

Öffentlich (Public)



16.12.2024 | Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart

Regelreserveprozesse 2030

Das Grünbuch der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Regelreserve

Inhalt

1	Warum dieses Grünbuch?	4
2	Die Märkte für Regelreserve heute	5
2.1	Produkte (FCR, aFRR, mFRR)	5
2.2	Marktentwicklung	6
2.3	Zugangsvoraussetzungen (Präqualifikation von Regelreserve)	7
3	Herausforderungen der Regelreserve	10
3.1	Technologische Entwicklungen	10
3.2	Europäische Integration	11
3.3	Entwicklung der Nachfrage nach Regelreserve	12
4	Zielbild Regelreserve 2030	14
4.1	Beschaffung	14
4.2	Nachfrage und Abruf	14
4.3	Datenmanagement und IT	14
5	Maßnahmen	15
5.1	Beschaffung	15
5.1.1	Verkürzung der RLM-Produktzeitscheiben	15
5.1.2	Redispatch vs. Regelreserve	15
5.1.3	Beschaffungskoperationen	16
5.1.4	Besicherungsanforderungen	16
5.1.5	Präqualifikation von Wind- und Solarenergie	17
5.1.6	Weiterentwicklung der Erst-, Änderungs- und Wiederholungs-PQ	18
5.2	Nachfrage und Abruf	19
5.2.1	Anpassungen der Dimensionierung von Regelreserve	19
5.2.2	Analyse von Lösungsmöglichkeiten für „steile PV-Rampen“	19
5.2.3	Passive Balancing	21
5.3	Datenmanagement und IT	21
5.3.1	Netzleitsystemanbindungen und Flexibilitätsplattformen	22
5.3.2	Internetschnittstelle für FCR und mFRR	22
5.3.3	Überarbeitung der PQ-Datenerhebung	22
5.3.4	Datenbereitstellung für den Ausgleichsenergiepreis optimieren	23
5.3.5	Täglicher Abrechnungsexport für Regelreserveanbieter	24
5.3.6	Weiterentwicklungen Veröffentlichungen	24



Seite 3 von 27

5.4	Weitere Maßnahmen.....	24
5.4.1	Roadmap für Regelreserveanbieter.....	24
5.4.2	„Kulanz“ für neue Regelreserveanbieter	25
6	Schlussbemerkungen.....	26

1 Warum dieses Grünbuch?

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 der angemessenen Ertüchtigung 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 anderen Unternehmen im Stromsektor. Die ÜNB stehen damit vor der Aufgabe, die Interessen von Endkunden und Stromversorgern effizient in Einklang zu bringen.

Der Wandel von Stromerzeugung und -bedarf macht die stetige Überprüfung und Anpassung der Regelreserveprozesse notwendig. Prozessuale Änderungen haben Einfluss auf die Planbarkeit von Investitionen und Marktteilnahme. Demnach sehen sich die ÜNB in der Verantwortung, etwaige Änderungen transparent und gründlich vorzubereiten. Um die Erwartungen der Marktteilnehmer abzugleichen, streben die ÜNB den Dialog über die Gestaltung der Regelreserve(-märkte) in den kommenden Jahren an. In diesem Kontext dient der vorliegende Text („Grünbuch Regelreserve“) als Diskussionsgrundlage und Informationsmedium zu erwartbaren Weiterentwicklungen der Regelreserveprozesse.

Zu diesen Zwecken ist dieses Grünbuch wie folgt gegliedert: Kapitel 2 stellt die relevanten Prozesse und Märkte bei der Beschaffung von Regelreserve dar. Kapitel 3 diskutiert die Herausforderungen, die die Entwicklung der Systemsicherheit im Zeitraum bis zum Jahr 2030 wesentlich bestimmen. Diese bilden den Rahmen für die Ziele der ÜNB bei Weiterentwicklung der Regelreserve im Zeitraum bis zum Jahr 2030 (Kapitel 4). In Kapitel 5 werden Anpassungsmaßnahmen vorgestellt, deren Umsetzung von den ÜNB angestrebt wird. Kapitel 6 rundet die Vorstellung ab und skizziert die weiteren Schritte, insbesondere die Möglichkeiten zur weiteren Beteiligung am Austauschprozess.



2 Die Märkte für Regelreserve heute

Ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme ist eine wichtige Voraussetzung für einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb. Die ÜNB halten dazu im Rahmen ihrer Systemverantwortung Regelleistung vor, um den Kunden eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten.

Ein Bedarf an Regelleistung entsteht, sobald die Summe der aktuellen Einspeisungen von der Summe der aktuellen Entnahmen abweicht. Abweichungen werden auf der Verbraucherseite durch Schwankungen im Einspeise- und Abnahmeverhalten oder auf der Erzeugungsseite durch Störungen (z. B. Kraftwerksausfälle) hervorgerufen. Ein Mangel an Erzeugungsleistung (oder Überschuss an Verbrauchsleistung) äußert sich als Frequenzabfall, ein Überschuss an Erzeugungsleistung (oder Mangel an Verbrauchsleistung) als Frequenzanstieg im gesamten elektrischen Energieversorgungssystem in Europa.

Ziel des Regelleistungseinsatzes ist es, einerseits die Frequenz innerhalb bestimmter Toleranzbereiche, um die Sollfrequenz von 50 Hz zu halten und andererseits mögliche bestehende regionale Abweichungen der Leistungsbilanz von ihrem Sollwert zu beseitigen. Hierzu ist der Einsatz mehrerer in ihrem dynamischen und zeitlichen Zusammenwirken aufeinander abgestimmter Regelleistungsarten erforderlich.

Um einen Überblick über den Entwicklungsstand der Regelreservemärkte zu geben, stellt dieses Kapitel die wesentlichen Elemente dar: Einer Beschreibung der aktuell handelbaren Produkte in der Regelreserve folgt eine Darstellung der Entwicklung der Märkte und deren wesentlichen Zugangsvoraussetzungen.

2.1 Produkte (FCR, aFRR, mFRR)

- Primärregelung durch alle ÜNB (Reservebereitstellung im Sekundenbereich)
- Sekundärregelung und Minutenreserve durch den betroffenen ÜNB
- Ausgleich durch den betroffenen Bilanzkreis

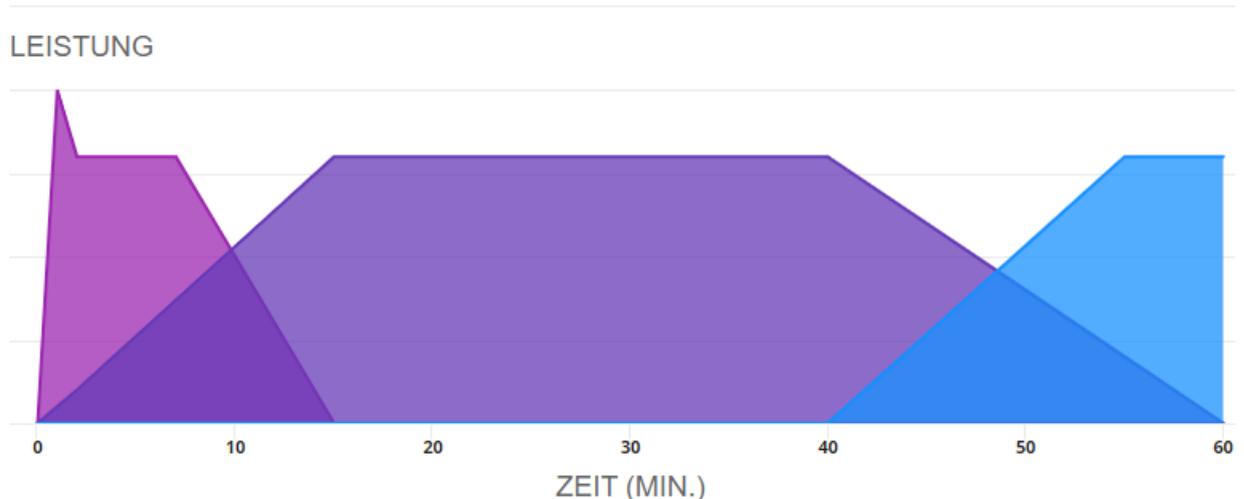


Abbildung 1: Idealisierter Einsatz der Regelreservearten in der Stunde nach festgestellter Frequenzabweichung.

Seite 6 von 27

Um auf Frequenzabweichungen reagieren zu können, haben die deutschen ÜNB im Einklang mit der europäischen Regulierung verschiedene Produkte für die Regelreserve festgelegt¹. Die drei Produkte ergänzen sich einander in ihrer Reaktionsgeschwindigkeit. Ziel ist es, dass der ÜNB zu jedem Zeitpunkt über genügend Reserven verfügt, um auf Frequenzabweichungen reagieren zu können. Nachfolgend sind die Regelleistungsarten mit ihren Charakteristika anhand eines idealisierten Einsatzes zusammengefasst:

Primärregelung (Frequency Containment Reserve; FCR):

- Bereitstellung nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im ENTSO-E-Gebiet synchron verbundenen ÜNB
- Automatische vollständige Aktivierung innerhalb von 30 Sekunden
- abzudeckender Zeitraum pro Störung: $0 < t < 15$ Minuten

Sekundärregelung (automatic Frequency Restoration Reserve; aFRR):

- Dient dem energetischen Ausgleich der Regelzone und der Frequenzregelung
- unmittelbare automatische Aktivierung durch den betroffenen ÜNB
- vollständige Erbringung innerhalb von maximal 5 Minuten

Minutenreserve (Tertiärregelung; manual Frequency Restoration Reserve; mFRR):

- Abruf der Minutenreserve über eine gemeinsame Merit-Order-Liste seit dem Jahr 2012
- vollständige Aktivierung binnen 12,5 Minuten; abzudeckender Zeitraum pro Störung $t > 15$ Minuten bis 4 Viertelstunden bzw. bis zu mehreren Stunden bei mehreren Störungen

2.2 Marktentwicklung

Wie die gesamte Energiewirtschaft befindet sich auch der Regelreservemarkt seit vielen Jahren in einem stetigen Wandel. Bei der Weiterentwicklung der Regelreservemärkte steht neben der Deckung des Bedarfs auch die Schaffung von wettbewerblichen Marktbedingungen und die Angemessenheit der Kosten für Endnutzer im Vordergrund. Im Laufe der letzten Jahre wurden daher umfangreiche Anpassungen getätigt.

Die Geschichte des regelzonenübergreifenden Regelreservemarktes begann mit der regelzonenübergreifenden Beschaffung der mFRR im Jahr 2006, gefolgt von der FCR und aFRR im Jahr 2007. In den folgenden Jahren wurden die Produkte sukzessive verkürzt, von monatlich über wöchentlich bis hin zu den heutigen viertelstündlichen Produkten für Regelarbeit. Um das Risiko für die Bilanzkreisverantwortlichen zu begrenzen, wurden u. a. Preisobergrenzen in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur eingeführt.

¹ Eine ausführliche Beschreibung findet sich auf [Regelleistung > Infos für Anbieter](#).

Seite 7 von 27

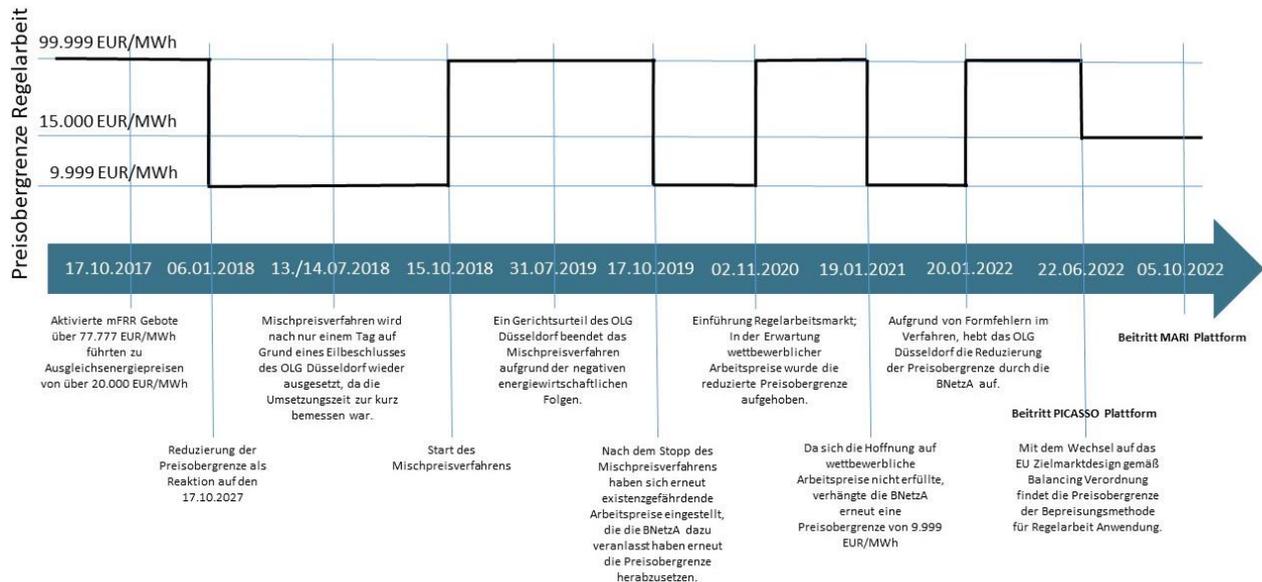


Abbildung 2: Eine Chronologie wesentlicher Änderungen am Regelreservemarkt

Die letzten Jahre waren geprägt von der Etablierung der Europäischen Plattformen für den Austausch von aFRR und mFRR – PICASSO und MARI. Dazu mussten die Produkte und Prozesse weitestgehend harmonisiert sein, um den Austausch von Regelarbeit unter wettbewerblichen Bedingungen zu ermöglichen. Die größten Anpassungen waren die Trennung der Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit, die Verkürzung der Produktlängen auf 15 Minuten und die Abrechnung der Regelarbeit mit dem Grenzpreisverfahren. Die sehr kurzfristige „Gate Closure“-Zeit von nur 25 Minuten vor Produktbeginn stellt eine Herausforderung für Anbieter und für die ÜNB dar. Mit einer Kraftanstrengung konnte der deutsche Regelreservemarkt im Rahmen der sehr ambitionierten zeitlichen Vorgaben umgestellt und die Plattformen produktiv gesetzt werden.

Trotz aller Bemühungen und Fortschritte um die Marktentwicklung ist die Wettbewerbsintensität auf dem Regelreservemarkt gering. Zuletzt hat das Bundeskartellamt im Jahr 2021 dem Regelreservemarkt, insbesondere der positiven Regelarbeit eine hohe Marktkonzentration attestiert und sich besorgt über eine mögliche Marktmachtausnutzung einzelner Akteure gezeigt². Demnach zeigen Regelarbeitspreise Anzeichen von strategischem Gebotsverhalten. Durch den Marktbeitritt weiterer europäischer Länder wird erwartet, dass sich die wettbewerbliche Situation verbessert, und Preisausschläge über die Größe des Europäischen Binnenmarktes für Regelenergie ausgeglichen werden können.

Obwohl das Zielmarktdesign der Leitlinie über den Systemausgleich (EB VO) nun einen weitestgehend finalen Stand erreicht hat, kommen neue Herausforderungen auf die Branche zu, die auch am Regelreservemarkt nicht spurlos vorbei gehen werden. Insbesondere die zunehmende volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien führt zu Herausforderungen in der Systembilanz, für die es intelligente Lösungen braucht (siehe dazu ausführlicher in Kapitel 3).

2.3 Zugangsvoraussetzungen (Präqualifikation von Regelreserve)

Potenzielle Anbieter 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

² https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Marktmachtbericht_2021.html?nn=55030

Seite 8 von 27

Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung einer oder mehrerer Arten von Regelreserve erfüllen (siehe Abbildung unten).

Für alle Regelreservearten (FCR, aFRR, mFRR) erfolgt die Freigabe der Konzepte (Technisches Konzept und IT-Konzept) gemeinsam durch die 4 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 2018 erfolgt eine Präqualifikation für Reserveeinheiten und Reservegruppen.

Eine Präqualifikation ist jederzeit möglich. Die Durchführung eines entsprechenden Präqualifikationsverfahrens erfordert nach dem vollständigen Vorliegen aller erforderlichen Unterlagen, Protokolle und Nachweise in der Regel einen Zeitraum von wenigstens zwei Monaten. Je nach Komplexität kann auch ein längerer Zeitraum erforderlich sein.

Die Voraussetzungen zur Präqualifikation lassen sich zusammen fassen in technische Anforderungen an Reserveeinheiten oder -gruppen (Präqualifikationsbedingungen) und IT-Anforderungen. Die Präqualifikationsbedingungen für die Regelreservearten FCR, aFRR und mFRR wurden in den letzten Jahren mehrfach weiterentwickelt, überarbeitet und die Versionen werden in deutscher und englischer Sprache veröffentlicht. Die IT-Anforderungen stellen Mindestanforderungen an die Sicherheit und Verfügbarkeit dar und geben weiterführende Empfehlungen zur Erreichung der angestrebten Ziele.

Alle relevanten Dokumente sind auf regelleistung.net [hier](#) veröffentlicht. Die Präqualifikationsunterlagen können an den betreffenden ÜNB durch Nutzung des [PQ-Portals](#) übermittelt werden.

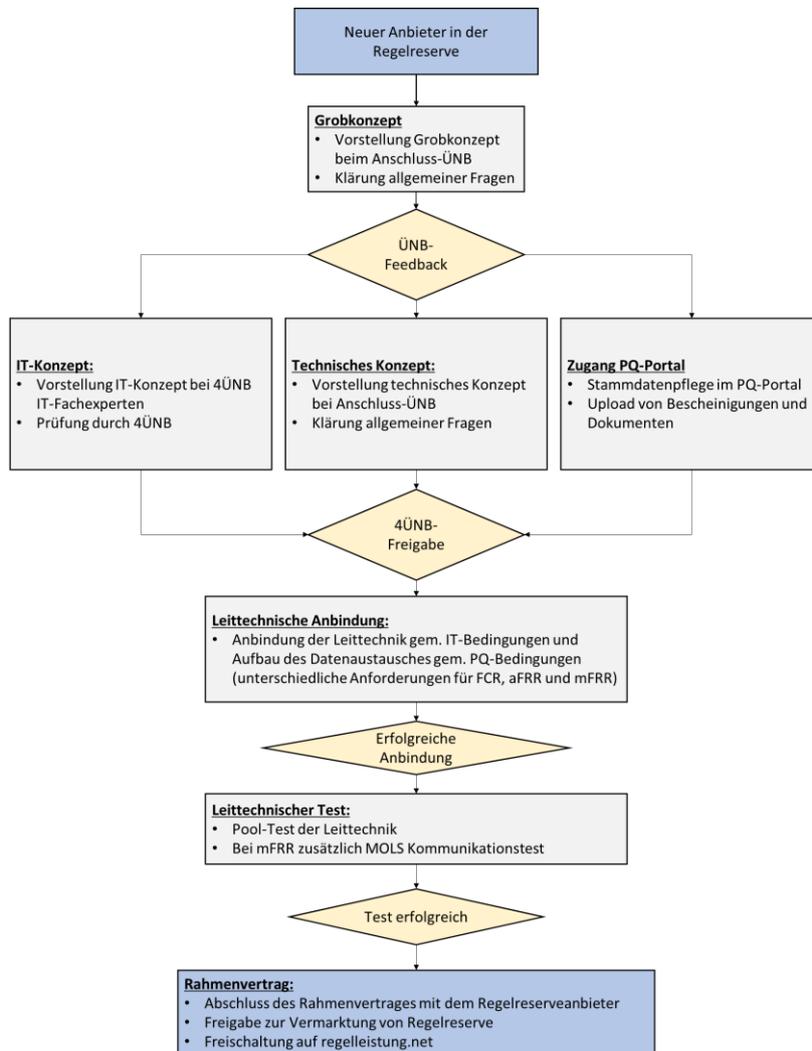


Abbildung 3: Darstellung des Präqualifikationsprozesses

3 Herausforderungen der Regelreserve

Der Betrieb der Stromnetze steht vor einer Reihe von Herausforderungen, die gelöst werden müssen, damit die Regelreserve auch in Zukunft zu einem sicheren Netzbetrieb beitragen kann. Einerseits wandeln sich die technologischen Rahmenbedingungen in Rahmen der Energiewende zunehmend. Andererseits beeinflussen die regulatorischen Rahmenbedingungen die Art und Weise, wie Regelreserve zukünftig in Europa beschafft und eingesetzt wird. Aufgrund dieser Entwicklungen steht zu erwarten, dass sich auch der Bedarf nach Regelreserve in den nächsten Jahren verändern könnte.

3.1 Technologische Entwicklungen

Mit der Dekarbonisierung der Elektrizitätsversorgung und der angestrebten Sektorenkopplung kommen auch auf die Bewirtschaftung der Systembilanz neue Herausforderungen hinzu, die smarter Lösungen bedürfen.

Die Ziele der Energiewende implizieren einen starken Ausbau der volatilen Stromerzeugung in den kommenden Jahren. Bis 2030 sollen laut Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Solaranlagen mit einer Leistung von 215 GW in Deutschland installiert sein. Zum Vergleich: Ende des Jahres 2023 waren etwa 82 GW installiert. Zusätzlich sollen bis zum Jahr 2030 115 GW Windenergieanlagen an Land installiert sein. Die Zunahme der entsprechenden Anlagen am Netz hat im Wesentlichen zwei Konsequenzen. Einerseits werden Prognosefehler in Zukunft (in absoluten Zahlen) anwachsen, so dass im Netzbetrieb Schwierigkeiten bestehen, die Frequenz stabil zu halten. Auf der anderen Seite bedingt die Gleichzeitigkeit der Einspeisung aus Solarenergie insbesondere während Sonnenauf- und -untergang steile Erzeugungsrampen, die mit den heutigen Werkzeugen eine große Herausforderung darstellen. Weiterhin erfordern unvorhergesehene Wetterereignisse zukünftig Maßnahmen zum Erhalt der Systemstabilität und ein Höchstmaß an Flexibilität bei allen Akteuren im Elektrizitätssektor.

Zusätzlich werden voraussichtlich wesentliche Anteile der neu gebauten EE-Anlagen als weitestgehend ungesteuerte Heimanlagen realisiert. Für die ÜNB besteht dadurch die Herausforderung, diese zusätzliche Erzeugung in die Systembilanz zu integrieren. In diesem Kontext könnten Heimspeichersysteme in einem zukünftigen Energiesystem eine Rolle für den Ausgleich von Stromnachfrage und erneuerbarem Angebot einnehmen und Preissignale beim Ladevorgang berücksichtigen.

Derzeit ist in Deutschland davon auszugehen, dass konventionelle Anlagen den Markt sukzessive verlassen werden, während neue Technologien den Märkten beitreten – insbesondere große Batteriespeicher. Dadurch werden auch Erneuerbare Energien einen größeren Beitrag zu Systemdienstleistungen im Allgemeinen liefern müssen. Dazu müssen entsprechende Voraussetzungen geschaffen werden. Grundsätzlich steht hinreichend Flexibilität für die Regelreservemärkte zur Verfügung – auch in einem dekarbonisierten Stromversorgungssystem.

Auch die Nachfrage nach Strom verändert sich, unter anderem durch die fortschreitende Marktaufnahme von E-Pkw und Wärmepumpen. Grundsätzlich sollte sich flexibler Verbrauch an Preissignalen orientieren, um erneuerbares Angebot möglichst effizient zu nutzen. Das wird zum Großteil algorithmusbasiert und automatisiert geschehen, was die Grundlage für die Erschließung der Flexibilität im Privatbereich darstellt. Allerdings könnte damit auch eine höhere Gleichzeitigkeit einher gehen, was wiederum eine Herausforderung für den Netzbetrieb und die Systembilanz darstellt.

Durch die Kopplung der Sektoren ist ein deutlich steigender Strombedarf zu erwarten. Sowohl die Großverbraucher im Privatbereich als auch neue Großverbraucher wie Elektrolyseure bieten ein großes Potenzial an Flexibilität, das indirekt für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage, aber auch direkt als Quelle für Regelreserve nutzbar ist, wenn entsprechende Rahmenbedingungen gegeben sind. Mit dem Network Code on Demand Response (NC DR) soll eine gemeinsame europäische Grundlage für die bessere Integration flexibler Verbraucher geschaffen werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Erbringung von Regelreserve in Zukunft zunehmend durch die marktbestimmenden neuen Technologien erfolgen muss. Insbesondere sind dabei erneuerbare Energien und Batteriespeicher hervorzuheben, die bis heute noch keine wesentliche Rolle in der Regelreserve spielen (siehe Abbildung 4). Regelreserve wird zukünftig zunehmend auch dezentral erbracht werden von kleineren Anlagen, die den Koordinationsaufwand und die Anforderungen an effiziente Prozesse erhöhen.

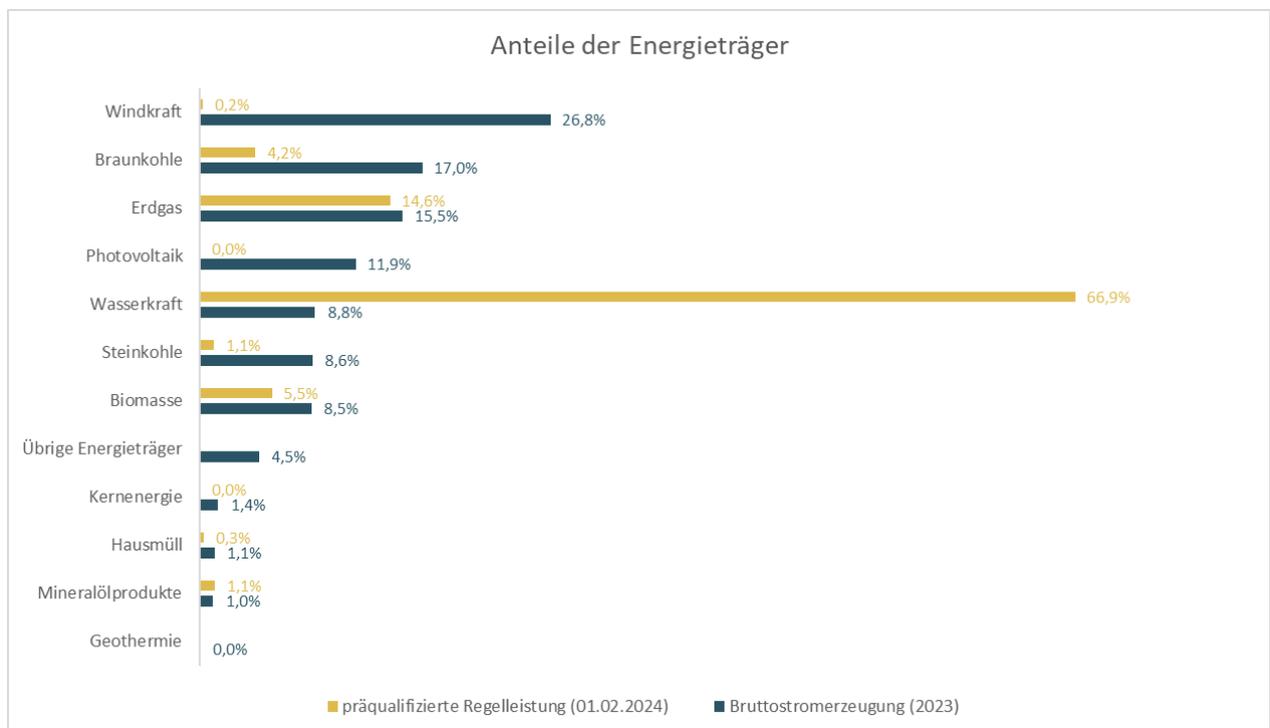


Abbildung 4: Vergleich präqualifizierter Leistung mit Stromerzeugung³ in Deutschland

3.2 Europäische Integration

Der Europäische Binnenmarkt für Strom ist essenziell für den Ausgleich von Nachfrage und zunehmend volatilem Angebot und der Maßgabe der Kostenminimierung. Während im Bereich des Großhandels die grenzüberschreitende Marktentwicklung weit vorangeschritten ist, gibt es bei den Regelreservemärkten noch Entwicklungspotenzial.

Während über die FCR-Kooperation bereits ein Großteil der europäischen FCR gemeinsam beschafft wird, werden an den Kooperationsprojekten für die gemeinsame grenzüberschreitende Aktivierung von Regelarbeit erst in den nächsten Jahren ein Großteil der europäischen Länder teilnehmen. Die Plattformen für den Abruf von aFRR (PICASSO) und mFRR (MARI) sind seit 2022 in Betrieb und werden mit den Beitritten weiterer Länder den Wettbewerb stärken und mehr Sicherheit in angespannten Situationen bieten.

Für die gemeinsame Beschaffung von Regelleistung für aFRR und mFRR gibt es derzeit verschiedene Entwicklungen. Zum einen wird die Kooperation zur grenzüberschreitenden Beschaffung von aFRR-Leistung zwischen Deutschland und

³ <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html>

Österreich um Tschechien erweitert (ALPACA Projekt). Hierbei wird die Wahrscheinlichkeit der Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Kapazitäten herangezogen, um den Handel zu ermöglichen („Probabilistische Methode“). Parallel entwickeln die europäischen ÜNB eine Methode, um Übertragungskapazität zwischen den Ländern noch effizienter auf die verschiedenen Märkte (Day-Ahead und Regelleistung) zu verteilen (harmonisierte Market-Based-Methode oder Ko-Optimierung).

Fest steht: Die Europäische Integration auch der Regelreserve-Märkte wird voranschreiten und einen Beitrag zu einem möglichst kosteneffizienten Systemausgleich leisten. Die deutschen ÜNB sind weiterhin bereit, sich aktiv und konstruktiv in die Weiterentwicklung der Europäischen Märkte einzubringen und voranzugehen.

3.3 Entwicklung der Nachfrage nach Regelreserve

Aus den technologischen Herausforderungen und dem regulatorischen Umfeld der Regelreserve in Deutschland ergeben sich Implikationen für den Bedarf. Dazu haben die ÜNB untersucht, welche Faktoren in den kommenden Jahren den Regelreservebedarf (FRR) wesentlich beeinflussen. In Tabelle 1 ist eine qualitative Bewertung der Auswirkung der Einflussfaktoren dargestellt.

Ein wesentlicher, aber derzeit noch sehr unsicherer Treiber für einen signifikanten Mehrbedarf könnte zum Beispiel in einer Aufteilung der deutschen Gebotszone liegen. Als wahrscheinlich wird hingegen ein signifikanter Mehrbedarf aus dem weiteren EE-Zubau eingeschätzt, der u. a. mit einem höheren absoluten Prognosefehler begründet wird. Weiterer Treiber ist die Veränderung im deutschen Kraftwerkspark.

Auf der anderen Seite kann es aber auch Entwicklungen geben, die diesen Mehrbedarf abfedern. Hierzu könnten beispielsweise das Passive Balancing (siehe Kap. 5.2.3) oder europäische Vorgaben zu den Dimensionierungsregeln zählen.

Die Bewertung zeigt große Unsicherheiten in der zukünftigen Entwicklung des Regelreserve-Bedarfes auf. Es konnten sowohl Faktoren identifiziert werden, die für eine Zunahme des Bedarfes sprechen, als auch Faktoren, die zur Reduktion beitragen könnten. Unter Berücksichtigung aller Faktoren und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten gehen die ÜNB eher von einer Erhöhung des Bedarfes nach Regelreserve bis 2030 aus. Dieses Ergebnis trägt zu der Notwendigkeit bei, die Weiterentwicklung der Regelreserve-Prozesse beherzt anzugehen.

Tabelle 1: Qualitative Bewertung von Einflussfaktoren auf den Bedarf nach Regelreserve.

Einflussfaktor	Argumente für Bedarfserhöhung	Argumente für Bedarfsreduzierung	Erwartete Auswirkung auf Bedarf (↑-↓)
Kohle- und Atomausstieg		Kraftwerksliste verkürzt sich (Ausfallwahrscheinlichkeiten)	↓
EE-Offshore-Zubau und große EE-Onshore-Parks	Kraftwerksliste verlängert sich (Ausfallwahrscheinlichkeiten)		↑
EE-Zubau und EE-Rückbau (kleinere und größere Anlagen und Parks)	Prognoserisiken steigen; negative Preise (Marktregeln); spezielle Wetterereignisse; fehlerhafte Schätzung der installierten Leistung. Durch massiven Zubau verstärkte 1/4h-Rampen.	Viertelstundenhandel wird gestärkt; bessere Prognosequalität; Vergleichmäßigung	↑↑
Bidding-Zone-Split	Je nach Ausbildung für jede BZ dann minimale Leistung FRR basierend auf größtes Kraftwerk.	Aus politischen Gründen könnten Regeln gefunden werden, die keine Leistungserhöhung erfordern.	↑↑
HGÜ zu anderen Synchrongebieten	Neu auf Kraftwerksliste (Ausfallwahrscheinlichkeit)		↑
E-Mobilität / Heim-Speicher / Eigenbedarfsoptimierung	Bewirtschaftung Differenz-BK der VNB, neue Prognose-Prozesse, Preisanreize	Mehr Smart-Meter-Technik im Netz	↑
Wasserstoff-Initiativen / Intelligentes Lastmanagement (VNB)	Nur Preisanreize (keine Verrampung der Viertelstundensprünge)	Systemdienlicher Einsatz der neuen Technologien möglich	↑
Regulatorischer Rahmen (z. B. RD2.0)	Veränderungen können zu Unsicherheiten führen	Rampenvorgaben für schnelle Erzeugungsanlagen / für BKV	↑↓
Passive Balancing	Veränderte Datenbasis durch MARI und PICASSO; Überkompensation; Leistungsspitzen durch schnell steuerbare Anlagen	Systemdienlicher Einsatz von Flexibilität	↑↓
Europäische Regulierung / CEP		Harmonisierung der Dimensionierung, Free Bids, Regelleistungsaustausch	↓
Dimensionierungsverfahren	Überprüfung der Einhaltung des Sicherheitsniveaus (Anpassung der Quantile)		-

4 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* und *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 Grünbuch verpflichtet sieht.

4.1 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 benötigten Kapazitäten effizienter gestalten. Auf der anderen Seite evaluieren die ÜNB Möglichkeiten, unterschiedliche Systemdienstleistungen (zum Beispiel Redispatch) mit den Märkten zur Vorhaltung und Einsatz von Regelreserve zusammen zu denken.

4.2 Nachfrage und Abruf

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

4.3 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: Prognoseunsicherheiten und die Unterstützung für ein systemdienliches Verhalten 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 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.

5 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. Da die Maßnahmen in unterschiedlichem Maße Auswirkungen auf die Märkte für die Regelreserve haben, werden diese hier umrissen. Die ÜNB bitten um Feedback zur Wirksamkeit und Umsetzbarkeit der einzelnen Maßnahmen.

5.1 Beschaffung

Die Beschaffung von Regelreserve erfolgt an den dafür vorgesehenen Märkten für die verschiedenen Produkte. Um den o.g. Ziele zu erreichen, planen die ÜNB eine Reihe von Weiterentwicklungen an den Produkten sowie Zugangsvoraussetzungen. Im engen Austausch mit Marktteilnehmern stellte sich heraus, dass auch die Zugangsvoraussetzungen zu den Märkten unnötige Hürden darstellen können. Bei der Entwicklung dieser Maßnahmen ist oberstes Gebot, dass die Systemsicherheit auch bei vereinfachter Marktteilnahme stets gesichert ist. Im Folgenden werden die angestrebten Maßnahmen skizziert.

5.1.1 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-Produkt dauern, 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.

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.

All diese Erwägungen führen zu der Erkenntnis, dass die Einführung von kürzeren Produkten neben den 4-Stunden-Produkten in Deutschland eine sinnvolle Maßnahme ist. Nichtsdestotrotz könnten sowohl über parallele Produkte als auch über die Bildung von Blockgeboten längere Vertragsbindungen realisiert werden. Eine entsprechende Marktbefragung werden die 4 ÜNB zeitnah starten, um den zeitlichen Rahmen und die Länge der Produkte mit dem Markt zu diskutieren.

5.1.2 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 Prozesse⁴ in den nächsten Jahren dazu beitragen könnte, negative Wechselwirkungen zu mindern und Synergien zu fördern.

5.1.3 Beschaffungsk Kooperationen

So unterschiedlich Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in den Ländern sein mögen und dies Fragen der europäischen Harmonisierung häufig erschwert, so vorteilhaft kann das in der 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 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. Auch die FCR-Kooperation ist eine Erfolgsgeschichte und liefert deutlich weniger volatile Preise als in den Einzelmärkten vorher. Diese Erfolgsgeschichte wollen die ÜNB konsequent weiterschreiben:

- 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 und Schweiz - die Teilnahme an der gemeinsamen Beschaffung an („ALPACA“).
- Die ÜNB unterstützen die Entwicklung einer harmonisierten Methode für die marktbasiertere Reservierung grenzüberschreitender Übertragungskapazität für den Austausch von Regelleistung und die Reserventeilung, um Kooperationen zu fördern und knappe regelzonenübergreifende Kapazität möglichst effizient zu nutzen.

5.1.4 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 Großbatteriespeicher nicht als Ganzes ausfällt, sondern nur einzelne Teilsysteme Fehler aufweisen, kann je nach Fall auch eine Besicherung am Netzanschlusspunkt selbst akzeptiert werden. In Deutschland wurden bereits eine Vielzahl von Lösungen freigegeben und 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. Bei fehlender Verfügbarkeit wird entsprechend die Anreizkomponente „Vorhaltung“ für die Zeiträume der Nichtverfügbarkeit berechnet. Weiterhin ist es in der aFRR und mFRR möglich, regelzonenübergreifend zu besichern. Dieser Prozess kann direkt über

⁴ ggf. auch weitere Werkzeuge z. B. zur Sicherstellung der Systemadäquanz

Seite 17 von 27

die Internetplattform Regelleistung.net erfolgen und wird in der Praxis bereits vielfach angewendet. Aufgrund komplexer Prozessstrukturen in der FCR wurde die regelzonenübergreifende Besicherung für dieses Produkt noch nicht umgesetzt.

Maßnahme

Um den Zugang insbesondere für neue Marktteilnehmer in der FCR zu erleichtern, haben sich die ÜNB zum Ziel gesetzt auch die regelzonenübergreifende Besicherung in der FCR analog zur aFRR und mFRR zu ermöglichen. Ein Konzept dazu befindet sich in der Ausarbeitung.

5.1.5 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 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 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 Projektentwickler, Betreibern, Direktvermarkter, Dienstleister und Regelreserveanbieter, intensivieren, um Hemmnisse zu identifizieren, Impulse aufzugreifen und Handlungsmöglichkeiten zu verproben.

5.1.6 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 abgestimmt, dass im Rahmen der Wiederholungs-PQ u. a. die Bereitstellung der gesamten 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 wurden entsprechende Funktionen im PQ-Portal 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 5.3.3), 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 müssen 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 reduzierte 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 Q1 2025 zu erstellen und sowohl mit Bestandsanbietern als auch mit interessierten Marktteilnehmern zu konsultieren.

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 ENTSOE 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. Es wird angestrebt, dass zukünftige europäische Entwicklungen im Bereich der PQ in der Harmonisierung mit den nationalen Prozessen berücksichtigt werden. Inkonsistenzen, Anpassungsbedarf sowie Mehraufwände sollen vermieden werden. Das Ziel des Engagements der deutschen ÜNB im europäischen Umfeld ist es, dass international agierende Marktakteure durch einheitliche PQ-Vorgaben und -Prüfprozesse die Märkte in den verschiedenen Ländern mittelfristig vereinfacht erschließen können.

5.2 Nachfrage und Abruf

Die Bedarfsbestimmung unterliegt auch zukünftig einer Vielzahl von Unsicherheiten, welche sich insbesondere in substantiellen 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 Solarenergieerzeugung stellt den Frequenzerhalt vor zunehmende Herausforderungen aufgrund der schnellen Laständerung in Morgen- und Abendstunden.

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

5.2.1 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.

Verkürzung Dimensionierungsraster (siehe auch 5.1.1)

Derzeit findet die Dimensionierung der vorzuhaltenden FRR für 4h-Blöcke entsprechend der Produktzeitscheibenlänge statt. Mit einer perspektivischen Verkürzung der Produktzeitscheiben (siehe auch 5.1.1) 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.

5.2.2 Analyse von Lösungsmöglichkeiten für „steile PV-Rampen“

Der zunehmende Ausbau der Photovoltaik bringt verschiedene Herausforderungen für den Strommarkt, aber auch für den Netzbetrieb mit sich. Während wir im Jahr 2015 noch eine besondere Aufmerksamkeit auf einer partiellen Sonnenfinsternis hatten, um den steilen Rampen der PV zu begegnen, wird im Jahr 2030 die PV-Rampe am Morgen

Seite 20 von 27

und Abend auf einem ähnlichen Niveau stattfinden – wir werden also um 2030 herum zumindest im Sommer bei entsprechender Witterung „täglich eine Sonnenfinsternis erleben“ – zumindest in der Systembilanz.

Auf der Seite der Lasten wird es ebenfalls fundamentale Änderungen geben. Während heute der Großteil der Lasten den Bedarfen folgt, sei es der Produktion, der Wärme oder sonstiger Endenergie, soll die Last in einem dekarbonisierten Stromversorgungssystem zunehmend Preisen 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. 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 sehr steile Lastgradienten in das Stromsystem bringen.

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.

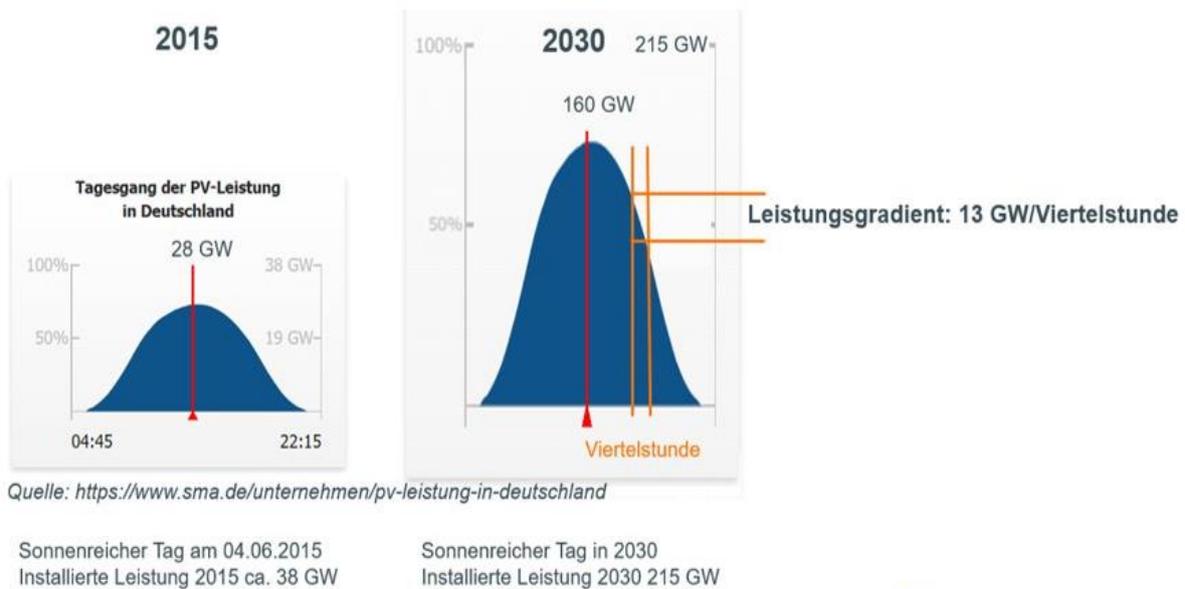


Abbildung 5: Entwicklung der PV-Gradienten bis 2030)

Natürlich werden sich auch zukünftig nicht alle Lasten am Viertelstundenzeitraster 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, 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 werden in den nächsten Monaten hinsichtlich Effizienz, Effektivität, Fehlanreizen und möglichen Nebeneffekten analysiert:

1) Rampenvorgaben

Naheliegender bei Problemen mit zu schnellen Laständerungsgeschwindigkeiten wäre diese zu begrenzen. Das wäre sowohl als technische Netzanschlussregel als auch als Anreizmodell über das Ausgleichsenergiesystem realisierbar.

Seite 21 von 27

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 kürzen 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.

5.2.3 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 ein wachsender Bedarf an Regelleistung (siehe auch Kap. 3.3).

Deshalb beschäftigen sich die 4 ÜNB mit der Ergänzung der aktiven Regelung um eine Passive-Balancing-Komponente, bei der Bilanzkreisverantwortliche mit Flexibilitäten den Anreizen des Ausgleichsenergiepreises folgen, um die Systembilanz zu stützen. 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 bislang aus Sicht des sicheren Netzbetriebs in der Branche nicht ausreichend diskutiert wurden. 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 durchzuführen, Diskussionen mit dem Regulator, dem Markt sowie dem europäischen Ausland zu führen, um ein endgültiges Konzept zu entwickeln. Eine tatsächliche Umsetzung ist Stand heute noch offen.

5.3 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.

5.3.1 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 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 zu harmonisieren und die Anbindung für alle Marktakteure zu vereinfachen. Sie bringen sich daher zum einen aktiv in relevanten europäischen Arbeitsgruppen ein, wie z. B. bei der Erstellung des Network Code Demand Response, um die notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen aktiv mitzugestalten und erarbeiten ein Konzept, um die Vereinheitlichung relevanter Schnittstellen auch im aktuell bestehenden Rahmen voranzutreiben.

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.

5.3.2 Internetschnittstelle für FCR und mFRR

Bei der FCR und der mFRR erfolgt im Gegensatz zur aFRR keine Sollwertvorgabe über die Leittechnik der ÜNB. 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. Daher könnte sich aus Sicht der ÜNB für (potenzielle) Regelreserveanbieter mit der Schaffung einer alternativen einheitlichen Schnittstelle zur Übermittlung von Daten über das Internet anstelle der Echtzeitdaten über die Leittechnik eine mögliche Vereinfachung ergeben.

Dies könnte reinen Regelreserveanbietern den Markteinstieg erleichtern, sofern sie nicht auch aFRR erbringen möchten. Für die aFRR ist ein verlässlicher Datenaustausch in Echtzeit unabdingbar.

Gleichzeitig sollten Bestandsanbieter nicht zu einem Umstieg verpflichtet werden, so dass die Erhaltung der schon bestehenden Anbindungsmöglichkeiten erstrebenswert erscheint. In diesem Zusammenhang bewerten die ÜNB, ob die Schaffung einer vereinfachten Anbindung für die Bereitstellung von FCR und mFRR lohnenswert sein könnte, und bitten um die qualifizierte Meinung von (potenziellen) Marktteilnehmern.

5.3.3 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.

Seite 23 von 27

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 der BNetzA und den Stakeholdern abgestimmt. Hierzu 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. Die 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 bei der Antragstellung im PQ Portal. Hier kann der Anbieter entweder manuell eine Bescheinigung anfordern oder diese wird automatisiert angefordert, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. So soll die Digitalisierung des Prozesses den Aufwand für alle Beteiligten geringhalten.

Es soll zukünftig möglich sein, dass der ANB temporär, z. B. auf Grund zeitweiliger Netzengpässe oder Störungen, den Leistungswert anpassen kann, um so sein Netz vor Überlastung zu schützen. Es gilt zu klären, inwieweit temporäre Leistungsanpassungen den Vermarktungsprozess betreffen und wie die Implementierung in den ÜNB-Systemen erfolgt.

Automatisierung von BKV- und Lieferantenbescheinigung

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

Der BKV und der Lieferant müssen bestätigen, dass bei einem Regelreserveabruf keine dem Abruf kompensierende Maßnahmen getroffen werden (für Details siehe in der [BKV-](#) und [Lieferantenbescheinigung](#)).

Aufgrund des hohen Aufwands bei der Erstellung und Prüfung dieser Dokumente, ist das Ziel der ÜNB den Prüfprozess im PQ-Portal zu digitalisieren.

5.3.4 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 haben 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 (FSkar⁵) lagen keine vollständigen qualitätsgesicherten Daten für Deutschland vor.

⁵ ACCOUNTING AND FINANCIAL SETTLEMENT OF KF, ACE AND RAMPING PERIOD

Im Rahmen dieser Maßnahme streben die dt. ÜNB eine Verkürzung der Fristen bzw. deren Einhaltung durch die europäischen Verbundpartner an. Zusätzlich soll für Deutschland eine Ersatzwertbestimmung der Mengen implementiert werden, die eine Einhaltung der Fristen für den AEP sicherstellen kann. Da es sich hierbei in der Regel nur um geringe Abweichungen handelt, ist davon auszugehen, dass diese Ersatzmethode keine signifikanten negativen Einflüsse auf die Qualität der Veröffentlichung haben wird.

5.3.5 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.

5.3.6 Weiterentwicklungen Veröffentlichungen

Die ÜNB streben eine weitere Verbesserung der Veröffentlichungen zum Systembilanzausgleich an, um den Marktteilnehmern einen noch besseren und zeitnäheren Blick auf die Unausgeglichheiten im System zu geben. Hierzu sehen die ÜNB einerseits kurzfristig eine Weiterentwicklung der NRV-Saldo-Ampel vor, wobei hier beispielsweise angestrebt wird die grünen Ampelphasen der Ampel ebenfalls vorzeichenscharf auszugestalten. Darüber hinaus wollen die ÜNB auch eine zusätzliche, hochredundante und kurzfristige Veröffentlichung des NRV-Saldos etablieren. Diese neue Veröffentlichung erfordert deutlich mehr Umsetzungsaufwand und ist daher erst mittelfristig zu erwarten.

5.4 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.

5.4.1 Roadmap für Regelreserveanbieter

In der kürzeren Vergangenheit gab es diverse Änderungen im Regelreservemarkt, die zu Anpassungsbedarf bei allen Marktteilnehmern führten (s. Abschnitt 2.2). 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 regulatorischem 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.

5.4.2 „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 (und zukünftig mit Luxemburg) hinweg abgestimmt werden.

Seite 26 von 27

6 Schlussbemerkungen

Dieses Grünbuch beschreibt zum einen die Herausforderungen, die zukünftig in der Regelreserve im Rahmen der Transformation des Stromsystems erwartet werden, sei es bei der Nachfrage für diese Systemdienstleistung als auch bei deren Bereitstellung. Um diesen Herausforderungen zu begegnen ist es klar, dass sich der Prozess weiterentwickeln muss. Bei den dargelegten Maßnahmen kann dies an einigen Stellen schon sehr konkret angegangen werden, wohingegen an anderen Stellen weitere Untersuchungen und Überlegungen anzustellen sind. Insofern kann dieses Grünbuch als Auftakt für eine kontinuierliche Weiterentwicklung gesehen werden, die mit der Zeit immer konkreter wird.

Neben den zukünftigen Herausforderungen haben die ÜNB aber auch weiterhin die aktuellen im Blick und arbeiten kontinuierlich an der Verbesserung der laufenden Prozesse.

Wie eingangs (*Warum dieses Grünbuch?*) beschrieben, möchten die ÜNB mit diesem Grünbuch transparent über ihre Vorstellungen zur Regelreserve in der Zukunft informieren und eine Grundlage für die gemeinsame Diskussion mit allen Stakeholdern zur Verfügung stellen.

Im Rahmen einer Umfrage geben wir daher allen Stakeholdern die Möglichkeit, ihr konstruktives Feedback schriftlich einzureichen.

Die Umfrage bleibt bis zum **28.02.2025** geöffnet:

<https://forms.office.com/e/0biHC3q2C7>



Anschließend werden die ÜNB das Feedback auswerten und in ihren Überlegungen berücksichtigen, sodass am Ende ein Branchenkonsens zur Verfügung steht („Weißbuch Regelreserve 2030“).

In diesem Sinne bedanken sich die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber schon jetzt für konstruktive Anmerkungen und die rege Teilnahme an der Diskussion.



16.12.2024 | 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
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

regelleistung@tennet.eu



TransnetBW GmbH

Systembetrieb - Marktentwicklung
Pariser Platz Osloer Str. 15-17
70173 Stuttgart

regelleistung@transnetbw.de