



## Regelreserven in Deutschland und Frankreich

Ausgestaltung nationaler Märkte und derzeitiger  
Stand der Harmonisierung auf EU-Ebene

Dezember 2020

Autor:

Markus Wagenhäuser, DFBEW - markus.wagenhauser@developpement-durable.gouv.fr

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



## Zusammenfassung

Im Stromsystem müssen zu jedem gegebenen Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch übereinstimmen. Verschiedene Instrumente, die sogenannten Systemdienstleistungen, ermöglichen es, die Netz- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Der Einsatz von Regelreserve dient zur Stabilisierung der Netzfrequenz und erfolgt heute zentralisiert durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Man unterscheidet in Abhängigkeit der Zeit, innerhalb der die Regelreserve verfügbar sein muss, grob drei Regelreservequalitäten: Primärregelung, Sekundärregelung sowie Tertiärregelung.

Bereits seit Anfang der 2000er-Jahre schreiben die ÜNB die benötigte Regelreserve auf offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Märkten öffentlich aus. Dies folgt den Vorgaben zur Etablierung eines Binnenmarkts für Strom auf Ebene der Europäischen Union (EU). In den vergangenen Jahren ergab sich durch Rechtsakte und Projekte eine zunehmende Harmonisierung. So wurden etwa im Nachgang des dritten Energiemarktpakets aus dem Jahr 2009 sogenannte Netzkodizes erlassen. Es handelt sich hierbei um gemeinsam von den nationalen Energieregulierungsbehörden und den ÜNB erarbeitete Leitlinien in Form von EU-Verordnungen für den gemeinsamen Netzbetrieb, die auch den Systemausgleich mittels Regelreserven zum Inhalt haben. In diesem Kontext laufen derzeit fünf Plattformprojekte für eine weitere Integration der Regelreservemärkte: FCR, PICASSO, MARI, TERRE und IGCC.

Das acht Rechtsakte umfassende *Clean Energy Package* der EU aus 2018/19 etabliert in der Verordnung über den Strombinnenmarkt darüber hinaus neue Regelungen zur Marktorganisation und zielt dabei darauf ab, dass zukünftig auch dezentrale Erzeugungsanlagen, Laststeuerung und Speicher vermehrt an diesen Märkten teilnehmen können und die Produktdefinition und Beschaffung transparent, technologie-neutral und markt-basiert erfolgt. Auch ermöglicht es diese Verordnung, neue Network Codes zur Marktorganisation für Regelreserven zu erlassen.

In gemeinsamen Ausschreibungen im Rahmen des Plattformprojekts FCR kooperieren Belgien, Deutschland, Frankreich, die Niederlande, Österreich und die Schweiz bei der Beschaffung von Primärregelreserve. Bisher beteiligen sich an der Primärregelung insbesondere konventionelle Erzeugungsanlagen. In zunehmendem Maße leisten aber auch Stromspeicher, wie große Batteriespeichersysteme, einen Beitrag.

Die Harmonisierung der Dimensionierung und Beschaffung von Sekundär- und Tertiärregelung ist weniger weit vorangeschritten. In Deutschland erfolgen tägliche Ausschreibungen für Sekundär- und Tertiärregelreserve. Die Aktivierung von Sekundärreserve erfolgt innerhalb von 5 Minuten, die von Tertiärreserve innerhalb von 15 Minuten. Neben einer Sekundärreserve, die innerhalb von 15 Minuten aktivierbar sein muss, unterscheidet man in Frankreich man verschiedene Tertiärreserven: eine Ersatzreserve in Höhe von 1.000 MW mit einer Aktivierbarkeit innerhalb von 13 Minuten, eine Zusatzreserve in Höhe von 500 MW, aktivierbar innerhalb von 30 Minuten, sowie zwei weitere Reserven. Grundsätzlich lässt sich beim Vergleich zwischen deutschem und französischem Regelreserveansatz feststellen, dass das französische Modell einem proaktiven Ansatz folgt, das deutsche Modell einem reaktiven Ansatz. Der zentrale Unterschied besteht darin, dass die ÜNB beim reaktiven Ansatz in Echtzeit Regelleistung aktivieren, während beim proaktiven Ansatz Ungleichgewichte bereits vor dem Eintritt ausgeglichen werden.

Trotz zunehmender Bestrebungen, den Marktzugang dezentraler Anlagen zu vereinfachen und damit den neuen Rahmenbedingungen der europäischen Energiewende Rechnung zu tragen, sind bisher weder in Deutschland noch in Frankreich erneuerbare Erzeugungsanlagen aktiv an den Regelreservemärkten tätig. Zukünftig wird sich dies ändern. Bereits heute wird eine stärker dezentrale Bereitstellung von Regelreserve unter Einbeziehung erneuerbarer Erzeugungsanlagen, flexibler Lasten sowie Speichersystemen eingesetzt bzw. im Rahmen von Pilotprojekten getestet. Darüber hinaus wird in Zukunft der Verteilnetzebene eine gewichtigere Rolle zukommen. Deshalb wird es zudem zu einer engeren Kooperation zwischen ÜNB und Verteilnetzbetreibern kommen.



## Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.

## Danksagung

Ein herzliches Dankeschön an Benjamin de Boissezon (50 Hertz) für seine Auskünfte und Unterstützung.



# Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>2</b>
<b>Disclaimer</b>	<b>3</b>
<b>Kontext</b>	<b>5</b>
<b>I. Technische Grundlagen</b>	<b>8</b>
I.1. Versorgungszuverlässigkeit und Regelreserven	8
I.2. Funktionsprinzip der verschiedenen Arten von Regelreserven	11
<b>II. Harmonisierung der europäischen Regelreservemärkte</b>	<b>14</b>
II.1. Unionsrechtlicher Rahmen für die Ausgestaltung der Regelreservemärkte	14
II.1.1. Relevante Network Codes und Harmonisierung der Regelreserven	14
II.1.2. Neue Regelungen im Rahmen des Clean Energy Packages	16
II.2. Ablauf der Harmonisierung der Regelreservemärkte auf EU-Ebene	17
<b>III. Bestandsaufnahme zu den Regelreservemärkten in Deutschland und Frankreich</b>	<b>21</b>
III.1. Derzeitige Ausgestaltung der Regelreservemärkte in Deutschland	21
III.1.1. Regulatorischer Rahmen in Deutschland	21
III.1.2. Charakterisierung der deutschen Regelreservemärkte	22
III.1.3. Die Rolle von erneuerbaren Erzeugungsanlagen auf den Regelreservemärkten	27
III.2. Derzeitige Ausgestaltung der Regelreservemärkte in Frankreich	28
III.2.1. Regulatorischer Rahmen in Frankreich	28
III.2.2. Charakterisierung der französischen Regelreservemärkte	29
III.2.3. Die Rolle von erneuerbaren Erzeugungsanlagen auf den Regelreservemärkten	32
III.3. Gegenüberstellung der Regelreservemärkte in Deutschland und Frankreich	34
<b>IV. Dezentralisierung der Bereitstellung von Regelleistung</b>	<b>36</b>

## Kontext

Durch die variable und dezentrale Einspeisung erneuerbarer Erzeugungsanlagen und die Reduktion konventioneller Kraftwerkskapazität im Rahmen der europäischen Energiewende kommt den sogenannten Systemdienstleistungen eine bedeutende Rolle zu. Im Stromsystem, in dem zu jedem gegebenen Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch übereinstimmen müssen, werden verschiedene Maßnahmen unter dem Begriff Systemdienstleistung zusammengefasst und eingesetzt, um höheren Schwankungen im Stromnetz entgegenzuwirken und die Netz- und Systemsicherheit zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. Stimmen nämlich Stromerzeugung und Last nicht exakt überein, weicht die Frequenz – die synchrone Netzfrequenz des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes liegt bei 50 Hz – vom definierten Sollwert ab. Der Einsatz von Regelenergie bzw. „Regelleistung“<sup>1</sup> erfolgt, um Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit ausgleichen zu können, und somit unvorhergesehene Ereignisse im Stromnetz abfedern zu können. Hierfür wird in einem Koordinierungsprozess zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden der optimale Einsatz der Maßnahmen ermöglicht.

Im Kontext einer zunehmenden Europäisierung der Stromsysteme und des Ziels der Etablierung eines vollständig integrierten Binnenmarkts für Strom erfolgt auch hinsichtlich der Systemdienstleistungen eine stärkere Zusammenarbeit auf europäischer Ebene. In Folge des dritten Binnenmarkt-Pakets der Europäischen Union (EU) aus dem Jahr 2009 wurden sogenannte Netzkodizes bzw. Leitlinien für die noch stärkere europäische Kooperation im Bereich der Systemstabilität erlassen. Die Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (auch *Electricity Balancing Guideline*), der als [Verordnung \(EU\) 2017/2195](#) am 23. November 2017 erlassen wurde, gibt Vorgaben über die weitere Integration und den Netzbetrieb im Bereich Regelenergie. Auch die *Market Design Initiative* des *Clean Energy Package* der EU aus 2018/19 reizt eine weitere Integration im Rahmen des EU-Binnenmarkts für Strom an. Auch wurden neue Regeln erlassen, so etwa die Einschränkung des Eigentums und der Nutzung von Stromspeichern durch Netzbetreiber in Artikeln 36 und 54 der Strommarkt-Richtlinie vom 5. Juni 2019 ([Richtlinie \(EU\) 2019/944](#)), die Auswirkungen auf das zukünftige Marktdesign für den Einsatz von Systemdienstleistungen haben werden.

Konkret werden typischerweise drei Arten von Regelreserven unterschieden: Primärregelung, Sekundärregelung (Primär- und Sekundärregelung werden in Frankreich als „*mécanisme d'équilibrage*“ bezeichnet) und Tertiärregelung bzw. Minutenreserve („*mécanisme d'ajustement*“ in Frankreich). Unterschieden werden dabei verschiedene Zeitintervalle, in denen die jeweiligen Anlagen Regelenergie bzw. Regelleistung bereitstellen können.<sup>2</sup> Bei der Primärreserve erfolgt eine Aktivierung mittels Sekunden, bei der Sekundär- und Tertiärreserve im Bereich mehrerer Minuten bis zu einer Stunde. Zum Ausgleich eines Überschusses an Stromverbrauch bzw. Nachfrage wird mit sogenannter positiver Regelenergie die gewünschte Wirkung erreicht, indem dem System Energie zur Verfügung gestellt und die erhöhte Nachfrage ausgeglichen wird. Genau umgekehrt verhält es sich mit der negativen Regelenergie. Hier wird Stromerzeugung entweder verringert oder aber der Stromverbrauch erhöht. Auch erneuerbare Erzeugungsanlagen können unter verschiedenen Bedingungen Regelenergie bereitstellen. Die Abregelung solcher Erzeugungsanlagen, wie dies in Deutschland beispielsweise über die Regelungen des Einspeisemanagements erfolgt, darf nur im Falle von Netzengpässen, nicht aber als Regelreserve eingesetzt werden und ist somit als separate Systemdienstleistung zu betrachten.

---

<sup>1</sup> Definitionen gemäß [EU-Strombinnenmarktverordnung](#) vom 5. Juni 2019: „Regelenergie“ [kWh] bezeichnet die von den ÜNB für den Systemausgleich eingesetzte Energie; „Regelleistung“ [kW] bezeichnet das Volumen der Kapazität, zu dessen Bereithaltung sich ein Regelenergieanbieter verpflichtet hat.

<sup>2</sup> Next Kraftwerke 2020, Definition Regelenergie ([Link](#)).

Bereits seit Anfang der 2000er-Jahre schreiben die für die Frequenzhaltung und die damit verbundene Lieferung von Regelenergie verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die benötigte Regelenergie auf offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Märkten öffentlich aus.<sup>3</sup> Dabei sind die ÜNB jeweils für ihre Regelzone verantwortlich. Es handelt sich hierbei um einen geographisch festgelegten Netzverbund, in dem der betroffene ÜNB für die Systemstabilität zuständig ist. Die Dimensionierung der Regelreserven erfolgt in Abstimmung der verschiedenen europäischen Akteure. Diese bisher zentralisierte Regelleistungsbereitstellung dürfte sich zukünftig dezentralisierter gestalten; Verteilnetzbetreiber (VNB) und lokale Märkte werden zur Sicherung der Systemstabilität zunehmend eine wichtigere Rolle spielen. Nachfolgend werden wichtige Konzepte im Kontext der Regelreservebereitstellung zusammenfassend erläutert:

Begriff	Erklärung
<b>EU-Binnenmarkt für Strom</b>	Gemäß Artikel 194 und 114 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) ist die Vollendung des EU-Energiebinnenmarkts ein zentrales Ziel der europäischen Energiepolitik. Seit 1996 werden Maßnahmen zur Harmonisierung und Liberalisierung des Energiebinnenmarkts verabschiedet. Ziel ist insbesondere der Aufbau eines wettbewerbsfähigeren, kundenorientierten, flexiblen und diskriminierungsfreien EU-Strommarkts. Eine stärkere Europäisierung verschiedener Prozesse im Netzbetrieb geht damit einher.
<b>Network Codes (Netzkodizes) bzw. Leitlinien</b>	Die sogenannten Network Codes (für eine Reihe dieser Network Codes wird offiziell die Terminologie Leitlinien verwendet) sind durch die Europäische Kommission in Form von Verordnungen erlassene Dokumente, die im Kontext der Stromsysteme Regeln zum Netzbetrieb definieren, um die Harmonisierung, Integration und Effizienz des EU-Strombinnenmarkts voranzutreiben. Diese Durchführungsakte unterliegen dem Verfahren der Komitologie und wurden vom europäischen Verband der ÜNB ENTSO-E unter Anleitung der Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) ausgearbeitet.
<b>Systemdienstleistungen</b>	Diese Maßnahmen dienen zur Sicherstellung der Stabilität des Stromsystems, etwa durch Betriebsführung, Frequenz- und Spannungshaltung sowie Versorgungswiederaufbau. Die neuen Erzeugungsstrukturen mit hohen Anteilen variabler Erzeugung führen auf verschiedenen Ebenen zu erhöhten Anforderungen für das Stromsystem und machen den stärkeren Einsatz von Systemdienstleistungen erforderlich.
<b>Regelreserve / Regelenergie / Regelleistung</b>	Ziel von Regelreserven ist die Bereitstellung von Leistung (Regelleistung) bzw. Energie (Regelenergie) zum Ausgleich unvorhergesehener Ereignisse im Stromnetz. Dabei benötigen die für die Frequenzhaltung zuständigen ÜNB Regelreserven in unterschiedlicher Qualität. In Abhängigkeit der zeitlichen Aktivierung unterscheidet man Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Die Beschaffung erfolgt bereits seit fast 20 Jahren über Marktmechanismen in Zusammenarbeit der ÜNB mit den Regulierungsbehörden.
<b>Regelzone</b>	Als Regelzone wird eine geographische Einheit des Übertragungsnetzes verstanden, in dem ein ÜNB die Verantwortung zur Systemstabilität übernimmt. In Frankreich ist RTE als nationaler ÜNB für die französische Regelzone zuständig, in Deutschland teilen sich diese Aufgabe die vier ÜNB: TenneT, 50Hertz, Amprion und Transnet BW.
<b>Präqualifikation / „conditions“</b>	Um an den offenen Ausschreibungen für die Bereitstellung von Regelenergie teilnehmen zu können, müssen mögliche Marktteilnehmer verschiedene Anforderungen erfüllen. In Deutschland werden diese auf der Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (Regelleistung.net) zur Verfügung gestellt und laufend aktualisiert ( <a href="#">Link</a> ).
<b>Bilanzkreis/ Bilanzkreisverantwortlicher</b>	Der Bilanzkreis als kleinste Einheit des Energiemarkts fungiert als Basis für ein stabiles Stromnetz. Ziel ist es, den Bilanzkreis im Gleichgewicht zu halten, so dass die ins Netz eingespeiste Energiemenge der aus dem Netz verbrauchten Menge entspricht. Für jeden Bilanzkreis ist gegenüber dem zuständigen ÜNB ein Bilanzkreisverantwortlicher zu definieren, der die Verantwortlichkeit für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde übernimmt und somit wirtschaftlich Verantwortung für Abweichungen übernimmt.

**Tabelle 1:** Wichtige Begriffe zum Thema Bereitstellung von Regelenergie aus nationaler und europäischer Perspektive

Quellen: [BNetzA](#) / [Dt. ÜNB](#) / [ENTSO-E](#) / [EP](#) / [Next Kraftwerke](#), Darstellung DFBEW

<sup>3</sup> Amprion 2020, Regelenergie ([Link](#)).



Das vorliegende Hintergrundpapier wird neben der Darstellung einiger technischer Grundlagen (I.) und einer Bestandsaufnahme zur derzeitigen Ausgestaltung der nationalen Regelreservemärkte (II.) insbesondere auch die europäische Harmonisierung der letzten Jahren (III.) genauer analysieren und aufzeigen, wie sich die Regelernergiebereitstellung zukünftig entwickeln könnte (IV.). Das DFBEW hat im August 2015 bereits ein [Hintergrundpapier](#) zu Regelreserven in Frankreich und Deutschland veröffentlicht, es stehen daher im vorliegenden Dokument die Entwicklungen der letzten fünf Jahre besonders im Vordergrund.



# I. Technische Grundlagen

In einem ersten Schritt sollen wichtige technische Konzepte erläutert werden, um die derzeitige Bedeutung und die zukünftige Rolle der Bereitstellung von Regelernergie bzw. Regelleistung zu verstehen.

## I.1. Versorgungszuverlässigkeit und Regelreserven

Die Versorgungszuverlässigkeit der Stromsysteme Deutschlands und Frankreichs liegt auf sehr hohem Niveau.<sup>4</sup> Um auch unter den veränderten Rahmenbedingungen einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb zu gewährleisten, werden den jeweiligen Akteuren des Stromsystems präzise Rollen zugewiesen. Die Systemverantwortung tragen in beiden Ländern die ÜNB - siehe [§ 13 Energiewirtschaftsgesetz \(EnWG\)](#) sowie [Artikel L.321-10](#) des französischen Energiegesetzbuchs (*Code de l'énergie*, CE). Durch die zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung mit einer Vielzahl von Anlagen, die auf Ebene der Verteilnetze angeschlossen werden, kommt den VNB wachsende Bedeutung zu. Sie müssen auf untergeordneter Ebene den Einsatz von Systemdienstleistungen unterstützen und die ÜNB entsprechend informieren und unterstützen.

Nachfolgende Tabelle fasst die für die Systemstabilität erforderlichen Dienstleistungen und die jeweils eingesetzten Instrumente zusammen:

Art der Systemdienstleistung	Erklärung
<b>Betriebsführung</b>	Unter Betriebsführung wird die Steuerung und Überwachung des Stromnetzes durch die zuständigen Betreiber auf Ebene des Übertragungs- bzw. Verteilnetzes verstanden. Hierzu zählt unter anderem die Koordination des Einsatzes der Systemdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung, zum Netzengpassmanagement sowie zum Versorgungswiederaufbau nach Störfällen. Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien (EE) wird Erzeugung vielfach auf Ebene der Verteilnetze angeschlossen, was eine enge Koordination zwischen ÜNB und VNB nötig macht. Zudem wird durch die weitere europäische Harmonisierung und die Marktkopplung über Grenzkuppelstellen eine Abstimmung zwischen den verschiedenen beteiligten Akteuren (VNB, ÜNB, Erzeugungsanlagen) bedeutender. Im Rahmen des Netzengpassmanagements setzen Netzbetreiber auf Redispatch zur Vermeidung von Netzengpässen. Hierzu wird die Einsatzreihenfolge konventioneller Kraftwerke angepasst. Wenn dabei alle Möglichkeiten ausgeschöpft sind, darf in Deutschland auch eine Reduktion der EE-Erzeugung über das Einspeisemanagement erfolgen.
<b>Frequenzhaltung</b>	Auch bei unerwarteten Veränderungen der Erzeugung oder des Verbrauchs muss die Netzfrequenz von 50 Hz zu jedem Zeitpunkt stabil gehalten werden. Maßnahmen zur Frequenzhaltung sind: Momentanreserve, Regelleistung, steuerbare Lasten, Lastabwurf. Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien (EE) müssen zukünftig auch dezentral Lösungen gefunden werden, um die Frequenz im Sollbereich zu halten. Dies könnte etwa durch Regelleistung aus dezentralen Anlagen, flexible Lasten oder durch Stromspeicher ermöglicht werden.

<sup>4</sup> Mehr Informationen zur Thematik liefert ein [DFBEW-Hintergrundpapier](#) zum Thema Versorgungszuverlässigkeit aus April 2019.





<b>Spannungshaltung</b>	Die Beibehaltung einer hohen Spannungsqualität ist für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb von großer Bedeutung. Die jeweilige Netzspannung ist von der aktuellen Netzsituation (Einspeisung und Verbrauch) abhängig und in einem vordefinierten Spannungsband zu halten. Die Spannungshaltung liegt in der Verantwortung des zuständigen Netzbetreibers. Zur Spannungshaltung wird neben der planerischen Netzauslegung auch die Bereitstellung von Blindleistung <sup>5</sup> durch Erzeugungsanlagen oder Netzbetriebsmittel und Stufung der Transformatoren genutzt. Zukünftig werden zusätzliche Maßnahmen zur Blindleistungsbereitstellung benötigt.
<b>Versorgungswiederaufbau</b>	Nach einem Störfall muss der Wiederaufbau der Stromversorgung schnellstmöglich herbeigeführt werden. Dies wird durch die ÜNB koordiniert. Von zentraler Bedeutung sind sog. schwarzstartfähige Kraftwerke (Start des Kraftwerks erfolgt unabhängig von bestehender Stromversorgung). Beispiele hierfür sind Laufwasser- oder Pumpspeicherkraftwerke und konventionelle Kraftwerke, die ohne externe Stromversorgung anfahren können (insbesondere Druckluftspeicherkraftwerke oder Gaskraftwerke). Auch Batteriespeicher können diese Aufgabe übernehmen.
<b>Vorgehaltene Kapazitäten / Kapazitätsmechanismen</b>	Zur Sicherung einer stabilen Stromversorgung und zur Verhinderung von Störfällen werden im jeweiligen Strommarktdesign präventiv Kraftwerkskapazitäten vorgehalten. Seit einigen Jahren wird hierzu in Frankreich ein Kapazitätsmechanismus genutzt, der vorgehaltene installierte Kraftwerksleistung vergütet und nicht, wie am Großhandelsmarkt üblich, die Stromlieferung. Auch in Deutschland gibt es Systemdienstleistungen, die einen Kapazitätsmarktcharakter aufweisen. Es handelt sich etwa um die Mechanismen der Netzreserve (§ 13d EnWG) sowie um die sogenannte Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken (§ 13g EnWG) als letztes Mittel, wenn alle regulären, zuvor genutzten Sicherheitsmaßnahmen nicht ausreichen sollten.

**Tabelle 2:** Überblick zu Systemdienstleistungen

Quellen: [Next Kraftwerke](#) / [VDE](#), Darstellung DFBEW

Es zeigt sich, dass die europäische Energiewende einen erhöhten Kommunikations- und Koordinationsbedarf der verschiedenen Akteure auf unterschiedlichen Ebenen notwendig macht. Die stärkere Marktkopplung im Zuge der Integration des EU-Strombinnenmarkts erfordert eine intensive Kooperation der europäischen ÜNB, die im Verband der europäischen ÜNB ([ENTSO-E](#)) intensiv im Austausch stehen. Derzeit umfasst das Netz von ENTSO-E insgesamt fünf Netzgebiete, sogenannte *Regional Groups* (RG), siehe auch Abbildung 1 unterhalb. Deutschland und Frankreich sind Teil des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes (*RG Continental Europe*) im Zentrum Europas mit synchronem Netzbetrieb bei 50 Hz. Über einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan, [TYNDP](#)) wird der zukünftige Ausbau der europäischen ÜNB koordiniert und Fragen der Systemstabilität langfristig betrachtet.

---

<sup>5</sup> Blindleistung wird zum Aufbau eines Magnetfeldes im Wechselstromnetz benötigt. Sie verrichtet im Gegensatz zur Wirkleistung keine nutzbare Arbeit, wird aber für den Aufbau der Spannung benötigt. Die Herausforderung für Betreiber besteht darin, die Blindleistung auf dem geeigneten Niveau zu halten. Liegt die Blindleistung zu niedrig, sinkt die Netzspannung; ist sie zu hoch, kann weniger Wirkleistung transportiert werden ([Link](#)).

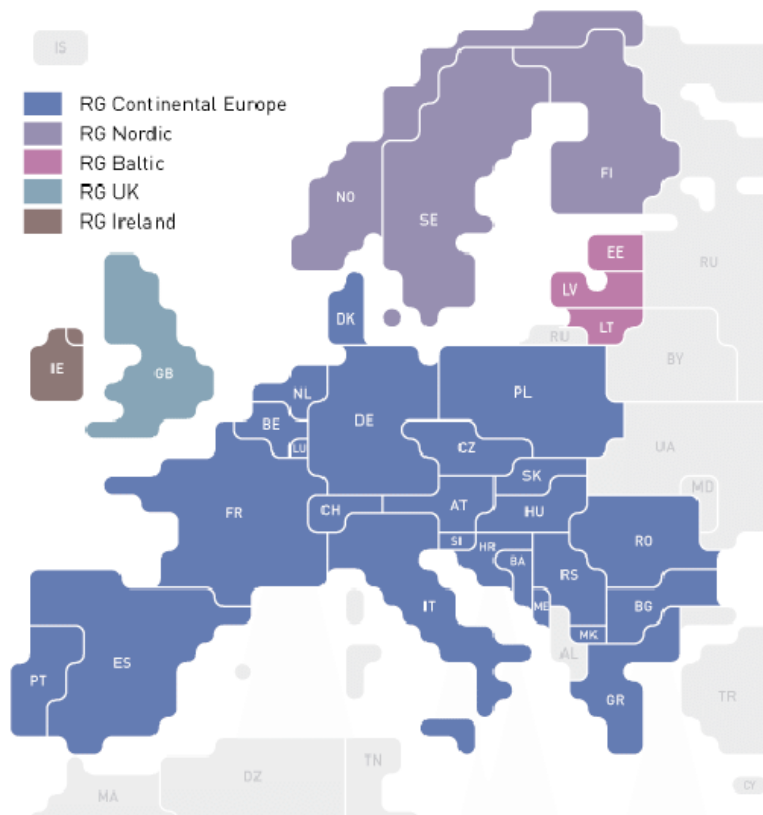


Abbildung 1: Überblick über die fünf Netzgebiete des europäischen Verbundsystems, Quelle: [ENTSO-E](#)

Die zunehmend notwendige dezentrale Bereitstellung von Systemdienstleistungen erfordert aber auch eine intensivere Einbindung der VNB. Im Rahmen der Verabschiedung des Clean Energy Package haben sich die Mitgliedsstaaten deshalb auf einen stärkeren Erfahrungsaustausch der VNB auf europäischer Ebene geeinigt. So gibt es nunmehr ein Äquivalent zu ENTSO-E, die Organisation [E.DSO](#), in der mehr als 40 VNB zusammengeschlossen sind und für einen grenzüberschreitenden Erfahrungsaustausch sorgen, gerade hinsichtlich der Nutzung der Möglichkeiten von Smart Grids und Informationstechnologien.

Die letzten Großstörungen im kontinentaleuropäischen Verbundnetz liegen bereits einige Jahre zurück. So waren beispielsweise am Abend des 4. November 2006 rund 15 Mio. Menschen von einem großflächigen Lastabwurf betroffen.<sup>6</sup> Um ein Kreuzfahrtschiff problemlos in die Nordsee überführen zu können, wurde im Netz der ehemaligen E.ON Netz eine 380-kV-Höchstspannungsleitung in Abstimmung mit den weiteren betroffenen Netzbetreibern (neben E.ON Netz waren dies RWE Transportnetz Strom sowie der niederländische ÜNB TenneT) abgeschaltet. Trotz ununterbrochener Kommunikation zwischen den Netzbetreibern führten unerwartete Laständerungen letztlich zur Überlastung einer benachbarten 380-kV-Leitung. Innerhalb kürzester Zeit kam es zur automatischen Abschaltung weiterer Leitungen von Nord nach Süd bis nach Ungarn. In der Folge zerfiel das europäische Verbundnetz in drei Teilnetzgebiete mit deutlich abweichenden Netzfrequenzen (zwischen 49,0 Hz und 51,4 Hz). Durch Lastabwurf und Einsatz von Regelenergie konnte nach rund 1,5 Stunden die Stromversorgung wiederhergestellt und die Teilnetzgebiete wieder vollkommen miteinander verbunden werden.<sup>7</sup>

<sup>6</sup> Ein Bericht der Bundesnetzagentur aus Februar 2007 informiert zu den Umständen der Systemstörung vom 4. November 2006 ([Link](#)).

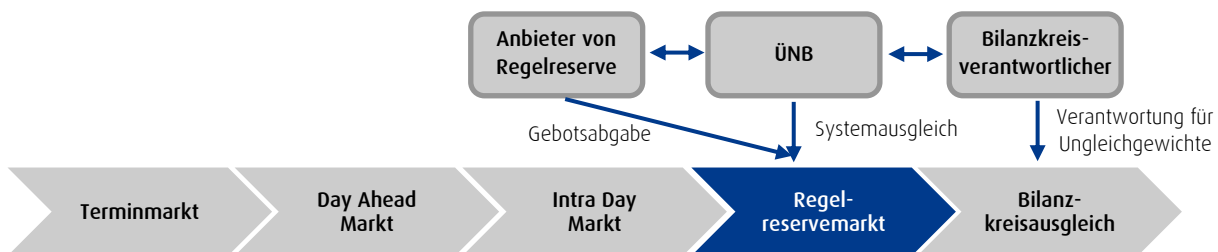
<sup>7</sup> BNetzA 2007, S. 7-12 ([Link](#)).

## 1.2. Funktionsprinzip der verschiedenen Arten von Regelreserven

Wie in I.1. ausgeführt, handelt es sich bei der Bereitstellung von Regelenergie bzw. Regelleistung um eine Systemdienstleistung zur Gewährleistung einer gleichbleibenden Netzfrequenz. In den Erzeugungsanlagen drehen sich die Generatoren mit einer gleichen Geschwindigkeit, genau 50 Mal pro Sekunde und erzeugen dabei einen Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hz. Ausnahme ist etwa das Netz der Deutschen Bahn oder anderer Bahngesellschaften, welches mit 16 2/3 Hz betrieben wird. Stimmen Erzeugung und Last nicht genau überein, weicht die Netzfrequenz vom definierten Sollwert (50 Hz) ab. Eine stabile Netzfrequenz ist neben der Vermeidung von Stromausfällen auch zur Vermeidung von Schäden für Verbraucher von zentraler Bedeutung.

Den ÜNB als Verantwortlichem für die Systemstabilität in der jeweiligen Regelzone kommt die Aufgabe zu, positive und negative Regelenergie vorzuhalten, um unvorhergesehene Leistungsschwankungen ausgleichen zu können. Die Auftretswahrscheinlichkeit solcher Ereignisse wird durch die zunehmende Integration variabler Erzeugung erhöht. Wenn die Erzeugung den Verbrauch überschreitet, wird negative Regelenergie benötigt, es muss dem Netz also kurzfristig Strom entzogen werden. Bei nicht prognostizierter, höherer Nachfrage ist durch die kurzfristige Bereitstellung zusätzlicher Einspeisung (positive Regelenergie) die Frequenz stabil zu halten.<sup>8</sup> Regelenergie kann jedoch nicht nur von Erzeugungsanlagen sondern auch von Verbrauchern und Speichersystemen erbracht werden.<sup>9</sup>

Nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick zur Marktorganisation und den beteiligten Akteuren:



**Abbildung 2:** Organisation des Marktes für Regelreserve; Quelle [ENTSO-E 2018](#), Darstellung DFBEW

Man unterscheidet bei der Bereitstellung von Regelenergie verschiedene Qualitäten nach Geschwindigkeit der Aktivierung nach Eintritt des Ereignisses, welches potentiell zu einer abweichenden Netzfrequenz führt. Bis ausreichend Regelenergie aktiviert werden kann, werden Abweichungen der Frequenz im Sekundenbereich über die Trägheit der rotierenden Massen von Generatoren konventioneller Kraftwerke gedämpft, man spricht hierbei von Momentanreserve. Innerhalb von Sekunden kann die sogenannte Primärregelung eingreifen. Daraufhin setzen mit einem Zeitverzug, falls dies notwendig ist, die Sekundär- sowie Tertiärregelung ein.

### Primärregelung:

Die Primärregelung wird zur Netzstabilisierung genutzt.<sup>10</sup> Im Gegensatz zur Ermittlung des Sekundärregel- und Minutenreservebedarfs wird der Bedarf an Primärregelenergie auf europäischer Ebene festgelegt. Es wird als Referenzstörfall im zentraleuropäischen Verbundnetz der Ausfall von 3.000 MW Erzeugung bzw. Verbrauch angenommen. Nach dem Solidaritätsprinzip und auf Basis eines jährlich neu berechneten Verteilungsschlüssels werden in allen im kontinentaleuropäischen Verbundnetz zusammengeschlossenen Netzgebieten insgesamt 3.000 MW an Primärregelreserve bereitgestellt.<sup>11</sup>

<sup>8</sup> BNetzA 2020, Regelenergie ([Link](#)).

<sup>9</sup> Next Kraftwerke 2020, Regelenergie ([Link](#)).

<sup>10</sup> BNetzA 2020, Regelenergie ([Link](#)).

<sup>11</sup> Amprion 2020, Regelreserve in Deutschland ([Link](#)).

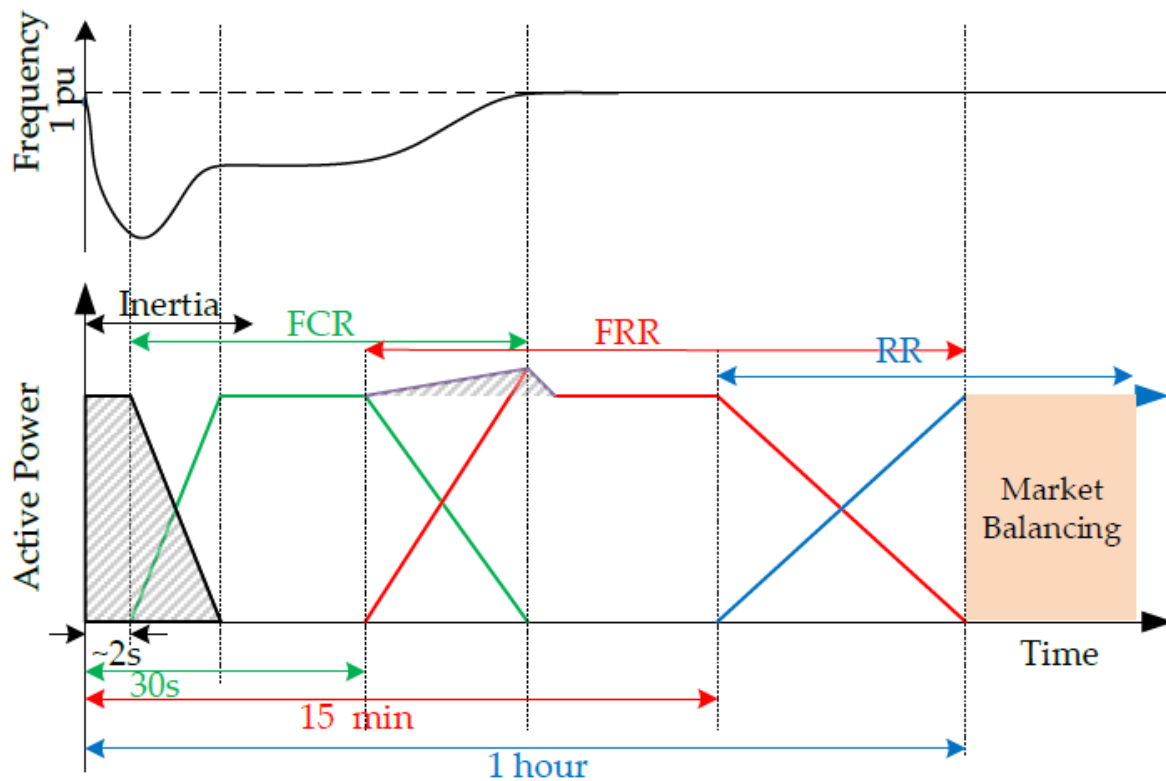
### Sekundärregelung:

Der Bedarf an Sekundärregelung wird im Rahmen eines gemeinsamen Verfahrens durch die deutschen ÜNB sowie in Frankreich durch RTE ermittelt. Die Aktivierung erfolgt gemäß dem Verursacherprinzip und somit durch denjenigen ÜNB, in dessen Verantwortungsbereich die Ursache des Bilanzungleichgewichts vorliegt.<sup>12</sup>

### Tertiärregelung/Minutenreserve:

Die Minutenreserve löst den Einsatz der Sekundärregelenergie ab und dient dazu, Störungen über einen längeren Zeitraum auszugleichen. Auch hier erfolgt die Ermittlung auf nationaler Ebene und die Aktivierung in der jeweils betroffenen Regelzone (siehe hierzu auch II.1. und II.2.).

Nachfolgende Abbildung stellt beispielhaft den Einsatz von Regelenergie nach Auftritt eines deutlichen Abfalls der Netzfrequenz in Folge eines unvorhergesehenen Ereignisses dar. Zunächst wird die Primärregelung (*Frequency Containment Reserves, FCR*<sup>13</sup>) genutzt, um die Frequenz grob zu stabilisieren. Erst der Einsatz von Sekundärregelenergie (*Frequency Restoration Reserves, FRR*) führt zur schrittweisen und dann vollständigen Stabilisierung der Netzfrequenz. Durch Einsatz der Minutenreserve (*Replacement Reserves, RR*) wird eine längerfristig stabilisierte Frequenz garantiert.



**Abbildung 3:** Beispiel eines Frequenzabfalls im Stromnetz sowie entsprechender Regelenergieeinsatz

Quelle: [Kaushal/Van Hertem 2019](#)

<sup>12</sup> Amprion 2020 ([Link](#)).

<sup>13</sup> Diese Abkürzungen finden sich in den europäischen Rechtsakten. Teilweise unterscheidet man noch zwischen *automatic Frequency Restoration Reserves* (aFRR, als Sekundärregelung) und *manual Frequency Restoration Reserves* (mFRR, mit RR Teil der Tertiärregelung), siehe dt. ÜNB ([Link](#)).



Der Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen, auch Stundenreserve genannt, welcher die Minutenreserve ablöst, zählt formal nicht zu den Regelleistungsarten, da keine Ausschreibung über Marktmechanismen erfolgt. Auslöser für den Einsatz der Stundenreserve kann etwa der vollständige Ausfall eines Kraftwerksblocks sein. In diesem Fall muss der Verursacher durch verschiedene Maßnahmen (z.B. Zukauf von Fehlmengen über die Börse oder über außerbörslichen Handel) die Netzstabilität wiederherstellen.<sup>14</sup>

#### **Exkurs: proaktiver und reaktiver Regelreserveinsatz**

Grundsätzlich lassen sich zwei unterschiedliche Strategien für den Einsatz von Regelreserven unterscheiden, der proaktive und der reaktive Ansatz. Nutzt der jeweilige ÜNB einen proaktiven Regelreserveansatz, wird bereits vor Eintritt von Ungleichgewichten im System Regelreserve aktiviert, um vorsorgend möglichen Ungleichgewichten entgegenzuwirken. Ein solcher, proaktiver Ansatz wird durch RTE in Frankreich verfolgt. Die reaktive Regelreserverstrategie kennzeichnet sich dadurch, dass der ÜNB in Echtzeit Regelreserve aktiviert, um Ungleichgewichten im System entgegenzuwirken. Die derzeitige Regelreserverstrategie der vier deutschen ÜNB lässt sich als reaktiv einordnen.<sup>1</sup> Durch die verstärkte europäische Harmonisierung kommt es auch auf dieser grundlegenden Ebene, wie Regelreserve beschafft wird, zu einer deutlichen Angleichung, auf eine vollständige Angleichung wird jedoch aktuell nicht abgezielt.

---

<sup>14</sup> Next Kraftwerke 2020 ([Link](#)).

## II. Harmonisierung der europäischen Regelreservemärkte

In den 1990er-Jahren wurden erstmals Entscheidungen getroffen, die Energiemärkte auf EU-Ebene schrittweise für den Wettbewerb zu öffnen. Die ersten Liberalisierungsrichtlinien in Bezug auf Strom wurden 1996 bzw. 2003 erlassen und in nationales Recht übertragen.<sup>15</sup> Im April 2009 wurden durch das sogenannte dritte Energiepaket weitere Schritte zur Harmonisierung der Strommärkte in den Mitgliedsstaaten unternommen, bevor im Juni 2019 mit dem vierten Energiepaket, dem insgesamt acht Rechtsakten umfassenden Clean Energy Package, neue Regeln für den Strommarkt eingeführt wurden, um die Märkte für die neuen Aufgaben der Integration einer großen Zahl dezentraler Erzeugungsanlagen im Kontext der europäischen Energiewende fit zu machen.

Im Nachgang des dritten Energiepakets wurden zudem durch die Europäische Kommission EU-Verordnungen in Form sogenannter *Netzkodizes* bzw. Leitlinien erlassen, die eine zunehmende europäische Integration der verschiedenen Märkte ermöglichen sollen. So regelt etwa die Leitlinie zur Kapazitätsvergabe und zum Engpassmanagement ([Verordnung \(EU\) 2015/1222](#) der Kommission, auch *Capacity Allocation and Congestion Management* bzw. *CACM Guideline*) die Intensivierung der Kopplung von Day Ahead und Intraday-Märkten zwischen Mitgliedsstaaten.<sup>16</sup> Eine weitere Leitlinie regelt allgemeine Prinzipien des Betriebs der europäischen Übertragungsnetze ([Verordnung \(EU\) 2017/1485](#) der Kommission, auch *System Operation* bzw. *SO Guideline*). Die Leitlinie zu den Regelreservemärkten ([Verordnung \(EU\) 2017/2195](#) der Kommission, auch *Electricity Balancing* bzw. *EB Guideline*) etabliert gemeinsame Grundsätze für die Beschaffung und die Abrechnung von Regelenergie. Nachfolgend sollen die zentralen Regelungen auf EU-Ebene hinsichtlich des Einsatzes von Regelenergie dargestellt und der aktuelle Stand der Harmonisierung aufgezeigt werden.

### II.1. Unionsrechtlicher Rahmen für die Ausgestaltung der Regelreservemärkte

Der derzeitige unionsrechtliche Rahmen hinsichtlich des Einsatzes von Regelenergie ergibt sich insbesondere durch die oben angesprochenen EU-Leitlinien zum Übertragungsnetzbetrieb und zu den Regelreservemärkten sowie durch die Regelungen der im Rahmen des *Clean Energy Package* verabschiedeten Verordnung sowie Richtlinie zum EU-Binnenmarkt für Strom.

#### II.1.1. Relevante Network Codes und Harmonisierung der Regelreserven

##### Die *System Operation Guideline* (SO Guideline)

Diese Leitlinie stellt gemeinsame Regeln zum Betrieb der europäischen Übertragungsnetze auf und verpflichtet nationale ÜNB zu einem hohen Maß an Kooperation untereinander. Auch zum Thema Regelenergieabruf werden verschiedene Grundsätze etabliert. So werden etwa Prinzipien für die Überwachung und Bestimmung der Netzzustände durch ÜNB (Artikel 19 SO Guideline), für den Datenaustausch zwischen ÜNB sowie zwischen ÜNB und VNB innerhalb der jeweiligen Regelzone (Artikel 41-44 SO Guideline) sowie Parameter für die Bestimmung der Frequenzqualität definiert (Artikel 127 SO Guideline). Hinsichtlich der Frequenzhaltung bzw. Frequenzregelung werden in den Artikel 142 ff. SO Guideline grundsätzliche Prinzipien dargestellt. Frequenzhaltung ist dabei als „Stabilisierung der Netzfrequenz durch die Aktivierung von FCR“ zu verstehen (Artikel 142 (1) SO Guideline). Darüber hinaus wird in Artikel 145 SO Guideline zwischen automatischer (aFRR) und manueller (mFRR) Frequenzwiederherstellung unterschieden.

---

<sup>15</sup> Europäisches Parlament 2020, Energiebinnenmarkt ([Link](#)).

<sup>16</sup> Weitere Informationen zu Marktkopplung und grenzüberschreitenden Stromhandel liefert ein [DFBEW-Hintergrundpapier](#) aus Januar 2020.

In den Artikeln 153 bis 156 SO Guideline werden Regeln zur Dimensionierung, zu technischen Mindestanforderungen, zu Präqualifikationsverfahren und zur Bereitstellung der Primärreserve (FCR) aufgestellt. Artikel 153 (2) b) i) SO Guideline definiert den Referenzstörfall mit 3.000 MW positiver bzw. negativer Leistung für das zentraleuropäische Verbundnetz. Auch zu den Frequenzwiederherstellungsreserven (FRR) sowie zu den Ersatzreserven (RR) werden in den Artikel 157-162 SO Guideline entsprechende Regeln zu Dimensionierung, Mindestanforderungen sowie Präqualifikation definiert.

#### Die *Electricity Balancing Guideline* (EB Guideline)

Gegenstand der Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem ist gemäß Artikel 1 (1) EB Guideline die Etablierung gemeinsamer Grundsätze für die Beschaffung und die Abrechnung von Regelenergie sowie einer gemeinsamen Methode für die Aktivierung. Ziel ist eine Harmonisierung der europäischen Regelreservemärkte bis 2025.

Der Text unterscheidet zwischen folgenden Regelenergiequalitäten: Frequenzhaltungsreserven (FCR), Frequenzwiederherstellungsreserven (FRR) und Ersatzreserven (RR).<sup>17</sup> Der für die Leitlinie namengebende Begriff Systemausgleich ist definiert als „alle Handlungen und Verfahren über alle Zeiträume hinweg, mit denen ÜNB kontinuierlich dafür sorgen, dass die Netzfrequenz [...] in einem vorbestimmten Stabilitätsbereich bleibt und die Menge der für die erforderliche Qualität benötigten Reserven [...] eingehalten wird.“ (Artikel 2 (1) EB Guideline).

Die Ziele der Leitlinie zu Regelreserven werden in Artikel 3 der Verordnung dargelegt:

- Förderung von wirksamem Wettbewerb, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz
- Erhöhung der Effizienz der Regelreservemärkte
- Unterstützung der Integration der Regelreservemärkte
- Beitrag zu effizientem Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes sowie Unterstützung einer einheitlichen Funktionsweise der verschiedenen Märkte (Day-Ahead, Intraday, Regelung)
- Beschaffung von Regelenergie auf faire, objektive, transparente und marktbasierende Weise
- Sicherstellung der Einbeziehung der Laststeuerung (inkl. aggregierter Anlagen und Energiespeicherung)
- Erleichterung der Einbeziehung erneuerbarer Energien

In den Artikeln 14 bis 18 EB Guideline werden die Aufgaben und Zuständigkeiten der beteiligten Akteure (ÜNB, VNB, Regelreserveanbieter, Bilanzkreisverantwortliche) dargestellt. Für die Beschaffung von Regelenergie zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist gemäß Artikel 14 (1) EB Guideline der jeweilige ÜNB zuständig. VNB müssen den ÜNB alle erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen (Artikel 15 (2) EB Guideline), Regelreserveanbieter die entsprechenden Voraussetzungen im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens erfüllen (Artikel 16 (1) EB Guideline). Bilanzkreisverantwortliche, die die finanzielle Verantwortung für mit dem Anschluss-ÜNB abzurechnende Abweichungen tragen, sollen sich zudem in Echtzeit darum kümmern, den eigenen Bilanzkreis auszugleichen oder das Elektrizitätsversorgungssystem zu stützen (Artikel 17 (1), (2) EB Guideline).

---

<sup>17</sup> Siehe hierzu auch die Unterscheidung in Abschnitt I.2.

In den darauffolgenden Artikeln werden die ÜNB aufgefordert, für den Austausch verschiedener Regelreservequalitäten europäische Plattformen zu bilden (siehe auch II.2.). Neben der Darstellung standardisierter Produkteigenschaften werden auch allgemeine Grundsätze zur Abrechnung etabliert. So müssen Abrechnungsverfahren gemäß Artikel 44 (1) EB Guideline folgende Eigenschaften aufweisen:

- Aussendung angemessener wirtschaftlicher Signale unter Widerspiegelung der herrschenden Bilanzkreisabweichungen
- Sicherstellung, dass Bilanzkreisabweichungen zu einem den Echtzeitwert der Energie widerspiegelnden Preis abgerechnet werden
- Schaffung von Anreizen für Bilanzkreisverantwortliche
- Harmonisierung von Mechanismen zur Abrechnung
- Vermeidung verzerrender Anreize
- Unterstützung des Wettbewerbs zwischen Marktteilnehmern
- Anreize für Regelreserveanbieter
- Finanzielle Neutralität aller ÜNB

In Artikel 59 wird ENTSO-E verpflichtet, einen alle zwei Jahre erscheinenden detaillierten Bericht unter anderem zu den Fortschritten bei der Integration der Regelreservemärkte in Europa vorzulegen. Zudem wird in Artikel 60 jeder ÜNB verpflichtet, einen Bericht über den Systemausgleich in den vergangenen zwei Kalenderjahren vorzulegen. Die verschiedenen erforderlichen Handlungsschritte für jeden ÜNB bzw. auf Ebene von ENTSO-E werden auf der Webseite von ENTSO-E zum [EB Guideline](#) dargestellt.

## II.1.2. Neue Regelungen im Rahmen des Clean Energy Packages

Das EU-Legislativpaket „saubere Energie für alle Europäer“ oder auch *Clean Energy Package* umfasst insgesamt acht Rechtsakte und wurde in 2018/19 als viertes Paket zum EU-Energiemarkt verabschiedet.<sup>18</sup> Die Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt ([Verordnung \(EU\) 2019/943](#), Binnenmarkt-VO) etabliert in Artikel 6 Grundprinzipien zur Organisation der Regelreservemärkte in den Mitgliedsstaaten. Die zentralen Parameter, die bei der Organisation von Regelreservemärkten anzuwenden sind, definiert Artikel 6 (1) Binnenmarkt-VO:

- Verhinderung jedweder Diskriminierung einzelner Marktteilnehmer (auch erneuerbaren Erzeugungsanlagen, Laststeuerung und Speicherung sollte ein diskriminierungsfreier Zugang ermöglicht werden)
- Transparente und technologieneutrale Definition der Dienstleistungen
- Transparente und marktbasierende Beschaffung
- Berücksichtigung veränderter Rahmenbedingungen (mehr EE-Erzeugung, höhere Nachfrageflexibilität und Notwendigkeit, neue Technologien zu entwickeln)

Falls die Energieregulierungsbehörden keine alternative Berechnungsmethode definieren, beruht die Abrechnung von Regelenergie auf dem Grenzpreisverfahren (Artikel 6 (4) Binnenmarkt-VO), Bilanzkreisabweichungen sind zu demjenigen Preis abzurechnen, „der dem Echtzeitwert der Energie Rechnung trägt“ (Artikel 6 (5) Binnenmarkt-VO). Wie dies in Deutschland und Frankreich der Fall ist, werden die Dimensionierung der Reservekapazität sowie die Beschaffung von Regelleistung von den ÜNB vorgenommen. Die Dimensionierung und Beschaffung darf auch auf regionaler Ebene erfolgen (Artikel 6 (7), (8) Binnenmarkt-VO).

---

<sup>18</sup> Eine Zusammenfassung der wichtigsten Inhalte des Clean Energy Packages sowie mögliche Implikationen in Deutschland und Frankreich zeigt ein [DFBEW-Hintergrundpapier](#) zur europäischen Energiepolitik bis 2030 auf.



In der Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt ([Richtlinie \(EU\) 2019/944](#), Binnenmarkt-RL<sup>19</sup>), auf die in Artikel 6 Binnenmarkt-VO verwiesen wird, werden zudem Prinzipien für ÜNB dargestellt, wie die Beschaffung der Regelreserve zu erfolgen hat (siehe Artikel 40 (4) Binnenmarkt-RL):

- Beschaffung auf Grundlage transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Verfahren
- Unter Beteiligung aller qualifizierten Elektrizitätsunternehmen und Marktteilnehmer (einschließlich erneuerbare Erzeugungsanlagen, Laststeuerungsanlagen sowie Betreiber von Energiespeicheranlagen und Unternehmen, die in der Aggregation tätig sind)
- Gemeinsame Festlegung der technischen Anforderungen für die Teilnahme an diesen Märkten von der Regulierungsbehörde gemeinsam mit dem ÜNB

Artikel 59 (1) Binnenmarkt-VO befähigt die Europäische Kommission zudem, neue Network Codes zu erlassen. So ermöglicht Satz c) auch die Verabschiedung von Network Codes bzw. Leitlinien etwa in Bezug auf Plattformen für den Austausch von Regelenergie, Anforderungen an Regelreserveprodukte, Beschaffung von Regelreserve, Zuweisung grenzüberschreitender Übertragungskapazität für den Austausch von Regelreserve, Abrechnung von Regelenergie, etc. Hiermit wird sich also in den kommenden Jahren ein weiterer Schritt hin zur Harmonisierung der Regelreserven auf EU-Ebene ergeben.

Als spätere Rechtsakte sind die Binnenmarkt-VO und die Binnenmarkt-RL gegenüber den früheren EU-Leitlinien zum Netzbetrieb und zu den Regelreservemärkten vorrangig.<sup>20</sup> Die Ausführungsakte der ÜNB müssen folglich an die neuen Strombinnenmarktregelungen angepasst werden, so etwa die getrennte Ausschreibung für alle Arten von Regelenergie sowie marktbasierter Beschaffung auch für FCR. Auch die Nutzung alternativer Preisbildungsmethoden wurde eingeschränkt. Insgesamt ergibt sich durch die fortentwickelten Rechtsrahmen eine höhere Komplexität, auch müssen die nationalen Akteure ihre geltenden Regelwerke teilweise deutlich überarbeiten. Es zeigt sich auf den Regelreservemärkten immer mehr ein Nebeneinander von europäischem und nationalem Recht sowie privaten Regelwerken (so etwa die Präqualifikationsbestimmungen, die in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde von den ÜNB erlassen werden).

## II.2. Ablauf der Harmonisierung der Regelreservemärkte auf EU-Ebene

Bereits seit vielen Jahren kooperieren die vier deutschen ÜNB auf nationaler Ebene im Kontext der Regelenergiebereitstellung. Darüber hinaus gibt es weitere Kooperationsprojekte auf internationaler Ebene. Die ÜNB aus Österreich und Deutschland rufen zum Beispiel gemäß einer gemeinsamen Merit Order die Sekundär- und Minutenreserve ab.<sup>21</sup>

Im Zuge der Umsetzung der EU-Leitlinie über den Systemausgleich auf europäischer Ebene (EB Guideline) sollen die Energieregulierungsbehörden und die nationalen ÜNB gemeinsam, in einem abgestimmten Verfahren für die verschiedenen Regelreservetypen Pilotprojekte zur Integration der Bereitstellung von Regelreserve durchführen. Dies ergibt sich aus Kapitel 2 der EU-Leitlinie zum Systemausgleich (Artikel 19 ff. EB Guideline). Daher beteiligen sich die verschiedenen nationalen ÜNB an der Errichtung europäischer Plattformen für den Austausch von Regelreserve zur Schaffung eines Binnenmarkts für Regelreserve. Für die jeweiligen Regelreservequalitäten wurden dabei unterschiedlich lange Umsetzungsfristen definiert. Die Hauptziele der europäischen Plattformprojekte sind insbesondere durch eine stärkere Harmonisierung der Regelreserveprodukte einen Beitrag zu einer weiteren Integration des Elektrizitätsbinnenmarkts beizutragen und damit einen wirksamen Wettbewerb, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz in den Regelreservemärkte zu fördern.

---

<sup>19</sup> Im Gegensatz zur Verordnung entfaltet eine Richtlinie keine direkte rechtliche Wirkung im jeweiligen Mitgliedsstaat und bedarf zunächst der nationalen Umsetzung.

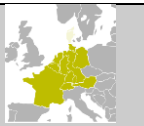




<sup>20</sup> Stiftung Umweltenergie recht 2019, Auswirkungen des EU-Gesetzgebungspaketes „Saubere Energie für alle Europäer“ auf den Regelenergiemarkt, S. 7 ([Link](#)).

<sup>21</sup> Amprion 2020, Regelreserve in Deutschland ([Link](#)).

Konkret wurden in der Zwischenzeit folgende Plattformprojekte definiert:

- Frequency Containment Reserves ([FCR](#))
- Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation ([PICASSO](#))
- Manually Activated Reserves Initiative ([MARI](#))
- Trans European Replacement Reserves Exchange ([TERRE](#))
- International Grid Control Cooperation ([IGCC](#))

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu den verschiedenen Plattformprojekten, die daraufhin kurz näher vorgestellt werden sollen.

Regelenergie-qualität	Aktivierbarkeit	EU Plattformprojekt	Teilnehmende Staaten
<b>FCR</b> (Primärregelung)	< 30 Sekunden	<a href="#">FCR</a>	
<b>aFRR</b> (Sekundärregelung)	30 Sekunden bis 15 Minuten	<a href="#">PICASSO</a>	
<b>mFRR</b> (Minutenreserve)	max. 15 Minuten	<a href="#">MARI</a>	
<b>RR</b> (Minutenreserve)	mind. 15 Minuten	<a href="#">TERRE</a>	
<b>Imbalance Netting</b> (IN)	-	<a href="#">IGCC</a>	

**Tabelle 3** : Überblick zu den EU-Plattformprojekten im Bereich Regelreserven  
Quelle: [ENTSO-E 2020](#), Darstellung DFBEW

#### FCR (Primärregelung):

In Übereinstimmung mit den Zielen der angesprochenen EB Guideline wird im Rahmen der FCR-Kooperation ein Binnenmarkt für die Beschaffung und den Austausch in Bezug auf die Primärregelung umgesetzt. An diesem regionalen Projekt nehmen insgesamt zehn ÜNB aus sieben Staaten teil: Belgien (Elia), aus dem westlichen Teil Dänemarks (Energinet), Deutschland (50Hertz, Amprion, TenneT DE, TransnetBW), Frankreich (RTE), Niederlande (TenneT NL), Österreich (APG) sowie aus der Schweiz (Swissgrid).<sup>22</sup> Außer dem erwähnten dänischen ÜNB erfolgt die Beschaffung von Primärregelenergie zwischen den verschiedenen ÜNB bereits in einem voll funktionsfähigen Marktmechanismus.

<sup>22</sup> ENTSO-E 2020, *Frequency Containment Reserves* ([Link](#) auf Englisch).

Die zentralen Charakteristika des beschafften Regelenergieprodukts sind folgende: symmetrisches Produkt (gemeinsame Beschaffung von positiver und negativer Regelenergie), Mindestgebotsmenge sowie Gebotsauflösung liegt bei 1 MW. Genutzt wird eine gemeinsame Merit Order bestehend aus allen den ÜNB vorliegenden Geboten. Zum 1. Juli 2020 sind Weiterentwicklungen des Produktdesigns für die FCR-Kooperation in Kraft getreten. So erfolgt nunmehr eine kalendertägliche Auktion, die Produktdauer wurde sukzessive auf 6 Produktzeitscheiben mit je 4 Stunden von zuvor einer Woche (vor 1. Juli 2019) bzw. einen Tag (zwischen 1. Juli 2019 und 30. Juni 2020) gesenkt. Zukünftig solle nach Auskunft von ENTSO-E etwa auch der Marktzugang kleinerer Marktakteure verbessert werden, um die Investitionssignale zu verbessern und die sozialökonomische Effizienz des Systems zu erhöhen.<sup>23</sup>

#### PICASSO (Sekundärregelung, aFRR):

Gemäß Artikel 21 EB Guideline ist die Umsetzung einer europaweiten Plattform zum Austausch von Sekundärregelenergie (aFRR) vorgesehen. In diesem Projekt sind derzeit ÜNB aus 19 Staaten vertreten, unter anderem auch RTE und die deutschen ÜNB. Darüber hinaus haben die ÜNB aus Bulgarien, Griechenland und der Schweiz sowie ENTSO-E einen Beobachterstatus im Projekt. Ziel ist die Ausgestaltung, Implementierung und der Betrieb einer aFRR-Plattform, die mit den angesprochenen EU-Leitlinien in Übereinstimmung steht. Darüber hinaus soll ein Beitrag zur wirtschaftlichen und technischen Effizienz des europäischen Stromsystems geleistet werden.<sup>24</sup>

Eine erste Konsultation der betroffenen Stakeholder wurde Ende November 2017 ermöglicht. Ein [gemeinsamer Vorschlag](#) (auf Englisch) der beteiligten ÜNB wurde am 18. Dezember 2018 vorgelegt. Hier wird etwa ein Standardprodukt und der Ablauf des Gebotsprozesses definiert sowie ein Rahmen für die weitere Harmonisierung auf EU-Ebene festgelegt. Gemäß dem Zeitplan für die Umsetzung des Projekts ist die Inbetriebnahme für RTE und die deutschen ÜNB für das 3. Quartal 2021 vorgesehen, das gesetzlich vorgegebene Datum der Inbetriebnahme für alle Teilnehmer ist der 24. Juli 2022.<sup>25</sup>

#### MARI (Minutenreserve, mFRR):

Auf Ebene der Tertiärregelung soll das MARI-Projekt den Aufbau einer europäischen Plattform für mFRR ermöglichen. In einem Übereinkommen aus 2018 haben sich insgesamt 28 ÜNB im Rahmen dieses Projekts zusammengeschlossen. Neben den 28 Mitgliedern sind vier weitere ÜNB und ENTSO-E als Beobachter am Projekt beteiligt.<sup>26</sup> Ebenfalls am 18. Dezember 2018 wurde auch für mFRR-Regelreserve gemäß Artikel 20 EB Guideline ein [gemeinsamer Vorschlag](#) (auf Englisch) vorgelegt. Für die deutschen ÜNB ist eine vollständige Inbetriebnahme bis Ende 2021 bzw. zu Beginn des 1. Quartals 2021 vorgesehen. Gemäß den Projektinformationen hat der französische ÜNB RTE eine Ausnahmeregelung gemäß Artikel 62 EB Guideline zu einer späteren Umsetzung erhalten.<sup>27</sup>

#### TERRE (Minutenreserve, RR):

Das TERRE-Projekt dient zur Implementierung einer Plattform für den innereuropäischen Austausch auf Ebene der *Replacement Reserves* (RR) als Teil der Minutenreserve mit einer Verfügbarkeit innerhalb von weniger als 30 Minuten. Beim Projekt TERRE handelt es sich um ein weit fortgeschrittenes Projekt, welches bereits 2016 ins Leben gerufen wurde. Es soll den Austausch und die optimierte Aktivierung eines Standardprodukts mittels einer gemeinsamen Merit Order ermöglichen.

---

<sup>23</sup> ENTSO-E 2020, *Frequency Containment Reserves* ([Link](#) auf Englisch).

<sup>24</sup> ENTSO-E 2020, *PICASSO* ([Link](#) auf Englisch).

<sup>25</sup> Europäische ÜNB 2020, *aFRR-Platform Accession roadmap*, S. 2 ([Link](#) auf Englisch).

<sup>26</sup> ENTSO-E 2020, *Manually Activated Reserves Initiative* ([Link](#) auf Englisch).

<sup>27</sup> Europäische ÜNB 2020, *mFRR-Platform Accession roadmap*, S. 2 ([Link](#) auf Englisch).



Das Projekt besteht aus insgesamt acht Mitglieds-ÜNB unter Beteiligung von RTE. Darüber hinaus haben sechs ÜNB sowie ENTSO-E einen Beobachterstatus. Die deutschen ÜNB sind nicht Teil dieses Projekts. Die Inbetriebnahme des Projekts unter Erfüllung der Vorgaben von Artikel 19 (1) EB Guideline erfolgte am 6. Januar 2020 durch den tschechischen ÜNB.<sup>28</sup> Für RTE war die Inbetriebnahme bis Ende des 2. Quartals 2020 vorgesehen, die Planung ist jedoch durch die Gesundheitskrise angepasst worden.<sup>29</sup> Die RR-Plattform TERRE basiert auf dem IT-System LIBRA, welches den Austausch von Regelenergie ermöglicht, indem die verfügbaren Gebote zusammengefasst werden und so eine optimierte Zuteilung ermöglicht wird.

#### IGCC:

Die *International Grid Control Cooperation* wurde von ENTSO-E im Februar 2016 als zukünftige europäische Plattform für den *Imbalance Netting*-Prozess ausgewählt.<sup>30</sup> Es handelt sich hierbei um einen Prozess zwischen zwei oder mehr Regelzonen, der es ermöglicht, die gleichzeitige Aktivierung von aFRR in entgegengesetzter Richtung zu vermeiden, indem die jeweiligen Prozesse in den Regelzonen mittels eines Optimierungssystems korrigiert werden. Somit ist eine Optimierung des Einsatzes von aFRR möglich. Auch sollen die Versorgungssicherheit und die sozio-ökonomischen Vorteile für jedes beteiligte IGCC-Mitglied im Vordergrund des Projekts stehen.

In einer ersten Phase wandten die deutschen ÜNB den Mechanismus bereits ab Mai 2010 an. Inzwischen sind an dem Projekt 24 Staaten (27 ÜNB) in Kontinentaleuropa beteiligt. RTE ist seit Februar 2016 an dem Projekt beteiligt. Die ausgetauschten Energiemengen werden auf der Plattform [regelleistung.net](http://regelleistung.net) in Echtzeit veröffentlicht. Die Funktionsprinzipien der IGCC wurden von den beteiligten ÜNB in einem [Dokument](#) (auf Englisch) zusammengefasst, welches neben einer Erläuterung des Algorithmus die Betriebsprozesse sowie die Festlegung der Preise darstellt.

Darüber hinaus gibt es eine Reihe weiterer europäischer Pilotprojekte zu den unterschiedlichen Regelreservequalitäten, die hier jedoch nicht näher betrachtet werden sollen.<sup>31</sup>

---

<sup>28</sup> ENTSO-E 2020, *TERRE project to deliver a European platform for the exchange of balancing energy from RR* ([Link](#) auf Englisch).

<sup>29</sup> RTE 2020, *Projet TERRE* ([Link](#) auf Französisch).

<sup>30</sup> ENTSO-E 2020, *Imbalance Netting* ([Link](#) auf Englisch).

<sup>31</sup> Eine Übersicht zu den verschiedenen weiteren Pilotprojekten hinsichtlich Regelreserven liefert eine Analyse des European University Institutes, siehe Seite 73 ([Link](#) auf Englisch).



## III. Bestandsaufnahme zu den Regelreservemärkten in Deutschland und Frankreich

Durch die bereits erfolgte europäische Harmonisierung (siehe hierzu auch II.) weisen die Regelreservemärkte in beiden Ländern bereits gewisse Übereinstimmungen hinsichtlich Produktdefinition und Beschaffung von Regelenergie auf, jedoch auch deutliche Unterschiede. Nachfolgend werden die derzeitige Ausgestaltung der Regelreservemärkte in Deutschland und Frankreich dargestellt und verglichen.

### III.1. Derzeitige Ausgestaltung der Regelreservemärkte in Deutschland

Aufgrund seiner speziellen Situation mit insgesamt vier ÜNB und somit auch vier verschiedenen Regelzonen erfolgt seit vielen Jahren eine Kooperation innerhalb Deutschlands bei der Beschaffung von Regelenergie. Nachfolgend werden die rechtlichen Rahmenbedingungen, die zentralen Charakteristika der deutschen Regelreservemärkte sowie die Rolle erneuerbarer Erzeugungsanlagen kurz erläutert. Durch die verstärkte europäische Integration werden die ÜNB in Abstimmung mit der BNetzA auch zukünftig regulatorische Anpassungen für die verschiedenen Regelreserveprodukte vorzunehmen sein.

#### III.1.1. Regulatorischer Rahmen in Deutschland

Natürlich sind auch aus nationaler Perspektive die EU-Leitlinien zu den Themen *System Operation* und *Electricity Balancing* sowie die neuen Regelungen, die sich aus dem *Clean Energy Package* ergeben, in Betracht zu ziehen (siehe hierzu II.1.), wobei wie angedeutet die Regelungen des *Clean Energy Package* sowie möglicherweise folgende Network Codes als später erlassene Rechtsakte Vorrang vor den bisherigen EU-Leitlinien haben.

Allgemeine Regelungen für den Netzbetrieb ergeben sich im deutschen Recht aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). § 13 EnWG definiert die Verantwortlichkeiten im Bereich der Stabilisierung des deutschen Stromsystems. Die ÜNB tragen die Systemverantwortung. Laut EnWG müssen zur Herstellung des Gleichgewichts zunächst netzbezogene und im Anschluss marktbezogene Maßnahmen ergriffen werden. Unter netzbezogene Maßnahmen versteht man vor allem Netzschaltungen, unter marktbezogenen Maßnahmen verschiedene Instrumente wie den Einsatz von Regelreserve, zu- und abschaltbare Lasten oder Netzengpassmanagement. Darüber hinausgehend können ÜNB weitere Anpassungen vornehmen, etwa die Anpassung der Einspeisung von Strom im Rahmen des Einspeisemanagements. Laut [§ 14 EnWG](#) sind VNB verpflichtet, die Tätigkeit der ÜNB durch geeignete eigene Maßnahmen zu unterstützen.

Der nationale Rechtsrahmen thematisiert Fragestellungen der Regelreserve zudem in der spezialisierten Stromnetzzugangsverordnung ([StromNZV](#)) vom 25. Juli 2005. In der StromNZV werden etwa detailliertere Vorgaben zu Beschaffung, Erbringung und Verrechnung gegeben. So definiert etwa § 2 StromNZV die Begriffe Regelenergie, Primärregelung, Sekundärregelung sowie Minutenreserve. § 6 StromNZV etabliert Grundsätze der Regelenergiebeschaffung. Gemäß § 6 (1) StromNZV müssen die vier ÜNB Regelreserve öffentlich ausschreiben. Dies erfolgt bereits seit 2001 über die Plattform [regelleistung.net](#). Die Regelenergieerbringung erfolgt gemäß § 7 StromNZV folgendermaßen: Die verschiedenen Regelreservequalitäten sind „entsprechend den Ausschreibungsergebnissen auf Grundlage der Angebotskurven beginnend mit dem jeweils günstigsten Angebot von den jeweiligen Betreibern von Übertragungsnetzen einzusetzen.“ Auf der gemeinsamen Internetplattform ist dabei für jede durchgeführte Ausschreibung eine gemeinsame Angebotskurve zu veröffentlichen (§ 9 (2) StromNZV).

Darüber hinaus definiert das von den vier ÜNB gemeinsam herausgegebene Dokument zum Präqualifikationsverfahren die Regeln für Anbieter von Regelreserve (FCR, aFRR und mFRR), um am Regelreservemarkt teilnehmen zu können.<sup>32</sup> Die Rolle der Regulierungsbehörden ändert sich durch die zunehmende Europäisierung der Regelenergiebeschaffung. Die Ausgestaltung der Marktregeln durch die BNetzA etwa ergibt sich mittlerweile zu einem großen Teil aus europäischen Vorgaben.<sup>33</sup>

### III.1.2. Charakterisierung der deutschen Regelreservemärkte

#### Regelreservequalitäten

In Deutschland werden drei Regelreservequalitäten unterschieden: FCR (Primärregelung), aFRR (Sekundärregelung) sowie mFRR (Minutenreserve). Die Präqualifikationsanforderungen in Deutschland sehen vor, dass die vollständige Aktivierung der FCR innerhalb von 30 Sekunden erfolgen muss. Die wie die FCR automatisch aktivierte aFRR wird verursachungsgerecht nur in denjenigen Regelzonen aktiviert, in denen sich die Ursache für eine Systembilanzstörung befindet. Die Aktivierung erfolgt in Deutschland gemäß Merit Order Liste, also einer nach den Aktivierungskosten geordneten Reihenfolge des Einsatzes von Regelenergieanbietern, innerhalb von 5 Minuten.<sup>34</sup> Die sogenannte Minutenreserve oder mFRR weist in Deutschland eine Aktivierungszeit von 15 Minuten auf. Der Einsatz von mFRR erfolgt nicht automatisch, die systemverantwortlichen ÜNB setzen mFRR fallweise und abhängig von der Inanspruchnahme der aFRR ein. Die in anderen Regelzonen Kontinentaleuropas ebenfalls eingesetzten Ersatzreserven (RR) finden in Deutschland keine Berücksichtigung.<sup>35</sup> Grundsätzlich lässt sich, wie bereits angedeutet, festhalten, dass in Deutschland ein reaktiver Regelreserveansatz verfolgt wird. Das bedeutet, dass der ÜNB in Echtzeit Regelreserve aktiviert, um Ungleichgewichten im System entgegenzuwirken.<sup>36</sup>

Aufgrund der besonderen Situation in Deutschland mit vier ÜNB haben sich diese im Zeitraum von 2008 bis 2010 zum sogenannten Netzregelverbund (NRV, siehe hierzu auch II.2. zum IGCC-Projekt) zusammengeschlossen. Über die Jahre wurde diese Zusammenarbeit intensiviert, was insgesamt zu einer Senkung des Regelreservebedarfs in Deutschland beigetragen haben dürfte.<sup>37</sup> Darauf zielt auch eine verstärkte europäische Harmonisierung. Angrenzende Nachbarstaaten sind im Rahmen des IGCC-Projekts ebenfalls Teil dieses Verbunds von ÜNB, so dass ein möglichst koordiniertes Vorgehen im Rahmen der Regelreserveaktivierung ermöglicht wird.

Die Marktregeln und Zugangsbedingungen werden von der BNetzA bzw. dem Verband der europäischen Energieregulierungsbehörden ACER in Zusammenarbeit mit den ÜNB und Anbietern festgelegt. Potentielle Anbieter von Regelreserve müssen zunächst den Prozess der technischen Präqualifikation durchlaufen (jeweils separat für jede Regelreservequalität). Entsprechend der von den deutschen ÜNB veröffentlichten Anbieterliste mit Stand 2. März 2020 sind derzeit 30 Anbieter für Regelleistung in FCR-Qualität präqualifiziert, 37 Anbieter im Bereich aFRR und 45 Anbieter im Bereich mFRR.<sup>38</sup>

---

<sup>32</sup> Dt. ÜNB 2020, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter in Deutschland, Stand: 29. Mai 2020 ([Link](#)).

<sup>33</sup> Consentec 2020, Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland, S. 3 ([Link](#)).

<sup>34</sup> Consentec 2020, S. 9 ([Link](#)).

<sup>35</sup> Consentec 2020, S. 10-11 ([Link](#)).

<sup>36</sup> European University Institute 2018, *The EU Electricity Network Codes*, S. 69-70 ([Link](#) auf Englisch).

<sup>37</sup> Consentec 2020, S. 11-12 ([Link](#)).

<sup>38</sup> Dt. ÜNB 2020, Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart ([Link](#)).

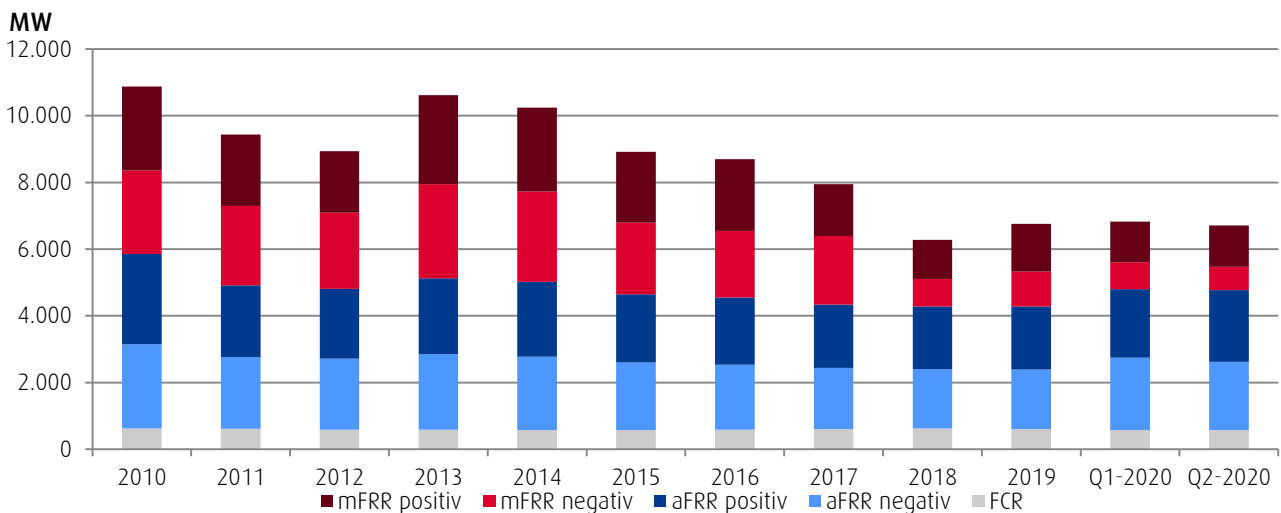
## Dimensionierung der Regelreserven und beschaffte Mengen

Gemäß SO Guideline sind auf Ebene der FCR aktuell 3.000 MW im kontinentaleuropäischen Verbundnetz vorzuhalten. Einmal jährlich wird die von jeder Regelzone zu erbringende Vorhaltung von FCR aktualisiert. Die Bestimmung orientiert sich gemäß Artikel 153 (2) d) SO Guideline an der Höhe der Nettoerzeugung und des Nettoverbrauchs in der jeweiligen Regelzone. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine gemeinsame Ausschreibung von FCR mit Belgien, Frankreich, den Niederlanden, Österreich und der Schweiz erfolgt, so dass die exakt bezuschlagte FCR-Leistung in der jeweiligen Regelzone variieren kann.<sup>39</sup> Seit Januar 2017 erfolgt die Beschaffung von FCR im Rahmen des angesprochenen europäischen Plattformprojekts, zuvor fand ein regulierter Preis Anwendung. Ab Januar 2020 werden im Rahmen der FCR-Kooperation insgesamt nur noch 1.379 MW an FCR beschafft. Es ergeben sich für die verschiedenen teilnehmenden Länder folgende länderspezifische Bedarfe: 100 MW (definierter Mindestwert) für Belgien, Niederlande, Österreich und die Schweiz, 171 MW für Deutschland sowie 154 MW für Frankreich.<sup>40</sup>

Die Plattform regelleistung.net liefert eine Übersicht zu den Rahmendaten der verschiedenen Ausschreibungen.<sup>41</sup> Für den mittleren Leistungspreis für die Bereitstellung von Primärregelleistung etwa zeigt sich, dass dieser in den vergangenen Jahren tendenziell gesunken ist und inzwischen bei deutlich unter 2.000 € pro MW und Woche liegt, im Zeitraum von Juni bis Ende August 2020 etwa lag der Leistungspreis pro Woche etwa bei durchschnittlich 1.000 € pro MW und Woche.

Die Dimensionierung der aFRR und mFRR erfolgt durch die deutschen ÜNB und unterliegt weniger stark entsprechenden europäischen Vorgaben, so dass sich hier deutliche Unterschiede bei der Ermittlung der Bedarfe zwischen den verschiedenen Staaten ergeben können. Seit 9. Dezember 2019 werden diese Bedarfe nicht mehr quartalsweise sondern eine Woche im Voraus berechnet.<sup>42</sup> Die Ausschreibung von aFRR und mFRR erfolgt kalendertäglich, die Ausschreibung für FCR gemäß EB Guideline seit 1. Juli 2020 alle vier Stunden.

In den vergangenen Jahren zeigen sich gemäß nachfolgender Abbildung rückläufige Ausschreibungsvolumina, insbesondere im Bereich der Bereitstellung von mFRR. Dies dürfte unter anderem auch in Zusammenhang mit der weitreichenden Fortentwicklung der Marktregeln für aFRR und mFRR in den letzten Jahren stehen.



**Abbildung 4:** Durchschnittliche von den ÜNB ausgeschriebene Mengen der verschiedenen Regelreservequalitäten seit 2010

Quelle: [BNetzA/BKartA 2019](#) / [Dt. ÜNB 2020](#), Darstellung DFBEW

<sup>39</sup> Consentec 2020, S. 15 ([Link](#)).

<sup>40</sup> Regelleistung.net 2020, Internationale PRL-Kooperation ([Link](#)).

<sup>41</sup> Regelleistung.net 2020, Datacenter ([Link](#)).

<sup>42</sup> Amprion 2020, Regelreserve in Deutschland ([Link](#)).

## Verfahren zur Beschaffung und Vergütung

Für aFRR und mFRR erfolgt die Beschaffung über ein zweistufiges Gebotspreisverfahren (Leistungs- und Arbeitspreis), die Primärregelreserve wird daraufhin basierend auf dem angebotenen Leistungspreis nach Einheitspreisverfahren vergeben.<sup>43</sup> Der Abruf von Regelreserve erfolgt ausschließlich bei den bezuschlagten Anbietern. Bei aFRR erfolgt der Abruf automatisch entsprechend der Merit Order der Arbeitspreisgebote. Sofern es den ÜNB sinnvoll und notwendig erscheint, wird darüber hinaus mFRR aktiviert.

Die Vergütung, die Anbieter von Regelreserve von den ÜNB erhalten, erfolgt für alle Regelreservequalitäten leistungspreisbasiert. Für aFRR und mFRR erfolgt zusätzlich eine Vergütung, die auf dem Energiepreis basiert und somit die tatsächlich in Anspruch genommene Energiemenge berücksichtigt.<sup>44</sup> Die Kosten für die Vorhaltung von Regelreserve (Leistungspreis) werden über die Netzentgelte von den Verbrauchern getragen. Die Kosten für den tatsächlichen Einsatz von Regelreserve durch Abruf von Regelenergie werden über den sog. Ausgleichsenergiepreismechanismus durch eine Art Umlage (regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis, reBAP) mit den Verursachern von Bilanzkreisungleichgewichten direkt verrechnet, wobei die Ausgleichsenergie, diejenige Energiemenge ist, die benötigt wird, um den jeweiligen Bilanzkreis auszugleichen.<sup>45</sup>

Zur Setzung von Anreizen für den ordnungsgemäßen Ausgleich von Bilanzkreisen kommt eine von der BNetzA durch die [Festlegung BK6-12-024](#) festgelegte Berechnungsmethodik für den Ausgleichsenergiepreis zum Einsatz, der durch die Einführung des linearisierten Stufenmodells im April 2016 ergänzt wurde ([Mitteilung der BNetzA](#)). Mit zwei Festlegungen der BNetzA im Jahr 2018 wurde der Zuschlagsmechanismus in Folge ansteigender Ausgleichsenergiepreise (maximaler Wert lag im Jahr 2017 bei 24.455,05 €/MWh) angepasst. Zusätzlich zum Leistungspreis wurde nunmehr auch der gebotene Arbeitspreis in der Zuschlagsentscheidung berücksichtigt (sog. Mischpreisverfahren). Die Einführung erfolgte zum 12. Juli 2018. Es handelte sich hierbei um eine deutliche Anpassung des Regelreservemarktes, in diesem Kontext wurde neben dem Vergabemechanismus bereits im Januar 2018 ein Preis-Cap von 9.999 €/MWh bei Arbeitspreisgeboten in der aFRR und mFRR eingeführt. Laut einer Analyse des ÜNB 50Hertz führte die Anwendung des Mischpreisverfahrens dazu, dass der finanzielle Anreiz offene Positionen am Intraday-Markt zu schließen reduziert wurde und somit größere Ungleichgewichte im System auftraten.<sup>46</sup> Andere Marktakteure wie NextKraftwerke unterstrichen, dass das Mischpreisverfahren zu niedrigeren Arbeitspreisen führe, so dass Technologien mit hohen Arbeitspreisen aus dem Markt gedrängt würden, was letztlich dem Wettbewerb schade und etwaige Technologiepotentiale ungenutzt blieben. Letztlich ergäben sich daher durch niedrigere Anreize zur Bilanzkreistreue auch Risiken für die Versorgungssicherheit.<sup>47</sup>

Die Festlegungen zum Mischpreisverfahren wurden vom Oberlandesgericht Düsseldorf am 22. Juli 2019 aufgehoben.<sup>48</sup> Im Mai 2020 genehmigte die BNetzA eine geänderte Berechnungslogik durch Weiterentwicklung der Börsenpreiskopplung.<sup>49</sup> Hiermit soll eine bessere Abbildung des Echtzeitwertes von Ausgleichsenergie ermöglicht, indem Arbitragepotentiale zwischen dem Großhandels- und dem Regelreservemarkt verringert werden. Die Berechnungsmethodik des reBAP wird in einem gemeinsamen [Dokument](#) der vier ÜNB zusammengefasst. Die Abrechnung erfolgt unter Anwendung symmetrischer, viertelstündlicher Ausgleichsenergiepreise für den Netzregelverbund.<sup>50</sup>

---

<sup>43</sup> Amprion 2020, Regelreserve in Deutschland ([Link](#)).

<sup>44</sup> Consentec 2020, S. 23-24 ([Link](#)).

<sup>45</sup> BNetzA / BKartA 2019, S. 212-213 ([Link](#)).

<sup>46</sup> 50Hertz 2019, Regelenergiemarkt zwischen Gestern und Morgen, S. 6 ([Link](#)).

<sup>47</sup> NextKraftwerke 2019, 100 Tage Mischpreisverfahren, S. 20 ([Link](#)).

<sup>48</sup> BNetzA / BKartA 2019, S. 212-213 ([Link](#)).

<sup>49</sup> BNetzA 2020, Beschluss BK6-19-552 vom 11. Mai 2020 ([Link](#)).

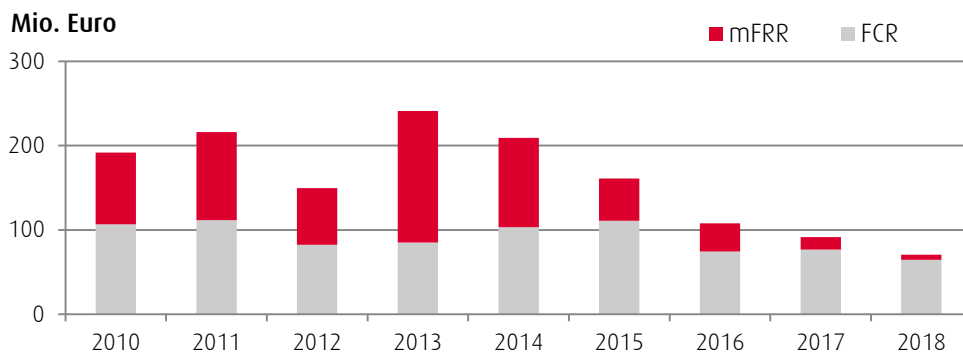
<sup>50</sup> Weitere Informationen zur Berechnung des Ausgleichsenergiepreises liefert die Plattform [regelleistung.net](#).



Im Oktober 2019 hat die BNetzA ein Konzept der ÜNB genehmigt, demzufolge für die Bereitstellung von aFRR und mFRR zukünftig ein sogenannter nationaler Regelarbeitsmarkt<sup>51</sup> eingeführt wird.<sup>52</sup> Dies bedeutet, dass es ab Mitte 2020 separate Märkte für die Bereitstellung von Regelleistung und Regelenergie geben sollte. Bisher war für die Erbringung von Regelenergie ein Zuschlag am Regelleistungsmarkt Voraussetzung. Im Gegensatz zum bisherigen Ausschreibungsdesign wird somit Regelenergie zukünftig von allen präqualifizierten Anbietern erbracht werden, unabhängig von einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt.<sup>53</sup> Es wird sich dadurch eine höhere Marktliquidität erhofft, so dass zukünftig Preise gesenkt werden können und es nicht mehr zu Extrempreissituationen kommt.

Nachdem es im Juni 2019 nach deutlichen Ungleichgewichten im deutschen Stromnetz zum Einsatz der Regelreserven über einen längeren Zeitraum kam und auch weitere Maßnahmen zur Systemstabilisierung ergriffen werden mussten, mahnte die BNetzA bereits fünf Bilanzkreisverantwortliche ab. In Folge einer Analyse von Handels- und Bilanzkreisdaten aus drei Tagen im Juni 2019 wurde nun gegen drei Strommarktteilnehmer wegen des Verdachts auf Marktmanipulation ein Bußgeldverfahren in Übereinstimmung mit der [EU-Verordnung 1227/2011](#) über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT-Verordnung) eingeleitet. Bei diesem Verfahren soll die Frage geklärt werden, ob die extreme Situation im Juni 2019 von den Marktteilnehmern ausgenutzt und der Strompreis beeinflusst wurde. In Folge der Ereignisse hat die BNetzA neben der Einleitung von Aufsichts- und Bußgeldverfahren im Dezember 2019 auch die Regelungen zur Bilanzkreistreue angepasst ([Festlegungen der BNetzA](#)). Der weitere Verlauf des Verfahrens könnte auch Auswirkungen auf die zukünftige Ausgestaltung der Regelreservemärkte und das Zusammenwirken mit dem Intraday-Markt haben.

Die Gesamtkosten für die Vorhaltung von Regelenergie (Leistungspreis) sind in den vergangenen Jahren kontinuierlich gesunken. Hier lässt sich möglicherweise ein Zusammenhang mit der Marktöffnung und einer stark steigenden Zahl an Wettbewerbern feststellen.<sup>54</sup> Die Kosten für Vorhaltung von Regelenergie (siehe nachfolgende Abbildung) werden von der BNetzA jährlich im Monitoringbericht veröffentlicht.



**Abbildung 5:** Kosten für Vorhaltung von Regelreserve in Deutschland seit 2010

Quelle: [BNetzA/BKartA](#), Darstellung DFBEW

Marktdaten zum Einsatz von Regelleistung können auf der Plattform SMARD der BNetzA abgerufen werden. Während aFRR in fast allen der 35.040 Viertelstunden eines Jahres eingesetzt wird, erfolgt der Einsatz von mFRR deutlich seltener. In 2018 wurde nur etwa 1 % der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und negativen mFRR eingesetzt. Insgesamt zeigt sich, dass sich die tatsächlich eingesetzten Energiemengen in den letzten Jahren wenig geändert haben. Die eingesetzte Energiemenge an positiver bzw. negativer aFRR lag im Jahr 2018 bei 1,3 TWh bzw. 1,1 TWh (2017: 1,2 TWh bzw. 1,1 TWh). Für positive bzw. negative mFRR lag der Wert in 2018 bei 123 GWh bzw. 63 GWh

<sup>51</sup> Elektrische Arbeit gibt an, wie viel elektrische Energie in andere Energieformen umgewandelt wird ([Quelle](#)). Im Gegensatz zur elektrischen Leistung [W] handelt es sich wie bei der elektrischen Energie um eine Energiemenge [kWh], so dass die Begriffe Regelarbeitsleistung und Regelenergie hier synonym verwendet werden.

<sup>52</sup> BNetzA 2019, Einführung eines Regelarbeitsmarktes ([Link](#)).

<sup>53</sup> Weitere Informationen liefert Beschluss BK6-18-004-RAM der BNetzA vom 2. Oktober 2019 ([Link](#)).

<sup>54</sup> NextKraftwerke 2019, 100 Tage Mischpreisverfahren, S. 6 ([Link](#)).



(2017: 135 GWh bzw. 73 GWh).<sup>55</sup> Der mittlere Leistungspreis pro Woche für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung ist großen Schwankungen unterworfen und lag in den letzten Wochen zwischen 10 € pro MW und Woche und über 300 € pro MW und Woche für die negative aFRR und zwischen 120 € pro MW und Woche und über 400 € pro MW und Woche für die Vorhaltung positiver aFRR. Eine vergleichbare Bandbreite zeigt sich auch für die Bereitstellung von mFRR.

Nachstehende Tabelle fasst verschiedene Eigenschaften der ausgeschriebenen Regelreservequalitäten (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland zusammen:

	<b>Primärregelung (FCR)</b>	<b>Sekundärregelung (aFRR)</b>	<b>Tertiärregelung (mFRR)</b>
<b>Ausschreibungszeitraum</b>	seit 1.7.2020: täglich, Day Ahead	Täglich Day Ahead	Täglich Day-Ahead
<b>Produktdifferenzierung</b>	symmetrisches Produkt	positiv & negativ	positiv & negativ
<b>Aktivierbarkeit</b>	< 30 Sekunden	< 5 Minuten	< 15 Minuten
<b>Mindestgebot</b>	1 MW	1 MW (sofern Anbieter nur ein Angebot abgibt, sonst 5 MW)	1 MW (sofern Anbieter nur ein Angebot abgibt, sonst 5 MW)
<b>Vergabeverfahren</b>	Leistungspreis-Merit-Order ( <i>pay-as-cleared</i> )	Leistungspreis-Merit-Order ( <i>pay-as-bid</i> , Leistungs- und Arbeitspreis)*	Leistungspreis-Merit-Order ( <i>pay-as-bid</i> , Leistungs- und Arbeitspreis)*

**Tabelle 4:** Charakterisierung der ausgeschriebenen Regelreservequalitäten (\*: Einführung des Regelarbeitsmarkts führt zu separaten Märkten für die Bereitstellung von Regelleistung und Regelenergie)

Quelle: [Consentec 2020](#), Darstellung DFBEW

Flexible Lasten und Großverbraucher können sowohl in Deutschland als auch in Frankreich Regelleistung bereitstellen. Darüber hinaus ermöglicht es die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten ([AbLaV](#)) vom 16. August 2016 industriellen Abnehmern und Anbietern von Laststeuerung im Rahmen wöchentlicher Ausschreibungen sogenannte sofort abschaltbare Lasten (SOL) und schnell abschaltbare Lasten (SNL) anzubieten. Bei SOL erfolgt eine automatische Aktivierung innerhalb von 350 Millisekunden, bei SNL eine ferngesteuerte Aktivierung innerhalb von 15 Minuten. Die Ausschreibungsmenge beträgt jeweils 750 MW an SOL und SNL.

<sup>55</sup> BNetzA / BKartA 2019, S. 211 ([Link](#)).

### III.1.3. Die Rolle von erneuerbaren Erzeugungsanlagen auf den Regelreservemärkten

In zunehmendem Maße werden neben konventionellen Kraftwerken auch andere Anbieter auf den Regelreservemärkten tätig, so etwa Stromspeicheranlagen oder erneuerbare Erzeugungsanlagen. Durch eine Anpassung der Präqualifikationsregeln für die Erbringung von Primärregelleistung haben die deutschen ÜNB im Jahr 2015 den Markt für Großbatteriespeicher geöffnet. Mit Stand November 2019 entfallen in Deutschland derzeit 0,38 GW an präqualifizierter Primärregelleistung auf Batteriespeicher, darüber hinaus leisten regelbare Lasten für alle Regelreservequalitäten ebenfalls einen Beitrag.<sup>56</sup> Unter den erneuerbaren Erzeugungsanlagen sind es bisher vor allem Wasserkraft- und Biogasanlagen, die Regelleistung zur Verfügung stellen. Im November 2019 stellt Wasserkraft insgesamt 4,37 GW an Primärregelleistung zur Verfügung, sowohl Wasserkraft- als auch Biogasanlagen sind auf allen Märkten für Regelreserve beteiligt.<sup>57</sup>

Um den erneuerbaren Erzeugungsanlagen mit variabler Einspeisung – Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaik (PV)-Anlagen – die Teilnahme an den Regelreservemärkten zu erleichtern, hat die BNetzA die Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für aFRR und mFRR im Juni 2017 neu geregelt.<sup>58</sup> Es erfolgte etwa für aFRR ein Wechsel von einer wöchentlichen zu einer täglichen Ausschreibung, auch bei der mFRR erfolgte eine Umstellung von einer werktäglichen auf eine (kalender)tägliche Ausschreibung. Zudem wurden die Produktzeitscheiben auf vier Stunden deutlich verkürzt und neue Regelungen zur Mindestgebotsgröße eingeführt. Diese Änderungen betreffen variable erneuerbare Erzeugungsanlagen ganz besonders, da diese dadurch die Möglichkeit erhalten, eine Prognose und eine Einsatzentscheidung ihrer Kapazität vorzunehmen.<sup>59</sup>

Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat im Zeitraum von August 2014 bis Ende Dezember 2016 die technische Umsetzbarkeit einer Beteiligung von WEA und PV-Anlagen an der Sekundär- und Tertiärregelung gezeigt.<sup>60</sup> In Pilotprojekten wurde Windenergieanlagen (WEA) von den ÜNB die Möglichkeit eingeräumt, sich für die Bereitstellung von mFRR präqualifizieren zu lassen. In diesem Rahmen wurden erste Anlagen erfolgreich für die Bereitstellung negativer mFRR präqualifiziert, eine erfolgreiche Teilnahme an Ausschreibungen erfolgte nach Angaben der BNetzA bisher nicht.<sup>61</sup>

---

<sup>56</sup> Dt. ÜNB 2019, Präqualifizierte Leistung in Deutschland ([Link](#)).

<sup>57</sup> Dt. ÜNB 2019, Präqualifizierte Leistung in Deutschland ([Link](#)).

<sup>58</sup> BNetzA 2017, Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungen für Sekundärregelung ([BK6-15-158](#)) und für Minutenreserve ([BK6-15-159](#)).

<sup>59</sup> BNetzA / BKartA 2019, S. 204 ([Link](#)).

<sup>60</sup> Fraunhofer IWES et al. 2017, Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks ([Link](#)).

<sup>61</sup> BNetzA/BKartA 2019, S. 204 ([Link](#)).

## III.2. Derzeitige Ausgestaltung der Regelreservemärkte in Frankreich

Nach der Vorstellung der derzeitigen Situation hinsichtlich der Regelreservemärkte in Deutschland soll nun der Rechtsrahmen sowie wichtige Eigenschaften der französischen Märkte für Regelreserve dargestellt werden. Ein erster Unterschied wurde bereits in III.1.2. angesprochen: In Frankreich kommen hinsichtlich der Minutenreserve im Gegensatz zu Deutschland neben der mFRR auch die Ersatzreserven (RR) zum Einsatz. Die Erzeugungsfahrpläne wertet RTE aus, um eine systemweite Prognose zu erarbeiten und im Voraus Tertiärregelleistung abzurufen, man spricht von einem proaktiven Regelreserveansatz. Im Vergleich zu Deutschland kommt es dadurch zu deutlich höheren eingesetzten Tertiärregelenergiemengen (mFRR+RR).<sup>62</sup>

In einem Grünbuch von RTE aus Juli 2016 sieht der französische ÜNB vor, auch in Zukunft einem zentralisierten, proaktiven Ansatz zu folgen und den Rückgriff auf die Reserven dabei möglichst niedrig zu halten.<sup>63</sup> Es bleibt jedoch festzuhalten, dass auch in Frankreich durch die zunehmende europäische Harmonisierung eine deutliche Anpassung der Regelreservestrategie erfolgen wird, beispielsweise hinsichtlich der Sekundärreserve. So sieht etwa ein Vorschlag zur Entwicklung der Modalitäten der aFRR durch RTE aus Januar 2020 die Weiterentwicklung des aFRR-Abrufs in Übereinstimmung mit den EU-Vorgaben vor.<sup>64</sup> Zudem sollen tägliche Ausschreibung für die Beschaffung von aFRR durchgeführt werden und eine Harmonisierung der Aktivierungszeit auf 5 Minuten erfolgen.<sup>65</sup>

### III.2.1. Regulatorischer Rahmen in Frankreich

Neben den bereits dargelegten Regelungen auf EU-Ebene definieren in Frankreich die [Artikel L321-10 ff.](#) des französischen Energiegesetzbuchs (*Code de l'énergie*, CE) die Verantwortlichkeiten der Netzbetreiber. Dem ÜNB RTE wird die Aufgabe übertragen, die Sicherheit, Versorgungszuverlässigkeit und Effizienz des Stromsystems zu gewährleisten. Artikel L321.11 CE überträgt RTE die Aufgabe, sich um die Beschaffung und die Aktivierung der erforderlichen Regelreserven zu kümmern. Artikel L322-9 CE definiert die Verantwortung der VNB für die Stabilisierung und Systemsicherheit des jeweils betriebenen Verteilnetzes in Kooperation mit dem ÜNB RTE.

Eine Detaillierung erfährt der französische Rechtsrahmen mittels der Definition von Marktmodalitäten für die Bereitstellung der verschiedenen Regelreservequalitäten. Im französischen Stromsystem unterscheidet man zwischen automatisch aktivierbaren Reserven (Primär- und Sekundärreserve) als Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung (*services système fréquence*) bzw. als Ausgleichsmechanismen (*mécanisme d'équilibrage*) von den manuell aktivierbaren Reserven (verschiedene Arten von Tertiärreserven). Bei der Tertiärreserve spricht man auch von einem Anpassungsmechanismus (*mécanisme d'ajustement*).<sup>66</sup> Für die Primär- und Sekundärregelung gelten die von RTE veröffentlichten Regeln für Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung (*Règles Services Système Fréquence*).<sup>67</sup> Die Regelungen zur Bereitstellung von positiver bzw. negativer Regelleistung im Zuge der Tertiärregelung werden von RTE als Regeln zur Programmierung, zum Ausgleichsmechanismus und zur Umlage der Ausgleichskosten (*Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement*) veröffentlicht.<sup>68</sup> Die letzte Aktualisierung ist zum 1. Juni 2020 erfolgt. Darüber hinaus gibt es Regelungen zum Ausgleich von Bilanzkreisen (*Règles relatives au dispositif de Responsable d'Équilibre*), die von RTE laufend aktualisiert werden.<sup>69</sup>

---

<sup>62</sup> 50Hertz, Regelleistungsmärkte in Frankreich: ein Überblick ([Link](#)).

<sup>63</sup> RTE 2016, *Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français* ([Link](#) auf Französisch).

<sup>64</sup> RTE 2020, *Évolution des modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire*, S. 10-12 ([Link](#) auf Französisch).

<sup>65</sup> RTE 2020, S. 11 ([Link](#) auf Französisch).

<sup>66</sup> RTE 2020, *Mécanisme d'ajustement et services système fréquence* ([Link](#) auf Französisch).

<sup>67</sup> RTE 2020, *Règles Services Système Fréquence, Version applicable au 30 Mai 2020* ([Link](#) auf Französisch).

<sup>68</sup> RTE 2020, *Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, Version en vigueur au 1<sup>er</sup> juin 2020* ([Link](#) auf Französisch).

<sup>69</sup> RTE, *Règles relatives au dispositif de Responsable d'Équilibre* ([Link](#) auf Französisch).



## III.2.2. Charakterisierung der französischen Regelreservemärkte

### Regelreservequalitäten und Dimensionierung

Die Auslegung der Primärreserve/FCR erfolgt wie in Deutschland auch im Rahmen des gemeinsamen Mechanismus auf europäischer Ebene. Die Vergabe erfolgt in einem gemeinsamen Ausschreibungsmechanismus mit den Kooperationspartnern der FCR-Kooperation (siehe hierzu II.2.). Gemäß den Regeln für Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung liegt der gesamte Bedarf an FCR und aFRR in Frankreich zwischen 980 MW und 1.750 MW, wobei der durchschnittliche Jahreswert 1.310 MW nicht überschreiten soll.<sup>70</sup> Alle Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 120 MW müssen an diesem Mechanismus teilnehmen.<sup>71</sup>

Der Anpassungsmechanismus im Rahmen der Tertiärreserve wird von RTE wie in Deutschland auf Bedarf manuell aktiviert und vervollständigt die Sekundärreserve, falls diese nicht ausreicht, um einem Systemungleichgewicht entgegenzuwirken. Auch auf lokaler Ebene kann mittels Tertiärreserve auf überschüssige bzw. fehlende Erzeugung reagiert werden. Die Zugangsvoraussetzungen definiert RTE mittels der Regeln zur Programmierung, zum Ausgleichsmechanismus und zur Umlage der Ausgleichskosten (siehe III.2.1.). Innerhalb der Tertiärreserve gibt es in Frankreich verschiedene Regelreservequalitäten (siehe hierzu auch nachfolgende Tabelle). So unterscheidet man etwa die Tertiärreserve in mFRR-Qualität gemäß Definition auf europäischer Ebene (*réserve rapide*), die innerhalb von 13 Minuten aktivierbar ist von einer innerhalb von 30 Minuten aktivierbaren Ersatzreserve bzw. RR (*réserve complémentaire*).

Zusätzlich stellen französische Verbraucher im Durchschnitt rund 1.750 MW an Tertiärregelleistung bereit, hier gibt es jedoch keine so strengen Anforderungen an die Verfügbarkeit. Zudem sind in Übereinstimmung mit Artikel L321-13 CE alle ans Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen dazu verpflichtet, überschüssige Leistung RTE zum Systemausgleich im Rahmen der Tertiärregelung zur Verfügung zu stellen. Auch können ausländische Akteure auf freiwilliger Basis Gebote für eine Teilnahme am Anpassungsmechanismus abgeben. Auf seiner Webseite bietet RTE in Echtzeit Marktdaten zu den verschiedenen Regelreservequalitäten in einer halbstündlichen Auflösung an.<sup>72</sup>

#### **Exkurs: Abruf gemäß Merit-Order-Liste oder Abruf *pro rata***

Beim Regelleistungsabruf werden im kontinentaleuropäischen Verbundnetz grundsätzlich zwei verschiedene Konzepte angewandt, die nahezu gleich verbreitet sind. Es handelt sich zum einen um den Abruf gemäß einer Merit-Order-Liste. Hier werden die angenommenen Angebote aufsteigend nach den Arbeitspreisen sortiert und abgerufen, wodurch die Abrufkosten minimiert werden sollen. Von dieser Merit-Order-Liste weichen ÜNB nur dann ab, wenn ein solcher Abruf zu Netzengpässen führen würde. Das zweite Abrufkonzept ist der sogenannte Abruf *pro rata*. Hier werden alle zuvor angenommenen Gebote anteilig (*pro rata*) und in gleicher Höhe vergütet.<sup>1</sup> Durch den Abruf *pro rata* ergeben sich gleichmäßigere Leistungsflüsse im Übertragungsnetz als bei einem Abruf gemäß Merit-Order-Liste, jedoch kann es insgesamt zu höheren Abrufkosten kommen, da etwa besonders teure Anlagen ebenfalls anteilig zum Zuge kommen können.

<sup>70</sup> RTE 2020, S. 46-47 ([Link](#) auf Französisch).

<sup>71</sup> CRE 2019, *Services système et mécanisme d'ajustement* ([Link](#) auf Französisch).

<sup>72</sup> RTE 2020, *Balancing* ([Link](#) auf Englisch).

## Verfahren zur Beschaffung und Vergütung

Für den Anwendungsfall des Abrufs von aFRR durch RTE wird im Gegensatz zum deutschen Übertragungsnetz bisher noch der Abruf *pro-rata* mit einem regulierten Preis von 18 €/MW pro Stunde verwendet. Zukünftig muss in Umsetzung der EU-Vorgaben für die verschiedenen Regelreservequalitäten ein Rückgriff auf den Abruf per Merit-Order-Liste umgesetzt werden. Ein Vorschlag zur Entwicklung der Modalitäten der Sekundärreserve/aFRR von RTE vom Januar 2020 sieht die Weiterentwicklung des aFRR-Abrufs in Übereinstimmung mit den EU-Vorgaben zur Regelreservebeschaffung vor und soll zukünftig ermöglichen, den Abruf von aFRR mittels einer europäischen Merit Order im Rahmen des Projekts PICASSO durchzuführen.<sup>73</sup> Darüber hinaus sieht der RTE-Bericht unter anderem auch eine Harmonisierung der Aktivierungszeit der Sekundärreserve auf 5 Minuten vor.<sup>74</sup> Die Regulierungsbehörde CRE hat am 2. April 2020 hierzu eine Rückmeldung veröffentlicht und unterstreicht, dass die zunehmende Vereinheitlichung der aFRR-Beschaffung einen kosteneffizienteren Einsatz von aFRR ermöglichen wird. Die Umsetzung der neuen Modalitäten ist ab dem 3. Quartal 2021 vorgesehen, eine vollständige Umstellung auf eine Sekundärreserve mittels Merit-Order-Liste und einer Aktivierungszeit von 5 Minuten sieht RTE in einem Fahrplan bis 2024 vor.<sup>75</sup>

Die Vergütung der Vorhaltung von Regelleistung im Rahmen der automatischen Reserven (FCR, aFRR) richtet sich nach einem Festpreis, der sogenannten Kapazitätspauschale (*prix forfaitaire capacité*), die sich auf 9,098 €/MW beläuft und in halbstündigen Intervallen abgerechnet wird, wobei die genaue Ermittlung davon abhängig ist, ob die Zuteilung in Form von Ausschreibungen (FCR) oder einer Verpflichtung erfolgt.<sup>76</sup> Auch hinsichtlich der Vergütung wird sich zukünftig durch gemeinsame Ausschreibungsmodalitäten eine zunehmende europäische Harmonisierung ergeben. Die Vergütung dieser Reserven und die Kosten für nationale Netzengpässe, die mittels Regelleistung behoben werden, werden über die Netznutzungsentgelte (*tarifs d'utilisation des réseaux*, TURPE) auf die Stromverbraucher umgelegt.<sup>77</sup> Wie in Deutschland auch werden die konkret aktivierten Energiemengen mit den Bilanzkreisverantwortlichen direkt abgerechnet im Rahmen des sogenannten Differenz-Abrechnungspreises (*prix de règlement des écarts*), die Ermittlung richtet sich nach den von RTE veröffentlichten Regeln.<sup>78</sup>

Der französischen Regulierungsbehörde CRE kommt eine zentrale Rolle bei der Marktorganisation zu. Gemäß den Bestimmungen des Artikels L321-10, L321-11 und L321-14 CE genehmigt die CRE die Regelungen bezüglich der verschiedenen Regelreservequalitäten. Die letzten Beschlüssen der CRE haben insbesondere zu einer schrittweisen Öffnung für weitere Akteure (Verbraucher, an die Verteilnetze angeschlossene Anlagen, etc.). Auch ist die CRE zunehmend auf europäischer Ebene an der Harmonisierung der Regelreservemärkte beteiligt.

---

<sup>73</sup> RTE 2020, *Évolution des modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire*, S. 10-12 ([Link](#) auf Französisch).

<sup>74</sup> RTE 2020, S. 11 ([Link](#) auf Französisch).

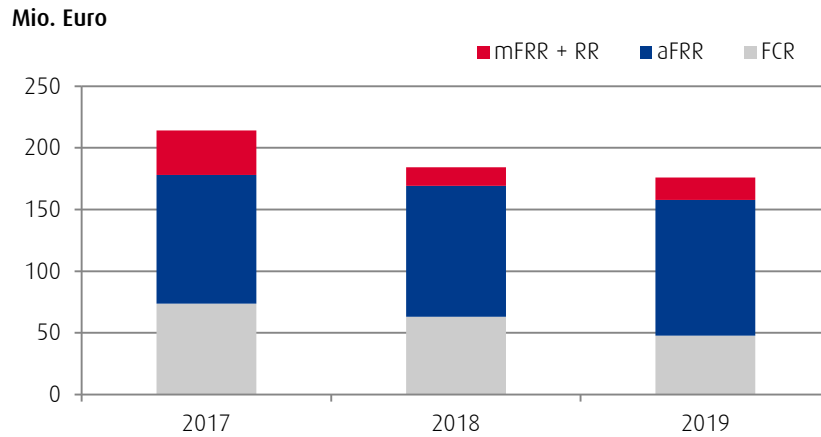
<sup>75</sup> RTE 2020, S. 41 ([Link](#) auf Französisch).

<sup>76</sup> RTE 2020, S. 69 ([Link](#) auf Französisch).

<sup>77</sup> CRE 2019, *Services système et mécanisme d'ajustement* ([Link](#) auf Französisch).

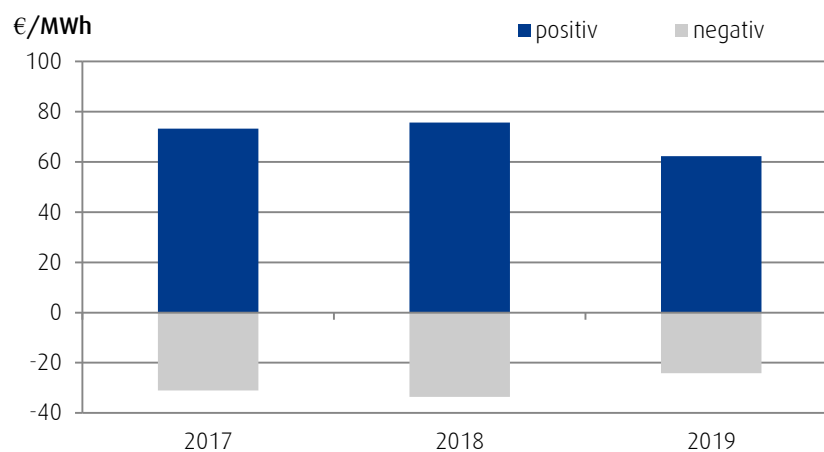
<sup>78</sup> RTE 2020, S. 188 ([Link](#) auf Französisch).

Im jährlichen Beschluss der CRE zur Entwicklung des TURPE werden auch die jährlich von RTE getragenen und über die Netzentgelte umgelegten Kosten in Bezug auf die Vorhaltung von Regelreserve veröffentlicht. Die nachfolgende Abbildung fasst die Kosten für den Zeitraum 2017-2019 zusammen. Insgesamt ergibt sich in den letzten Jahren eine leicht fallende Tendenz.



**Abbildung 6:** Kosten für Vorhaltung von Regelreserve in Frankreich, 2017-2019  
Quelle: CRE<sup>79</sup>, Darstellung DFBEW

Für die Bereitstellung von Tertiärreserve (mFRR+RR) im Rahmen des von RTE angewandten Anpassungsmechanismus ergeben sich in Frankreich seit 2017 folgende mittlere Kosten in €/MWh (Abbildung 7), wobei die negative Anpassung von den verantwortlichen Akteuren gegenüber RTE zu begleichen ist, wohingegen RTE die Regelreserveanbieter für die positive Anpassung vergütet. Im Jahr 2019 wurden insgesamt 8,1 TWh im Rahmen des Anpassungsmechanismus abgerufen, was rund 1,7 % des jährlichen Bruttostromverbrauchs entspricht.<sup>80</sup>



**Abbildung 7:** Mittlere Kosten für die Bereitstellung von mFRR und RR in Frankreich, 2017-2019  
Quelle: RTE<sup>81</sup>, Darstellung DFBEW

<sup>79</sup> CRE, Beschlüsse aus [2018](#), [2019](#), [2020](#) (Link jeweils auf Französisch).

<sup>80</sup> RTE 2020, *Bilan électrique 2019* (Link auf Französisch).

<sup>81</sup> RTE 2020 (Link auf Französisch).

Die nachfolgende Tabelle fasst zentrale Charakteristika der derzeitigen Ausgestaltung der Regelreservemärkte in Frankreich zusammen:

	Abrufbare Leistung	Positive/negative Regelleistung	Aktivierbarkeit	Teilnehmende Akteure	Vergabeverfahren
<b>Primärregelung (FCR)</b>	rund 600 MW	positiv & negativ	< 30 Sekunden	Europäische Erzeuger und Verbraucher	Ausschreibungen
<b>Sekundärregelung (aFFR)</b>	500-1.000 MW	positiv & negativ	< 15 Minuten	Französische Erzeuger	Zuteilung <i>pro-rata</i>
<b>Tertiärregelung (mFRR &amp; RR)</b>	„Rapide“ (1.000 MW)	nur positiv	13 Minuten	Französische Erzeuger und Verbraucher	
	„Complémentaire“ (500 MW)	nur positiv	30 Minuten	Französische Erzeuger und Verbraucher	Ausschreibungen
	„Consommateurs“ (Ø: 1.750 MW)	nur positiv	< 2 Stunden	Französische Verbraucher	
	Andere (variabel)	positiv & negativ	Variabel	Französische Erzeuger Erzeuger und Verbraucher sowie ausländische Akteure	verfügbare Leistung ist bereitzustellen freiwillig

**Tabelle 5:** Überblick zur derzeitigen Ausgestaltung der verschiedenen Regelenergiequalitäten in Frankreich

Quelle: [Frz. Energieregulierungsbehörde CRE 2019](#), Darstellung DFBEW

### III.2.3. Die Rolle von erneuerbaren Erzeugungsanlagen auf den Regelreservemärkten

In seinem langfristigen Fahrplan (*livre vert*) aus 2016 für die zukünftige Entwicklung der Regelreservemärkte nennt RTE zwei Prioritäten: die europäische Harmonisierung der Regelreservemärkte und die Integration neuer Arten der Bereitstellung von Flexibilität im Kontext der Erreichung der Ziele der Energiewende.<sup>82</sup> Erneuerbare Erzeugungsanlagen sind derzeit jedoch auf den Regelreservemärkten in Frankreich nicht aktiv. Eine Teilnahme ist aus technischer Sicht möglich, WEA weisen theoretisch ein Potential für die Bereitstellung negativer Regelleistung auf, jedoch fehlt es bisher, wie dies auch in Deutschland festzustellen ist, an einem ausreichenden wirtschaftlichen Anreiz.<sup>83</sup> Laut RTE gäbe es einen bedeutenden finanziellen Anreiz, insbesondere aus Sicht des Gesamtsystems, erneuerbare Erzeugungsanlagen stärker zu beteiligen.<sup>84</sup> Auch die CRE stimmt in seinem Beschluss zum Fahrplan von RTE der Feststellung zu, dass erneuerbare Erzeugungsanlagen stärker an der Bereitstellung von Regelreserve zu beteiligen seien.<sup>85</sup>

<sup>82</sup> RTE 2016, *Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, Livre vert*, S. 5-6 ([Link](#) auf Französisch).

<sup>83</sup> Pöyry 2018, S. 9 ([Link](#) auf Englisch).

<sup>84</sup> RTE 2016, *Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, Livre vert* ([Link](#) auf Französisch).

<sup>85</sup> CRE 2017, *Délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français*, S. 4 ([Link](#) auf Französisch).





Im Jahr 2018 hat der französische Windverband FÉE eine Studie zur Beteiligung von WEA an Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung in Auftrag gegeben. In diesem Kontext wurde die derzeitige Situation für Onshore-WEA dargelegt und mögliche zukünftige Herangehensweisen skizziert.<sup>86</sup> Voraussetzung für eine aktive Teilnahme dezentraler Erzeugungsanlagen ist, dass Regelreserveprodukte zukünftig nach positiver und negativer Bereitstellung differenziert werden. Zudem ist die Reduzierung der Gebotszeitfenster erforderlich. So könne laut Studie der Pool an in Frage kommenden Marktteilnehmern erhöht werden und eine effizientere Beschaffung von Regelreserve erfolgen.<sup>87</sup> Letztlich zeigt sich, dass bestehende EU-Leitlinien bereits jetzt für die Beteiligung dezentraler Erzeugungsanlagen besser geeignete Rahmenbedingungen ermöglichen würden. Zudem schlägt die Studie vor, die Bereitstellung von Regelreserve in den Modalitäten für die öffentliche Förderung erneuerbarer Erzeugung zu berücksichtigen.

Auch Speichersystemen dürfte in Frankreich zukünftig eine bedeutendere Rolle beim Systemausgleich zukommen. In einem Beschluss vom 30. April 2020 zum Anpassungsmechanismus etwa unterstreicht die Energieregulierungsbehörde CRE, dass Speicheranlagen bisher nicht explizit in den bestehenden Regularien berücksichtigt werden und fordert RTE auf, die Rahmenbedingungen für eine stärkere Integration von Energiespeichern in die Tertiärreserve zu schaffen.<sup>88</sup> Auch im Rahmen des Beschlusses der CRE vom 23. Juli 2020 zur zehnjährigen Netzentwicklungsplanung durch RTE (*Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport*, SDDR) hebt die Regulierungsbehörde hervor, dass Speichersysteme zukünftig eine wettbewerbsfähige Lösung sein werden, um auf Netzengpässe zu reagieren, und dass die Nutzung der Flexibilitätspotentiale von Speichern für die weitere Netzplanung von außerordentlicher Bedeutung sei.<sup>89</sup>

---

<sup>86</sup> Pöyry 2018, Provision of Frequency Response Services by Wind: Key Messages ([Link](#) auf Englisch).

<sup>87</sup> Pöyry 2018, S. 6 ([Link](#) auf Englisch).

<sup>88</sup> CRE 2020, *Délibération du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre*, S. 3 ([Link](#) auf Französisch).

<sup>89</sup> CRE 2020, *Délibération du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019*, S. 12-13 ([Link](#) auf Französisch).



### III.3. Gegenüberstellung der Regelreservemärkte in Deutschland und Frankreich

Gemäß der letzten von ENTSO-E durchgeführten Umfrage zum Marktdesign für Regelreserven aus 2019 lassen sich die derzeitigen Rahmenbedingungen in den beiden Ländern wie folgt gegenüberstellen:

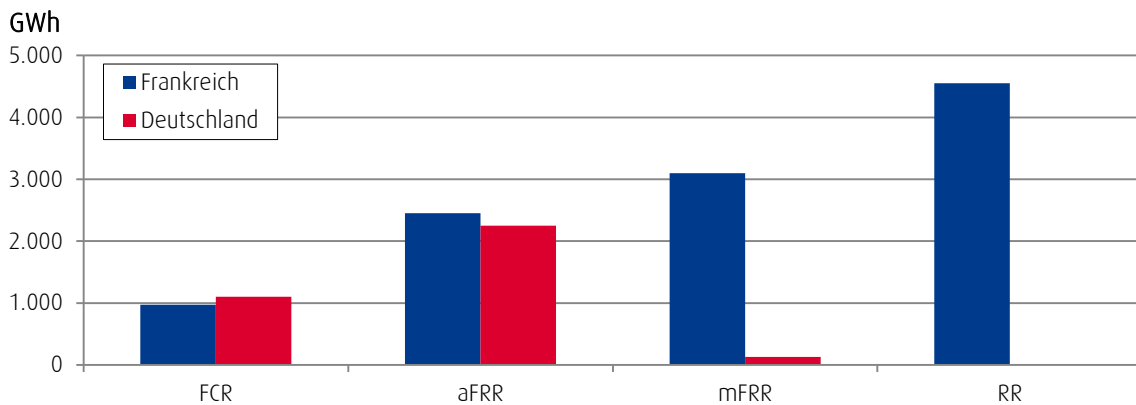
		Primärregelung (FCR)		Sekundärregelung (aFRR)		Tertiärregelung (mFRR)	
		DE	FR	DE	FR	DE	FR
<b>Vergabeverfahren</b>	<b>Leistung</b>	marktbasiert	Zuweisung	marktbasiert	Hybrid	marktbasiert	marktbasiert
	<b>Energie</b>	-	-	marktbasiert	Zuweisung	marktbasiert	marktbasiert
<b>Aktivierung</b>		-	-	Merit Order	Pro Rata	Merit Order	Merit Order
<b>Aktivierbarkeit</b>		< 30 Sekunden	< 30 Sekunden	90 Sekunden bis 5 Minuten	5 Minuten bis 15 Minuten	5 Minuten bis 15 Minuten	5 Minuten bis 15 Minuten
<b>Produktqualität (Gebotsmenge, Auflösung)</b>	<b>Leistung</b>	≥ 1 MW (Wochen)	≤ 1 MW, Wochen	1-5 MW (Stunden)	≤ 1 MW (Stunden)	1-5 MW (Stunden)	5-10 MW (Wochen)
	<b>Energie</b>	keine Mindestmenge (Wochen)	keine Mindestmenge (Wochen)	1-5 MW (Stunden/Blöcke)	keine Mindestmenge (Wochen)	1-5 MW (Stunden/Blöcke)	≤ 1 MW (30 Minuten)
<b>Akteure</b>		Erzeuger, Verbraucher, Pumpspeicher, Speicher, Batterien	Erzeuger, Verbraucher, Pumpspeicher, Speicher, Batterien	Erzeuger, Verbraucher, Pumpspeicher, Speicher	Erzeuger, Pumpspeicher, Speicher	Erzeuger, Verbraucher, Pumpspeicher, Speicher	Erzeuger, Verbraucher, Pumpspeicher, Speicher
<b>Symmetrisches Produkt</b>	<b>Leistung</b>	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
<b>Zuteilung</b>	<b>Leistung</b>	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Regulierter Preis	Pay-as-bid	Grenzpreis
	<b>Energie</b>	Pay-as-bid	Regulierter Preis	Pay-as-bid	N/A	Pay-as-bid	Pay-as-bid
<b>Kostendeckung</b>	<b>Leistung</b>	100 % Netzentgelte	100 % Netzentgelte	100 % Netzentgelte	100 % Netzentgelte	100 % Netzentgelte	100 % Netzentgelte
	<b>Energie</b>	N/A	Bilanzkreis	Bilanzkreis	Bilanzkreis	Bilanzkreis	Bilanzkreis
<b>Kostenlose Gebote möglich</b>		Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja
<b>Aktivierung für andere Zwecke als Regelung</b>		Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Ja

**Tabelle 6 :** Vergleich der Regelreservemärkte Deutschlands und Frankreichs; Quelle: ENTSO-E 2019<sup>90</sup>, Darstellung DFBEW

Es zeigen sich an verschiedenen Stellen Unterschiede zwischen den Marktmodalitäten der beiden Regelreservemärkte, so etwa auf Ebene des Vergabeverfahrens, der Nutzung unterschiedlicher Regelreservequalitäten und der Aktivierung der Sekundärregelung. Gerade die Standardisierung der Produkte und die Anpassung der pro-rata-Aktivierung stellen einen bedeutenden Aufwand dar. In den kommenden Jahren werden entsprechend der EU-Vorgaben weitergehende Harmonisierungsmaßnahmen zu ergreifen sein, insbesondere auch innerhalb der bereits existierenden Kooperationsprojekte. Gemäß Artikel 59 EB Guideline ist ein europäischer Bericht zur Integration der Regelreservemärkte von ENTSO-E zu veröffentlichen, der Aufschluss über den aktuellen Stand zur Harmonisierung der verschiedenen Märkte für Regelenergie geben wird.

<sup>90</sup> ENTSO-E 2019, *2018 Survey on Ancillary Services Procurement and Electricity Balancing Market Design* ([Link](#) auf Englisch).

Grundsätzlich lässt sich beim Vergleich zwischen deutschem und französischem Regelreserveansatz ein historisch gewachsener Unterschied feststellen: das französische Modell mit einem nationalen ÜNB folgt einem proaktiven Ansatz, das deutsche Modell einem reaktiven Ansatz. Beide Ansätze unterscheiden sich dadurch, dass der ÜNB beim reaktiven Ansatz in Echtzeit Regelleistung aktiviert, um Systemungleichgewichte zu beheben, beim proaktiven Ansatz werden auf Grundlage von Prognosen Ungleichgewichte mittels Regelleistung bereits vor dem Eintritt eines möglichen Ereignisses ausgeglichen.<sup>91</sup> Eine Gegenüberstellung der aktivierten Regelarbeit im Jahr 2018 veranschaulicht einen grundsätzlichen Unterschied des genutzten Ansatzes in beiden Ländern.



**Abbildung 8:** Aktivierter Regelarbeits in Deutschland und Frankreich im Jahr 2018 (positiv und negativ)

Quelle: 50Hertz 2019<sup>92</sup>, Darstellung DFBEW

Es lässt sich zudem festhalten, dass bei Verfolgung eines reaktiven Ansatzes der ÜNB stärker auf die Beteiligung der Bilanzkreisverantwortlichen angewiesen ist. Während in Deutschland eine gesetzliche Pflicht besteht, dass Bilanzkreisverantwortliche ihr Regelgebiet ausgleichen haben, besteht in Frankreich eine solche Verpflichtung nicht.<sup>93</sup> Proaktive Regelreserveansätze stützen sich dafür häufiger auf die Verwendung von Ersatzreserven, wie dies in Frankreich der Fall ist (siehe Abbildung 8).<sup>94</sup> Die EU-Leitlinien zum Systemausgleich und zum Netzbetrieb ermöglichen gemäß einer Analyse des *European University Institute* grundsätzlich beide Ansätze. Lediglich stark proaktive Ansätze (besonders vorausschauende Aktivierung von Regelreserve) seien nur begrenzt erlaubt. Während der proaktive Ansatz auf die Reduzierung der Regelreservekosten durch eine Reduzierung des durchschnittlichen Preises für Regelenergie abzielt, soll die Kostenreduktion beim reaktiven Ansatz durch niedrigere Volumina an Regelenergie erfolgen.<sup>95</sup> Der Anreiz ist rein monetär. Die zunehmende europäische Harmonisierung der verschiedenen Regelreservequalitäten dürfte jedoch dazu führen, dass sich der Regelreserveansatz in Deutschland und Frankreich zunehmend annähert.

Ein weiterer Unterschied im gewählten Regelreserveansatz besteht in der Anwendung des sogenannten SRL-Poolkonzepts in Deutschland. Mit Beschluss BK6-06-066 vom 31. August 2007 verpflichtet die BNetzA die deutschen ÜNB, den Anbietern von aFRR die Möglichkeit zu eröffnen, an einer zentralen Stelle die Regelsignale zu übernehmen und selbstständig auf den gesamten Pool von verwalteten Regelkraftwerken zu verteilen.<sup>96</sup> Im Vergleich dazu wird in Frankreich weiter ein sogenanntes „Unit-based“-Konzept angewandt. Hier hat der ÜNB eine anlagenscharfe Transparenz darüber, welches Kraftwerk die Regelreservedienstleistung erbringt. Darüber hinaus erfolgt in Frankreich eine Verbindung des Regelreserveeinsatzes mit dem zentralisierten Redispatching-Prozess im Falle lokaler Leitungsüberlastungen.

<sup>91</sup> European University Institute 2018, *The EU Electricity Network Codes*, S. 69-70 ([Link](#) auf Englisch).

<sup>92</sup> 50Hertz, Regelleistungsmärkte in Frankreich, S. 4 ([Link](#)).

<sup>93</sup> 50Hertz, Regelleistungsmärkte in Frankreich, S. 3 ([Link](#)).

<sup>94</sup> European University Institute 2018, S. 69-70 ([Link](#) auf Englisch).

<sup>95</sup> European University Institute 2018, S. 70 ([Link](#) auf Englisch).

<sup>96</sup> Regelleistung.net 2019, Präqualifikation für die Erbringung von SRL/Umsetzung des SRL-Poolmodells ([Link](#)).

In Zukunft kann in verschiedenen Bereichen und in unterschiedlicher Intensität die weitere Kooperation hinsichtlich Regelreserven vorangetrieben werden. So dürfte etwa der weiteren Reduktion gegenläufiger Aktivierung von Regelreserve (siehe IGCC-Projekt) eine wichtige Rolle zukommen. Darüber hinaus ist für die Erreichung harmonisierter Märkte die Definition gemeinsamer Regelreserveprodukte sowie übereinstimmender Marktmodalitäten von Bedeutung. Weitere Themenfelder stellen gemeinsame Ausschreibungen sowie eine gemeinsame Dimensionierung der verschiedenen Reservequalitäten dar. Auch kann eine kostenoptimale Aktivierung durch Nutzung eines gemeinsamen Abrufs mittels einer Merit Order für alle Regelreservequalitäten angestrebt werden.<sup>97</sup>

## IV. Dezentralisierung der Bereitstellung von Regelleistung

Im derzeitigen Stromsystem erfolgt die Beschaffung von Regelleistung zur Frequenzhaltung als eine der wesentlichen Systemdienstleistungen hauptsächlich zentralisiert, mit dem ÜNB als Koordinator und Systemverantwortlichen. Aktuell werden Aufgaben der Bereitstellung von Regelleistung zudem oftmals von Akteuren auf Ebene der Hoch- bzw. Höchstspannung erbracht. Dies wird sich in Zukunft ändern. Wie bereits angedeutet, können durch angepasste Produktdefinitionen auch erneuerbare Erzeugungsanlagen vermehrt an den Regelreservemärkten teilnehmen. Erneuerbare Erzeugungsanlagen sowie steuerbare Lasten sind technisch in der Lage, aktiv an den Regelreservemärkten teilzunehmen, ein wirtschaftlicher Anreiz scheint bisher aber nicht zu bestehen.<sup>98</sup>

Einen Überblick zu innovativen Systemdienstleistungen für stärker dezentralisierte Stromsysteme liefert etwa ein Bericht der internationalen Agentur für erneuerbare Energien (IRENA).<sup>99</sup> Neben Großbatteriesystemen und Batterieheimspeichern werden als Technologieoptionen das intelligente Laden von batterieelektrischen Fahrzeugen, Power-to-X-Lösungen, intelligenter Netzbetrieb sowie die Potentiale von Informations- und Kommunikationstechnologien genannt. Potentiale ergäben sich auch durch die stärkere Einbeziehung lokaler Verbraucher sowie den Aufbau lokaler Märkte für Flexibilität. So werden Projektbeispiele in Großbritannien und in Deutschland genannt, die bereits heute Flexibilität auf lokaler Ebene anbieten unter Beteiligung von Elektromobilität, erneuerbarer Erzeugung, Batteriespeicher sowie Industriebetriebe und Haushalte.<sup>100</sup>

Eine von der deutschen Energie-Agentur (dena) in Auftrag gegebenen Studie zur Systemsicherheit mit Perspektive 2050 hat zukünftige Bedarfe an Regelleistung im deutschen Stromnetz analysiert und kommt zu dem Schluss, dass für die zukünftige Deckung negativer Regelleistung die Einbeziehung von Photovoltaik und Windenergie einen bedeutenden Beitrag leisten kann. Positive Regelleistung könne zudem durch die regelbaren Biogasanlagen sowie durch flexible Lasten erbracht werden. Darüber hinaus kann auch die steigende Zahl batterieelektrischer Fahrzeuge im Zuge der Verkehrswende potentiell einen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems leisten. Aus diesen Analysen ergibt sich zudem, dass VNB in einem zunehmend dezentralisierten Stromsystem auch für den Systemausgleich eine größere Rolle spielen werden. Es wird zukünftig einer intensivierten und automatischen Kommunikation zwischen ÜNB, VNB und den Anlagenbetreibern bedürfen, um über die verschiedenen Netzebenen hinweg einen optimalen Einsatz von Regelleistung zu gewährleisten.<sup>101</sup>

---

<sup>97</sup> Consentec 2020, S. 33-34 ([Link](#)).

<sup>98</sup> Deutsche Energie-Agentur (dena) 2020, Systemsicherheit 2050, S. 22, 33 ([Link](#)).

<sup>99</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA) 2019, *Innovative Ancillary Services*, S. 4, 18 ([Link](#) auf Englisch).

<sup>100</sup> IRENA 2019, S. 18 ([Link](#) auf Englisch).

<sup>101</sup> dena 2020, S. 22 ([Link](#)).



Verschiedene Pilotprojekte zeigen bereits jetzt das Potential einer stärker dezentralen Herangehensweise bei der Bereitstellung von Regelreserve. So werden etwa im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie“ (SINTEG) in Deutschland eine Reihe von Projekten durchgeführt, die die Netz- und Marktintegration erneuerbarer Energien in Verbindung mit innovativen Technologien veranschaulichen. Im Rahmen des [enera-Projekts](#) in Niedersachsen sollen in einer Modellregion die Potentiale der Digitalisierung und der dezentralen Bereitstellung von Flexibilität für das Stromsystem aufzeigt und insbesondere ein Marktplatz für regionale Energieprodukte, darunter Regelleistung, aufgebaut werden.<sup>102</sup> Gerade in dieser Region herrscht bereits jetzt ein starker Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen, so dass sich hier optimale Bedingungen für einen Testlauf ergeben. Neben rund 30.000 intelligenten Stromzählern kommen im Projekt 200 intelligente Transformatoren, Steuertechnik für Großverbraucher sowie Stromspeicher mit einer Kapazität von 7 MW zum Einsatz. Auch das ebenfalls im Rahmen von SINTEG geförderte Projekt [C/sells](#) beschäftigt sich mit dem optimalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf lokaler bzw. regionaler Ebene. Im Fokus stehen die automatisierte Kommunikation der verschiedenen Akteure sowie der Aufbau eines regionalen Handels mit Energie und Flexibilität.

Ein weiterer Baustein für den Systemausgleich dürften Batteriespeichersysteme darstellen, gerade auch auf lokaler bzw. regionaler Ebene, wie dies bereits angesprochen wurde.<sup>103</sup> Auch kleine Batterieheimspeicher kommen zunehmend zum Einsatz. In Frankreich ist die Nutzung von Batteriespeichern weniger weit entwickelt, es gibt aber eine Reihe von Demonstrationsprojekten, die die Eigenschaften von Batteriespeichern zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen untersuchen.

Die Potentiale der Bereitstellung von FCR durch Elektromobilität werden seit Oktober 2018 in einem Pilotprojekt in Nordrhein-Westfalen untersucht.<sup>104</sup> In einem wichtigen Etappenziel ist es den Projektpartnern gelungen, einen batterieelektrischen PKW in Deutschland erstmals für die Bereitstellung von Primärregelleistung zu präqualifizieren.<sup>105</sup> Das *Vehicle-to-Grid* (V2G)-Projekt soll zeigen, wie die Integration batterieelektrischer Fahrzeuge in die Stromsysteme mittels intelligentem Lade- und Energiemanagement funktionieren kann. Auch das ChargeForward-Projekt eines deutschen Autoherstellers im Raum San Francisco in Zusammenarbeit mit einem lokalen VNB hat die Potentiale von Elektromobilität zur Netzstabilisierung sowie das Verbraucherverhalten analysiert.<sup>106</sup> Es konnte gezeigt werden, dass Konsumenten gewillt sind, ihr Ladeverhalten anzupassen, um höhere Anteile erneuerbarer Erzeugung ins Netz zu integrieren und das netzoptimale Laden so auch einen Beitrag zum Systemausgleich leisten kann.

Der französische VNB Enedis, der rund 95 % des Verteilnetzes betreibt, hat in einem Strategiepapier vom Februar 2020 die verstärkte Nutzung von Flexibilität im Stromnetz zum Systemausgleich als zentrales Handlungsfeld in den kommenden Jahren identifiziert.<sup>107</sup> Enedis sieht sich in einer Moderatorenrolle, um es lokalen Akteuren zu ermöglichen, dem System Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Das Strategiepapier definiert einen Fahrplan, um lokalen Akteuren den Marktzugang zu erleichtern, die Dimensionierung des Netzausbaus zu optimieren und die Kooperation zwischen VNB und ÜNB zu intensivieren.<sup>108</sup>

---

<sup>102</sup> Weitere Pilotprojekte und Demonstratoren werden etwa in einem Innovationsbericht der dena zu Systemdienstleistungen ([Link](#) auf Englisch) sowie im angesprochenen Dokument der IRENA ([Link](#) auf Englisch) zusammengefasst.

<sup>103</sup> Weitere Elemente zum Einsatz von Stromspeichersystemen in Deutschland und Frankreich liefert ein DFBEW-Memo aus Dezember 2018 ([Link](#)).

<sup>104</sup> The Mobility House 2018, *Mobile power stations on the way* ([Link](#) auf Englisch).

<sup>105</sup> Amprion 2018, Präqualifikation des Nissan Leaf ([Link](#)).

<sup>106</sup> BMW USA 2020, *BMW ChargeForward, Program Overview* ([Link](#) auf Englisch).

<sup>107</sup> Enedis 2020, *Feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités* ([Link](#) auf Französisch).

<sup>108</sup> Enedis 2020, S.4-5 ([Link](#) auf Französisch).



Auch im Rahmen des *Clean Energy Package* wurde die Rolle der lokalen Energiewende an verschiedener Stelle hervorgehoben, so auch für die Nutzung von Flexibilität in den Verteilnetzen. So sollen Mitgliedsstaaten laut Artikel 32 (1) der neuen [EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie](#) einen Rahmen schaffen, „durch den die Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern.“ Hiermit wird ebenfalls die Rolle des VNB im Zuge der Bereitstellung von Flexibilität für das Stromsystem unterstrichen.

Die bereits erwähnte Studie zur Systemsicherheit 2050 unterstreicht ein weiteres zukünftiges Handlungsfeld: Die Bereitstellung von Momentanreserve. Derzeit wird Momentanreserve durch die Trägheit rotierender Massen von synchron an das Netz gekoppelten Erzeugungsanlagen zur Verfügung gestellt. Die rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke können durch ihre direkte Kopplung ans Stromnetz Trägheit zur Verfügung stellen (siehe auch Abbildung 3). Eine Möglichkeit, um die Momentanreserve zu erhöhen, sind rotierende bzw. synchrone Phasenschieber. Der Einsatz solcher Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve ist Stand der Technik, jedoch etwa in Deutschland bisher nicht verbreitet. Auch Umrichter, die für den Anschluss von Erzeugern, Lasten und Speichern benötigt werden, können Momentanreserve zur Verfügung stellen<sup>109</sup>

Insgesamt zeigt sich, dass die zunehmende Komplexität und Dezentralisierung, die sich im Rahmen der Energiewende ergibt, auch wesentliche Auswirkungen auf die Gestaltung der nationalen bzw. europäischen Regelreservemärkte hat. Die beabsichtigte, fortschreitende Harmonisierung auf EU-Ebene zielt darauf ab, eine abgestimmte Dimensionierung, Beschaffung sowie Aktivierung der verschiedenen Regelreservequalitäten zu ermöglichen. Dabei ergeben sich auch bedeutende Potentiale auf lokaler bzw. regionaler Ebene.

---

<sup>109</sup> dena 2020, S. 23-24 ([Link](#)).