

28.11.2025 | Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart

Regelreserveprozesse 2030

Das Weißbuch der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Regelreserve

Inhalt

1	Warum dieses Weißbuch?	3
2	Zielbild Regelreserve 2030	4
2.1	Beschaffung	4
2.2	Nachfrage und Abruf	4
2.3	Datenmanagement und IT	4
3	Maßnahmen	5
3.1	Beschaffung	5
3.1.1	Verkürzung der RLM-Produktzeitscheiben	6
3.1.2	Redispatch vs. Regelreserve	6
3.1.3	Beschaffungsk Kooperationen	7
3.1.4	Besicherungsanforderungen	8
3.1.5	Präqualifikation von Wind- und Solarenergie	8
3.1.6	Weiterentwicklung der Erst-, Änderungs- und Wiederholungs-PQ	9
3.2	Nachfrage und Abruf	10
3.2.1	Anpassungen der Dimensionierung von Regelreserve	11
3.2.2	Analyse von Lösungsmöglichkeiten deterministischer Leistungsbilanzabweichungen	11
3.2.3	Passive Balancing	13
3.3	Datenmanagement und IT	14
3.3.1	Netzleitsystemanbindungen und Flexibilitätsplattformen	14
3.3.2	Internetschnittstelle für FCR und mFRR	15
3.3.3	Überarbeitung der PQ-Datenerhebung	15
3.3.4	Datenbereitstellung für den Ausgleichsenergiepreis optimieren	16
3.3.5	Täglicher Abrechnungsexport für Regelreserveanbieter	16
3.3.6	Weiterentwicklungen Veröffentlichungen	16
3.4	Weitere Maßnahmen	17
3.4.1	Roadmap für Regelreserveanbieter	17
3.4.2	„Kulanz“ für neue Regelreserveanbieter	17
4	Schlussbemerkungen	18

1 Warum dieses Weißbuch?

Die Stromversorgung in Deutschland befindet sich im Wandel. Vor dem Hintergrund des menschengemachten Klimawandels hat die deutsche Bundesregierung beschlossen, die Stromversorgung bis zum Jahr 2030 zu 80 % aus erneuerbaren Energien zu decken. In den kommenden Jahren geht damit ein sich beschleunigender technischer Wandel der Stromerzeugung einher. Neben der dargebotsabhängigen Erzeugung von Strom aus Wind- oder Sonnenenergie drängen flexible Technologien wie Batteriespeicher in den Markt. Zusätzlich schreitet die europäische Integration der verschiedenen Marktsegmente voran.

Vor diesem Hintergrund stehen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vor der Aufgabe, die Versorgung mit Strom in Deutschland auch in Zukunft sicherzustellen. Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes steht auch der Ausgleich von Strombedarf und -angebot zu jeder Zeit vor wachsenden Herausforderungen. Zusätzlich haben die ÜNB den kosteneffizienten Betrieb des Übertragungsnetzes stets im Blick.

Um diesem Auftrag gerecht zu werden, verantworten die ÜNB die Beschaffung und den Einsatz von Regelreserve. Um die Beschaffung von Reserven möglichst kosteneffizient für Stromkunden zu gestalten, wird der Reservebedarf in regelmäßigen Abständen ausgeschrieben. Die konkrete Ausgestaltung der Ausschreibungen und Prozesse steht in Wechselwirkung mit wirtschaftlichen Interessen von Regelreserveanbietern. Die ÜNB stehen damit vor der Aufgabe, die Interessen von Endkunden und Regelreserveanbietern effizient in Einklang zu bringen.

Der Wandel von Stromerzeugung und -bedarf macht die stetige Überprüfung und Anpassung der Regelreserveprozesse notwendig. Um diese Anpassung möglichst transparent zu gestalten, veröffentlichten die ÜNB im Grünbuch Regelreserve 2030 im Dezember 2024, um die Diskussion mit den betroffenen Parteien zu ermöglichen. Bis zum März 2025 waren Interessierte eingeladen, Rückmeldungen zu den vorgeschlagenen Maßnahmen zu geben. Die Rückmeldungen wurden gesammelt und zu einem Gesamtbild verdichtet, das in die weitere Entwicklung der Regelreserveprozesse einfließt. Das vorliegende Weißbuch stellt den aktuellen Stand der Entwicklungen dar und reflektiert das Feedback der Teilnehmenden am Dialogprozess. Begleitet wird das Weißbuch von einer Zusammenfassung der Antworten im Rahmen der Umfrage, und der Reaktion der ÜNB.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit gibt dieses Weißbuch einen kurzen Überblick über die Ziele, die hinter der Weiterentwicklung der Regelreservemärkte stehen (Kapitel 2). Danach werden die Maßnahmen, aufbauend auf den Vorschlägen des Grünbuches, erläutert und mit dem weiteren Vorgehen ergänzt (Kapitel 3).

Die ÜNB danken allen Teilnehmenden am Dialogprozess für die konstruktiven Antworten. Wir freuen uns, die Regelreserveprozesse in den nächsten Jahren gemeinsam mit Ihnen fortzuentwickeln, um eine sichere, zuverlässige und effiziente Stromversorgung in Deutschland zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können.

2 Zielbild Regelreserve 2030

Der sichere Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems steht in den kommenden Jahren vor wachsenden Herausforderungen. Für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber steht dabei der allzeit gesicherte, ausgeglichene und kosteneffiziente Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland und Europa zur Unterstützung und Ermöglichung der Energiewende im Fokus. Zur Erreichung dieses Ziels organisieren die deutschen ÜNB eine marktliche Beschaffung von gesicherter Regelreserve entsprechend den jeweils gegebenen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Durch deren Aktivierung tragen sie zu einem jederzeit zuverlässigen europäischen Elektrizitätsversorgungssystem bei. Um den Herausforderungen der kommenden Jahre zu begegnen, haben sich die ÜNB in den Bereichen *Beschaffung, Nachfrage und Abruf* sowie *Datenmanagement und IT* ambitionierte Ziele gesetzt. Neben der Minimierung der Kosten für Endverbraucher und dem Erhalt der Systemsicherheit stehen die ÜNB für eine transparente Weiterentwicklung der Regelreserveprozesse und -märkte. Dies schließt den offenen Dialog mit allen Beteiligten ein, dem sich auch dieses Weißbuch verpflichtet sieht.

2.1 Beschaffung

Die Zusammensetzung der Stromerzeugung im deutschen Elektrizitätssystem befindet sich im Wandel. Zunehmend ersetzen dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien etablierte Technologien. Diesen sich verändernden Rahmenbedingungen muss auch die Gestaltung der Regelreservemärkte Rechnung tragen. Um die Märkte für alle Technologien weiter zu öffnen, sehen die ÜNB eine Vielzahl an Maßnahmen vor. Neben der umfangreichen Überarbeitung der Präqualifikationsverfahren und der Regelreserveprodukte bekennen sich die deutschen ÜNB zur grenzüberschreitenden Kooperation mit den europäischen Nachbarn. Die Erweiterung der internationalen Kooperationen kann den Systemausgleich und die Vorhaltung von benötigter Regelreserve effizienter gestalten. Auf der anderen Seite evaluieren die ÜNB Möglichkeiten, Synergien zwischen den Märkten zur Vorhaltung und Einsatz von Regelreserve und anderen Systemdienstleistungen (zum Beispiel Redispatch) zu nutzen.

2.2 Nachfrage und Abruf

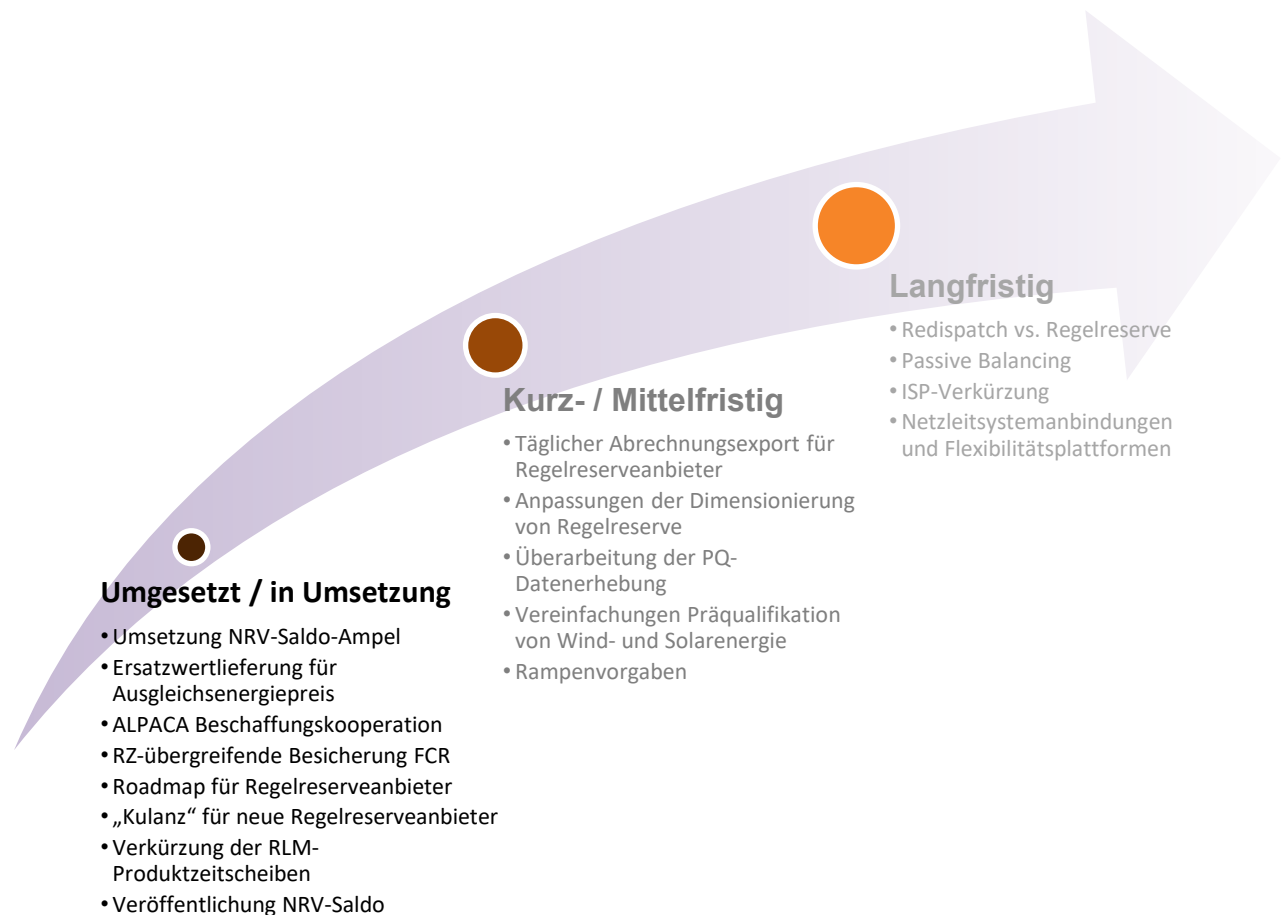
Die skizzierten technologischen und regulatorischen Entwicklungen beeinflussen den Regelreservebedarf substantiell. Durch Unsicherheiten in den Prognosen von dargebotsabhängiger Stromerzeugung kann es zu einem Anstieg der zu aktivierenden Regelreserveleistung kommen. Deshalb sollen im Rahmen der Dimensionierung des Regelreservebedarfs kurzfristige Veränderungen der zu beschaffenden Leistung ermöglicht werden, um z. B. kurzfristig auftretenden Prognoseabweichungen besser zu begegnen.

2.3 Datenmanagement und IT

Um den veränderten Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen, müssen sich auch die Prozesse des Datenmanagements und der IT anpassen. Einerseits geht es dabei um Geschwindigkeit: Die Anforderungen an die Bilanzkreisbewirtschaftung und eine systemdienliche Reaktion auf Prognoseunsicherheiten machen die schnelle und verlässliche Veröffentlichung von belastbaren betrieblichen Daten unerlässlich. Weiterhin spielen die Aspekte Sicherheit, Zuverlässigkeit, aber auch die Vereinfachung des Datenaustausches zwischen ÜNB und Anbietern sowie Anbietern und technischen Einheiten eine wesentliche Rolle. Dabei ist es das Ziel, dass sowohl den ÜNB als auch den Anbietern am Folgetag alle abrechnungsrelevanten Daten vorliegen und ausgetauscht werden können.

3 Maßnahmen

Um die gesetzten Ziele im Zeitraum bis zum Jahr 2030 zu erreichen, entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber eine Reihe von Maßnahmen. Diese Maßnahmen verstehen sich selbstredend ergänzend zu der kontinuierlichen Verbesserung der bestehenden Prozesse, wie zum Beispiel der Verfügbarkeit des Regelarbeitsmarktes. Die vorliegende Beschreibung der Maßnahmen berücksichtigt sowohl relevante Rückmeldungen aus dem Dialogprozess als auch interne Weiterentwicklungen im Vergleich zum Stand des Grünbuches. Wo möglich, versucht das Weißbuch weitere Informationen zum Zeitplan der Umsetzung zu geben. Einen Überblick über die Implementierung der Maßnahmen über die kommenden Jahre ist hier gegeben:



3.1 Beschaffung

Die Beschaffung von Regelreserve erfolgt an den dafür vorgesehenen Märkten für die verschiedenen Produkte. Um die oben genannten Ziele zu erreichen, planen die ÜNB eine Reihe von Maßnahmen bzw. Weiterentwicklungen an Produkten und Marktdesign. Im engen Austausch mit Marktteilnehmern stellte sich heraus, dass auch die

Zugangsvoraussetzungen zu den Märkten teilweise unverhältnismäßig hohe Hürden darstellen können. Bei der Entwicklung der Maßnahmen ist oberstes Gebot, dass die Systemsicherheit auch bei vereinfachter Marktteilnahme stets gesichert ist. Im Folgenden werden die angestrebten Maßnahmen skizziert.

3.1.1 Verkürzung der RLM-Produktzeitscheiben

Die Märkte im Stromsektor entwickeln sich zunehmend kurzzyklischer, um dem volatilen Dargebot Erneuerbarer Energien als auch dem zunehmenden Bedarf an Flexibilität gerecht zu werden. Argumente für längere RLM-Produktdauern, die eher aus dem Bereich der konventionellen Erzeugung kommen, verlieren mit zunehmender Dekarbonisierung an Gewicht.

Zusätzlich zu den genannten Faktoren liegt nahe, dass in Zeiten hoher PV-Einspeisung sehr niedrige oder sogar negative Börsenpreise zu hohen Opportunitätskosten für die Bereitstellung negativer Regelleistung entstehen, die sich preislich niederschlagen. Um hohe Kosten und auch unnötige „Must-Run“-Kapazitäten zu vermeiden, liegt es nahe, in den Zeiten hoher PV-Einspeisung auch die negative Regelleistung mit Photovoltaik bereitzustellen. Als eine Hürde der wirtschaftlichen Teilnahme an der Regelreserve für PV wurde die Produktstruktur der Regelleistung identifiziert. Neben den Vorteilen bei der Vermarktung dargebotsabhängiger Technologien bieten kürzere Produkte auch Chancen für andere Technologien, bspw. weil sich deren Einsatzzeiten nicht am 4-Stunden-Raster orientieren oder der Abgleich mit dem Großhandelsmarkt vereinfacht wird.

Auch im Hinblick auf die Diskussionen um die Methoden zur Verwendung grenzüberschreitender Übertragungskapazität (Probabilistik, Marktbasierte Methode oder Ko-Optimierung) scheint eine Harmonisierung der Produktlängen von Großhandelsmarkt und Regelleistung in naher Zukunft geboten.

Diese Erwägungen führen zu der Erkenntnis, dass die Einführung von Viertelstunden-Produkten neben den 4-Stunden-Produkten in Deutschland eine sinnvolle Maßnahme ist. Aufgrund der positiven Resonanz einer im Januar 2025 durchgeführten Marktumfrage, haben die ÜNB bereits weitere Schritte zur Umsetzung dieser Maßnahme unternommen und eine offizielle Konsultation durchgeführt, da diese eine regulatorische Vorbedingung für die Einreichung eines Änderungsantrags darstellt. Da auch diese Konsultation eine Zustimmungsquote in Höhe von 85 % gezeigt hat, wurde ein entsprechender Änderungsantrag bei der BNetzA eingereicht. Die Planungen der ÜNB zielen darauf ab, die Viertelstunden-Produkte neben den etablierten 4-Stunden-Produkten im Laufe des zweiten Halbjahres 2026 anbieten zu können.

3.1.2 Redispatch vs. Regelreserve

Die Prozesse zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelreserve und Engpassmanagement haben sich über die letzten Jahre in Deutschland unabhängig voneinander entwickelt. Auch angesichts des im Vergleich zum starken Ausbau von EE eher langsamen Netzausbaus im Übertragungsnetz bei starkem Ausbau von Windkraft und PV und mit Ausscheiden konventioneller Anlagen wurden im Engpassmanagement vielfältige Instrumente und Prozesse entwickelt, um die regionale und standortspezifische Verfügbarkeit und Wirksamkeit von Flexibilität zur Beseitigung von Engpässen zu gewährleisten. Bei der Regelreserve werden durch Harmonisierung und grenzüberschreitende Zusammenarbeit zunehmend die Potentiale des europäischen Binnenmarktes genutzt. Im Bereich des Engpassmanagements befinden sich europäische Prozesse im Aufbau.

Während die Kosten für beide Systemdienstleistungen steigen und erhebliche Belastungen für die ÜNB und die Netznutzer hervorrufen, nehmen auch die gegenseitigen Abhängigkeiten und Wechselwirkungen bei der Beschaffung und beim Einsatz von Flexibilität für Engpassmanagement und Regelreserven zu.

Die ÜNB analysieren, ob die Verzahnung der beiden Prozesse¹ in den nächsten Jahren dazu beitragen könnte, negative Wechselwirkungen zu mindern und Synergien zu fördern. Die bisherigen Analysen haben dabei Entwicklungspotenzial in verschiedenen Bereichen zu Tage gefördert:

- Bei Erzeugungsüberschuss könnten Redispatch-Flexibilitäten als ergänzende Maßnahmen zum Bilanzausgleich genutzt werden, falls die verfügbare Regelleistung nicht ausreicht, um die Systembilanz zu stabilisieren.
- Es gibt Wechselwirkungen zwischen dem Regelleistungsmarkt und den Redispatch-Prozessen, insbesondere im Zusammenhang mit der zunehmende Präqualifikation und Vermarktung von dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen, die weiter analysiert werden müssen.

In der Konsultation des Grünbuchs wurden fehlende Standortinformationen von Regelreservegeboten für den Einsatz in den Redispatch mehrfach problematisiert – die ÜNB sehen dies auch als eine der größten Herausforderung bei der Verzahnung der Prozesse. Standortinformationen sind nicht nur bei der möglichen Implementierung eines gemeinsamen RL-RD-Produktes, sondern auch zur Vermeidung der engpassverschärfenden Aktivierung von Regelreserve unerlässlich. Andererseits würde die Einholung von Standortinformationen eine Abkehr von der in Deutschland bewährten portfoliobasierten Vermarktung bedeuten.

Die skizzierten Beispiele zeigen Ansätze möglicher Maßnahmen. Dabei ist jeweils zu unterscheiden, ob die Maßnahme nach erfolgreicher Implementierung dauerhaft in Betrieb ist oder nur in Notsituationen eingesetzt werden dürfen.

3.1.3 Beschaffungsk Kooperationen

So unterschiedlich Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in den Ländern sein mögen und dies Fragen der europäischen Harmonisierung häufig erschwert, so vorteilhaft kann die Zusammenarbeit sein. Die Etablierung europäischer Strommärkte hat sich längst bewährt. Im Großhandel wird Strom schon seit Jahrzehnten grenzüberschreitend gehandelt. Auch in der Regelreserve gibt es in den letzten Jahren Fortschritte. So helfen z.B. die durch Wasserkraftwerke dominierten Portfolien der österreichischen Regelreserveanbieter dem zum Teil recht volatilen deutschen Markt und können Preisspitzen dämpfen. Auf der anderen Seite hilft der liquide deutsche Markt dem österreichischen Markt, wenn dort das Wasser knapp oder die Opportunität hoch ist. Die FCR-Kooperation liefert volkswirtschaftliche Mehrwerte und weniger volatile Preise als in den Einzelmärkten vorher². Diese Erfolgsgeschichte wollen die ÜNB konsequent weiterschreiben, um Kostenvorteile einer Beschaffung von Regelleistung in großen und liquiden Märkten zu heben.

- Die ÜNB bemühen sich um eine Erweiterung der FCR-Kooperation
- Die ÜNB ergänzen die aFRR-Leistungskooperation mit Österreich um den tschechischen Übertragungsnetzbetreiber CEPS und bieten auch weiteren ÜNB - insbesondere den aktuellen Beobachtern aus Ungarn, Kroatien, Niederlande, Slowenien, Schweiz und Frankreich - die Teilnahme an der gemeinsamen Beschaffung an („ALPACA“-Projekt).
- Die ÜNB unterstützen die Entwicklung einer harmonisierten Methode für die marktbasierte Reservierung grenzüberschreitender Übertragungskapazität für den Austausch von Regelleistung und die Reserventeilung, um Kooperationen zu fördern und knappe regelzonenübergreifende Übertragungskapazität möglichst effizient zu nutzen. Dazu entwickeln die deutschen ÜNB gemeinsam mit den ÜNB der ALPACA-Kooperation, der skandinavischen und baltischen Länder einen Algorithmus, der die Anforderungen der harmonisierten Markt-

¹ ggf. auch weitere Werkzeuge z. B. zur Sicherstellung der Systemadäquanz

² Der Wohlfahrtseffekt der FCR-Kooperation allein in 2023 wird auf 120 Mio. € geschätzt (Siehe Abschnitt 3.3 des Balancing Reports 2024).

Based-Methode zur Reservierung grenzüberschreitender Übertragungskapazität umsetzt („COBRA“ Projekt). Der entwickelte Algorithmus könnte einen Beitrag zur weiteren Integration der Märkte für Regelleistung darstellen.

3.1.4 Besicherungsanforderungen

In der Regelreserve ist der Anbieter verpflichtet, Maßnahmen zu treffen, die die erforderliche Verfügbarkeit der vermarkteten und bezuschlagten Regelreserve sicherstellen („Besicherung“). Die Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden bei der Besicherung grundsätzlich zwischen einer poolinternen und einer poolexternen Lösung (weitere Details im Leitfaden zur Besicherung [hier](#)).

Abhängig vom Gesamtsystem und Aufbau des Anbieterpools und der einzelnen technischen Einheiten können unterschiedliche Vorgehen akzeptiert werden, sofern diese im technischen Konzept nachvollziehbar dargelegt werden. Ist z. B. sichergestellt, dass ein Batteriespeicher nicht als Ganzes, sondern nur einzelne Teilsysteme ausfallen können, ist zumeist eine Besicherung am Netzanschlusspunkt selbst möglich. In Deutschland wurden bereits eine Vielzahl von Lösungen freigegeben; diese sind entsprechend in den Anbieterprozessen umgesetzt.

Für nicht-verpflichtende Gebote im Regelarbeitsmarkt ist ein Besicherungskonzept nicht zwingend notwendig. Hier genügt es, dass im Fehlerfall für die Folgeviertelstunden sowohl die Gebote schnellstmöglich gelöscht als auch die Echtzeitdatenpunkte an den ÜNB gemäß der tatsächlichen Verfügbarkeiten angepasst werden. Weiterhin ist es in der aFRR und mFRR möglich, bis zur Schließung des Regelarbeitsmarktes regelzonenübergreifend zu besichern. Dieser Prozess kann direkt über die Internetplattform regelleistung.net erfolgen und wird in der Praxis bereits vielfach angewendet.

Aufgrund des rückgemeldeten starken Marktinteresses an der Vereinfachung von Besicherungsprozessen werden die ÜNB die regelzonenübergreifende Besicherung in der FCR prioritär behandeln. Um dies baldmöglichst zu erreichen, werden die ÜNB zunächst eine aufwandsarme und volumenmäßig begrenzte Lösung umsetzen.

3.1.5 Präqualifikation von Wind- und Solarenergie

Marktzugangshemmnisse

Die ÜNB sind bestrebt, in den nächsten Jahren die Beteiligung von Windkraft und PV in der Regelleistung deutlich zu erhöhen. Bisher sind nur wenige Windparks präqualifiziert, PV ist nicht vertreten. Die präqualifizierten Anlagen haben zumeist Pilotcharakter und werden nur in geringem Umfang in der Regelreserve vermarktet.

Um diesem Ziel näherzukommen, analysieren die ÜNB das Marktumfeld fortlaufend und identifizieren Marktzugangshemmnisse. Neben der Verkürzung der Produktzeitscheiben am RLM bietet die Weiterentwicklung der PQ-Anforderungen Potentiale, um erneuerbare Energien besser in die Regelreservemärkte zu integrieren. Drei wesentliche Handlungsfelder wurden dabei identifiziert.

Baselining

Ein Bestandteil bei der PQ von Windkraft und PV ist in der Regel das Verfahren der *Möglichen Einspeisung*. Bei einem Abruf von Regelenergie aus einer Windkraft- oder PV-Anlage ist wie auch bei allen anderen Technologien ein Referenzpunkt (Baseline) nötig. Dieser soll die hypothetische Erzeugung widerspiegeln, die ohne den Regelenergieabruf entstanden wäre. Die Baseline ist u. a. notwendig für die Bestimmung und Abrechnung der erbrachten Regelenergie. Bei konventionellen Anlagen mit angenommener vollständiger Steuerbarkeit übernehmen der verpflichtend

anzugebende und verbindlich einzuhaltende 5-Minuten-vorausseilende Arbeitspunkt und der aktuelle Arbeitspunkt die Funktion der Baseline. Bei Windkraft und PV kommt der verbindliche 5-Minuten-vorausseilende Arbeitspunkt (im Falle der aFRR) als Referenzpunkt in der Regel nicht in Frage, weshalb auch schon heute bei Wind und PV dieser Datenpunkt (5-Minuten-vorausseilender Arbeitspunkt) indikativen Charakter hat, d. h., der gemeldete Arbeitspunkt muss nicht zwangsläufig nach 5 Minuten in den regulären Arbeitspunkt übergehen. Dies liegt an der dargebotsabhängigen Erzeugung mit ihren Prognoseungenauigkeiten. Daher bieten die PQ-Bedingungen die Alternative der *Möglichen Einspeisung*. Zu ihrer Bestimmung sind verschiedene Verfahren denkbar.

Die ÜNB sind sich des Umsetzungsaufwands für die Implementierung eines Verfahrens zur Bestimmung der *Möglichen Einspeisung* bewusst und analysieren alternative und vereinfachte Ansätze zur Baseline-Bestimmung, die den produktspezifischen Anforderungen gerecht werden.

Innovationsausschreibungen (InnAusV)

Die ÜNB haben die Verordnung zu den Innovationsausschreibungen (InnAusV) im Blick. Bisher wurden Projekte im Umfang von insgesamt 2.000 MW bezuschlagt. Fast ausschließlich waren dabei Kombinationen aus PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher erfolgreich. Das Ausschreibungsvolumen wird in den nächsten Jahren weiter erhöht und umfasst insgesamt ca. 5 GW. Diesem Instrument wohnt ein signifikantes Flexibilitätspotenzial für Regelreserve inne. Allerdings werden die bezuschlagten Anlagenkombinationen bisher nicht für Regelreserve präqualifiziert. Da für speicherbegrenzte Anlagen ein Nachladekonzept erforderlich ist, erweist es sich als wesentliche Hürde, dass bei einer Anlagenkombination mit einem Batteriespeicher der Speicher gemäß InnAusV nicht aus dem Netz gespeist werden darf, sondern nur aus der gekoppelten EE-Anlage.

Die ÜNB möchten die nach InnAusV entwickelte Flexibilität gerne für die Regelreservemärkte besser zugänglich machen – unter dem aktuellen oder unter einem anderen, ggfs. im Sinne der Regelreserve verbesserten regulatorischen Rahmen.

Dialog

Um die Beteiligung von Windkraft und PV an der Regelreserve deutlich zu steigern, werden die ÜNB den Dialog mit den Marktteilnehmern, wie Projektentwicklern, Betreibern, Direktvermarktern, Dienstleistern und Regelreserveanbietern weiterhin intensivieren, um Hemmnisse zu identifizieren, Impulse aufzugreifen und Handlungsmöglichkeiten zu verproben. Die Fachexperten diskutieren demnach mehrere Maßnahmen, wie z. B. die verbesserte Hilfestellung in Form von Leitfäden und Handlungsanweisungen, bzw. eine bessere Unterstützung bei der Verwendung des Konzepts der möglichen Einspeisung. Erste Auswertungen zeigen auf, dass insbesondere die geplante Maßnahme der Verkürzung der RLM-Produktzeitscheiben eine positive Auswirkung auf die PQ-Leistung haben kann (s. Abschnitt 3.1.1).

3.1.6 Weiterentwicklung der Erst-, Änderungs- und Wiederholungs-PQ

Wiederholungs-PQ

Die Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO-VO) gibt vor, dass Reserveeinheiten und -gruppen mindestens alle 5 Jahre erneut präqualifiziert werden. Bei der Art und Weise bzw. dem genauen Vorgehen haben die europäischen ÜNB gewisse Freiheitsgrade. Die deutschen ÜNB haben sich dazu entschlossen, dass im Rahmen der Wiederholungs-PQ u. a. die Bereitstellung der gesamten PQ-Leistung erneut geprüft wird. Anders als bei der Erst-PQ mit einer Doppelhöckerkurve (DHK) als zwingende Betriebsfahrt, konnte dies auch mithilfe von realen Messdaten erfolgen, sodass der Prozess insgesamt vereinfacht wurde. Für den Wiederholungs-Prozess sind entsprechende Funktionen im PQ-Portal bereits implementiert.

Der Prozess führte erfolgreich dazu, dass die ÜNB-Datenbasis aktualisiert und technisch fehlerhafte bzw. qualitativ unzureichende Anlagen aus den Systemen genommen werden konnten. Die Umsetzung der Wiederholungs-PQ wurde von einem umfangreichen Dialog mit Anbietern begleitet. Der Prozess stieß auf positive Resonanz gerade von Anbietern

mit tendenziell größeren bzw. wenigen technischen Einheiten: der Prozess sei grundsätzlich sinnvoll gewesen und habe dazu beigetragen, das Anlagenportfolio zu prüfen und zu aktualisieren. Auf der anderen Seite ergab sich aus der Rückmeldung einiger Anbieter, wie zum Beispiel Aggregatoren mit einer Vielzahl von kleineren Anlagen, dass der Umfang der Prüfungen und der technische und personelle Aufwand äußerst hoch gewesen sei. Die Implementierung im PQ-Portal sei hilfreich, aber in vielen Punkten gäbe es Ausbaupotenzial, um die Aufwände zu reduzieren.

Als Maßnahme streben die deutschen ÜNB an, den Wiederholungs-PQ-Prozess anzupassen, sodass der Aufwand reduziert wird. Die ÜNB prüfen Konzepte und evaluieren, ob und wie Prüflogiken und -prozesse vereinfacht werden können. Diskutiert wird zum einen, ob eine Prüfung teilweise über Stammdaten und anteiliger PQ-Leistung erfolgen kann. Zum anderen soll die Datenerhebung im PQ-Portal verbessert werden (siehe auch Abschnitt 3.3.3), um die Bereitstellung und Prüfung von Datensätzen zu vereinfachen und beschleunigen.

Vereinfachtes PQ-Konzept

Ausgehend von Prozessverbesserungen beim Wiederholungs-PQ-Prozess streben die ÜNB an, ein vereinfachtes Gesamtkonzept für alle PQ-Arten (Erst-, Änderungs- und Wiederholungs-PQ) zu erstellen und umzusetzen. Wesentlich ist, dass die Anliegen von Bestandsanbietern berücksichtigt werden und bestehende und etablierte Prozesse nicht umfassend geändert werden. Gleichzeitig sollen jedoch Hürden für neue Marktteilnehmer bei gleichbleibender Systemsicherheit gesenkt werden. Denkbar ist ein Prüfprozess mithilfe alternativer Betriebsfahrten, wie z. B. die Akzeptanz eines einzelnen Hubes oder die Akzeptanz eines Leistungsnachweises über eine Stichprobe. Auch die Verwendung von z. B. realen Erbringungsdaten für die Präqualifikation von Anlagen wird diskutiert. Bereits angeforderte Datensätze der einzelnen Technischen Einheiten mit hinreichendem Informationsgehalt könnten z. B. auch ÜNB-seitig in die Systeme eingepflegt werden; die Datenbereitstellung und damit der Aufwand für Anbieter könnte in diesem Fall für die entsprechenden Anlagen gänzlich entfallen. Die ÜNB verfolgen das Ziel, die Konzepte bis Mitte 2025 zu erstellen und sowohl mit Bestandsanbietern als auch mit interessierten Marktteilnehmern zu erörtern. Eine Umsetzung soll sukzessive ab Anfang 2026 erfolgen.

Europäische Harmonisierung

Neben der Weiterentwicklung der nationalen PQ-Prozesse bringen die deutschen ÜNB die Erfahrungen und Rückmeldungen der deutschen Marktteilnehmer auch in die Abstimmung neuer europäischer Vorgaben ein. Dies erfolgt durch die aktive Mitarbeit in den relevanten ENTSO-E Gremien sowie durch Abstimmung mit den relevanten Behörden. Zwar sind die Konzeptabstimmung und die Umsetzung der oben genannten nationalen PQ-Vorgaben prozessual bedingt schneller möglich, jedoch hilft die frühzeitige europäische Mitarbeit, die Entwicklung der nächsten Jahre besser zu verstehen. Anliegen der deutschen Stakeholder können besser platziert und nationale Anpassungen mit den europäischen Vorgaben bestmöglich abgestimmt werden.

Relevante Diskussionen ergeben sich insbesondere bei der Erstellung des neuen Network Codes Demand Response, in dem u. a. der Rahmen für die Präqualifikationsanforderungen und -prozesse der Regelreserve präzisiert wird. Entsprechend des Anbieterfeedbacks zum Grünbuch werden die ÜNB-Fachexperten die genannten Punkte in den relevanten Gremien adressieren und bestmöglich versuchen ein gefordertes Level Playing Field nicht nur in Deutschland, sondern auch im europäischen Umfeld zu ermöglichen.

3.2 Nachfrage und Abruf

Die Bedarfsbestimmung unterliegt auch zukünftig einer Vielzahl von Unsicherheiten, welche sich insbesondere in substanziellen kurzfristigen Veränderungen materialisieren. Um diesen Unsicherheiten auch in Zukunft begegnen zu können, sind Maßnahmen notwendig, um den Bedarf nach Regelreserve verlässlich zu ermitteln. Insbesondere der starke Ausbau der Stromerzeugung mittels Photovoltaik stellt den Frequenzerhalt vor zunehmende Herausforderungen

aufgrund steiler Gradienten in Morgen- und Abendstunden und der notwendigen Koordination mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von Last und Speichern.

Zusätzlich könnte der Bedarf nach Regelreserve zunehmen, zum Beispiel durch ansteigende absolute Prognoseabweichungen. Um dem entgegenzuwirken, könnte, neben der Verbesserung der Prognosequalität, BKVs zunehmend die Möglichkeit gegeben werden beim Ausgleich von auftretenden Systemungleichgewichten im Rahmen der geltenden Verordnungen und Verträge zu helfen, um die Resilienz des Stromsystems zu erhöhen.

3.2.1 Anpassungen der Dimensionierung von Regelreserve

Um die Nachfrage nach Regelreserve abzuschätzen, nutzen die ÜNB statistische Verfahren und historische Daten. Dabei soll sichergestellt werden, dass die zur Verfügung stehende Regelreserve zu jedem Zeitpunkt ausreicht, um Frequenzabweichungen effektiv begegnen zu können. Insbesondere die vermehrte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) stellt einen Einflussfaktor auf den Bedarf nach Regelreserve dar, dem die ÜNB in Zukunft berücksichtigen wollen, um die Resilienz des Netzbetriebes zu erhöhen.

Integration EE-Prognose in der Dimensionierung

Zukünftig soll die FRR-Dimensionierung um EE-Prognosen (Wind und PV) sowie deren Qualität erweitert werden. Dadurch kann die benötigte und im Regelleistungsmarkt zu beschaffende Regelreserve noch bedarfsgerechter ermittelt werden. Die Ergebnisse können zu einer Anpassung der initialen Ausschreibungsmengen führen. Des Weiteren können diese Informationen genutzt werden, um auftretende Systembilanzabweichen besser einzuordnen.

Die ÜNB haben bereits mit der Umsetzung der Integration der erneuerbaren Energien in das Dimensionierungsverfahren begonnen und streben die operative Inbetriebnahme im Jahr 2027 an.

Verkürzung Dimensionierungsraster (siehe auch Abschnitt 3.1.1)

Derzeit findet die Dimensionierung der vorzuhaltenden FRR für 4h-Blöcke entsprechend der Produktzeitscheibenlänge statt. Mit einer perspektivischen Verkürzung der Produktzeitscheiben (siehe auch Abschnitt 3.1.1) könnte auch das Dimensionierungsraster verkürzt werden. Durch die feinere Granularität bestünde ein detaillierterer Blick auf den Bedarf innerhalb eines 4h-Blocks. Somit könnten sich Zeiten ergeben, in denen mehr oder weniger FRR beschafft werden müsste. Dies führt zu einer genaueren Abbildung des tatsächlichen Bedarfes und kann dadurch die Effizienz auf Anbieter- und Netzbetreiberseite erhöhen.

Wie groß dieses Potential ist und was gegebenenfalls Nebeneffekte oder weitere Voraussetzung einer Verkürzung sind, werden die ÜNB im Rahmen dieser Maßnahme bewerten und anschließend über das weitere Vorgehen entscheiden.

3.2.2 Analyse von Lösungsmöglichkeiten deterministischer Leistungsbilanzabweichungen

Der zunehmende Ausbau der Photovoltaik bringt verschiedene Herausforderungen für den Strommarkt, aber auch für den Netzbetrieb mit sich. Mit zunehmender installierter Leistung steigt auch der Leistungsgradient bis zum Jahr 2030 auf bis zu 13 GW/Viertelstunde.

Auf der Seite der Lasten wird es ebenfalls fundamentale Änderungen geben. Während heute der Großteil der Erzeugung den Bedarfen folgt, sei es der Industrieproduktion, der Wärme oder sonstiger Endenergie, soll die Last in einem dekarbonisierten Stromversorgungssystem zunehmend den Strompreisen folgen. Das ist essenziell für den Ausgleich volatiler Erzeugung und Last, bringt aber eine höhere Gleichzeitigkeit in das Versorgungssystem, als es heute der Fall ist, wenn viele Lasten gleichzeitig auf dieselben Preissignale reagieren. Darüber hinaus kommen Großverbraucher wie Power-to-Heat-Anlagen oder Großbatteriespeicher hinzu, die in kürzester Zeit die volle Leistung erreichen und auch abschalten können - also potentiell sehr steile Lastgradienten in das Stromsystem eintragen.

Seite 12 von 19

Kombiniert man die erwartete Stromerzeugung der PV eines sonnigen Tages im Jahr 2030 mit einer überwiegend am Handel, also viertelstündlich, agierenden Last mit sehr steilen Lastgradienten, ergeben sich an den Viertelstunden sehr große Bilanzungleichgewichte, die mit Regelenergie ausgeglichen werden müssten.

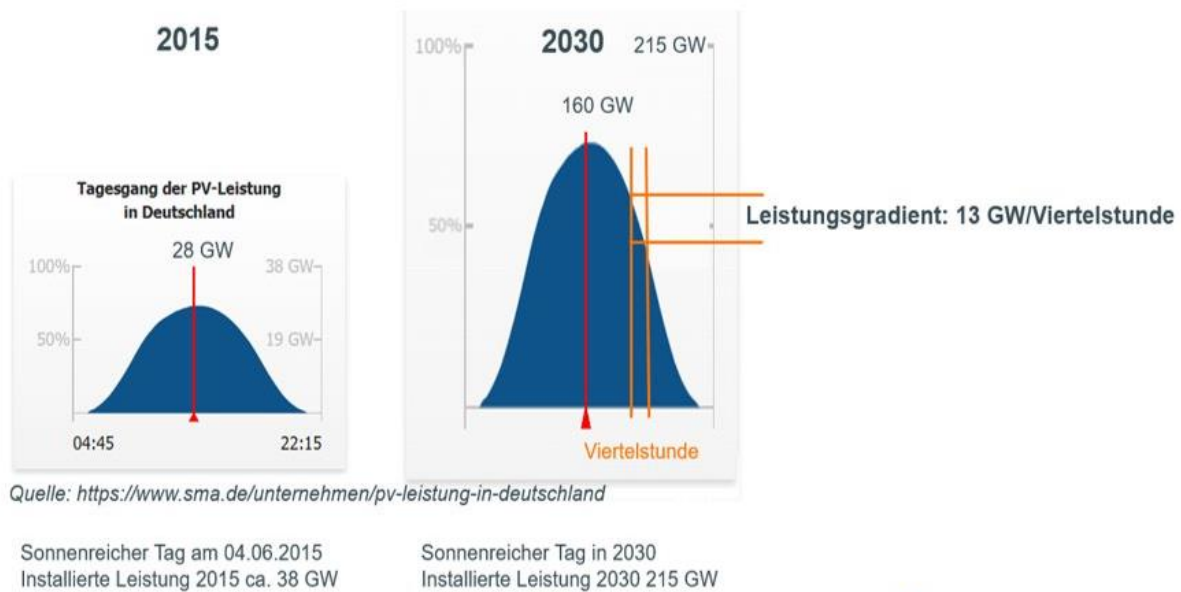


Abbildung 1: Entwicklung der PV-Gradienten bis 2030)

Natürlich werden sich auch zukünftig nicht alle Lasten am Viertelstundenzeitraaster orientieren und auch nicht mit infiniten Rampen die Leistung ändern. Aber nähert man sich der zu erwartenden Realität in Szenarien, so verbleiben immer noch sehr hohe Systembilanzungleichgewichte von bis zu 5 GW im Jahr 2030, die in ihrer Höhe und Änderungsgeschwindigkeit nicht mit den heutigen Regelreserveprodukten ausgeglichen werden können.

Auf den ersten Blick ergibt sich keine einfache Gegenmaßnahme, die ohne große Nachteile die Gradienten auf ein beherrschbares Maß reduzieren könnten.

Folgende Maßnahmen wurden bislang als Lösungsoptionen identifiziert und analysiert:

1) Rampenvorgaben- oder anreize

Naheliegender bei Problemen mit zu schnellen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten wäre diese zu begrenzen. Das wäre sowohl als technische Netzanschlussregel als auch als Anreizmodell über das Ausgleichensystem realisierbar. In der Schweiz und in Österreich wird bereits seit einigen Jahren eine Verrampung von Fahrplansprüngen über 10 Minuten per Ausgleichensystem beanreizt. Damit konnte der Beitrag der schnellen und im Alpenraum dominierenden Pump-Speicher-Kraftwerke, zu deterministischen Leistungsbilanz- und Frequenzsprüngen deutlich reduziert werden. Auch für den Fall der durch PV-Rampen induzierten Leistungssprünge, wäre das aus Sicht der ÜNB eine geeignete Maßnahme den heutigen Fehlanreiz zu möglichst schnellen Leistungsänderungen zu eliminieren und einen, für den Systembetrieb deutlich kompatibleren Anreiz, zu etablieren. Zeitgleich ist es unumgänglich Leistungsänderungsgeschwindigkeiten auf verschiedenen Netzebenen zu reduzieren, um den künftigen Herausforderungen des sicheren Systembetriebs im Übertragungs-, aber auch im Verteilnetz gewährleisten zu können. Der Anreiz über das

Ausgleichsenergiesystem ebnet dabei den Weg für die Vorgabe langsamerer Leistungsänderungen, da deren wirtschaftliche Nachteile unkompliziert und ohne die Notwendigkeit neuer komplexer Prozesse kompensiert werden.

2) Handel in kürzeren Produkten

Da das Problem durch die viertelstündliche Bewirtschaftung entsteht, die trotz kontinuierlicher Erzeugungsrampe der PV den Anreiz schafft, die Viertelstundenmittelwerte möglichst gut als Last abzufahren, also möglichst schnelle Rampen an den Viertelstundenkanten zu realisieren, kann die Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch auch mit kürzeren Handelsprodukten bzw. einer kürzeren Bilanzabrechnungsperiode reduziert werden. Die Hürden für die Umsetzung dieser Maßnahme liegen allerdings sehr hoch, angefangen bei der Vorgabe der einheitlichen Imbalance Settlement Period (ISP) von 15 Minuten, über die Anpassung aller Handels- und Fahrplansysteme.

Derzeit ist keine Anpassung der ISP in der EB GL absehbar, allerdings beginnen Diskussionen um neue Ereignisse und Muster in der Frequenz, die von ENTSO-E untersucht werden und für die systematische Effekte aus der Kombination von PV-Erzeugung und schnellen Lastwechseln (insbesondere Speicher) eine Rolle spielen. Die deutschen ÜNB setzen sich grundsätzlich für eine Flexibilisierung der ISP ein.

Eine Begrenzung von Leistungsänderungsgeschwindigkeiten scheint aus vielen Gründen sinnvoll und kann zur Beherrschbarkeit deterministischer Leistungsbilanzabweichungen beitragen.

3.2.3 Passive Balancing

Im deutschen Marktgebiet setzt der symmetrisch ausgestaltete Ausgleichsenergiepreis (AEP) grundsätzlich einen monetären Anreiz für Bilanzkreise, eine im Erwartungswert systemstützende Position einzunehmen. Demgegenüber steht die nationale gesetzliche Regelung für Bilanzkreisverantwortliche (BKV), ihren Bilanzkreis ausgleichen zu müssen. Bislang konnte der Regelreservebedarf trotz des massiven Ausbaus von EE-Anlagen reduziert werden, unter anderem durch verbesserte Erzeugungsprognosen, den kurzfristigen Intraday-Handel, aber auch durch die Anstrengungen der ÜNB, wie dem Ausbau der Regelreservekooperationen und der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems, aber vermutlich auch durch systemstützend agierende Anlagen. Ein weiterer schneller EE-Zubau lässt den zukünftigen Trend der Ungleichgewichte im System nur schwer abschätzen. Ein Anstieg der Häufigkeit und Höhe von Systemungleichgewichten ist denkbar, wenn nicht sogar wahrscheinlich und kann nicht durch eine verbesserte EE-Prognose im nötigen Maße kompensiert werden. Daraus resultiert möglicherweise ein wachsender Bedarf an Regelleistung.

Deshalb beschäftigen sich die 4 ÜNB mit Möglichkeiten, um ein systembilanzstützendes Verhalten von Bilanzkreisen zu fördern. Die Ausgestaltung eines entsprechenden Rahmens könnte eine (von mehreren) Möglichkeiten sein, das be- und entstehende Flexibilitätspotenzial für den systemdienlichen Einsatz weiter zu erschließen. Dabei sind nicht unerhebliche Risiken zu berücksichtigen, die aktuell diskutiert werden. Dazu zählen unter anderem:

- Sehr hohe Anforderungen an Verfügbarkeit und Qualität der Veröffentlichung des Systemzustands
- Einsatz sehr schneller steuerbarer Assets führt potenziell zu Leistungsspitzen in der Systembilanz
- Mangelnde Sichtbarkeit des Passive Balancing im Systembetrieb für die ÜNB

Aufgrund diverser zu klärender Fragestellungen sind hierzu noch weitergehende Analysen zu erstellen, Diskussionen mit der BNetzA, und dem Markt zu führen sowie Erfahrungen aus dem europäischen Ausland zu berücksichtigen. Aktuell werden verschiedene Konzepte geprüft.

Die im Rahmen der Diskussionen zum Grünbuch Regelreserve erhaltenen Rückmeldungen der Marktteilnehmer zum Thema Passive Balancing in Deutschland zeigen eine Vielzahl von Standpunkten und Anmerkungen. Einerseits überwiegt die Anzahl der Befürworter einer Einführung eines Rahmens für Passive Balancing, insbesondere wenn eine qualitätsgesicherte Veröffentlichung der Systembilanz und entsprechende Anpassungen im regulatorischen Bereich erfolgen. Andererseits werden teilweise Risiken benannt, wie etwa eine mögliche Verschlechterung der Netzstabilität. Zudem wird darauf hingewiesen, dass Erfahrungen aus anderen Ländern wie den Niederlanden gemischte Ergebnisse zeigen und die aktuellen Regelungen möglicherweise bereits ausreichen, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. Eine zentrale Forderung ist, dass alle Marktteilnehmer gleichbehandelt werden müssen, und dass zusätzliche Einschränkungen bei den Last-/Einspeisegradien, die insbesondere schnelle erneuerbare Energien und Batterien betreffen, vermieden werden sollten. Letztlich fordern die Rückmeldungen zusammenfassend eine sorgfältige Abwägung der Einführung von Passive Balancing unter Einbeziehung aller relevanten Stakeholder.

Die ÜNB sehen sich bestätigt, dass bei der Ausgestaltung eines Rahmens für das Passive Balancing große Sorgfalt und Abwägung von Chancen und Risiken notwendig ist, um die Flexibilitätspotenziale für den Bilanzausgleich zu erschließen ohne Risiken für die Systemsicherheit einzugehen. Eine tatsächliche Umsetzung von Passive Balancing ist Stand heute noch offen.

3.3 Datenmanagement und IT

Ein wesentliches Element im Zusammenspiel von Regelreserveanbietern und ÜNB besteht im Austausch von Daten und der Gestaltung von Schnittstellen zwischen beiden Akteuren. Dabei stehen die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Datenübertragung an erster Stelle. Nichtsdestotrotz bestehen Potentiale, die Prozesse des Datenaustausches zwischen ÜNB und Anbietern weiter zu verbessern.

3.3.1 Netzleitsystemanbindungen und Flexibilitätsplattformen

Eine Teilnahme in der Regelreserve erfordert die Kommunikation zwischen den Anbieter- und ÜNB-Systemen und damit die Nutzung der Schnittstellen für z. B. die Gebotsabgabe, Abruf oder der Abrechnung. Zwar sind in Deutschland die meisten Schnittstellen bereits abgestimmt oder ermöglichen den etablierten Systemen, wie z. B. PQ-Portal, IP RL oder MOLS eine einheitliche Kommunikation, dennoch ist eine Detailabstimmung mit dem Anschluss-ÜNB in einigen Prozessen notwendig. Anbieter, die international bzw. bei mehreren ÜNB agieren, merken an, dass aufgrund nicht-harmonisierter Prozesse und Strukturen üblicherweise für jeden ÜNB eine andere Schnittstelle für die Anbindung an das Leitsystem implementiert sein muss.

Die Netzleitsysteme auf Seiten der ÜNBs sind zentraler Teil der kritischen Infrastruktur und bedürfen daher insbesondere an ihren Schnittstellen einem besonderen Augenmerk. Aktuell wird die Echtzeitkommunikation zwischen Regelreserveanbietern und den Netzleitsystemen der ÜNBs einheitlich über Punkt-zu-Punkt-Verbindungen betrieben. Dies gewährleistet seit Jahrzehnten eine zuverlässige Kommunikation. Dennoch bietet die Harmonisierung und Vereinfachung des Datenaustausches Potential zur Reduzierung des Aufwands seitens ÜNB und Anbietern.

Die ÜNB haben sich zum Ziel gesetzt, die relevanten Schnittstellen soweit möglich zu harmonisieren und die Anbindung für alle Marktakteure unter Berücksichtigung der Kritikalität zu vereinfachen.

Weiterhin haben die ÜNB das Ziel, neue Lösungen für die Anbindung zu finden und bei der Entwicklung von Plattformen zu unterstützen, die eine einheitliche Kommunikation mit allen ÜNB ermöglichen. Die ÜNB streben an, Lösungen für die Kommunikation zwischen Anbietern und ÜNB zu finden, sodass die Schnittstellen für die zentrale Datenhaltung, Abrechnung, Ausschreibung und Anbindung der Leitwarten sicher abgebildet werden. Die vereinfachten Schnittstellen

könnten die Aufwände auf Anbieterseite deutlich reduzieren und durch Kostensenkungen für die IT-Umsetzung und Effizienzsteigerungen sowohl innerhalb Deutschlands als auch im internationalen Umfeld für mehr Wettbewerb sorgen.

3.3.2 Internetschnittstelle für FCR und mFRR

Bei der FCR ergibt sich die zu bereitstellende Leistung direkt durch die lokale Frequenzmessung und bei der mFRR erfolgt der Abruf hauptsächlich dateibasiert über den gemeinsamen MOLS. Eine leittechnische Anbindung ist somit im Gegensatz zur aFRR nicht zwingend erforderlich. Daher könnte sich aus Sicht der ÜNB für (potenzielle) Regelreserveanbieter mit der Schaffung einer alternativen einheitlichen Schnittstelle zur echtzeitnahen ggf. dateibasierten Übermittlung von Daten über das Internet anstelle der Echtzeitdaten über die Leittechnik eine mögliche Vereinfachung ergeben.

Im Rahmen der Umfrage hat die Schaffung einer Internetschnittstelle wenig Resonanz erfahren und aufgrund anderer prioritärer Maßnahmen wird das Aufbauen eines zusätzlichen Kommunikationsweges zunächst zurückgestellt. Es wird weiterhin geprüft, ob Anbindungsanforderungen für FCR und mFRR relaxiert werden können.

3.3.3 Überarbeitung der PQ-Datenerhebung

Überarbeitung von PQ-Stammdaten

Zur Vereinfachung und Steigerung der Effizienz überprüfen die ÜNB, welche der aktuell eingeforderten Daten für den Prozess der Präqualifikation weiterhin notwendig sind. Dies beinhaltet eine kritische Analyse der aktuellen Datenbestände und die Identifikation von Daten, die für die Bewertung der Regelreserve weiterhin relevant oder ggf. redundant sind. Ziel ist es, den Datenumfang möglichst gering zu halten und den Fokus auf wesentliche Informationen zu legen.

Die Integration und Nutzung weiterer Quellen, wie dem Markstammdatenregister, kann die Effizienz des Prozesses steigern. Durch die Zusammenführung von Daten aus verschiedenen Quellen können Redundanzen vermieden und die Datenqualität erhöht werden. Insbesondere die Verknüpfung mit externen Datenbanken und Registern kann wertvolle Synergien schaffen und den administrativen Aufwand reduzieren, indem beispielsweise Stammdaten nur einmal gepflegt und mehrfach genutzt werden.

Die entsprechend notwendigen PQ-Stammdaten werden in Zusammenarbeit mit relevanten Akteuren abgestimmt. Gegebenenfalls werden die Modalitäten für Regelreserve aktualisiert, um so eine konsistente und rechtssichere Datengrundlage zu gewährleisten.

Digitalisierung der ANB-Bescheinigung

Voraussetzung für die Präqualifikation von Reserveeinheiten (RE) oder Reservegruppen (RG) und den enthaltenen Technischen Einheiten (TE) ist, dass dem ÜNB je TE eine Bescheinigung des anschließenden Netzbetreibers (ANB) vorgelegt wird. Der ANB gibt an, in welcher Höhe eine TE/RE Regelreserven vorhalten und erbringen kann, ohne das Netz lokal zu überlasten. Bislang wird diese Bescheinigung vom Anbieter in Papierform eingeholt und dem ÜNB im PQ-Portal zur Verfügung gestellt. Um die Wege zu verkürzen und den Anbieter zu entlasten, wird der Prozess aktuell umstrukturiert und erfolgt künftig digital und automatisiert im PQ-Portal. Hier kann der Anbieter entweder manuell eine Bescheinigung per Knopfdruck anfordern oder diese wird automatisiert angefordert, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. So soll die Digitalisierung des Prozesses den Aufwand für alle Beteiligten geringhalten. In 2026 soll die Umstellungsphase auf die digitale Bescheinigung beginnen.

Automatisierung von BKV- und Lieferantenbescheinigung

Voraussetzung für die Präqualifikation von Reserveeinheiten (RE) oder Reservegruppen (RG) und den enthaltenen Technischen Einheiten (TE) war bislang, dass dem ÜNB je TE BKV- und Lieferantenbescheinigungen als PDF-Dokument vorzulegen sind.

Der BKV und der Lieferant mussten bestätigen, dass bei einem Regelreserveabruf keine den Abruf kompensierenden Maßnahmen getroffen werden (für Details siehe in der BKV- und Lieferantenbescheinigung). Im Zuge der Vereinfachung des Prozesses wurde nun auf die vom BKV unterschriebene Erklärung verzichtet; es reicht eine Selbsterklärung des Anbieters, dass dieser sich mit dem BKV ausgetauscht hat. Inwiefern die Lieferantenbescheinigung ebenfalls reduziert werden kann, wird geprüft.

3.3.4 Datenbereitstellung für den Ausgleichsenergiepreis optimieren

Seit der Umsetzung des europäischen Zielmarktdesigns in der Regelreserve im Jahr 2022 sind auch die Bestandteile des ungewollten Austauschs mit den europäischen Verbundpartnern Eingangsgröße bei der Bestimmung des NRV-Saldos und damit eine wesentliche Größe bei der Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises (AEP, reBAP). Die ÜNB hatten sich dazu verpflichtet, die Frist zur Veröffentlichung der AEP auf Basis qualitätsgesicherter Daten auf 8 Arbeitstage nach dem Liefertag zu reduzieren.

Im Laufe der letzten zwei Jahre gab es jedoch diverse Fälle, in denen das aufgrund von Verzögerungen in der Klärung von Abweichungen zwischen den Verbundpartnern in der Synchronzone nicht möglich war. Selten lag dabei die Ursache in Deutschland. Aber aufgrund der Abhängigkeiten in diesem Prozess (FSKaR³) lagen keine vollständigen qualitätsgesicherten Daten für Deutschland vor.

Im Rahmen dieser Maßnahme streben die deutschen ÜNB eine Verkürzung der Fristen bzw. deren Einhaltung durch die europäischen Verbundpartner an. Zusätzlich wurde für Deutschland bereits eine Ersatzwertbestimmung der Mengen implementiert, die eine Einhaltung der Fristen für den AEP in vielen Fällen sicherstellen kann. Da es sich hierbei in der Regel nur um geringe Abweichungen handelt, hat diese Ersatzmethode keine signifikanten negativen Einflüsse auf die Qualität der Veröffentlichung.

3.3.5 Täglicher Abrechnungsexport für Regelreserveanbieter

Seit Juli 2024 versenden die ÜNB täglich einen Report über festgestellte Pflichtverletzungen und die daraus zu erwartenden Zahlungen. Dies soll Regelreserveanbietern helfen, Fehler frühzeitig zu erkennen und ggf. eine Klärung mit dem ÜNB anzustoßen, falls er diese für ungerechtfertigt hält. Somit können zusätzliche Klärungen nach der Erstellung der Gutschriften vermieden werden.

Im Rahmen dieser Maßnahmen soll der Report zu einem täglichen Abrechnungsreport ausgebaut werden, indem alle abrechnungsrelevanten Positionen ergänzt werden. Diese Maßnahme soll zu Beginn des Jahres 2026 umgesetzt werden.

3.3.6 Weiterentwicklungen Veröffentlichungen

Die ÜNB streben eine weitere Verbesserung der Veröffentlichungen zum Systembilanzausgleich an, um den Marktteilnehmern einen noch besseren und zeitnäheren Blick auf die Unausgeglichenheiten im System zu geben. Hierzu haben die ÜNB einerseits bereits eine Weiterentwicklung der NRV-Saldo-Ampel zum 15.01.2025 umgesetzt; die grünen Ampelphasen der Ampel wurden dabei ebenfalls vorzeichenscharf ausgestaltet. Darüber hinaus wollen die ÜNB auch eine zusätzliche, hochredundante und echtzeitnahe Veröffentlichung des NRV-Saldos etablieren. Diese neue

³ ACCOUNTING AND FINANCIAL SETTLEMENT OF KF, ACE AND RAMPING PERIOD

Veröffentlichung erfordert allerdings deutlich mehr Umsetzungsaufwand und ist daher frühestens ab Q4 2025 zu erwarten.

3.4 Weitere Maßnahmen

Um die Zusammenarbeit zwischen ÜNB und den Anbietern von Regelreserve zu verbessern und den Markteintritt für neue Anbieter weiter zu vereinfachen, setzen die ÜNB auf eine Erhöhung der Transparenz bei der Weiterentwicklung der Regelreserve und auf Erleichterungen zugunsten neuer Marktteilnehmer. Dazu gehört auch, die Informationsbereitstellung auf den relevanten Portalen für die Regelreserve kontinuierlich zu verbessern.

3.4.1 Roadmap für Regelreserveanbieter

In der kürzeren Vergangenheit gab es diverse Änderungen im Regelreservemarkt, die zu Anpassungsbedarf bei allen Marktteilnehmern führten. Inhaltlich begründet lagen diese Änderungen darin einen europäischen Markt für Regelreserve zu schaffen, durch Ertüchtigungen des Marktes korrekte Preissignale zu ermöglichen oder den Regelreservemarkt auf technische Entwicklungen anzupassen. Auch in Zukunft wird es Anpassungen geben, auf die sich alle Marktteilnehmer vorbereiten werden.

Je frühzeitiger anstehende Änderungen bekannt sind, umso mehr Zeit hat jeder Marktteilnehmer sich auf diese vorzubereiten und umso besser können diese Änderungen vollzogen werden. Die Marktteilnehmer wünschen sich einen derartigen Ausblick auf anstehende Themen. Daher möchten die ÜNB eine Roadmap mit geplanten Änderungen aufstellen. Diese Roadmap soll öffentlich abrufbar sein und Änderungen enthalten, die sich aus dem Umfeld der Europäischen Regulierung (bspw. Electricity Balancing Verordnung, Implementation Frameworks) sowie auf Basis des nationalen gesetzlichen und regulatorischen Rahmens ergeben. Informationen zu gesetzlichen oder regulatorischen Veränderungen sind bereits jetzt an unterschiedlichen Stellen verfügbar. Die Roadmap zielt darauf ab, eine gesammelte Übersicht zu geben und somit zusätzliche Transparenz zu schaffen.

In Erweiterung der bereits umgesetzten Neugestaltung von regelleistung.net wird die Roadmap ab Q4/2025 zur Verfügung gestellt.

3.4.2 „Kulanz“ für neue Regelreserveanbieter

Im Rahmen des Markteintritts/der PQ finden umfassende Tests der IT und der Assets statt, um die Verfügbarkeit während der normalen Vorhaltung und Erbringung zu gewährleisten. Diese Tests können nicht jeden erdenklichen Fehlerfall identifizieren – es ist aber wahrscheinlich, dass diese Fehler in der ersten Zeit der Marktteilnahme auftreten und somit identifiziert und behoben werden.

Die Modalitäten für Regelreserveanbieter (MfRRA) sehen vor, dass der TSO mit dem Regelreserveanbieter Anreizkomponenten (Pönale bei Verletzung der Vorhaltungs-, Erreichbarkeits- oder Erbringungsanforderungen) abrechnen kann. Aus dieser ‚kann‘-Formulierung ergibt sich ein Ermessensspielraum des TSOs.

Treten in der Markteintrittsphase Fehler auf, die z. B. nicht durch eingängige Tests und Prüfungen identifiziert werden konnten, so kann der TSO von seinem Ermessensspielraum Gebrauch machen und die Anreizkomponente nicht abrechnen. Treten jedoch Fehler auf, die der BSP durch ordentliches und marktübliches Agieren hätte vermeiden können, spricht nichts dagegen, die Anreizkomponenten abzurechnen. Dies dient dazu, dem Anbieter die gedankliche Hürde des Markteintritts zu nehmen und mit einer Art Fehlerkultur auf die Erfüllung der Vorhaltungs-, Erreichbarkeits- oder Erbringungsanforderungen seitens des Anbieters hinzuwirken. Zur Gleichbehandlung der Regelreserveanbieter in Deutschland muss eine solche Vorgehensweise über die 4 ÜNB hinweg abgestimmt werden.

Die Abstimmung einer gemeinsamen Vorgehensweise innerhalb der 4 ÜNB findet im Laufe des Jahres 2025 statt, so dass neue Regelungen voraussichtlich im Jahr 2026 in Kraft treten können.

4 Schlussbemerkungen

Die im Weißbuch dargelegten Maßnahmen bilden ein solides Fundament, um den Herausforderungen der kommenden Jahre wirksam zu begegnen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind überzeugt, dass die vorgeschlagenen Weiterentwicklungen der Regelreserve einen entscheidenden Beitrag zur Stabilität, Effizienz und Zukunftsfähigkeit des Stromsystems leisten werden – auch in einem zunehmend dezentralen und volatilen Energiemarkt.

Die konstruktiven Rückmeldungen aus der Stakeholder-Konsultation haben maßgeblich dazu beigetragen, die Maßnahmen praxisnah und zukunftsorientiert auszugestalten. Sie spiegeln das gemeinsame Verständnis wider, dass Versorgungssicherheit und Systemstabilität nur im engen Schulterschluss aller Marktakteure gewährleistet werden können. Dafür danken wir allen Beteiligten ausdrücklich.

Mit dem Weißbuch liegt nun ein klarer Fahrplan vor, der den Weg in ein modernes, resilienteres Regelreservesystem weist. Die Übertragungsnetzbetreiber blicken mit Zuversicht auf die nächsten Schritte der Umsetzung – getragen von einem breiten Konsens, einem starken Fundament und dem gemeinsamen Ziel, die Energiewende sicher und effizient zu gestalten.



28.11.2025 | Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart

Kontakt



50Hertz Transmission GmbH

Energiewirtschaft

Heidestraße 2

10557 Berlin

balancing@50hertz.com



Amprion GmbH

Systemführung Netze Brauweiler

Systemdienstleistungen und Energiemarkt

Von-Werth-Straße 274

50259 Pulheim

systemdienstleistungen@amprion.net



TenneT TSO GmbH

Customers & Markets Germany

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

regelleistung@tennet.eu



TransnetBW GmbH

Systembetrieb - Marktentwicklung

Pariser Platz Osloer Str. 15-17

70173 Stuttgart

regelleistung@transnetbw.de

--	--	--