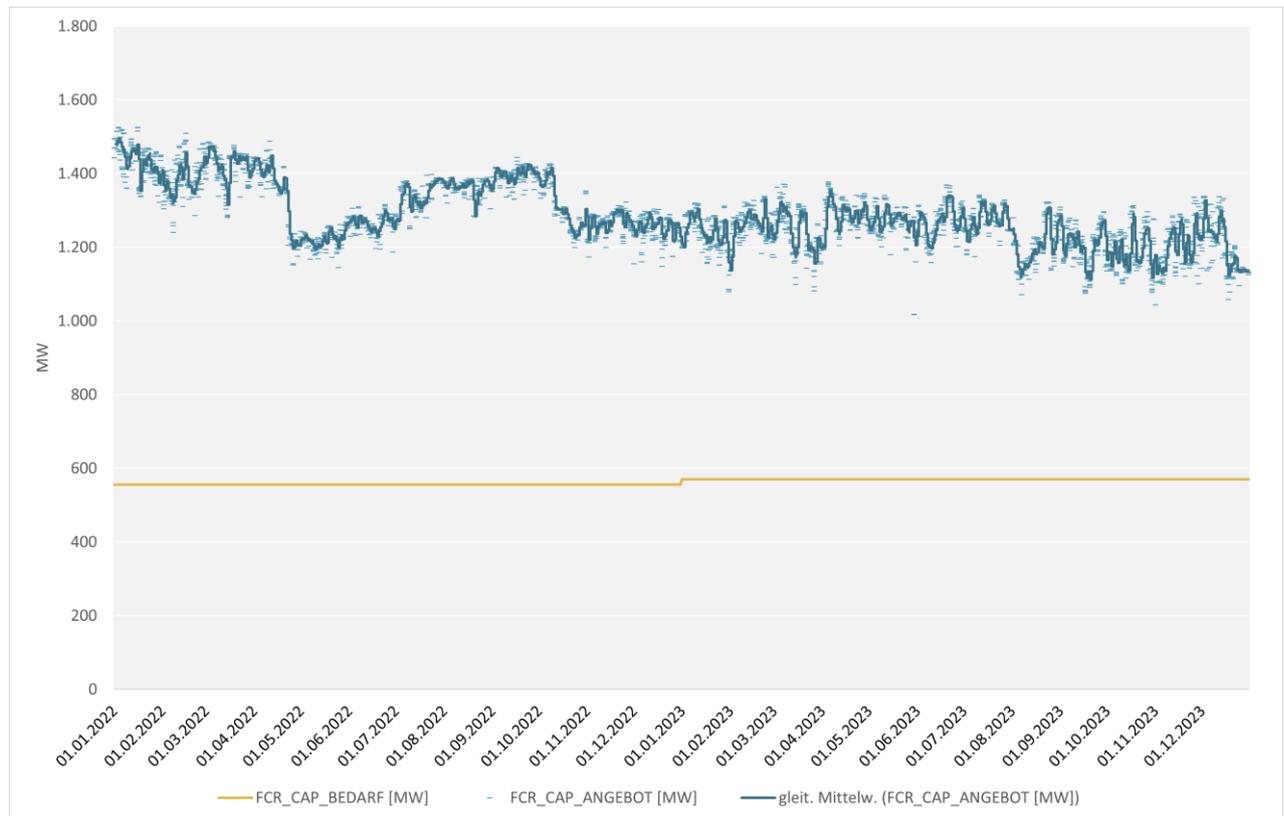


Abbildung 17: FCR-Bedarf und -Angebot (symmetrisches Produkt)

Abbildung 17 zeigt den FCR-Bedarf (gelbe Linie) und -Gebotsüberhang (blau) in den Jahren 2022 und 2023. Im Jahr 2023 ist im Vergleich zum Jahr 2022 der Gebotsüberhang zurückgegangen. Hintergründe zu den Sprüngen im Frühjahr 2022 und Herbst 2022 sind den ÜNB nicht bekannt.

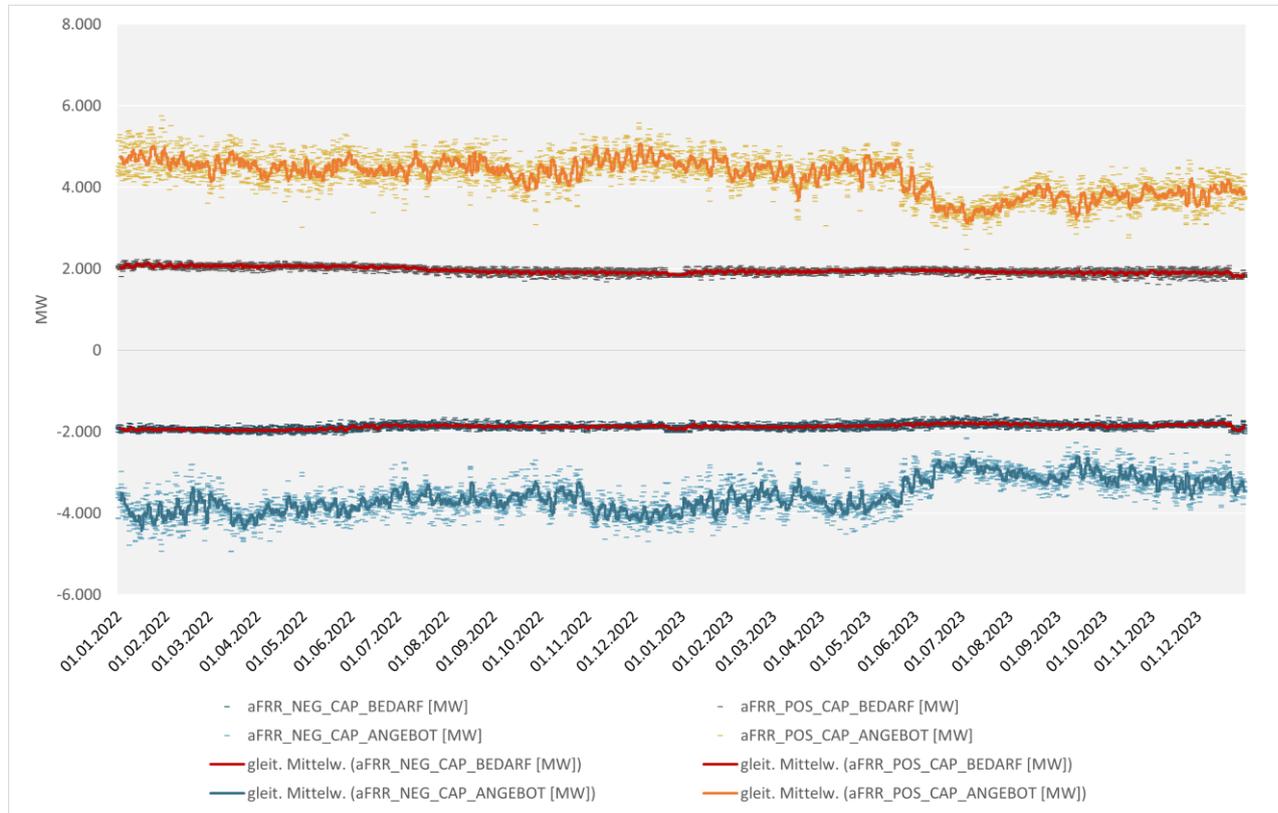
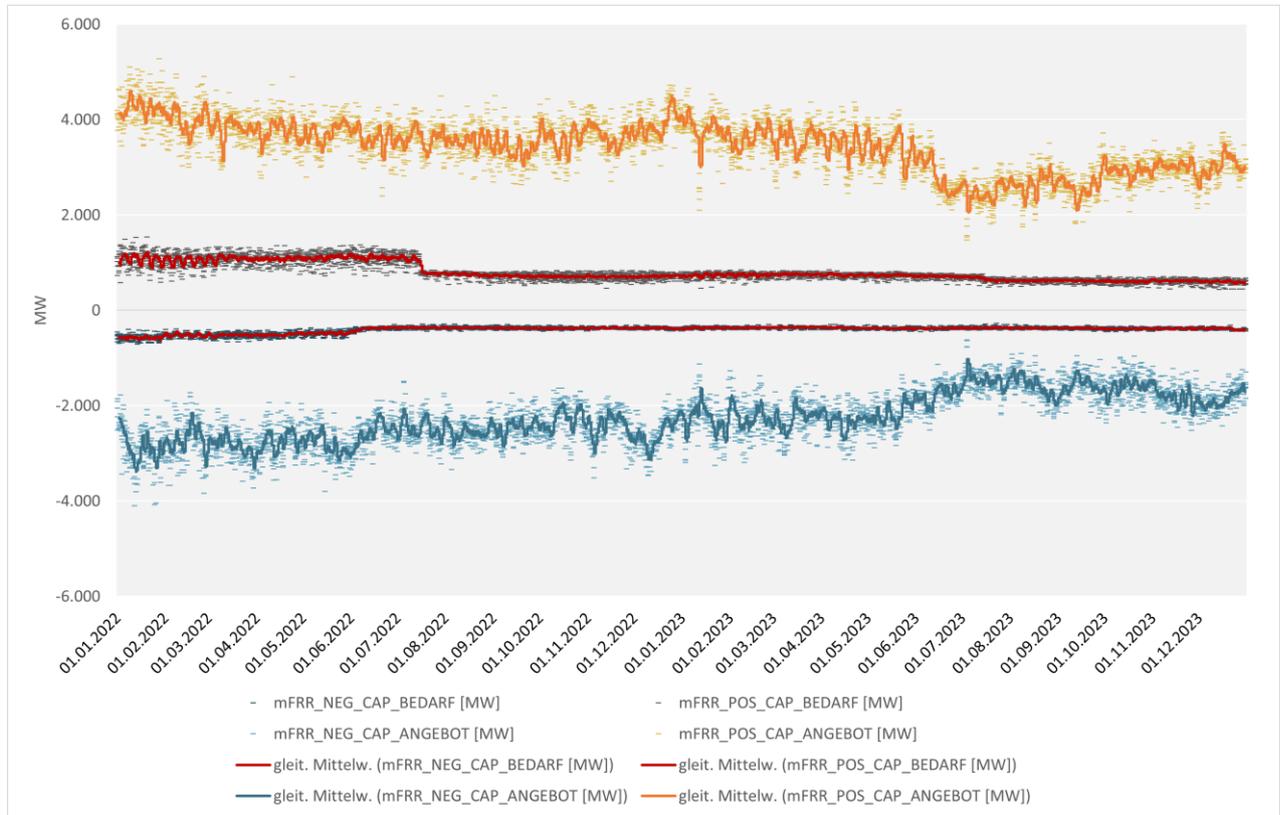


Abbildung 18: aFRR-Bedarf und -Angebot am Regelleistungsmarkt

Abbildung 18 zeigt den aFRR-Bedarf (rot) und -Gebotsüberhang (aFRR+ orange, aFRR- blau) am aFRR-Regelleistungsmarkt je Richtung. Das dimensionierte Volumen (= Ausschreibungsmenge) verringert sich über die Jahre 2022 bis 2023 leicht von (absolut) über auf unter 2,000 MW. Es ist weiterhin zu beobachten, dass das Angebotsvolumen meist dem doppelten des Bedarfs entspricht. Ab der zweiten Jahreshälfte 2023 ist ein leichter Rückgang der Gebotsüberhänge zu beobachten.



*Abbildung 19: mFRR-Bedarf und -Gebotsüberhang am Regelleistungsmarkt*

Abbildung 19 zeigt den mFRR-Bedarf (rot) und das Angebot (mFRR+ orange, mFRR- blau) am mFRR-Regelleistungsmarkt je Richtung. Neben dem Rückgang des mFRR+ Bedarfs bedingt durch das angewendete Dimensionierungsverfahren (Berücksichtigung besonderer Ereignisse der letzten drei Jahre) ist zu beobachten, dass das Angebotsvolumen den Bedarf meist um ein Vielfaches übersteigt. Ab der zweiten Jahreshälfte 2023 ist ein leichter Rückgang der Gebotsüberhänge zu beobachten.

## 6.4.2 Regelarbeitsmarkt (RAM)

### *Entwicklung der Preise am Regelarbeitsmarkt*

In Abbildung 20 und Abbildung 22 ist die Entwicklung der mittleren Regelarbeitspreise für aFRR bzw. mFRR für die Jahre 2022 und 2023 dargestellt. Die Entwicklung des Medians der Regelarbeitspreise für aFRR bzw. mFRR im selben Zeitraum ist in Abbildung 21 und Abbildung 23 erkennbar.

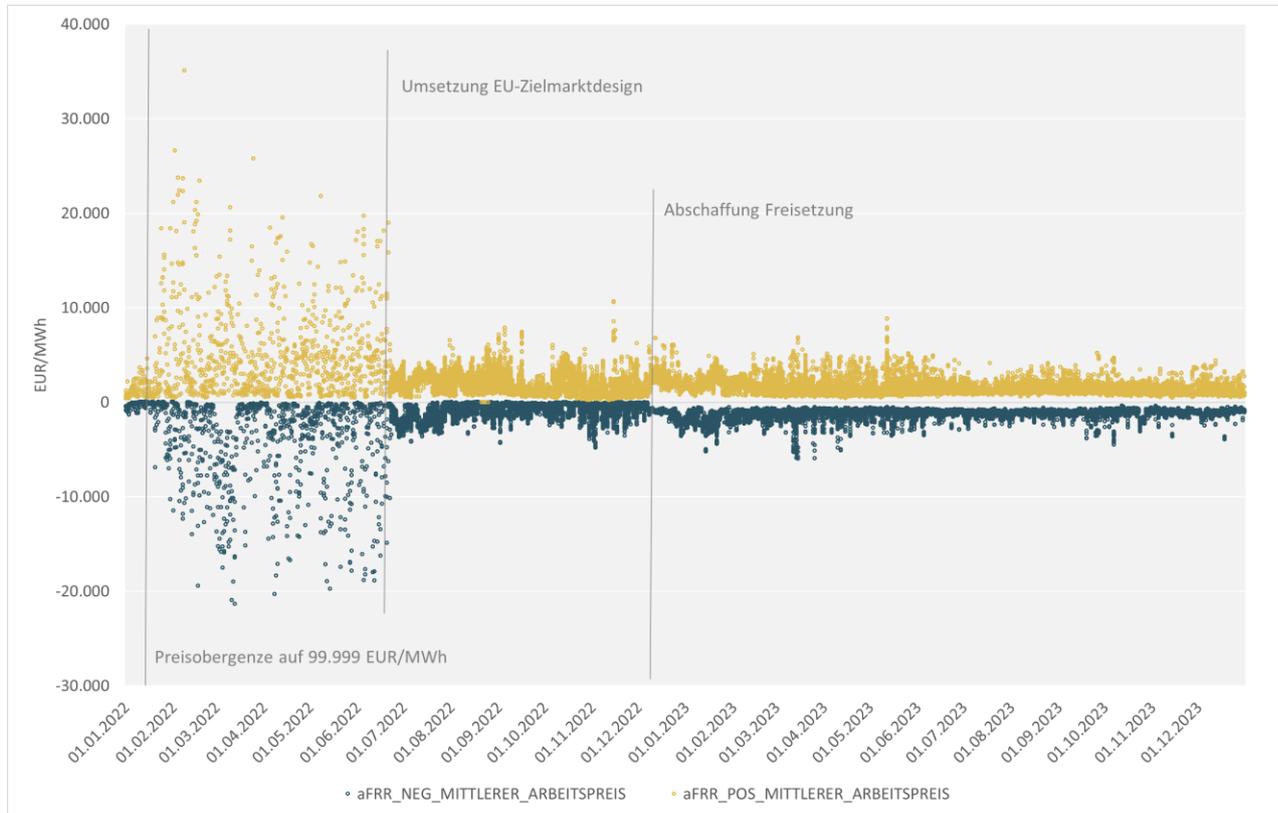
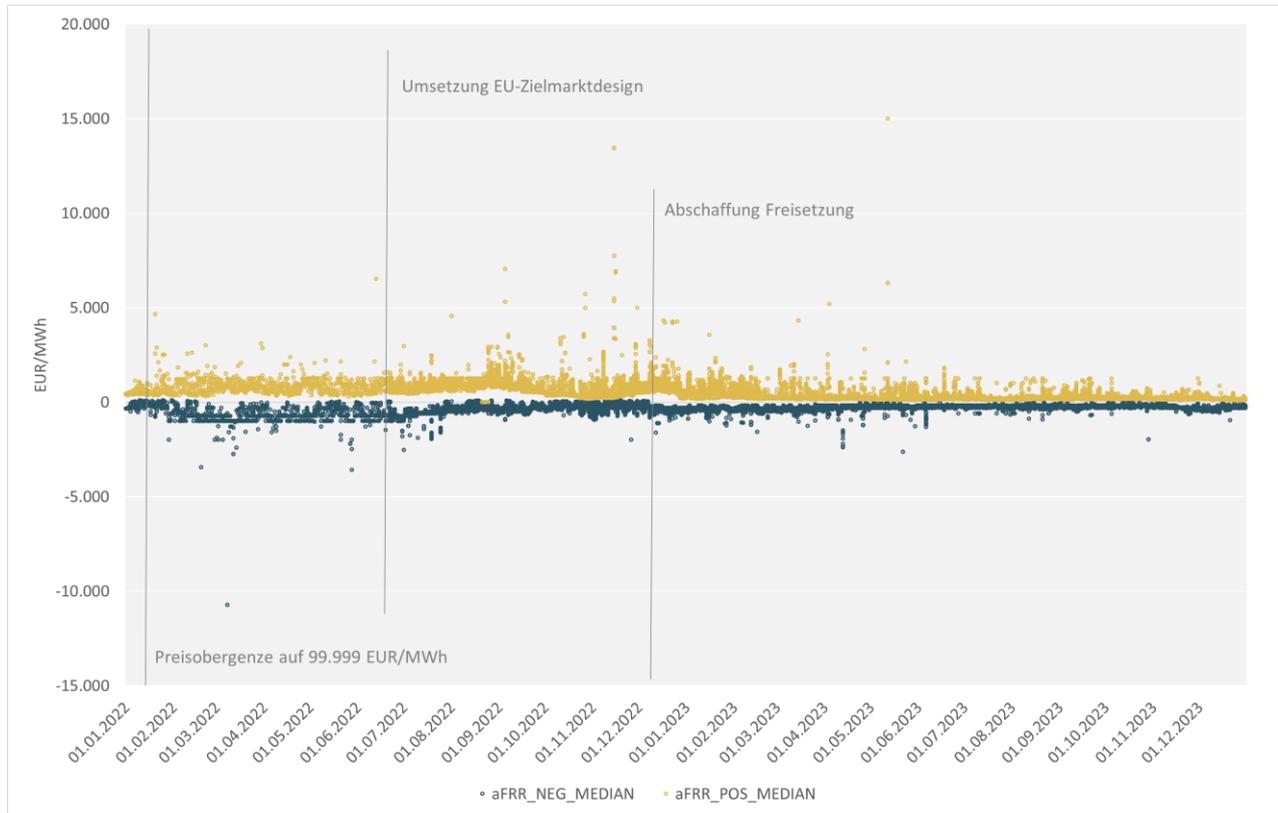


Abbildung 20: Arbeitspreisentwicklung der aFRR (Durchschnitt)

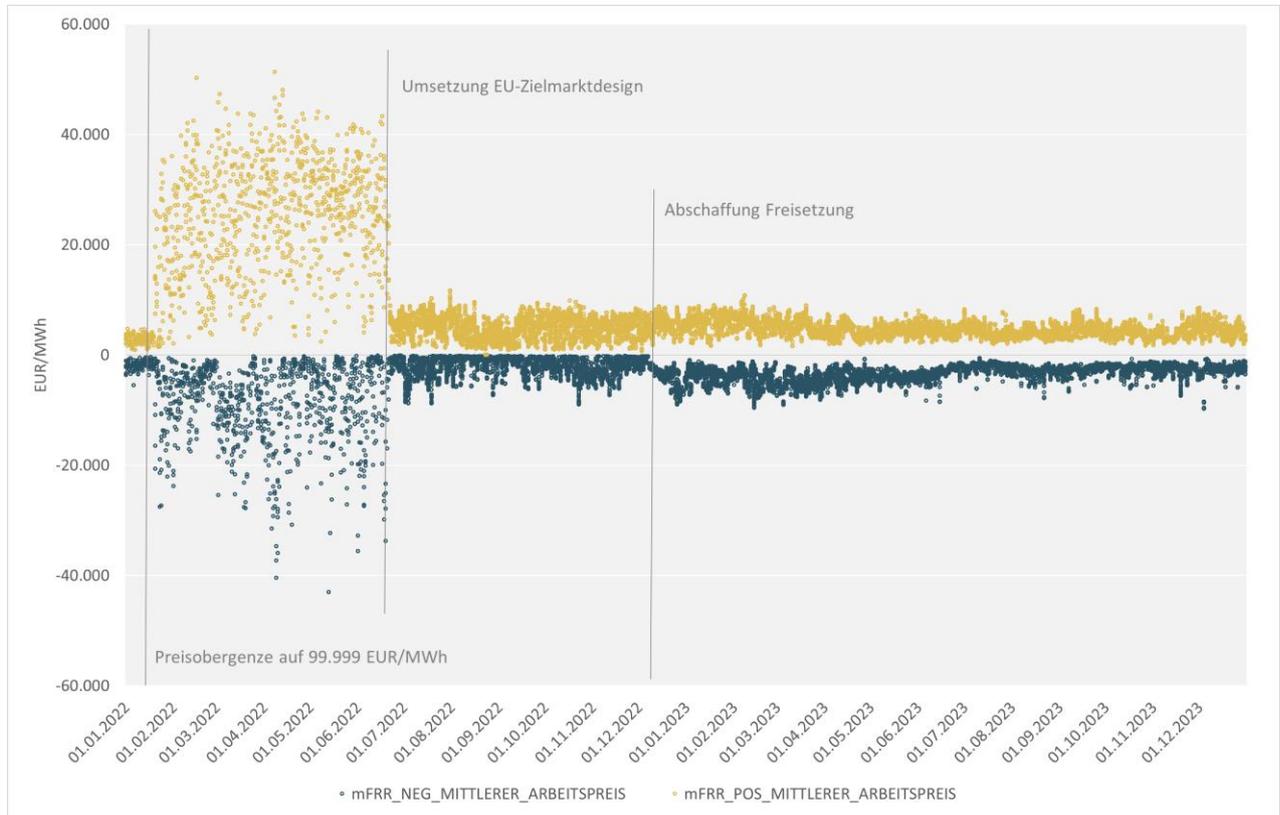
Die mittleren aFRR-Arbeitspreise sind im Berichtszeitraum hauptsächlich durch drei Dinge geprägt:

- Die Veränderungen der Preisobergrenze mit einer Erhöhung im Januar 2022 sowie zuletzt die Verringerung auf 15.000 EUR/MWh im Juni 2022 gemäß Preisbildungsmethode.
- Mit Abschaffung der Freisetzung ist ein sprunghafter Anstieg des durchschnittlichen aFRR-Regelarbeitspreises der in der MOL befindlichen Gebote zu beobachten. Dies liegt an dem von da an in der Berechnung des durchschnittlichen aFRR-Regelarbeitspreises berücksichtigten (und nicht mehr freigesetzten) hochpreisigen Geboten.
- Mit abnehmendem Niveau der Großhandelspreise im Laufe von 2023 reduziert sich ebenfalls die Streuung der durchschnittlichen aFRR-Regelarbeitspreises der in der MOL befindlichen Regelarbeitsgebote.



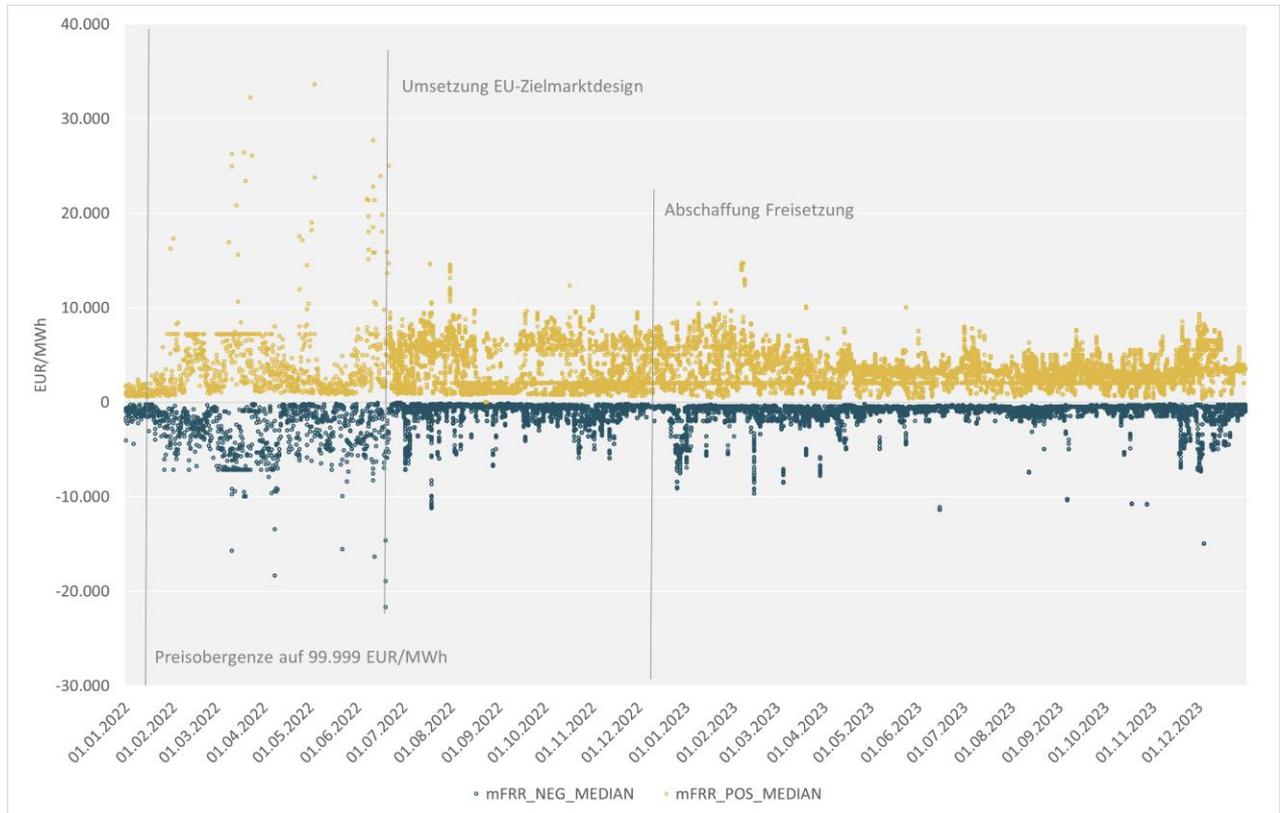
**Abbildung 21: Arbeitspreisentwicklung der aFRR (Median)**

Im Vergleich von Abbildung 20 und Abbildung 21 fällt auf, dass die mittleren Regelarbeitspreise ein höheres Niveau aufweisen und zudem im Median weniger Effekte zu sehen sind, was darin liegt, dass erfolgte Änderungen im Wesentlichen Einfluss auf das Ende der MOL hatten. Aus ÜNB-Sicht ist die Betrachtung des Medians geeigneter, um die Entwicklung der Regelarbeitspreise darzustellen, da mit Abschaffung der Freisetzung eine höhere Zuschlagsmenge zu hohen Preisen in der MOL enthalten ist und der Median somit eine höhere Aussagekraft zum Niveau der Regelarbeitspreise besitzt. In der langfristigen Beobachtung nimmt der Median tendenziell ab, was auf ein geringeres Niveau des Gebotspreises der häufiger abgerufenen Regelarbeitsgebote in der ersten Hälfte der MOL schließen lässt.



**Abbildung 22: Arbeitspreisentwicklung der mFRR (Durchschnitt)**

Ähnlich zu den Entwicklungen bei der aFRR, lässt sich in Abbildung 22 erkennen, dass die in der MOL befindlichen mFRR-Regelarbeitsgebote nach Abschaffung der Freisetzung sprunghaft ansteigt. Dies liegt an dem von da an berücksichtigten (und nicht mehr freigesetzten) hochpreisigen Geboten.



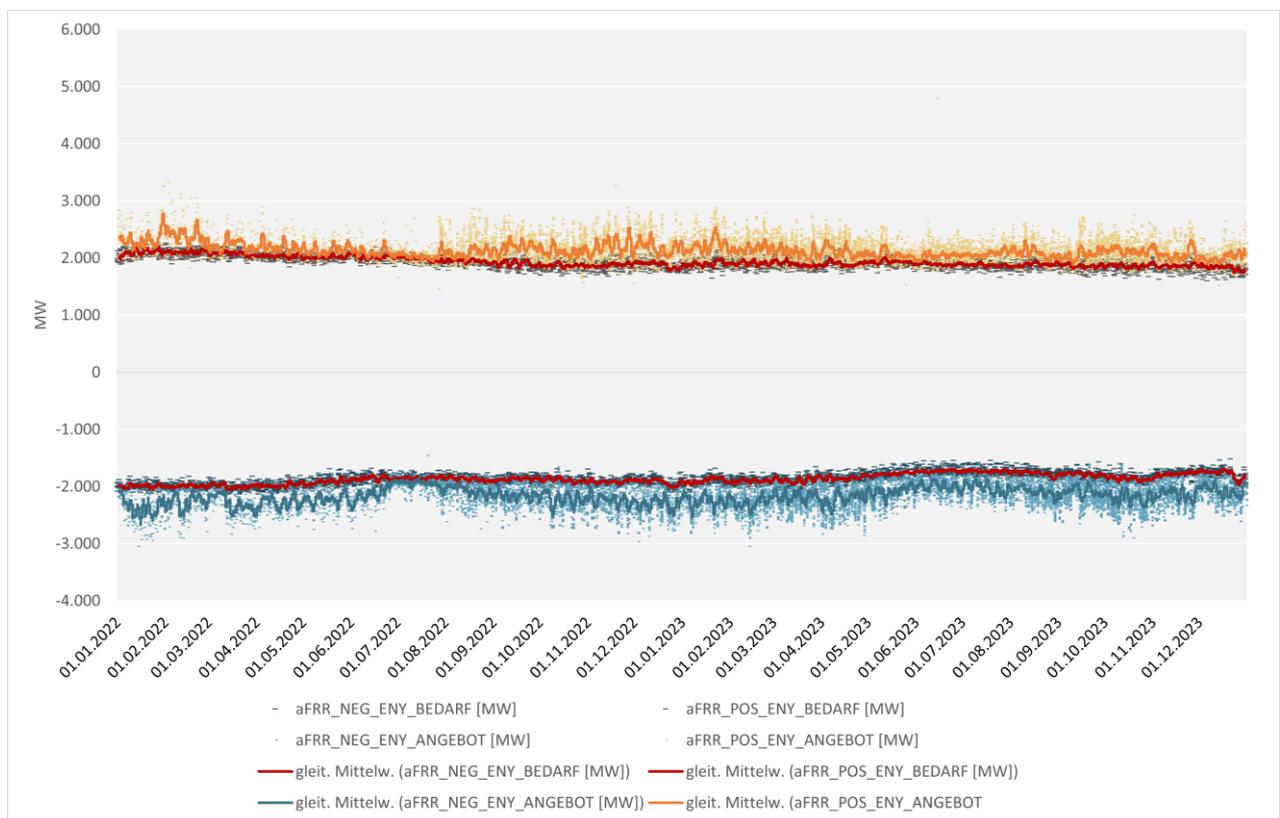
*Abbildung 23: Arbeitspreisentwicklung der mFRR (Median)*

Mit der Einführung des EU-Zielmarktdesigns haben sich die höchsten Preise auf die neue Preisobergrenze reduziert und es ist eine Häufung der Preise an der Preisobergrenze zu beobachten. Grundsätzlich haben sich die Preise für negative mFRR zunächst reduziert, aber im späteren Verlauf das Niveau von Beginn des Beobachtungszeitraumes eingenommen. Bei der positiven als auch bei der negativen mFRR lässt sich ein Absinken des Preisniveaus im zweiten Quartal des Jahres 2023 beobachten.

Interessant ist die Häufigkeit der Abweichungen vom mittleren Preisniveau. Mit Einführung von Marginal Pricing wäre ein Absinken der Preise auf das Niveau der jeweiligen Grenzkosten zu erwarten. Es zeigen sich jedoch zum Teil sehr hohe positive sowie negative Preise. Einen unmittelbaren Effekt der Abschaffung der Freisetzung kann man aus den Preisen nicht ableiten.

**Entwicklung des Angebots im Regelarbeitsmarkt**

Bei der Betrachtung des Angebots am RAM für aFRR und mFRR in Abbildung 24 und Abbildung 25 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 zusätzliche Gebote ohne vorherigen Zuschlag bei der Regelleistungsausschreibung gab. Offensichtlich liegt das am RAM angebotene Volumen somit deutlich unter dem des RLM.



**Abbildung 24: aFRR-Bedarf und -Angebot am Regelarbeitsmarkt**

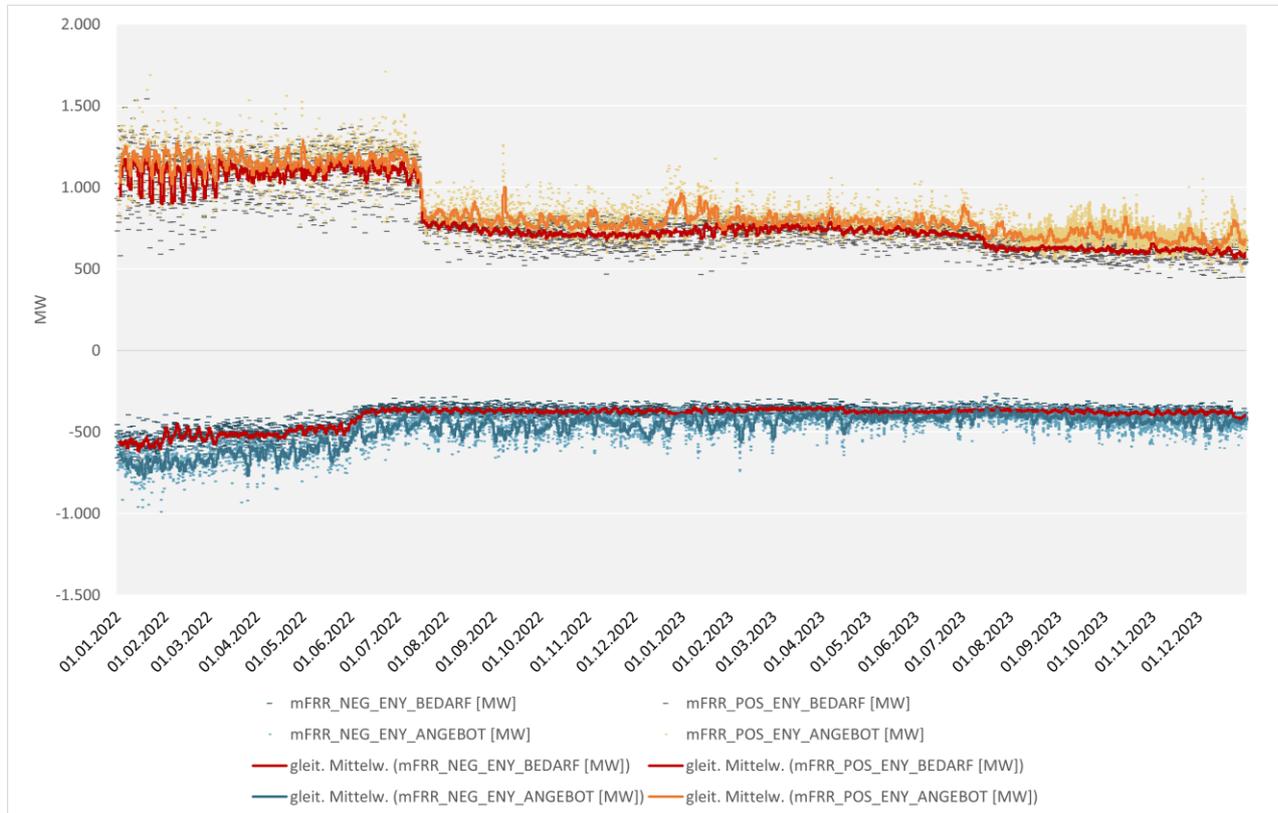


Abbildung 25: mFRR-Bedarf und -Angebot am Regelarbeitsmarkt

Hinweis: In Fällen, in denen am RAM nicht bis zum regulären Gate Closure Gebote abgegeben werden konnten, wurde in den Auswertungen die bezuschlagte Leistung aus dem RLM verwendet. Diese Leistung muss von den Anbietern gemäß Modalitäten entsprechend für den RAM vorgehalten und dort angeboten werden. Somit kann man im Regelfall davon ausgehen, dass diese Leistung auch mindestens angeboten worden wäre. Bei der aFRR gab es im Berichtszeitraum bis zu 39 Viertelstunden, bei der mFRR bis zu 45.

In den Fällen, in denen Gebote bis zum Gate Closure abgegeben werden konnten, es aber aufgrund anderer Probleme dennoch zu einem Fallback kam, wird die tatsächlich im RAM angebotene Leistung dargestellt.

## 6.5 Einsatz von Regelreserve

Die Aktivierung von Regelreserve zum Betriebszeitpunkt erfolgt ausschließlich bei den Anbietern, deren Gebot für Regelarbeit bezuschlagt wurde.

Bei FCR erfolgt kein zentraler Abruf, vielmehr erbringen die vorhaltenen technischen Einheiten FCR entsprechend der dezentral gemessenen Netzfrequenz und der vorgehaltenen FCR.

Bei aFRR erfolgt der Abruf automatisch durch den LFR des Anschluss-ÜNBs, 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 aFRR Arbeitspreisgebote, wobei durch den NRV - unabhängig von den am LFR angeschlossenen Kraftwerken - eine deutschlandweite Merit-Order gewährleistet wird.<sup>18</sup> Ziel bei diesem Vorgehen ist, die Kosten des Abrufs der benötigten aFRR Regelarbeit zu minimieren. Der Abruf gemäß der MOL entspricht der von der EB VO vorgesehenen Abrufstrategie. Die Anbieter sind verpflichtet, den ÜNB die Erbringung angeforderter aFRR auf Aufforderung geeignet nachzuweisen. Weiterhin kann der ÜNB die Vorhaltung mittels Testabrufen überprüfen.

Sofern es aus betrieblichen Gründen sinnvoll und notwendig erscheint, aktivieren die ÜNB mFRR Regelarbeit. Insbesondere erfolgt die Aktivierung von mFRR-Regelarbeit, 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 machen. In Deutschland erfolgt keine wirtschaftliche Abwägung zwischen dem Einsatz von aFRR und mFRR. Die Aktivierung der abzurufenden mFRR-Regelarbeitsgebote erfolgt jedoch wiederum anhand der deutschlandweiten Merit-Order der mFRR-Regelarbeitsgebote, um die Kosten des mFRR-Abrufs an sich zu minimieren.

Der Abruf der mFRR erfolgt elektronisch über den sogenannten Merit-Order Listen Server (MOLS). mFRR-Regelarbeit 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 Regelreserveanbieter verpflichtet, den ÜNB die Erbringung

---

<sup>18</sup> 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).

angeforderter mFRR auf Aufforderung geeignet nachzuweisen. Weiterhin kann der Anschluss-ÜNB die Vorhaltung mittels Testabrufen 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, sodass 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.

## 6.6 Abrechnung und Zahlungsströme zwischen Anbietern und ÜNB

Wie in Abschnitt 6.3 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 Regularbeit gezahlt. Die Vergütung für die Regelleistungsvorhaltung stellt immer eine Zahlung von den ÜNB an die Regelleistungsanbieter dar. Die Vergütung für abgerufene Regularbeit kann je nach Vorzeichen der Regularbeit 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 Regularbeitsabruf erfolgt gemäß folgenden 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 sowie die Grenzpreise, die durch die Plattformen ermittelt werden (Cross-Border-Marginal-Price).

- Die Vergütungen werden jeweils für einen Liefermonat abgerechnet, und zwar bis zum 15. Arbeitstag 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 Regelarbeitsleistung 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 jedes Abrechnungsintervall<sup>19</sup> 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 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 aufgeschalteten TE aktualisiert und übermittelt. Diese aFRR-Sollwerte werden in den Leitsystemen der ÜNB archiviert. Daneben erhalten die

---

<sup>19</sup> Für die aFRR beträgt dieses in Deutschland eine Sekunde und für die mFRR eine Viertelstunde.

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 Erbringungswerten werden je Pool die Abrechnungsmengen ermittelt. Hierzu berechnen die ÜNB anhand der Soll- und Istwerte des RRA sowie zusätzlichen Akzeptanz- und Toleranzkriterien für jedes Abrechnungsintervall die Akzeptanz- als auch die Untererfüllungsmengen. Beide Mengen werden anschließend auf die im Abruf befindlichen Gebote verteilt. Auf dieser Ebene werden anschließend die Akzeptanzmengen mit dem jeweiligen Abrechnungspreis multipliziert, um die Abrechnungsbeträge zu ermitteln. Der Abrechnungspreis entspricht dabei für die positive Abrufrichtung dem Maximum aus dem Grenzpreis von PICASSO und dem Gebotspreis des Anbieters. Für die negative wird das Minimum dieser beiden Größen verwendet. Die Untererfüllungsmengen hingegen werden mit dem Grenzpreis von PICASSO multipliziert, wobei die Zahlungsrichtung hierbei immer an den ÜNB ist. Die Ergebnisse werden je Gebot zu viertelstündlichen Werten aggregiert und dem RRA am Folgetag bis 10 Uhr für die Tagesabstimmung zur Verfügung gestellt. Der RRA kann innerhalb von 5 Arbeitstagen Widerspruch einlegen. Weitere Informationen zu diesem Prozess sind in der [aFRR-Modellbeschreibung](#) zu finden.

- 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. Die Abrechnung dieser Mengen erfolgt mit den Cross-Border-Marginal-Prices der europäischen Abrufplattform MARI, die sich für die Aktivierungsarten „Direkt“ oder „Fahrplan“ unterscheiden können.

## 6.7 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 26 veranschaulicht diese Entwicklung. Im Gegensatz dazu sind diese Kosten jedoch in den vergangenen Jahren (2021 bis 2023) im Zusammenhang mit der Energiepreiskrise deutlich angestiegen. Ein wesentlicher Faktor sind die weiter deutlich gestiegenen Großhandelspreise, die eine Orientierung für die Regelreservekosten bieten. Die teilweise rückläufigen Kosten für Regelreserve im Jahr 2023 sind sowohl auf die Regelreservekooperationen sowie auf geringere Börsenpreise für Energie zurückzuführen (siehe auch Abschnitt 6.4).

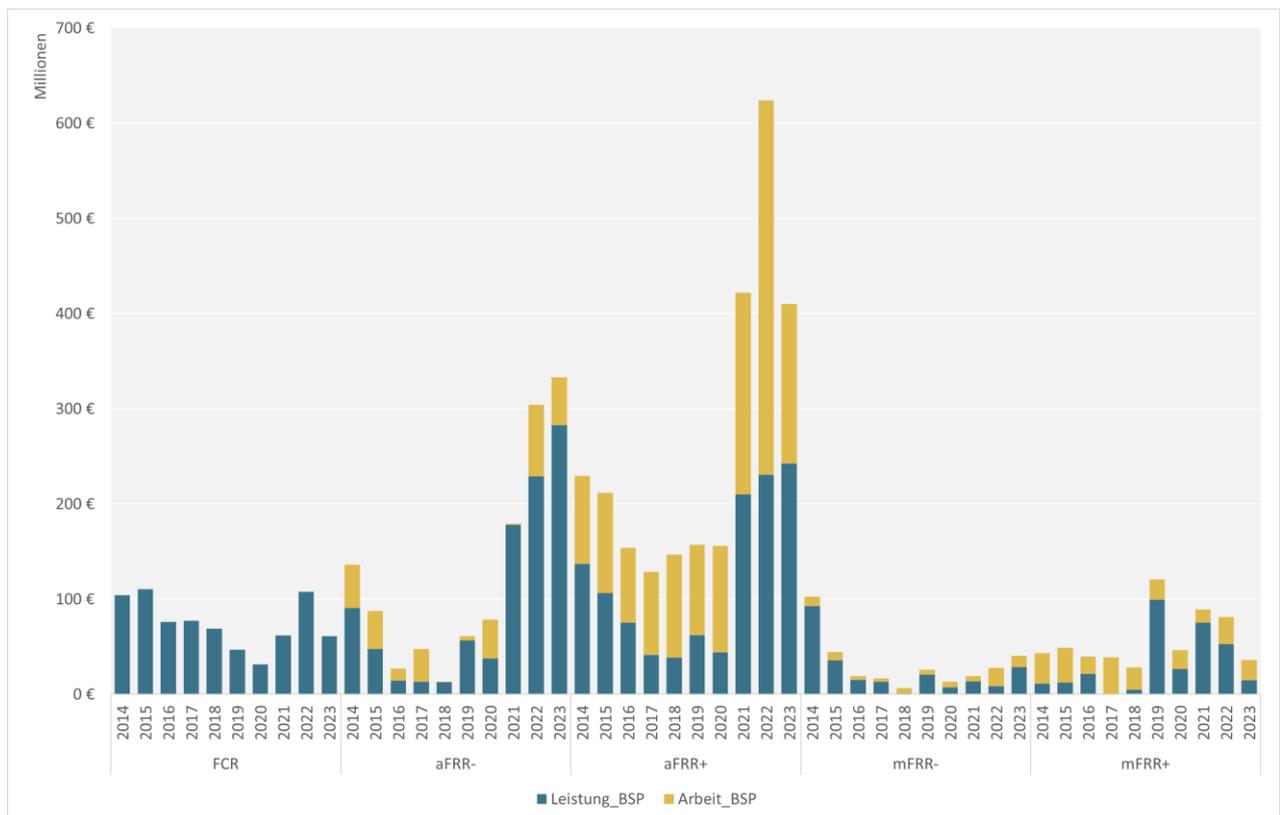
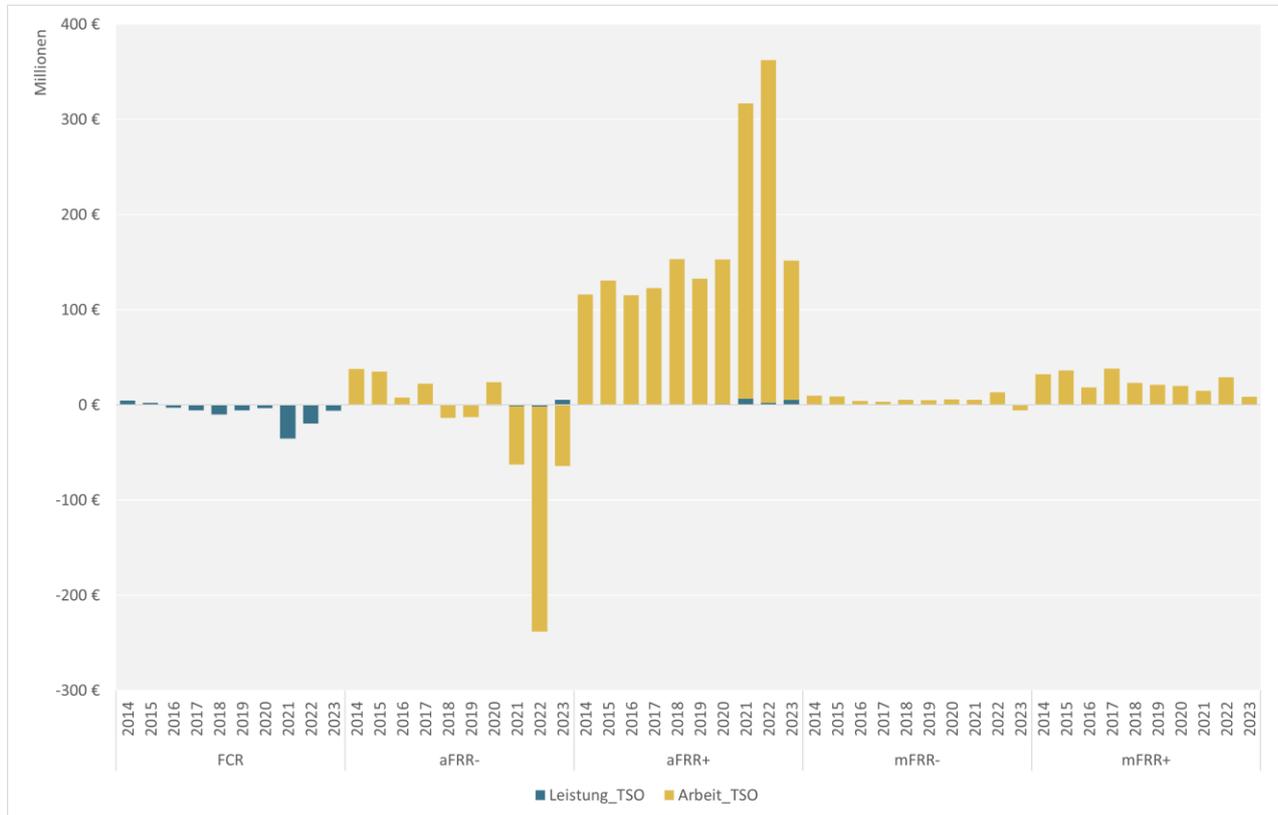


Abbildung 26: Entwicklung der mit Regelreserveanbietern abgerechneten Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung und Aktivierung von Regelarbeit in Deutschland



*Abbildung 27: Entwicklung der Ausgleichskosten in Deutschland mit int. ÜNB-Kooperationen für Regelleistung und -arbeit*

In obiger Abbildung 27 sind inner-ÜNB Zahlungen für Regelleistung und Regelarbeit der deutschen ÜNB mit dem Ausland zu sehen. Negative Werte sind Zahlungen anderer ÜNB an deutsche ÜNB aufgrund von Lieferungen oder Vorhaltungen für andere ÜNB. Die Grafik verdeutlicht positive Auswirkungen der europäischen Regelreservekooperationen. Wie im Vorherigen bereits beschrieben, erkennt man auch in dieser Grafik die Wirkungen der hohen Spotmarktpreise – vor allem im Jahr 2022 – auf die Regelreservemärkte.

## 6.8 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 Regelreservequalitäten<sup>20</sup> als auch die europäische Verordnung 2013/543/EU zur Übermittlung und Veröffentlichung von Daten in Strommärkten (sogenannte Transparency Regulation) sowie die Leitlinie für den Systemausgleich – EB VO. Konkret wird eine Veröffentlichung von verschiedenen Informationen auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) sowie teilweise auf der ENTSO-E Transparency Plattform gefordert. Dies sind u. a.

- für FCR
  - die Höhe des deutschlandweiten und ausländischen Gesamtbedarfs,
  - eine anonymisierte Liste der bezuschlagten 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 der bezuschlagten FRR-Gebote (inkl. Angebotsleistung, Leistungs- und ggf. Arbeitspreisgebot (auf dem RAM)) und ggf. der Kennzeichnung aufgrund von Kernanteilen der bezuschlagten Gebote,
  - mittlerer gewichteter Leistungspreis und Grenzleistungspreis je Produkt,
  - 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.

Seit 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. Veröffentlicht werden weiterhin die eingesetzte FRR-Arbeit in viertelstündlicher Auflösung, getrennt nach positiver und negativer Richtung für aFRR und mFRR, jeweils für den NRV und alle vier LFR-Zonen. Ebenfalls ist der Zeitraum der Abweichung von der Merit-Order mit Begründung zu veröffentlichen.

---

<sup>20</sup> Siehe BNetzA-Beschlüsse BK6-10-097, BK6-10-098, BK6-10-099

Zusätzlich sind der Saldo aller vier LFR-Zonen und des gesamten NRV<sup>21</sup> ebenfalls in viertelstündlicher Auflösung sowie die Namen aller für die Erbringung von Regelreserven präqualifizierter Anbieter für alle Regelreservequalitäten auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) zu veröffentlichen.

Seit September 2021 veröffentlichen die ÜNB zusätzlich eine NRV-Saldo-Ampel für Marktteilnehmer.<sup>22</sup> 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 frühzeitig zu erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

Die zur Erfüllung dieser Transparenzanforderungen notwendigen Daten sind vollständig auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) und [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) 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 7.2) 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.

Weiterhin kann Anbietern oder potenziellen Anbietern über die Veröffentlichungen auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) hinaus die eingesetzte aFRR-Arbeit über einen Zeitraum von mindestens 12 Monaten in sekundlicher Auflösung zur Verfügung gestellt werden. Eine entsprechende Bereitstellung erfolgt auf Anfrage über eine Internetseite der deutschen ÜNB.

---

<sup>21</sup> 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](http://www.regelleistung.net).

<sup>22</sup> Die NRV-Saldo-Ampel wird veröffentlicht unter: <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/NRV-Saldo-Ampel>

## 6.9 Wettbewerb auf dem Regelreservemarkt

In den letzten Jahren wurden zahlreiche Markt- und Produktanpassungen vorgenommen, die u. a. auch das Ziel verfolgten für höheren Wettbewerb und sachgerechte Preise zu sorgen. Während am RLM die Gebotsüberhänge vergleichsweise hoch sind und die Preise i. A. nachvollziehbare Entwicklungen durchlaufen, ist der RAM geprägt von weniger Angebot und einem Preisniveau, welches nicht in allen Fällen mit variablen Kosten oder Opportunitätskosten der Bereitstellung oder Erbringung erklärbar ist.

Dennoch signalisieren Preisspitzen, wenn diese aufgrund von Knappheit entstehen, kritische Situationen in der Systembilanz und beanreizen Bilanzkreisverantwortliche finanziell, die Bilanzkreisbewirtschaftung zu verbessern. Herausfordernd ist jedoch, dass durch die hohen Regularbeitsgebote bedingte Preisspitzen beobachtet wurden, die ohne Mangel an verfügbarer Flexibilität und ohne auffälligen Bedarf auftraten und somit durch den beeinflussten Ausgleichsenergiepreis unangemessene Risiken für die Bilanzkreise darstellten, was die Einführung von Preisobergrenzen für Regularbeit notwendig machte.

Das geringe Angebot am RAM führt zur Pivotalität der größten vier Pools in annähernd allen Regularbeitsausschreibungen. Auch die europäischen Plattformen und das Zielmarktdesign wurden darauf ausgerichtet, den Wettbewerb am Regularbeitsmarkt durch die europäische Marktintegration zu stärken und ein anreizkompatibles Marktdesign zu etablieren. Ein Auktionsdesign gilt als anreizkompatibel, wenn die optimale Gebotsstrategie das Bieten zu Grenzkosten (Opportunitätskosten eingeschlossen) ist, also keine Gebotsstrategie existiert, die einen höheren Gewinn erwarten lässt. Im Allgemeinen wird Auktionen mit dem Einheitspreisverfahren diese Eigenschaft zugesprochen, allerdings müssen dazu weitere Voraussetzungen erfüllt sein<sup>23</sup>:

- Die Auktion muss homogene Güter auktionieren.
- Es handelt sich um eine einmalige Auktion.
- Es gibt möglichst viele Bieter.
- Das Gebotskalkül der anderen Bieter ist unbekannt.
- Bieter besitzen nur ein Teil des Guts.

Je weniger dieser Voraussetzungen erfüllt sind, desto weniger führt eine Auktion mit dem Grenzpreisverfahren zu den erwünschten Auktionsergebnissen. Und so gibt es im konkreten Fall des

---

<sup>23</sup>[https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/210826\\_Appendix%20of%20Explanatory%20document\\_Report%20\(1\).pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/210826_Appendix%20of%20Explanatory%20document_Report%20(1).pdf)

Regelarbeitsmarkts nach EB VO einige Aspekte, die Gebotsstrategien beanreizen, die höhere Erlöse als das Bieten zu Grenzpreisen versprechen.

- Aufgrund der unterschiedlichen Abrufwahrscheinlichkeit an verschiedenen Stellen der Merit Order, ist nicht von homogenen Gütern auszugehen.
- Die Auktion wiederholt sich alle 15 Minuten mit denselben Bietern (präqualifizierte Anbieter). Das ermöglicht Bietern Gebotsstrategien zu testen und anzupassen. Das Risiko bei einer falschen Bietstrategie ohne Erlöse auszugehen ist auf eine sehr kurze Produktdauer begrenzt.
- Durch die sehr geringe Mindestangebotsgröße (1 MW) im Vergleich zum Bedarf ist man sehr weit entfernt von einer „single-good-auction“.
- Die hohe Marktkonzentration ermöglicht es theoretisch einzelnen Anbietern das Preisniveau zu beeinflussen.

Neben diesen theoretischen Erwägungen spielen auch praktische Aspekte eine Rolle. Anbieter, die aufgrund eingeschränkter Verfügbarkeit nur in begrenztem Maße Regelreserve erbringen können und erst ab einem bestimmten Preisniveau aktiviert werden wollen, passen ihr Gebotsverhalten entsprechend an und bieten regelmäßig zur (oder nahe der) Preisobergrenze. Die Vorhalteverpflichtung aus einem Zuschlag am RLM darf dabei nicht verletzt werden. Jedoch kann eine entsprechende vertragliche Regelung zwischen Regelreservereanbieter und Anlagenbetreiber zugrunde liegen. In diesen Fällen scheint das Bieten zu Grenzpreisen nicht in jedem Fall die optimale Gebotsstrategie zu sein. Bei vielen Pools ist eine Verteilung der Regelarbeitsgebote entlang der Abruf-MOL zu beobachten. Diese Verteilung kann ein Hinweis auf strategisches Bieten sein.

Prinzipiell sind bei hohen Bedarfen auch höhere Arbeitspreise gerechtfertigt, auch wenn der Ausgleichsenergiepreis mit der Knappheitskomponente einen finanziellen Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche, die Bilanzkreise ausgeglichen zu bewirtschaften, sicherstellt. Bei niedrigen Bedarfen sollten aber auch die Ausgleichsenergiepreise ein angemessenes Niveau aufweisen und kein existenzgefährdendes Risiko für BKVs darstellen.

Gemeinsam mit Consentec haben die ÜNB das Gebotsverhalten am Regelarbeitsmarkt untersucht und sind u. a. zu folgenden Erkenntnissen gekommen:

- Die Regelarbeitspreise lassen sich z. T. nicht durch Grenzkosten oder Bereitstellungskosten (Opportunitäten) erklären
- Bei aFRR werden mehr Regelarbeitsgebote als vor dem Wechsel auf das Grenzpreisverfahren im unteren Preissegment angeboten.

- Bei mFRR werden mehr Regelarbeitsgebote als vor dem Wechsel auf das Grenzpreisverfahren im hohen Preissegment geboten.

Für die Analysen wurden zwei Zeiträume betrachtet: Der Zeitraum vor Einführung des RAMs in Deutschland (01/2019 bis 11/2020) und der Zeitraum seit Einführung des RAMs in Deutschland (11/2020 bis 08/2023). Insgesamt ist zu beobachten, dass die Anzahl aktiver Pools insbesondere für mFRR sowie aFRR+ im analysierten Zeitbereich zurückgegangen ist. Lediglich die Anzahl aktiver Pools für aFRR- hält sich auf einem vergleichbaren Niveau. Die Einführung des RAM-Zielmarktdesigns und das Ende der Freisetzung zeigen keine deutliche Auswirkung auf die Gebotsmenge der aFRR; die Gebotsmenge der mFRR nimmt im Zeitraum jedoch ab.

#### Analyse Preisentwicklung nach Einführung ZMD

Die durch den Ukrainekrieg im Betrachtungszeitraum hohen Gebotspreise sind mittlerweile wieder deutlich zurückgegangen. Dennoch müssen die im Folgenden beschriebenen Beobachtungen vor diesem Hintergrund relativ eingeordnet werden. Insgesamt zeigt sich, dass bei Ausschöpfung der MOL sehr hohe Clearingpreise und somit Ausgleichsenergiepreise möglich sind. Allerdings ist das Risiko hoher Preise in der mFRR deutlich höher, da dort bereits bei Abrufen von 65 % der vorgehaltenen Leistung Clearingpreise von 15.000 €/MWh möglich sind. Die Auswertung von Gebotsdaten auf Poolebene zeigt, dass einige Anbieter systematisch hohe Arbeitspreise bieten. Dies ist insbesondere für die positiven Produkte ausgeprägt, wobei diese Beobachtung für mFRR zutreffender als für aFRR ist.

Die nachfolgenden Auswertungen beziehen sich auf eine Auswertung aller Gebote je Regelreservequalität.

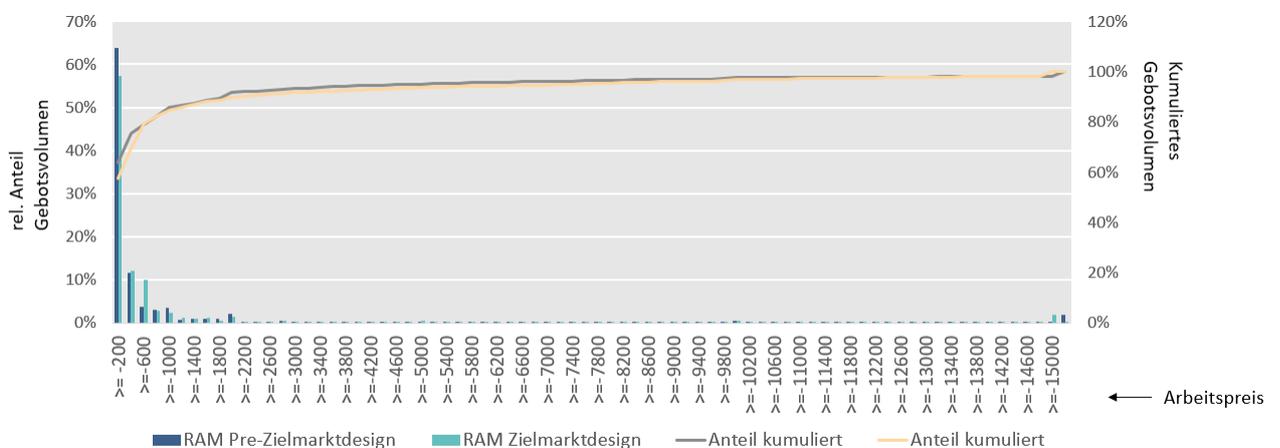


Abbildung 28: Preisstrukturen bezuschlagter RAM Gebote aller Pools für aFRR+

**aFRR+** (vgl. Abbildung 28): Betrachtet man die Gebote aller Pools, ist auch hier ersichtlich, dass die Preise im Durchschnitt nach Einführung ZMD zurückgegangen sind. Dies wird daran ersichtlich, dass die gelbe Kurve (kumuliertes relatives Gebotsvolumen nach Einführung des ZMDs) schneller ansteigt als die graue Kurve (kumuliertes relatives Gebotsvolumen vor Einführung des ZMDs), was zeigt, dass das Volumen niedrigpreisiger Gebote in der aFRR+ zugenommen hat (z. B. grüner Balken im Bereich der Arbeitspreise  $\leq 200$  €/MWh größer als blauer Balken).

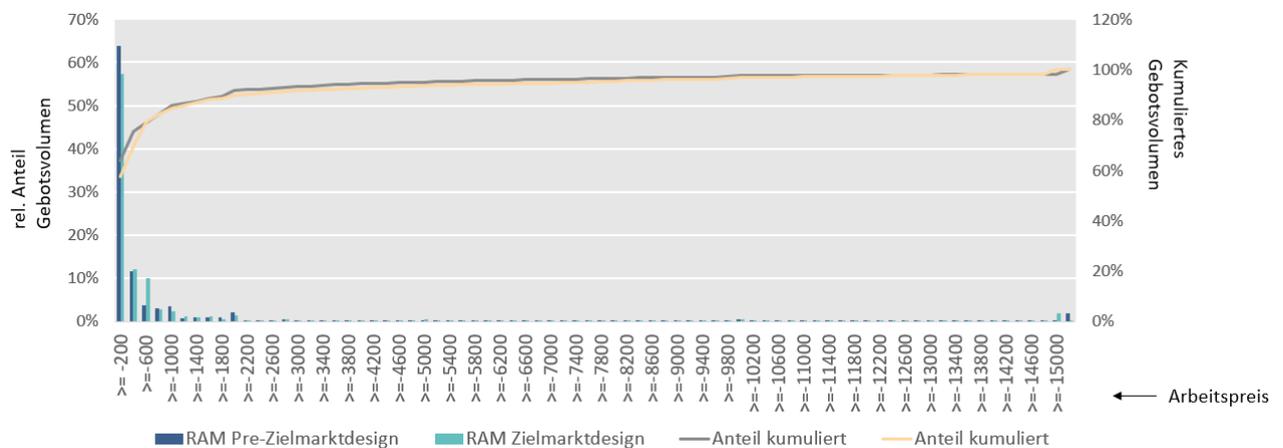


Abbildung 29: Preisstrukturen bezuschlagter RAM Gebote aller Pools für aFRR-

**aFRR-** (vgl. Abbildung 29): Über 50 % der Gebote liegen in einem Bereich  $\geq 200$  €/MWh. Nur 10 % der Gebote liegen unter 2.000 €/MWh.

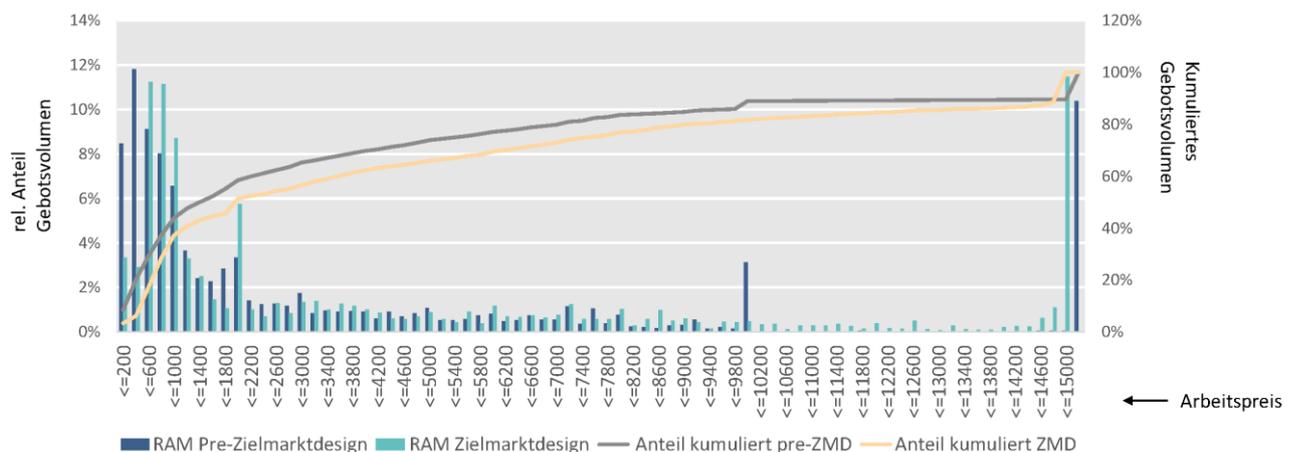


Abbildung 30: Preisstrukturen bezuschlagter RAM Gebote aller Pools für mFRR+

**mFRR+** (vgl. Abbildung 30): bei der mFRR+ liegt der Durchschnittspreis der Gebote höher als bei aFRR. Etwa 50 % der Gebote werden zu einem Preis über 2.000 €/MWh (nach Einführung ZMD) angeboten. 10 % der Gebote werden zu einem Preis von 15.000 €/MWh angeboten. Außerdem ist nach der Einführung des ZMDs ein geringeres niederpreisiges Gebotsvolumen aus der Darstellung des kumulierten Gebotsvolumens ersichtlich (graue Kurve verläuft über gelber Kurve), was der markttheoretischen Annahme der Preisentwicklung entgegensteht. Es werden nach Einführung des ZMDs weniger Gebote unter 400 €/MWh abgegeben als davor.

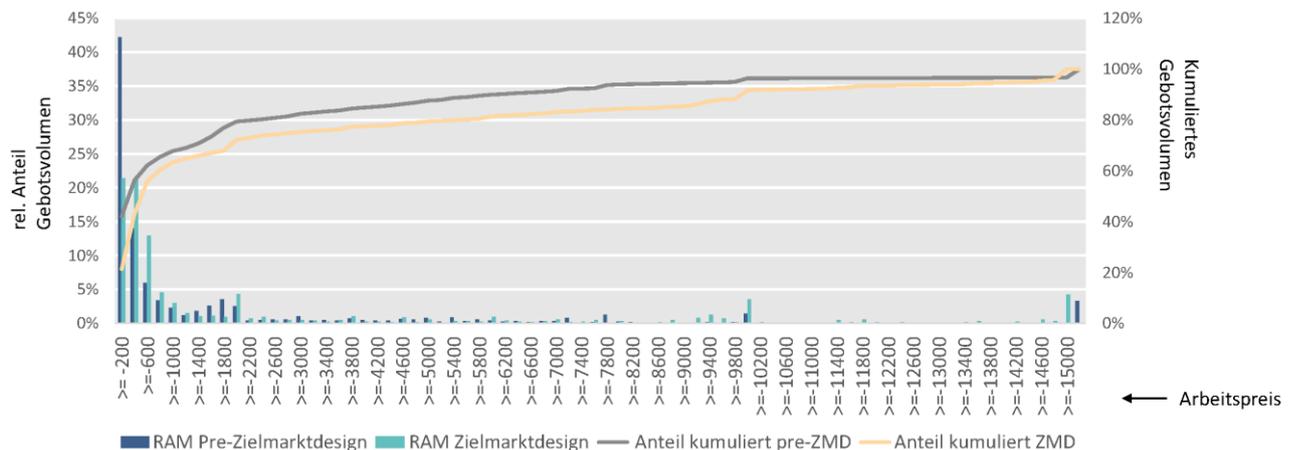


Abbildung 31: Preisstrukturen bezuschlagter RAM Gebote aller Pools für mFRR-

**mFRR-** (vgl. Abbildung 31): Preisniveau deutlich niedriger als bei mFRR+ (analog wie zwischen aFRR+ und aFRR-). Auch hier ist entgegen der markttheoretischen Erwartung eine Steigerung des Preisniveaus nach Einführung ZMD festzustellen – allerdings moderater als bei mFRR+.

Während das Absinken der Preise zu Beginn der Merit Order auf die Anreize des Grenzpreisverfahrens zurückzuführen und erwartbar ist (siehe insb. gelbe Kurve in Abbildung 28) und das Bieten zur Preisobergrenze auf das Interesse, Abrufe zu vermeiden zurückzuführen ist, kann die Verlagerung von Regularbeitsgebotsen in das höhere Preissegment ein Indiz für höhere Grenz- und Opportunitätskosten oder auch stärker ausgeprägtes strategisches Bietverhalten darstellen.

Das am RAM zu beobachtende Preisniveau führt teils zu der Annahme, dass die abgegebenen Gebote mit hoher Wahrscheinlichkeit über den variablen Kosten der BSP liegen dürften. Weiterhin ist der RAM nicht als vollkommener Markt klassifizierbar.

Tabelle 4 zeigt Kennzahlen zum Wettbewerb am RAM vor und nach Einführung des Zielmarktdesigns. Neben der Anzahl der aktiven Pools im untersuchten Zeitraum sind der Herfindahl-Hirschmann-Index und die kumulierten Marktanteile der vier größten Pools angegeben. Die Kennzahlen zeigen, dass der RAM durch wenige Anbieter wesentlich bestimmt wird.

Tabelle 4: Kennzahlen zum Wettbewerb am RAM

	Daten vor Einführung RAM (ab 01/19)				Daten nach Einführung RAM (11/20-09/23)			
	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-
<b>Anzahl Pools</b>	33	34	34	37	34	36	33	33
<b>HHI</b>	2 181	1 364	1 279	1 076	2 147	1 249	1 292	1 215
<b>CR1</b>	29 %	24 %	22 %	19 %	31 %	22 %	24 %	26 %
<b>CR2</b>	56 %	44 %	42 %	37 %	60 %	40 %	43 %	44 %
<b>CR3</b>	78 %	58 %	54 %	49 %	76 %	53 %	56 %	50 %
<b>CR4</b>	88 %	67 %	65 %	60 %	85 %	63 %	65 %	56 %

Die vier größten, in Deutschland aktiven Pools haben wesentliche Marktanteile am RAM. Mit Einführung des Zielmarktdesigns hat sich dies nicht wesentlich verändert. Weitere Auswertungen zeigten, dass die gebotene Leistung der Pools mit den größten Marktanteilen in nahezu allen Viertelstunden oberhalb der im RLM für die relevante Zeitscheibe des RAMs ausgeschriebenen Leistung liegt. Resultierend sind in diesen Zeitpunkten die beiden größten Anbieter zusammen pivotal (ohne ihr Angebot könnte die notwendige Leistung nicht gedeckt werden).

Am Beispiel von Abbildung 30 lassen sich nach Einführung des ZMDs Gebote entlang der gesamten Merit-Order nach der Einführung des Zielmarktdesigns beobachten, während davor kaum Gebote in der zweiten Hälfte der Merit Order zu beobachten sind. Außerdem zeigt sich ein hohes Gebotsvolumen zur Preisobergrenze, was bei einem Vollabruf die Tatsache ausnutzt, dass es bei der Regelreserve keine Preiselastizität bei der Nachfrage gibt. Die POG stellt dabei einen Fixpunkt dar, an dem sich die Marktteilnehmer zu orientieren scheinen. Dieses Verhalten ist erwartbar im Zusammenhang mit der Einführung von Preisobergrenzen in nicht vollkommenden Märkten.

Je höher der Preis des letzten abgerufenen Regularbeitsgebots ist, desto höher ist der Grenzpreis für alle bereits in der MOL aktivierten Regularbeitsgebote. Generell ist eine Verteilung von Geboten über die gesamte MOL beobachtbar. Dies ergibt sich einerseits aus unterschiedlichen Grenzkosten sowie strategischen Überlegungen (z.B. Abruf nur oberhalb eines definierten Preisniveaus).

Insbesondere für die positive mFRR zeigten die durchgeführten Analysen des Gebotsverhaltens Indikationen hinsichtlich eines strategischen Bietverhaltens.

Die Beurteilung des am Regelreservemarkt zu beobachtenden Gebotsverhalten obliegt den zuständigen Aufsichtsbehörden.

## 7 Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergie

### 7.1 Ermittlung und Abrechnung von Ausgleichsenergiemengen

Wie in Abschnitt 4.2 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 sowie Prognosen für die erwartete physikalische Einspeisung und Entnahmen mit. Mit der Meldung vor dem Lieferzeitpunkt weist der BKV eine insgesamt ausgeglichene Bewirtschaftung des Bilanzkreises vor. Diese Mitteilungen erfolgen in elektronischen, automatisierten Prozessen; die Austauschmitteilungen werden als Fahrpläne bezeichnet. Nach dem Lieferzeitpunkt können die BKV noch am Folgetag bis 16:00 Uhr abgestimmte Änderungen dieser Austauschprogramme innerhalb einer LFR-Zone 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.

## 7.2 Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises reBAP

Die Abrechnung von Ausgleichsenergie erfolgt nach den Vorgaben der StromNZV sowie der EB VO und der daraus entwickelten Methode zur Harmonisierung der Hauptkomponenten des Ausgleichsenergiepreises (ISHM) unter Anwendung symmetrischer viertelstündlicher Ausgleichsenergiepreise. Dies bedeutet, dass der für eine viertelstündliche 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 Netzregelverbands als bundesweit einheitlicher Preis ermittelt und seitdem als „regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis“ (reBAP) bezeichnet.

So wie die Strommarkt- oder Regelarbeitspreise 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 5 fasst die Wirkungen für die vier möglichen Kombinationen der Vorzeichen des Bilanzkreissaldos und des reBAP zusammen.

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

Tabelle 5: Finanzielle Auswirkungen der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie abhängig von den Vorzeichen von Bilanzkreissaldo und reBAP

- Die Bestimmung des reBAP erfolgt für die Viertelstunde mit dem Maximum, wenn der NRV-Saldo positiv ist (Summe aller Bilanzkreise unterdeckt) aus den drei Modulen bzw. mit dem Minimum für die andere Richtung. Bei den Modulen handelt es sich mit Modul 1 um die Hauptkomponente des reBAP (vgl. Abbildung 32). Die ISHM erlaubt daneben weitere Komponenten zur Stärkung der Anreizwirkung des Ausgleichsenergiepreissystems.

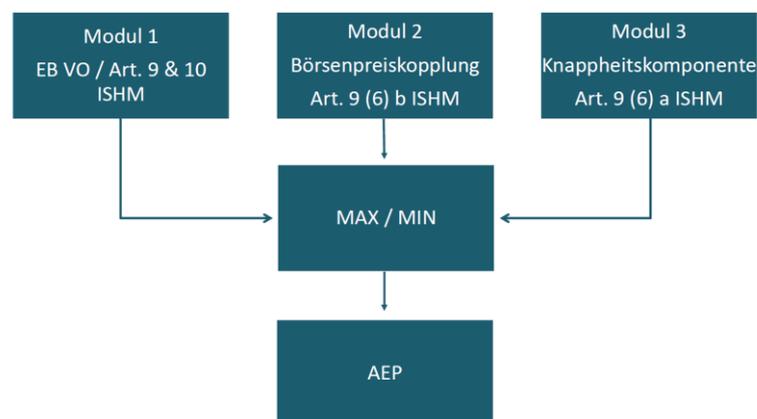


Abbildung 32: Schematische Abbildung der reBAP-Berechnung

- Modul1: Grundkomponente

Bis zum 21.06.2022 wurde der reBAP kostenbasiert berechnet. Im Grundsatz wurden dabei die in einer Viertelstunde aufgetretenen Regularisierungskosten durch den Saldo der abgerufenen Regularisierungsmengen dividiert. Die Vorgaben der EB VO erforderten 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 Regelarbeit, allerdings wurde entsprechend den Vorgaben der EB VO eine Umstellung von einer kostenbasierten auf eine preisbasierte Berechnung vorgenommen. Seitdem wird der Ausgleichsenergiepreis nicht mehr auf Basis der Kosten und Volumen der abgerufenen Regelarbeitsgebote sowie sonstiger Maßnahmen zum bilanziellen Ausgleich des deutschen Netzregelverbands bestimmt. 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.<sup>24</sup> Im Zuge dessen haben die ÜNB ebenfalls die Bestimmungsvorschrift des NRV-Saldos im Einklang mit den europäischen Vorgaben überarbeitet. Insbesondere berücksichtigen die ÜNB mit Einführung des Zielmarktdesigns auch die Mengen des ungewollten Austausches mit benachbarten Regelzonen (Artikel 8 (1a) ISHM) und der FCR (Artikel 8 (1c) ISHM). Eine Kappung des reBAP findet mit der Umstellung auf das preisbasierte Modell nicht mehr Anwendung, ist aber auch nicht mehr notwendig, da das Risiko hoher Preise durch Teilung der Kosten durch sehr kleine Mengen nicht weiter besteht. Ferner untersagt der §55 EB VO eine Absenkung des Ausgleichsenergiepreises unter die durchschnittlichen Arbeitspreise der in der betroffenen Viertelstunde aktivierten Gebote.

- Modul 2: Börsenpreiskopplung

Bereits vor der Umstellung auf das preisbasierte Modell im Zuge der Einführung des Balancing Zielmarktdesigns gab es in Deutschland eine Börsenpreiskopplung. Diese wurde letztmalig im Jahr 2020 überarbeitet und bereits entsprechend der Regeln aus EB VO und ISHM umgesetzt.

- Modul 3: Knappheitskomponente

Auch eine Knappheitskomponente war bereits im alten reBAP etabliert, in Form von Preisauflagen bei einer Auslastung der Regelreserve von 80 % (80%-Kriterium). Dieses wurde im Jahr 2021 ersetzt durch eine kontinuierliche Funktion, die ebenfalls bereits im Einklang mit den neuen Regularien eingeführt wurde.

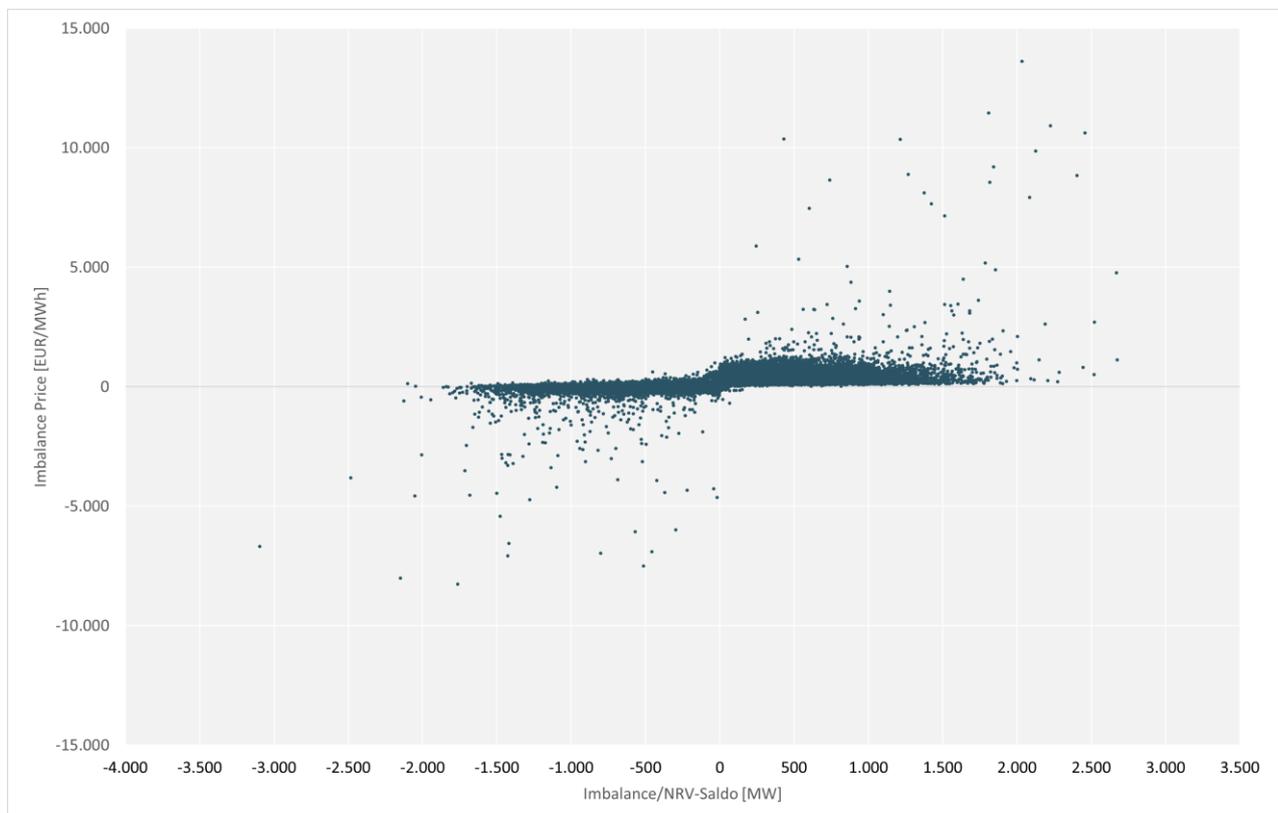
Die Börsenpreiskopplung entfaltet in 16 % der Abrechnungsviertelstunden ihre Wirkung und die Knappheitskomponente in 0,01 %. Der reBAP wird also in erster Linie von den Regelarbeitskosten und -mengen bestimmt. Zwischen diesen beiden Größen besteht allerdings kein einfacher Zusammenhang etwa

---

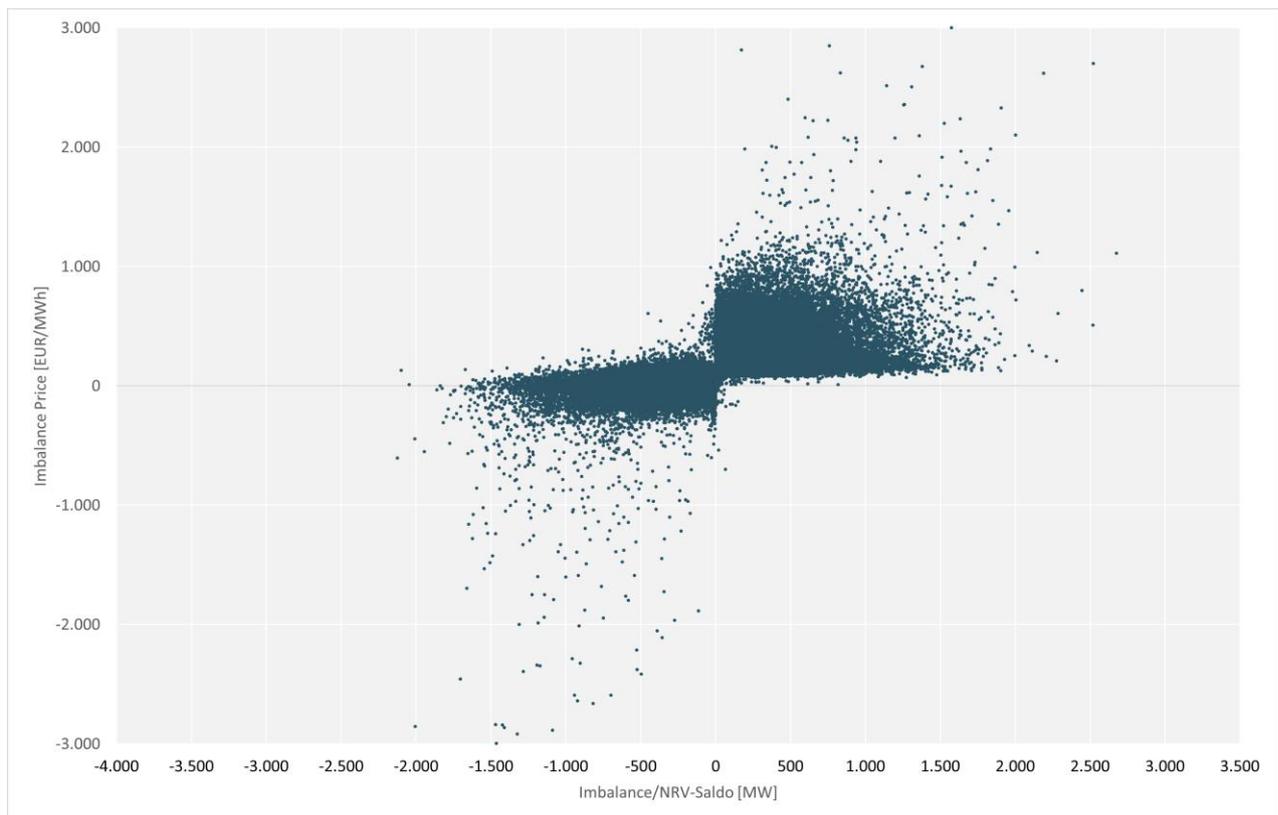
<sup>24</sup> Siehe BNetzA-Verfahren BK6-21-192

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 6.4 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 33 für die Viertelstunden der Jahre 2022 und 2023 die Ausgleichsenergiepreise und zugehörigen NRV-Salden. Hohe AEP im vierstelligen Bereich treten nur vereinzelt in 0,7 % der Zeit auf und kommen sowohl bei geringen als auch bei hohen NRV-Salden vor.



**Abbildung 33:** Korrelation des Ausgleichsenergiepreises reBAP mit dem Saldo des deutschen Netzregelverbunds (NRV) zwischen den Jahren 2022 und 2023; jeder Punkt repräsentiert die Werte für eine Viertelstunde; der Korrelationskoeffizient beträgt 0,5



**Abbildung 34:** Korrelation des Ausgleichsenergiepreises reBAP mit dem Saldo des deutschen Netzregelverbunds (NRV) zwischen den Jahren 2020 und 2021; jeder Punkt repräsentiert die Werte für eine Viertelstunde, Ausschnitt auf Ausgleichsenergiepreise zwischen  $\pm 3.000$  EUR/MWh, der Korrelationskoeffizient beträgt 0,5

Die oben 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 „nichtwältbare Kosten“ bezeichnet und durch einen einheitlichen Zu-/Abschlag zu den reBAP-Werten des jeweiligen Abrechnungsmonats berücksichtigt.

Mit Umsetzung der preisbasierten Methode gem. ISHM hat sich zwar die Zahl Preisanpassungsmechanismen reduziert. Dennoch ist es weiterhin so, dass neben verbleibenden Preisanpassungen der Börsenpreiskopplung und der Knappheitskomponente insbesondere durch den preisbasierten Ansatz der Grundkomponente „Modul1“ (AEP1) die Einnahmen aus der Bilanzkreisabrechnung von den tatsächlichen Kosten abweichen. Wesentliche Gründe hierfür sind, dass zum Teil große Volumen über den IGCC ausgeglichen werden, die zu einem eigenen Preis abgerechnet werden, der gem. ISHM nicht für den AEP1 herangezogen werden darf. Gleichermaßen verhält es sich mit den Mengen des ungewollten Austauschs oder FCR.

Wie groß die Effekte in einzelnen Viertelstunden in den Jahren 2022 und 2023 waren, zeigt nachfolgende Abbildung 35 mit den viertelstündlichen Werten. Auf der Sekundärachse sind dabei zusätzlich jeweils die kumulierten Jahreskosten über alle drei Module dargestellt. Positive Werte bedeuten dabei für die ÜNB einen monetären Überschuss aus der Bilanzkreisabrechnung, der kostenmindernd in den Netzentgelten wirkt.

Das Modul 1 kann im Gegensatz zu den Modulen 2 und 3 in einzelnen Viertelstunden sowohl einen Überschuss als auch ein Defizit generieren. Auf lange Sicht besteht jedoch ein Überschuss. Grund für die Differenzen zu den tatsächlichen Kosten sind insbesondere, dass nur die Preise der aFRR und mFRR herangezogen werden dürfen, der physikalische Ausgleich jedoch auch mit anderen Produkten und zu deren Preisen erfolgt. Des Weiteren können innerhalb eines 15-Minuten-Abrechnungsintervalls Abweichungen in beide Richtungen vorliegen, die zu einem geringen 15-Minuten-Saldo der Bilanzkreisabweichungen führen und entsprechend zu geringen beim ÜNB verbleibenden Bilanzkreiszahlungen. Die Module 2 und 3 erzeugen in jedem Fall Überschüsse.

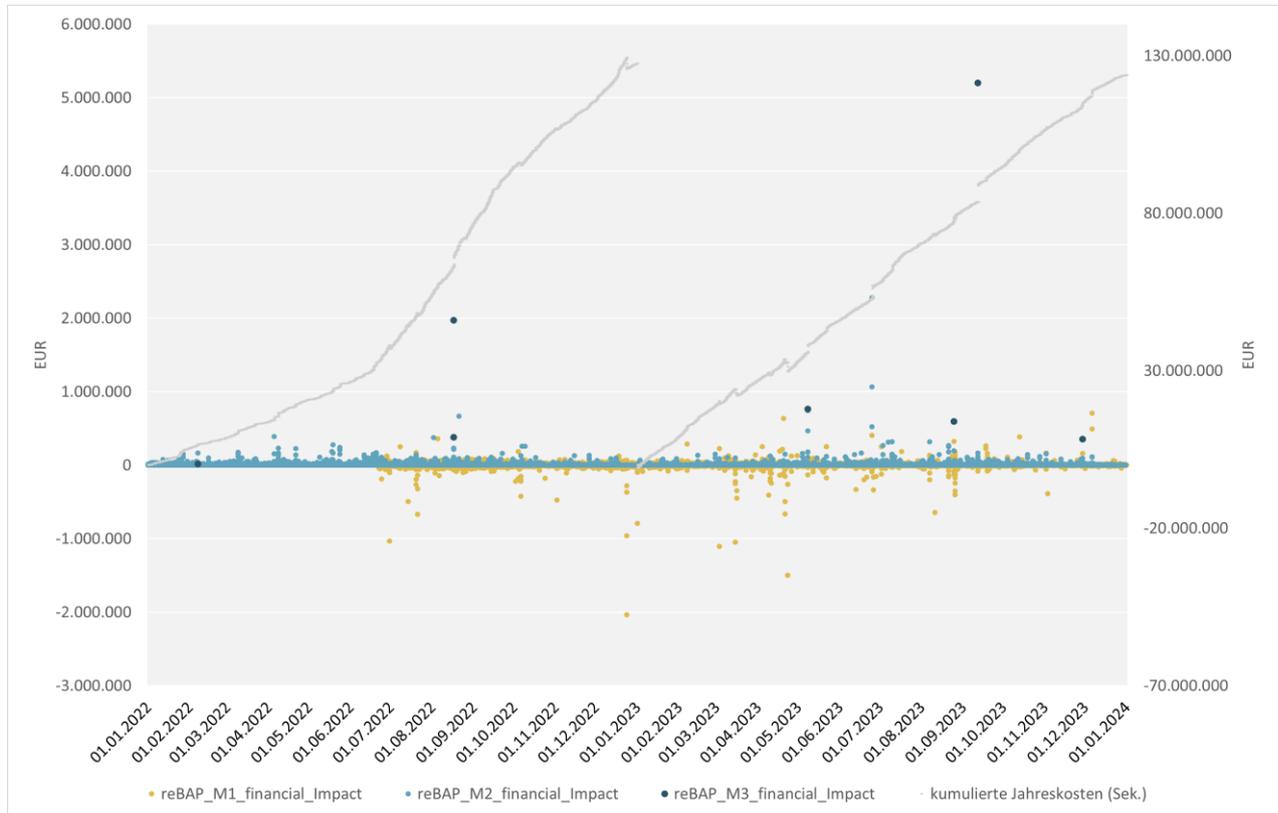


Abbildung 35: Finanzielle Wirkung der Ausgleichsenergiepreismodule

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 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 spätestens am 20. Werktag des Folgemonats im Internet. Seit Umsetzung der ISHM werden die Werte der Module AEP1 bis 3 für einen Tag bereits innerhalb von 8 Arbeitstagen im Internet bereitgestellt.

Als Indikation für die finalen Ausgleichsenergiepreise stellen die ÜNB echtzeitnah einen Schätzwert auf [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) zur Verfügung.

Die erläuterten Schritte zur Berechnung des reBAP sind im Einzelnen in der zwischen den ÜNB und der BNetzA abgestimmten und auf [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) veröffentlichten Modellbeschreibung zur reBAP-Berechnung aufgeführt.

### 7.3 Kostenallokationswirkungen und Solidarprinzip

Wie in Abschnitt 4 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).

## 7.4 Transparenzvorgaben

Über die in Abschnitt 6.7 erläuterten Veröffentlichungspflichten der ÜNB zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelleistung und -energie hinaus beinhalten die Transparenzvorgaben im Zusammenhang mit der Bilanzkreisabrechnung im Wesentlichen:

- Ausgleichsenergiepreise reBAP
- Berechnungsmethodik
- Werte der Anreiz- und Knappheitskomponente (Modul 2+3)
- vorläufiger Ausgleichsenergiepreis (innerhalb von 30 Minuten nach Erfüllung)

Ebenfalls zu veröffentlichen sind die Salden aller vier LFR-Zonen und der NRV-Saldo nach Viertelstunden aufgelöst sowie die Preise der europäischen Abrufplattformen PICASSO und MARI als Eingangsgröße in Modul 1. Informationen zur Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie durch die einzelnen Bilanzkreise werden vertraulich behandelt und daher nicht veröffentlicht.

## 8 Kooperationen bei der Regelreserve

### 8.1 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 VO eine verstärkte europäische Zusammenarbeit beim Austausch von Regelarbeit aus allen Regelleistungsprodukten<sup>25</sup> gefordert. Darüber

---

<sup>25</sup> 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.

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 VO 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 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 Kosteneinsparungspotenzialen 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.

## 8.2 Bestehende Kooperationen mit deutscher Beteiligung

Hinsichtlich der Einsparungen der Kooperationen wird auf das Reporting auf EU-Level verwiesen.

### 8.2.1 IGCC

Eine Zusammenarbeit Deutschlands zur Saldierung von Leistungsungleichgewichten findet auf europäischer Ebene mit verschiedenen ÜNB im Internationalen Netzregelverbund (International Grid Control Cooperation, IGCC) statt.<sup>26</sup> Neben den bisher teilnehmenden ÜNB aus Österreich, der Tschechischen Republik, der Schweiz, Belgien, Niederlande, Dänemark, Frankreich, Kroatien und Slowenien, sind im Laufe des

---

<sup>26</sup> Siehe: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/imbalance-netting/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/)

Jahres 2020 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 VO vollständig umgesetzt worden. Der griechische (ADMIE) und rumänische (Transelectrica) ÜNB haben sich im Jahr 2021 ebenfalls der Plattform angeschlossen.

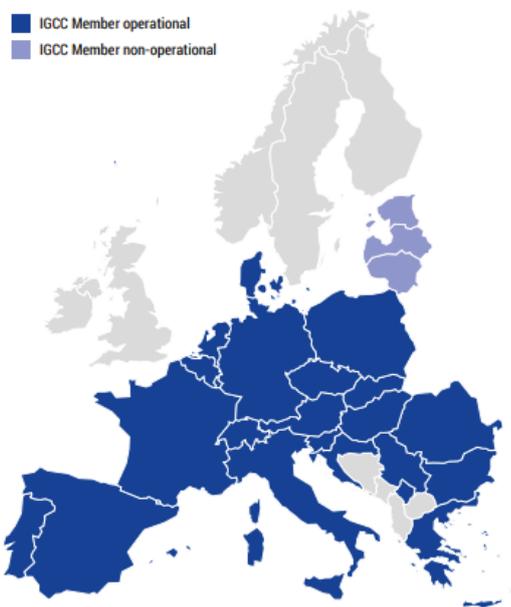


Abbildung 36: Geographische Ausdehnung IGCC Stand Dezember 2024

Technisch ist der IGCC in das aFRR-Optimierungssystem PICASSO integriert. 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 Regelarbeitseinsatz im gesamten Kooperationsgebiet. Im Jahr 2024 betragen die über alle Teilnehmer kumulierten Einsparungen seit Inbetriebnahme des IGCCs erstmals mehr als 3 Mrd. EUR. Für Deutschland beläuft sich dieser Betrag nach 13 Jahren Teilnahme auf ca. 570 Mio. EUR.

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 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.

### 8.2.2 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.<sup>27</sup> Das Projekt setzt die Anforderungen aus Artikel 21 (1) EB VO um, welche die Umsetzung einer europäischen Plattform für den Austausch von Regelarbeit 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-Regelarbeitsgebote 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 Regelarbeit aus aFRR und den Zeitpunkt der Schließung des Regelarbeitsmarkts für alle aFRR-Standardprodukte. Der Vorschlag wurde von ACER bearbeitet und Anfang 2020 angenommen.<sup>28</sup> Gemäß EB VO musste die Plattform bis Juli 2022 umgesetzt werden. Das Go-Live der PICASSO-Plattform fand am 22. Juni 2022 statt. Im Jahr 2023 beliefen sich die theoretisch berechneten Einsparungen der Kooperation (Economic Surplus) auf 137 Mio. EUR.

Weitere Informationen zur PICASSO-Plattform sind auf der [Projekt-Webseite](#) zu finden.

---

<sup>27</sup> Projekt-Webseite: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/picasso/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/).

<sup>28</sup> Siehe BNetzA-Verfahren BK6-18-110.

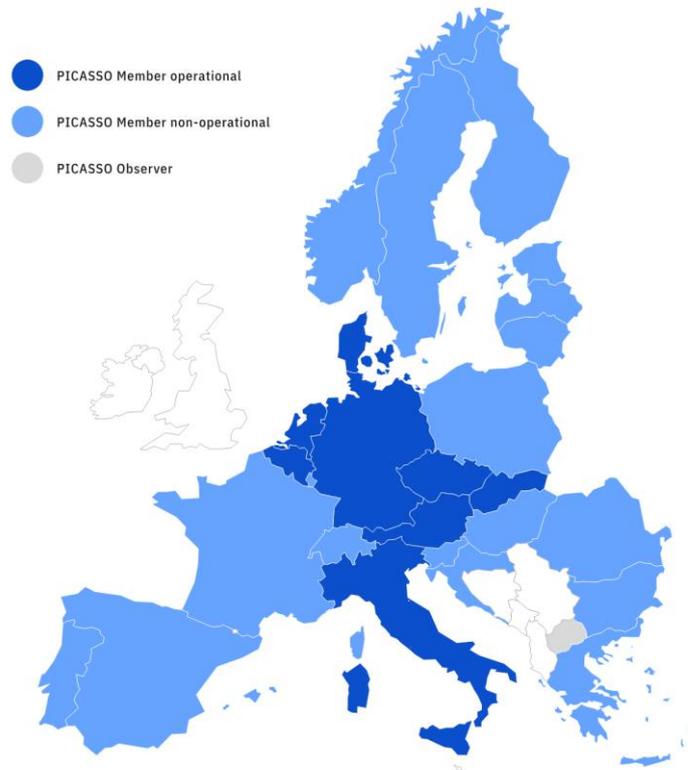


Abbildung 37: Geographische Ausdehnung PICASSO Stand Dezember 2024

### 8.2.3 MARI

Für die Kooperation bei der mFRR ist die **Manually Activated Reserves Initiative (MARI)**<sup>29</sup> zuständig, welche die Anforderung des Artikel 20 (1) EB VO 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.<sup>30</sup> Laut EB VO musste die Plattform bis Juli 2022 umgesetzt werden, der Beitritt der deutschen

<sup>29</sup> Siehe: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/mari/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/)

<sup>30</sup> Siehe BNetzA-Verfahren BK6-18-139.

ÜNB erfolge am 05.10.2022. 2023 beliefen sich die theoretisch berechneten Einsparungen der Kooperation (Economic Surplus) auf 9 Mio. €.

Weitere Informationen zur MARI-Plattform sind auf der [Projekt-Webseite](#) zu finden.

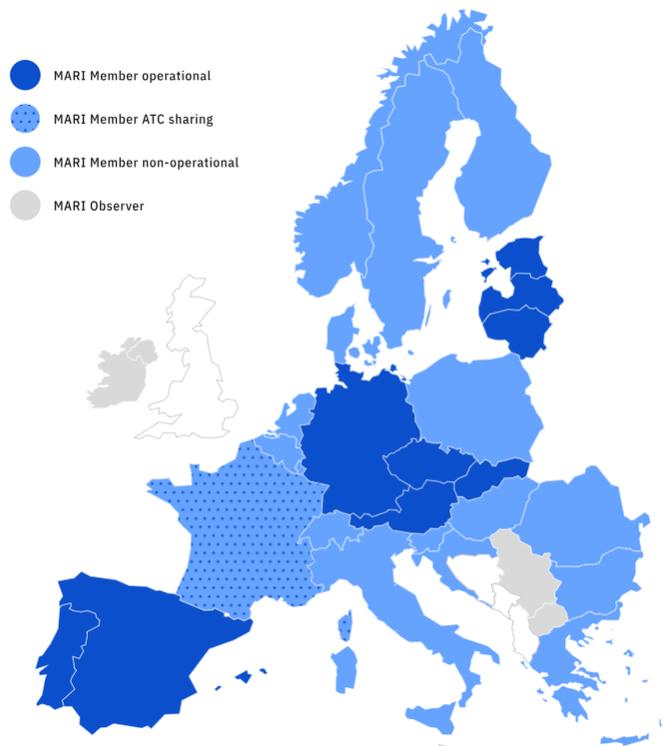


Abbildung 38: Geographische Ausdehnung MARI stand Dezember 2024

#### 8.2.4 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. Zudem nimmt der tschechische Netzbetreiber (CEPS) seit dem 1. März 2023 an der Kooperation teil. Aktuell sind der slowakische, ungarische und kroatische Netzbetreiber (SEPS, MAVIR sowie HOPS) als Beobachter in der Kooperation. Insgesamt werden in Summe ca. 1.500 MW FCR (Stand: Dezember 2024) beschafft, was ca. 50% der gesamten vorgehaltenen Primärregelleistung in Kontinentaleuropa entspricht. 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 VO wird von Belgien bei Bedarf mittels einer separaten nationalen Ausschreibung erfüllt. Alle Kooperationspartner berücksichtigen die Grenzwerte für den FCR-Austausch nach SO VO Anhang VI. Laut dieser muss sichergestellt werden, dass mindestens 30% der FCR-Verpflichtungen innerhalb des eigenen LFR-Blocks erfüllt werden müssen.

Diese Kooperation im Bereich der FCR stellt eine freiwillige europäische Zusammenarbeit im Sinne des Artikel 33 (1) EB VO bei der Beschaffung und dem Austausch von FCR dar. 2024 beliefen sich die theoretisch berechneten Einsparungen der FCR-Kooperation (Economic Surplus) auf 120 Mio. EUR.

Seit Juli 2020 findet eine tägliche Ausschreibung sowie eine Beschaffung von 4-Stunden-Produkten statt (s. auch Abschnitt 6.3).



Abbildung 39: Geographische Ausdehnung FCR-Kooperation Stand Dezember 2024

### 8.2.5 aFRR-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 VO 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. Seit dem Beitritt beider Länder zur PICASSO Plattform erfolgt der Austausch von aFRR über diese.

Über den gemeinsamen aFRR-Abruf hinaus besteht seit Anfang Februar 2020 eine Kooperation bei der Beschaffung von Regelleistung für aFRR über die Ländergrenze hinweg. 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 werden, ermittelt die von APG und den deutschen ÜNB entwickelte Kosten-Nutzen-Analyse (Cost-Benefit-Analysis, CBA). Die monatlich durchgeführte und über wöchentliche Updates angepasste CBA vergleicht die Wohlfahrtgewinne 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.<sup>31</sup> 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.

Im Jahr 2023 beliefen sich die Einsparungen der DE-AT aFRR-Kooperation auf ca. 24 Mio. EUR (vgl. Abbildung 40).

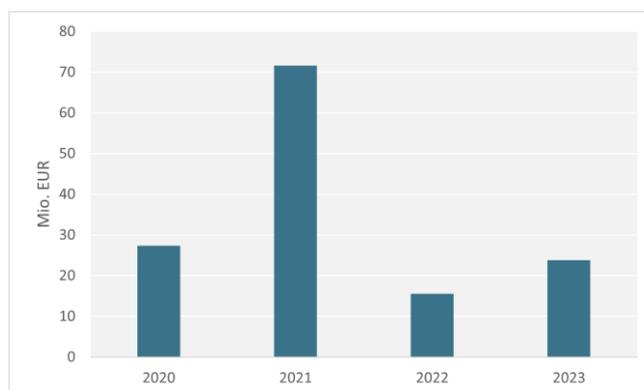


Abbildung 40: Einsparungen durch die aFRR-Kooperation

---

<sup>31</sup> Weitere Informationen unter <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/Kooperation/>.



Öffentlich (Public)



Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland |  
Kooperationen bei der Regelreserve | Seite 80 von 81

---

Zur Ausweitung der grenzüberschreitenden Beschaffung von Regelleistung engagieren sich die deutschen ÜNB in der freiwilligen ALPACA Kooperation mit Österreich und Tschechien.