

Themenpapier der Roadmap Systemstabilität

AG1 – Frequenz

Über dieses Dokument: Die Roadmap Systemstabilität ist ein Vorhaben der Bundesregierung, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) umgesetzt wird. Die dena und ef.Ruhr GmbH fungieren als Auftragnehmer zur Unterstützung aller Prozesse im Rahmen der Erstellung der Roadmap. Im Rahmen der Arbeiten zur Roadmap Systemstabilität haben die Expertinnen und Experten der mitwirkenden Stakeholder themenspezifisch in vier Arbeitsgruppen die relevanten Fragestellungen identifiziert und diskutiert. In dem hier vorliegenden Themenpapier wurden die Ergebnisse dieser Diskussionen der Arbeitsgruppe Frequenz dokumentiert. Es handelt sich jedoch explizit nicht um ein abschließendes und abgestimmtes Ergebnis. Die Themenpapiere bilden die Grundlage für die Roadmap. Sie spiegeln jedoch keine offizielle Position des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz wider. Weiterhin stellen die Formulierungen nicht notwendigerweise die Meinung der aufgeführten Mitautorinnen und Mitautoren oder der dena und ef.Ruhr dar. Sie dienen allein dazu, den Diskussionsstand aufzuzeigen.

Bei folgenden Mitautorinnen und Mitautoren dürfen wir uns an dieser Stelle bedanken:

Name	Institution
Janek Massmann	Amprion GmbH
Wenzel Wittich	Amprion GmbH
Jörg Seiffert	DKE
Frank Schuldt	DLR e.V.
Thomas Walter	Easy Smart Grid GmbH
Philipp Strauß	Fraunhofer IEE
Thomas Kumm	Hochschule Bremen
Robert Schürhuber	Inst. für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz
Oliver Brückl	OTH Regensburg
Roberto Rosso	Siemens Energy
Andreas Falk	SMA Solar Technology AG
Richard Tretter	Stadtwerke München GmbH
Walter Schitteck	Universität Kassel
Hendrik Lens	Universität Stuttgart
Tilman Wippenbeck	Westnetz GmbH

1 Inhalt

Abkürzungsverzeichnis.....	4
1 Einleitung.....	5
1.1 Technischer Hintergrund.....	5
1.2 Ausgangssituation	11
2 Herausforderungen, Handlungsbedarfe und Prozesse.....	16
2.1 Übersicht der identifizierten Fragestellungen.....	16
2.2 Analyse der identifizierten Fragestellungen.....	17
2.3 Breakoutthema: Warum kann schnelle P(f) (FFCR) die Momentanreserve nur ergänzen und nicht ersetzen?.....	31
3 Forschungsfragen.....	35
3.1 Identifizierte Forschungsfragen im Rahmen der AG1.....	35
3.2 Aktuelle Vorhaben des 7. EFP der Bundesregierung.....	35
4 Transformationspfad.....	44
Offene Punkte und Schnittstellen zu anderen AG/KG	47
Literaturverzeichnis.....	48

Abkürzungsverzeichnis

aFRR	engl. automatic Frequency Restoration Reserves (dt. Sekundärregelleistung)
AG	Arbeitsgruppe
AR	Anwendungsregel
BNetzA	Bundesnetzagentur
EZA	Erzeugungsanlage
EZVA	Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen
FCR	engl. Frequency Containment Reserve (dt. Frequenzhaltungsreserve)
FFCR	engl. Fast Frequency Containment Reserve (dt. schnelle Frequenzhaltungsreserve)
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
LFSM-O	engl. Limited frequency sensitive mode – overfrequency
LFSM-U	engl. Limited frequency sensitive mode – underfrequency
MomR	Momentanreserve
NC ER	engl. Network Code Emergency and Restoration
NC RfG	engl. Network Code Requirements for Generators
nf-SDL	nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung
RoCoF	engl. Rate of change of frequency
SCR	engl. Short Circuit Ratio (dt. Kurzschlussverhältnis)
SDL	Systemdienstleistung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technischen Anschlussregeln
UFLA	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
(V)SRE	(Verbraucher-) Selbstregelleffekt und Einfluss durch ggf. vorhandene dezentrale frequenzabhängig geregelte Erzeugungsanlagen wie z.B. kleine Wasserkraftwerke

1 Einleitung

Ein elementares Ziel auf dem Weg zur Erreichung der Klimaneutralität ist es, den sicheren und robusten Betrieb der Stromnetze in Zeiten mit 100% erneuerbaren Energien (EE) zu gewährleisten. Dafür wurde im Koalitionsvertrag 2021 die Erarbeitung einer „Roadmap Systemstabilität“ verankert. Die Roadmap soll einen Fahrplan aufzeigen, welche Prozesse und Funktionalitäten benötigt werden, um das gesteckte Ziel zu erreichen.

Die hohen Ansprüche an die Versorgungssicherheit verbunden mit der Komplexität der Stabilitätsaspekte im Stromnetz erfordern für die Realisierung der Roadmap ein Zusammenwirken der Expertise aller am Stromsystem beteiligten Akteure. Aus diesem Grund sind an der Erarbeitung der Roadmap Systemstabilität Experten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (ÜNB bzw. VNB), von Anlagenherstellern, von Verbänden, von Normierungsgremien und aus der Wissenschaft beteiligt. Das vorliegende Dokument ist eines von vier Themenpapieren, die in Summe das Fundament für die eigentliche Roadmap bilden. Die vier Themenpapiere umfassen jeweils die Ergebnisse der vier Arbeitsgruppen (AG), in denen der Austausch der Experten themenspezifisch organisiert wurde (AG1: Frequenz, AG2: Spannung, AG3: Winkelstabilität, Resonanzstabilität und Kurzschlussstrom, AG4: Betriebsführung und Netz- und Versorgungswiederaufbau).

In dem hier vorliegenden Themenpapier der AG1 werden in den folgenden zwei Abschnitten zunächst einleitend die relevanten Begriffe und Definitionen beschrieben sowie der technische Hintergrund erläutert. In Kapitel 2 werden die Herausforderungen und Handlungsbedarfe sowie die in diesem Kontext bereits bestehende Prozessstruktur beschrieben. Dafür wird im Abschnitt 2.1 zunächst eine Übersicht über alle identifizierten Fragestellungen gezeigt. In Abschnitt 2.2 werden die einzelnen Fragestellungen analysiert. In Abschnitt 2.3 wird in einem Exkurs detaillierter das Zusammenspiel zwischen schneller Regelleistung und Momentanreserve beschrieben. Die identifizierten Forschungsfragen werden gesondert in Kapitel 3 dargestellt. In Kapitel 4 wird der Transformationspfad beschrieben, der die Prozesse inklusive der verantwortlichen Akteure und zeitlichen Aspekte umfasst, die aus den Fragestellungen der Kapitel 2 und 3 abgeleitet wurden.

1.1 Technischer Hintergrund

Für einen stabilen Systembetrieb müssen sich Stromerzeugung und –verbrauch jederzeit im Gleichgewicht befinden. Die Frequenz der Netzspannung dient hierbei als zentrale Kennzahl und reagiert unmittelbar auf Abweichungen zwischen Erzeugung und Last. Vereinfacht kann die Frequenzhaltung als Waage zwischen Erzeugung und Verbrauch dargestellt werden, die bei einem Ungleichgewicht in Schiefelage geraten kann. Um die Frequenz in den vorgegebenen Grenzen zu halten wird u.a. Regelleistung eingesetzt.

Die Bereitstellung elektrischer Energie erfolgt aktuell noch zu einem großen Teil durch Synchrongeneratoren. Eine erhöhte Wirkleistungsabgabe führt zu einem stärkeren Bremsmoment an der Generatorwelle. Damit sinkt auch die Frequenz der Generatorspannung. Beim Entlasten

der Generatorwelle sinkt das Bremsmoment und die Frequenz des Turbosatzes erhöht sich. Durch diesen Effekt ändert sich bei Leistungsungleichgewichten zwischen bremsendem Moment des Generators und antreibendem Moment der Turbine die Netzfrequenz. In der Realität werden die Generatoren über das Stromnetz parallel betrieben, bei Gleichheit von Frequenz, Phasenfolge, Betrag und Phasenwinkel.

Durch die Schwungmasse der Turbinen- und Generatorsätze ist eine Frequenzzunahme gleichbedeutend mit der Aufnahme von Energie zur Beschleunigung des rotierenden Systems. Bei fallender Frequenz gibt das System Energie ab und die Drehzahl sinkt. Diese instantan eintretende, aber zeitlich und energetisch begrenzt verfügbare Gegenreaktion zur Laständerung wird als **Momentanreserve (MomR)** bezeichnet¹. Bleibt die Störung weiter bestehen, setzt die **Primärregelleistung (Frequenzhaltungsreserve, engl. Frequency Containment Reserve, FCR)** ein, die nach spätestens 30 Sekunden voll zur Verfügung stehen muss. Sie dient der Frequenzstützung und wird von den ÜNB über ein Ausschreibungsverfahren beschafft. Bei der Betrachtung im Zusammenspiel der Wirkmechanismen zur Frequenzstützung ist es hilfreich, zwischen dem Normalbetrieb und dem Notzustand [1] zu unterscheiden. Im Normalbetrieb, d.h. bei Störungen des Wirkleistungsungleichgewichts bis zur Auslegungsstörung der Primärregelung von 3 GW, werden folgende Mechanismen aktiv, um die Frequenzabweichung dynamisch auf 800 mHz und quasistationär auf 200 mHz zu begrenzen:

1. Momentanreserve (MomR)
2. Selbstregeleffekte (SRE) oder Verbraucherselbstregeleffekt (VSRE) und Einfluss durch ggf. vorhandene dezentrale frequenzabhängig geregelte Erzeugungsanlagen wie z. B. kleine Wasserkraftwerke
3. Frequenzhaltungsreserve (FCR)

Dabei wirkt der SRE schneller als die FCR, weil Letztere durch die Aktivierungsdynamik der Erbringer, an die mit einer Aktivierungszeit von 30 s derzeit vergleichsweise geringe Anforderungen gestellt werden, langsamer reagiert. Aufgrund der unterschiedlichen Wirkgeschwindigkeiten lassen sich die genannten Mechanismen, wie in Abbildung 1-1 gezeigt, folgenden Dynamikphasen und Arten der Rückkopplung zuordnen:

¹ Im EnWG 12h wird zudem der Begriff der „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ eingeführt. Diese wird nach Willen des Gesetzgebers wie folgt beschrieben: „Trägheit der lokalen Netzstabilität (...) ist eine inhärente oder regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um eine, gegebenenfalls auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Unter inhärente Reaktionen ist insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen (Schwungmasse) oder netzbildenden Umrichtern (synthetische Schwungmasse) zu verstehen, die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begrenzen. Die Momentanreserve reagiert dabei unverzögert auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels, wirkt dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und begrenzt den Frequenzgradienten im Ursprung. Unter die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion fallen regelungsbasierte Wirkleistungsänderungen, welche verzögert zur Stützung der Frequenz beitragen. Davon abzugrenzen ist Regelleistung.“ [vgl. Gesetzesbegründung zu § 12h EnWG, BT-Drs. 19/21979 v. 31.08.2020, S. 14]. Die Trägheit der lokalen Netzstabilität ergänzt die Momentanreserve folglich um eine regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, die keine Regelleistung ist. Dies kann bspw. die im weiteren Verlauf diskutierte schnelle P(f)-Regelung (FFCR) sein.

- Dynamikphase 1: inhärentes Regelstreckenverhalten des Systems ohne Rückkopplungen² (MomR)
- Dynamikphase 2: zusätzlich quasi-instanter Proportionalregler (SRE)
- Dynamikphase 3: zusätzlich verzögerter Proportionalregler mit Rampenbegrenzung (Primärregelung, FCR)
- Dynamikphase 4: zusätzlich verzögerter Integralregler mit Rampenbegrenzung (Sekundärregelung, aFRR), im Bild nicht dargestellt

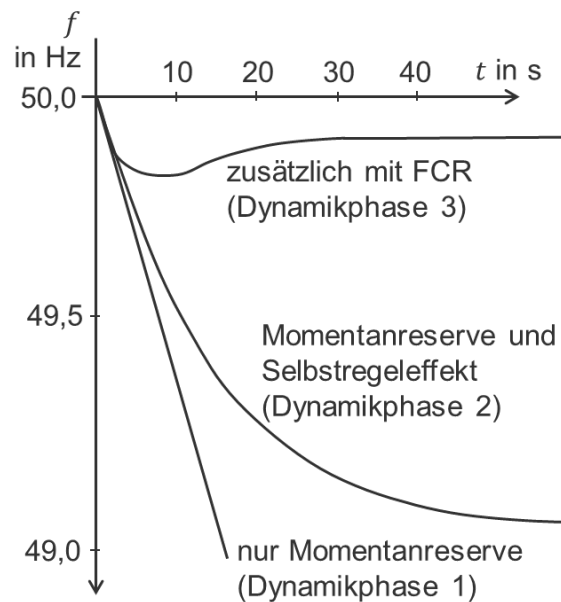


Abbildung 1-1: Dynamisches Zusammenwirken der Maßnahmen der Wirkleistungs-Frequenzregelung im Normalbetrieb (Quelle: [2]).

Abbildung 1-2 zeigt schematisch und idealisiert, wie die Mechanismen bezüglich ihrer Wirkleistungsbeiträge zusammenwirken und sich ablösen. Würde beispielsweise nicht FCR genutzt, um SRE abzulösen, dann würde sich der Frequenzverlauf aus Dynamikphase 2 einstellen und es käme zu einer bleibenden Frequenzabweichung, die zur Netztrennung von Anlagen führen kann und letztlich eine Gefahr für den stabilen Netzbetrieb darstellt. Da die Wirkung von FCR zeitlich begrenzt ist, ist eine Ablösung von FCR durch eine Sekundärregelung (aFRR) erforderlich. Die Wirkung von aFRR in Dynamikphase 4 ist deutlich langsamer als die anderen drei Dynamikphasen und aus diesem Grund ist eine Darstellung im Zeitbereich von Abbildung 1-1 nicht möglich.

² Dieses ist mathematisch äquivalent zu einem idealen Differentialregler, der jedoch nicht realisierbar ist, denn für eine Regelung müsste die Frequenz zunächst gemessen werden. Außerdem vernachlässigt die Betrachtung als Differentialregler (d.h. eine Wirkleistungsänderung die proportional ist zu $\frac{df}{dt}$) die Eigenschaft der „trägen Spannungsquelle“ einer Synchronmaschine bzw. eines netzbildend geregelten Umrichters. Diese Eigenschaft ist auch für die Winkel- und Spannungsstabilität von entscheidender Bedeutung. Es besteht deshalb ein fundamentaler Unterschied zwischen Umrichtern mit einer Regelung, welche die eingespeiste Wirkleistung in irgendeiner Form in Abhängigkeit von der Frequenz ändert und solchen mit einer tatsächlich netzbildenden Regelung (manchmal auch als „true inertia“ bezeichnet).

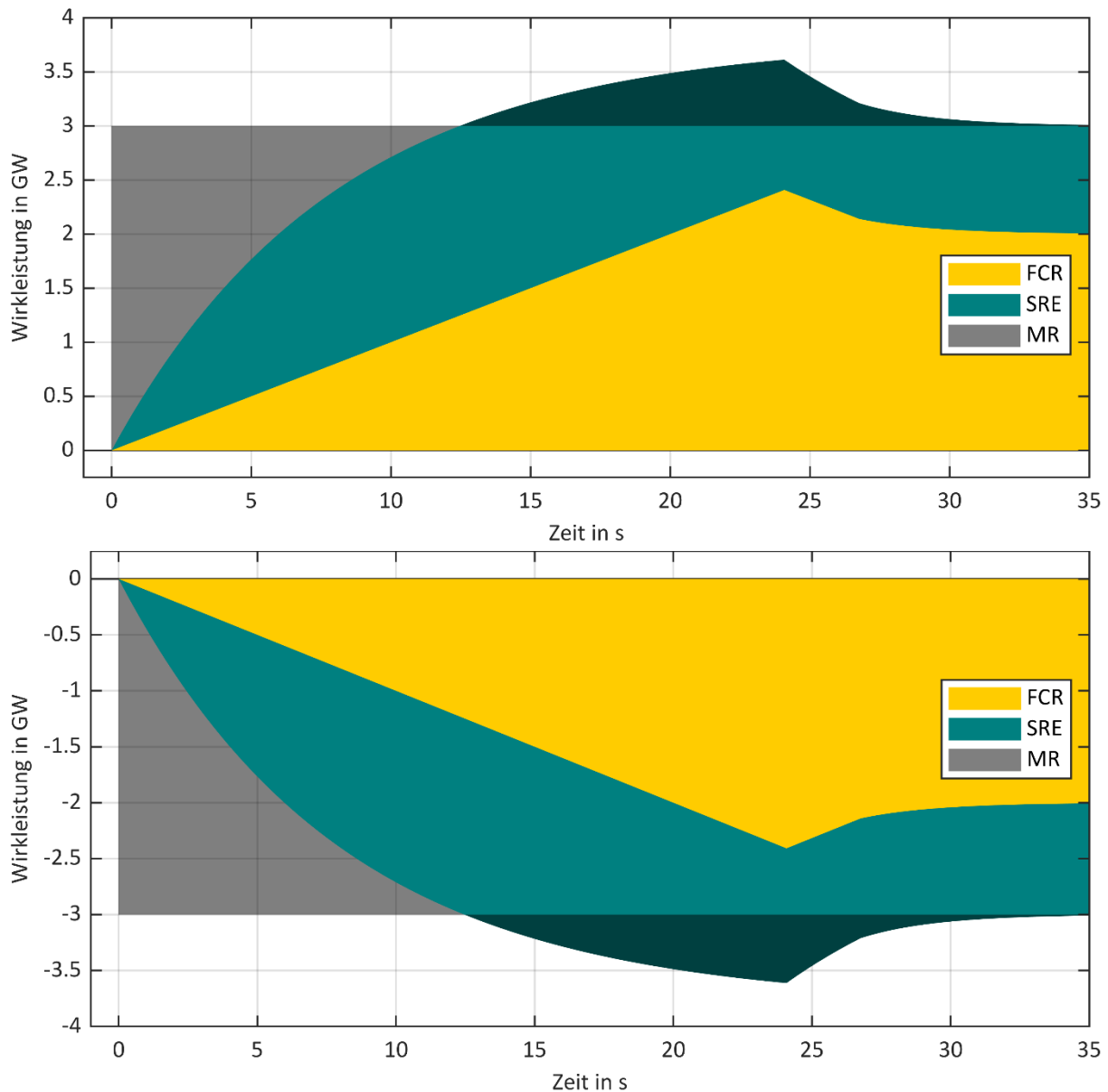


Abbildung 1-2: Schematisches und idealisiertes Zusammenwirken von MomR, Selbstregeleffekt der Lasten und FCR nach einem Wirkleistungsdefizit (oben) und -überschuss (unten) von 3 GW im intakten kontinentaleuropäischen Verbundsystem. Die erbrachte Reserve entspricht zu jedem Zeitpunkt der Störung und beträgt für den Auslegungsfall 3 GW. Dunkel schattierte Flächen entsprechen MomR mit umgekehrtem Vorzeichen und entsprechend einem Wiederansteigen (oben) bzw. Wiederabfallen (unten) der Frequenz. Vereinfachend wurde hier angenommen, dass noch kein LFSM wirksam wird (Quelle: [2]).

Bei größeren Störungen sind die obigen Mechanismen jedoch nicht ausreichend, um das Wirkleistungsungleichgewicht auszugleichen, weshalb weitere Mechanismen zusätzlich wirksam werden, die sich jedoch in Abhängigkeit davon unterscheiden, ob es sich um ein Unterfrequenz- (Wirkleistungsdefizit) oder ein Überfrequenzereignis (Wirkleistungsüberschuss) handelt:

- Überfrequenz:
 - Netzsicherheitsbasierte Primärregelung bzw. LFSM-O ab 50,2 Hz
- Unterfrequenz:
 - Netzsicherheitsbasierte Primärregelung bzw. LFSM-U ab 49,8 Hz

- Maßnahmen des Unterfrequenzlastabwurfs (ab 49 Hz) sowie Abwurf von industriellen Lasten als Teil der sofort abschaltbaren Lasten (49,7 Hz) und Stopp von Pumpspeichern im Pumpbetrieb (49,5 Hz)

Beide Arten von LFSM werden in Deutschland auch als „**netzsicherheitsbasierte Primärregelung**“ bezeichnet, da sie regelungstechnisch wie eine Primärregelung wirken, aber erst außerhalb des Frequenzbandes von ± 200 mHz aktiviert werden. Darüber hinaus gibt es in manchen Ländern weitere Beiträge, wie beispielsweise frequenzabhängige Sollwerte für HGÜ-Verbindungen mit anderen Synchrongebieten. Diese machen jedoch für Kontinentaleuropa bisher nur einen kleinen Teil aus, weshalb sie im Weiteren nicht berücksichtigt werden.

Störungen, die deutlich über 3 GW hinausgehen, sind zukünftig vor allem in Form eines sogenannten **System-Splits** denkbar. Dabei zerfällt das kontinentaleuropäische Verbundsystem aufgrund von einer unvorhergesehenen Kaskade von Störungen und Schutzauslösungen in mehrere Teilsysteme, wobei hier auf die ursächlichen Szenarien nicht näher eingegangen wird. Zuvor zwischen diesen Teilsystemen ausgetauschte Wirkleistung resultiert dann in einem entsprechenden Wirkleistungsungleichgewicht. Ein System-Split ist insbesondere dann kritisch, wenn das resultierende Ungleichgewicht in allen Teilen relativ zur Teilsystemgröße groß ist, da dann ein europaweiter Blackout möglich wäre. Kritisch wäre beispielsweise eine Auftrennung zwischen Nordost- und Südwesteuropa während eines ausgeprägten Leistungsflusses von der ersten zur zweiten Region, wie sie in 2006 aufgetreten ist. Eine Festlegung von bedarfsdimensionierenden Störungen ist jedoch bisher nicht erfolgt und befindet sich in der Diskussion.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das schematische Zusammenwirken der Maßnahmen im Fall eines System Splits mit einem resultierenden Ungleichgewicht von 20 GW. Es ist wichtig zu betonen, dass dies eine **idealisierte** Darstellung ist, da sie eine vorgabengemäße Aktivierung aller Bestandteile sowie ausreichende Leistungs- und Energiereserven annimmt und davon ausgeht, dass sich keine Erzeugungsanlagen vom Netz trennen. Darüber hinaus ist eine Betrachtung des Zusammenhangs der gesamten Wirkleistungsbilanz mit der durchschnittlichen Frequenz eines (Teil-)Systems zwar eine notwendige, nicht aber eine hinreichende Bedingung für Stabilität. Hierfür sind weitere Bedingungen zu erfüllen, unter anderem in Bezug auf die Teilnetzbetriebsfähigkeit von Erzeugungsanlagen. Diese sind jedoch nicht Bestandteil dieses Dokuments.

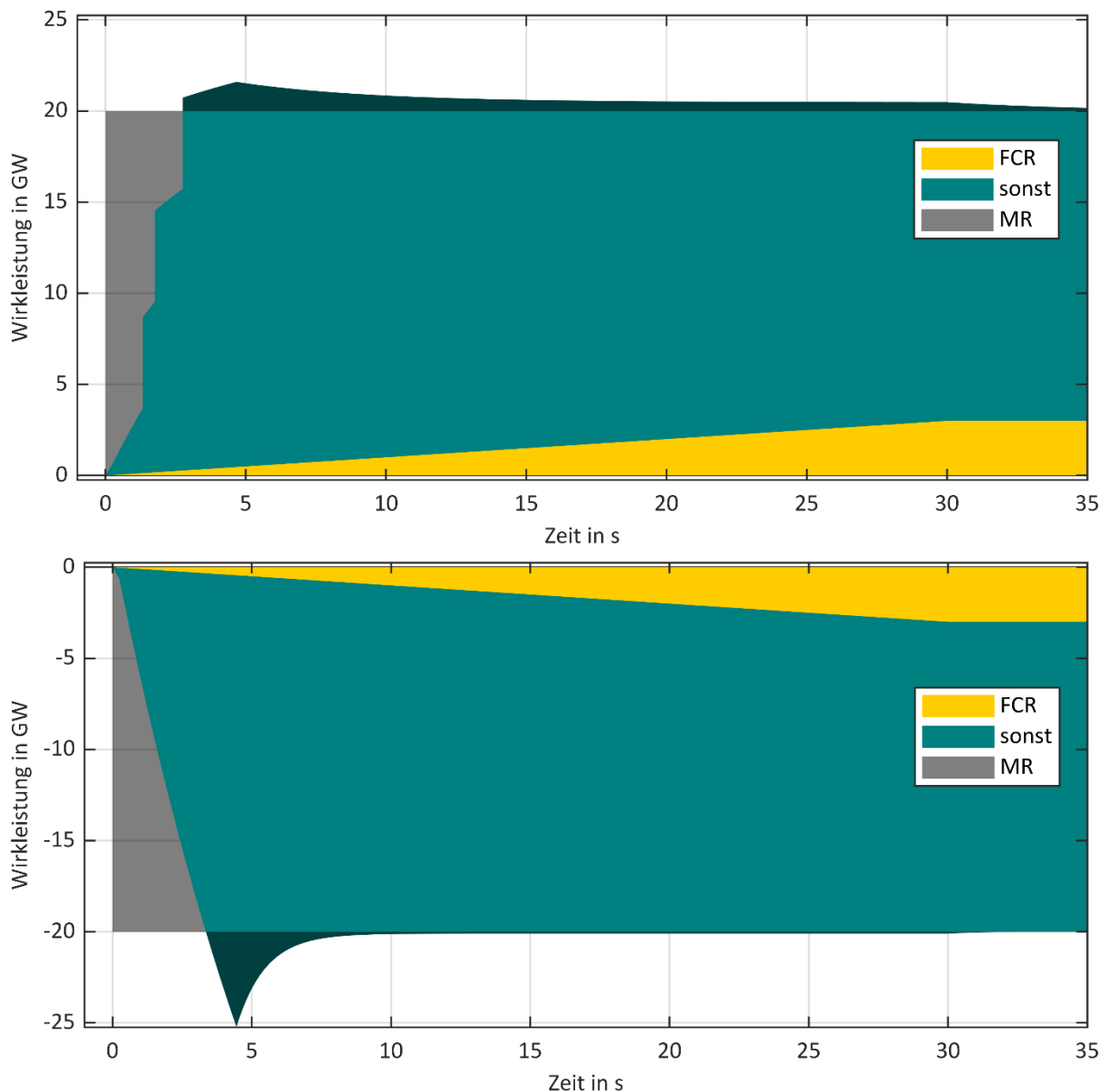


Abbildung 1-3: Schematisches und idealisiertes Zusammenwirken von MomR, Selbstregeleffekt und FCR nach einem Wirkleistungsdefizit (oben) und -überschuss (unten) von 20 GW in einem Teilsystem mit einer elektrischen Leistung von ca. 50% des oben betrachteten Verbundsystems. Die erbrachte Reserve entspricht zu jedem Zeitpunkt der Störung und beträgt 20 GW. Dunkel schattierte Flächen entsprechen Momentanreserve mit umgekehrtem Vorzeichen und entsprechend einem Wiederansteigen (oben) bzw. Wiederabfallen (unten) der Frequenz. Der Leistungsbeitrag „sonst“ umfasst LFSM, UFLA und SRE. Zu erkennen ist der Abwurf mehrerer UFLA-Stufen zu Beginn des Unterfrequenzfalls (oben) sowie der deutlich geringere Beitrag der FCR zur Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts in beiden Fällen (Quelle: [2]).

Bei weiter abnehmender MomR, je nach Ausmaß der Großstörung ggf. bereits heute, würden die existierenden Systemdienstleistungen FCR sowie LFSM-U bzw. LFSM-O im Falle eines System-Splits mit einem sehr großen Leistungsungleichgewicht nicht mehr ausreichen, weil sie zu spät wirken, um die sich sehr schnell ändernde Frequenz noch im derzeit zulässigen Bereich von 47,5 bis 51,5 Hz halten zu können. Außerdem ist anzunehmen, dass der UFLA bei sehr schnellen Frequenzänderungen nicht zuverlässig wirkt. Die oben genannten Mechanismen müssen deshalb vor dem Hintergrund der grundlegenden Änderungen des Systems bewertet und ggf. angepasst oder durch neue Mechanismen ergänzt werden. Netzbildende Stromrichter können durch geeignete Regelungsverfahren [3] [4] MomR bereitstellen, falls sie über ausreichende Leistungs-

und Energiereserven verfügen. Im BMWK Verbundprojekt Netzregelung 2.0 wurde beispielsweise gezeigt, dass ein schnellerer Eingriff von LFSM-O bzw. LFSM-U den Bedarf an Momentanreserve-Energie senken kann [5], nicht jedoch den Bedarf an Momentanreserve-Leistung im ersten Moment. Als mögliches neues Produkt steht die schnelle (proportionale) Frequenzhaltungsreserve, in diesem Dokument als FFCR (engl. *Fast Frequency Containment Reserve*) bezeichnet, zur Diskussion.

1.2 Ausgangssituation

Der zunehmende Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen führt zu einem grundlegenden Wandel der Stromerzeugung. Dies geht auch mit einer Verdrängung synchroner Erzeugung durch umrichterbasierte Erzeugung einher, wodurch sich die stabilitätsrelevanten Eigenschaften der Frequenzregelung ändern. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass diese Anlagen bisher keinen Beitrag zur MomR leisten, wodurch je nach Ausmaß einer möglichen Großstörung (z. B. System-Split) ggf. die bestehenden Systemschutzpläne nicht mehr zuverlässig arbeiten können. Zum anderen sind die Anforderungen in den TARs hinsichtlich der netzsicherheitsbasierte Primärregelung für sämtliche Anlagentypen unzureichend festgelegt (VDE-AR-N 4100/05/10-30). Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der bisher langwierigen Prozesse zur Überarbeitung der Anschlussrichtlinien kritisch zu sehen, da dies ohne Änderung dazu führen würde, dass in den kommenden fünf bis acht Jahre weiterhin Anlagen ohne die aus Systemsicht erforderlichen Eigenschaften in Betrieb genommen werden.

Die Frequenzstabilität kann in zwei wesentliche Aspekte gegliedert werden. Erstens die **Frequenzhaltung**, die die Fähigkeit des Systems umfasst, die Frequenz im quasistationären Betrieb innerhalb der definierten Grenzen von 49,8 Hz bis 50,2 Hz zu halten. Hierzu werden verschiedene Regelleistungsprodukte eingesetzt. Zweitens ist die **Frequenzregelung** zu nennen, die die Eigenschaft des Systems umfasst, auch infolge von Ausfällen von Last oder Erzeugung oder anders gearteten Störungen, wie z.B. Netzauftrennungen, die Frequenz innerhalb der definierten Betriebsgrenzen zu stabilisieren und in das stationäre Frequenzband von 49,8 Hz bis 50,2 Hz zurückzuführen. Die beiden Aspekte der Frequenzstabilität werden im Folgenden bewusst differenziert, um den Status quo zu beschreiben und etwaige Handlungsbedarfe aufzuzeigen.

Frequenzhaltung

Status quo: Die Aufgabe der *Frequenzhaltung* besteht darin, die Wirkleistungsbilanz um den Frequenznennwert von 50 Hz in einem Toleranzband von ± 200 mHz unter Einhaltung der marktlichen Vorgaben (z.B. Bilanzkreisausgleich) aufrecht zu halten. Die auslegungsrelevante Störung für die Frequenzhaltung ist der Ausfall eines Kraftwerk-Doppelblocks mit einer Leistung von insgesamt 3 GW. Die zur Beherrschung dieser Ereignisse benötigte MomR ist auch in Zukunft in ausreichendem Maße vorhanden. Darüber hinaus werden zeitlich gestaffelte Regelleistungsprodukte mit unterschiedlichen Aktivierungszeiten, bestehend aus der marktbasierter Primärregelung, Sekundär- und Tertiärregelung, eingesetzt, die ebenfalls in erforderlicher Höhe ausgelegt werden.

Grundsätzlicher Handlungsbedarf: Vor dem Hintergrund des strukturellen Wandels der Erzeugungsstruktur ist es denkbar, dass in Zukunft ergänzende Störfälle (z. B. vermaschte

Offshore-Windparks, handelsseitige Fahrplanänderungen) dimensionierend werden und sich dadurch auch die Höhe oder zeitlichen Anforderungen der benötigten marktbasierter Primärregelung oder anderer Regelenergieprodukte ändert. Abgesehen von einer Anpassung der marktlich beschafften Regelleistungsmengen lässt sich hieraus jedoch kein Handlungsbedarf ableiten.

Die Stabilität der marktbasierter Primärregelung kann zum jetzigen Zeitpunkt als ausreichend bezeichnet werden. Dies begründet sich im Wesentlichen dadurch, dass die im Netz verfügbare Trägheit (bzw. Netzanlaufzeitkonstante) im Verhältnis zu der Anzahl der primärregelnden Kraftwerke sehr groß ist, so dass die wirksame Stabilitätsbeziehung jederzeit als erfüllt betrachtet werden kann. Den Effekten der abnehmenden Schwungmasse wird bereits in der aktuellen TAR-Revisionierung Rechnung getragen, indem die Anforderungen der netzsicherheitsbasierter Primärregelung auf die Anforderungen der marktbasierter Primärregelung übertragen werden. Auf die marktbasierter Primärregelung wird aus Gründen der untergeordneten Bedeutung im Zusammenhang mit der „Roadmap Systemstabilität“ nicht weiter eingegangen.

Frequenzregelung

Status quo: Die Aufgabe der *Frequenzregelung* besteht darin, im ungestörten Zustand, d.h. im Frequenzband von 50 Hz \pm 200 mHz, wie auch im gestörten Zustand in den darüberhinausgehenden Frequenzbereichen den Gradienten der Frequenz jederzeit auszuregeln. Hierzu werden verschiedene Maßnahmen des Systemschutzplans eingesetzt, die sich für Über- und Unterfrequenzbereich unterscheiden (LFSM-O und LFSM-U, siehe Erklärung weiter oben). Sie werden als ablösende Mechanismen bezeichnet, weil sie die für MomR eingesetzte Wirkleistung ablösen.

Die Stabilität der **netzsicherheitsbasierte Primärregelung** ist zum jetzigen Zeitpunkt als nicht ausreichend zu bewerten. Ursächlich hierfür sind die aktuellen TAR-Anforderungen „Fahren auf der Kennlinie“ zu nennen. Im Ergebnis sind die Wirkleistungsstellgeschwindigkeit von Erzeugungsanlagen nicht auf die derzeit verfügbare bzw. zukünftig erwartbare Systemträgheit abgestimmt. Wechselrichterbasierte Erzeugungsanlagen verfügen überwiegend über keinerlei elektrische Trägheit. Vielmehr nutzen diese die Schwungmassen von konventionellen Anlagen mit Synchrongenerator mit. Auf Basis der aktuellen TAR-Vorgaben ist davon auszugehen, dass wechselrichterbasierte Erzeugungsanlagen die Stabilität der netzsicherheitsbasierter Primärregelung grundsätzlich negativ beeinflussen.

Wesentlicher Bestandteil des Systemschutzplanes ist der **Unterfrequenzlastabwurf** als Letztmaßnahme für den Fall, dass die Primärregelreserve nicht ausreicht, um eine ausgeglichene Leistungsbilanz innerhalb der festgelegten Betriebsgrenzen herzustellen. Durch die Verlagerung von Erzeugung in die Spannungsebenen, die dem frequenzabhängigen Lastabwurf unterliegen, ist eine selektive Abschaltung von Last über den gesamten Jahresgang zukünftig nicht mehr zuverlässig möglich und kann voraussichtlich zunehmend seltener diskriminierungsfrei geschehen.

Für weitere Maßnahmen wie **Fast Frequency Response (FFR) bzw. Schnelle Primärregelung**, wie sie beispielsweise in anderen Ländern eingesetzt werden, aber bislang im kontinentaleuropäischen Verbundnetz keine Berücksichtigung finden, sind grundsätzlich keine

Systembedarfe erkennbar, da sie bereits Bestandteil des Konzepts der netzsicherheitsbasierten Primärregelung mit den jeweils technologieabhängigen Ausprägungen sind. Hierzu zählen „Fast Frequency Response“ (FFR), schnelle Primärregelung oder auch „Fast Frequency Containment Reserve (FFCR)“.

Um sicherzustellen, dass die eingesetzten **Maßnahmen des Systemschutzplans** zuverlässig und selektiv wirken können, muss der infolge von Störungen auftretende Frequenzgradient auf ein festgelegtes Maß begrenzt werden. Die Auslegungsgrenze für den gemittelten Frequenzgradienten, die sich aus den Mess- und Reaktionszeiten des aktuell umgesetzten Systemschutzplans ableitet, beträgt 1 Hz/s. Folglich muss zur Beherrschung von Großstörungen, wie z.B. Netzauftrennungen, ausreichend Trägheit bzw. MomR im System vorhanden sein, um den sich einstellenden mittleren Frequenzgradienten auf dieses Maß zu begrenzen. Für zukünftige Szenarien zeigt sich deshalb ein signifikanter Bedarf an MomR zur Einhaltung der Auslegungsgrenze des Systemschutzplans. Die sowohl für MomR als auch für ablösende Mechanismen jeweils insgesamt bedarfsdimensionierende Größe ist das Wirkleistungsungleichgewicht, das durch das auslösende Ereignis entsteht.

Grundsätzlicher Handlungsbedarf: Aus der Beschreibung des Status quo zur Frequenzstabilität sind einige Problemstellungen abzuleiten, die den grundsätzlichen Handlungsbedarf verdeutlichen. Diese reichen von der Festlegung eines Robustheitsniveaus bis zur Anpassung der Mindestanforderungen und des Systemschutzplans. Anhand der folgenden sechs Punkte werden die grundsätzlichen Handlungsbedarfe detaillierter beschrieben

1. Bislang existiert kein Zielbild für das zukünftige Robustheits- bzw. Resilienzniveau der Stromversorgung. Hierbei ist ggf. in einem iterativen Prozess zu definieren, welche Störfälle konzeptgemäß zu beherrschen sind und gleichzeitig welche Störfälle ggf. auch nicht beherrscht werden müssen, bzw. stattdessen durch andere Maßnahmen behandelt werden sollen. Die ÜNB können diesbezüglich die potenziell relevanten (realistischen bzw. von Menschen herbeiführbaren) Störfälle identifizieren und gemeinsam mit Stakeholdern (Hersteller, Betreiber, VNB und Forschung) den Aufwand zur Beherrschung und die Folgen bei Nicht-Beherrschbarkeit dieser Störfälle abschätzen. Hierbei sollte eine Diskussion konkreter Eintrittswahrscheinlichkeiten und Kosten (z. B. Folgen eines Blackouts) vermieden werden, da diese nicht belastbar zu prognostizieren sind.
2. Es ist davon auszugehen, dass bei Beibehaltung bisheriger Prozesse und Geschwindigkeiten, neue, stabilitätsorientierte Anforderungen an die netzsicherheitsbasierte Primärregelung im Zuge der Aktualisierung der TARs und unter Berücksichtigung von Entwicklungs- und Zertifizierungsprozessen, erst nach Ablauf von fünf bis acht Jahren wirksam werden könnten. Dies begründet sich durch die bisherigen Richtlinien-Etablierungsprozesse und erforderlichen Harmonisierungen mit europäischen Vorgaben (z. B. RfG). Bis zur Verfügbarkeit von Anlagen, die stabilitätsorientierten TAR-Vorgaben entsprechen, werden weiterhin Anlagen mit nicht-stabilitätskonformem Verhalten in zunehmendem Umfang in Betrieb gehen, deren destabilisierendes Verhalten zusätzlich zu der Bestandssituation ausgeglichen werden muss. Eine schnellere Erarbeitung der notwendigen Anforderungen ist deshalb erforderlich.

3. Technische, stabilitätskonforme Anforderungen für netzbildende Erzeugungsanlagen (EZA) und Speicher (EZVA), sind noch nicht endgültig festgelegt. Der Bedarf an netzbildenden EZA/EZVA ergibt sich einerseits aus den möglichen Beiträgen zur Trägheit und dem Fehlen von Anforderungen an ein definiertes Kurzschlussverhältnis am jeweiligen Netzanschlusspunkt. Einem umfangreichen Einsatz von netzbildenden EZA/EZVA stehen jedoch noch einige Widerstände entgegen, diese im Bereich der MS- und NS-Netze einzusetzen, aufgrund von Konflikten mit den bisherigen Verfahren zur Erkennung und Behandlung von ungewollten Inselnetzen. Ohne Änderung bleiben ganz wesentliche Stabilisierungspotentiale ungenutzt. Eine Weiterentwicklung der Inselnetzerkennung und -behandlung ist deshalb notwendig.
4. Der zunehmende Verlust von Selektivität des frequenzabhängigen Lastabwurfs in den Verteilnetzen erfordert ein erweitertes Konzept innerhalb des Systemschutzplanes, das Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbare Lasten in die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (LFSM-U) als kontinuierliche Regelung mit definierter Stabilitätsanforderung einbezieht. Wesentlich sind hierfür zunächst stationäre Speicher inkl. E-Mobility-Ressourcen und Wärmepumpen. Weitere Arten von Verbrauchern mit nicht nur unwesentlichen Gesamt-Spitzenleistungen sind auf Einbeziehbarkeit in LFSM-U (auch durch entbehrlichkeitsorientierte Konzepte und zufallsverteilt f -abhängiges Schalten) zu überprüfen. Im Ergebnis ist der „Lastabwurf“ um die Beiträge aus einer kontinuierlichen „Lastreduktion und Erzeugungssteigerung“ zu erweitern.
5. Aus den Anforderungen an die Eigenstabilität von EZA/EZVA, sowie an die zukünftigen Trägheitsbedarfe des Systems auf Basis des Systemschutzplans, ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die einzelnen Erzeugungsanlagen. Diese Betrachtungen müssen koordiniert werden, um den Anforderungen der Eigenstabilität und den Anforderungen des Systemschutzplans gleichermaßen gerecht zu werden. Zudem muss abgegrenzt werden, welcher Anteil der Trägheit einer Anlage als technische Mindestanforderung oder ggf. auch als vergütetes SDL-Produkt erbracht werden kann. In die koordinierte Betrachtung einzuschließen ist die örtliche Verteilung von MomR (mit Blick auf erhaltenswerte Teilnetze und den Versorgungswiederaufbau) und die Einbeziehung leistungselektronisch gekoppelter Lasten wie bspw. auch Elektrolyseure in deren Erbringung (motiviert v. a. mit Blick auf Teile des Verbundnetzes, in denen nach potenziellem System-Split die Netzfrequenz abfällt).
6. Bislang ist die MomR, im Rahmen der nf-SDL als „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ bezeichnet, von der marktgestützten Beschaffung ausgenommen. Unter Berücksichtigung der erforderlichen Prozesse ist es jedoch nicht möglich bis zum Jahr 2030 (siehe Punkt 1) signifikante Beiträge von Netznutzern zur MomR zu realisieren. Die marktgestützte Beschaffung kann daher eine Möglichkeit sein, diese Entwicklung zu beschleunigen. Für einen marktgestützten Beschaffungsprozess sind abgestimmte technische Anforderungen und Nachweise erforderlich (siehe Punkt 2). Darüber hinaus ist eine Verankerung der Anforderungen für die Bereitstellung von MomR in den RfG 2.0 und deren zügige Umsetzung in nationalen Anschlussregeln essentiell.

Laufende Festlegungsprozesse

Festlegung Technischer Richtlinien (zu obigen Punkten 2 und 3): Technische Richtlinien bilden die Basis der technischen Ausgestaltung von EZA/EZVA und regelbaren Lasten. Die technischen Mindestanforderungen leiten sich aus dem systemischen Bedarfen zur Sicherstellung der Stabilität der Frequenzregelung ab. Die technischen Anforderungen sind somit abhängig von den zugrunde gelegten Störfällen, die regelmäßig vor dem Hintergrund des sich verändernden Energiesystems zu überprüfen sind. Beispielhaft ist hier die Beherrschung eines Ausfalls einer oder mehrerer HGÜ-Systeme denkbar. Sollte sich aus dieser Fragestellung ein erhöhter Bedarf an netzsicherheitsbasierter Primärregelung ergeben, könnten ggf. weitere Arten von Lasten miteinbezogen werden oder höhere Anforderungen an bestimmte Anlagenkategorien gestellt werden.

Die Festlegung der erforderlichen Eigenschaften erfolgt innerhalb des FNN bisher durch die Ausgestaltung der Spannungsebenen-differenzierten TAR unter Beteiligung von ÜNB, VNB, Herstellern und sonstigen Wissensträgern. Die erforderlichen Richtlinienprozesse befinden sich in einem fortgeschrittenen Stadium und werden in den kommenden Monaten in den einzelnen FNN-Projektgruppen abgestimmt. Anschließend erfolgt eine Einarbeitung dieser Anforderungen in die technischen Anforderungen der jeweiligen Spannungsebenen inkl. der erforderlichen Konsultations- und Notifizierungsverfahren. Ergänzend hierzu erfolgt die Festlegung der netzbildenden Eigenschaften für EZA/EZVA. Diese sollen initial in einem FNN-Hinweis Ende 2023 veröffentlicht.

Ermittlung von Systembedarfen (zu obigen Punkten 3 und 5): Die zukünftigen Systembedarfe an netzbildenden Umrichtern müssen in Systemstudien ermittelt werden. Die Bedarfe ergeben sich aus dem Trägheitsbedarf zur Einhaltung der Auslegungsgrenze des Systemschutzplans, der Eigenstabilität der Frequenzregelung von EZA/EZVA und den erforderlichen Kurzschlussniveaus (SCR) im Netz. Der Fokus bisheriger Systemanalysen liegt vor allem auf einer Ermittlung der benötigten Trägheit für die Sicherstellung der Funktionalität des Systemschutzplans. Darüber hinaus gehende Bedarfe zu den zwei weiteren Aspekten werden bislang nicht im erforderlichen Maße ermittelt und ausgewiesen. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass bislang keine etablierten Verfahren zur Bedarfsbestimmung existieren.

Verantwortlich für die Bestimmung und Ausweisung der Bedarfe an MomR, wie auch die Ermittlung von Potentialen für Nachrüstungen an Bestandsanlagen - insbesondere die Anpassung der maximalen Wirkleistungsstellgeschwindigkeiten - sind die ÜNB innerhalb des NEP-Prozesses sowie die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Zusammenhang mit der Prüfung der ausgewiesenen Bedarfe. Ergänzend hierzu finden Grundsatzuntersuchungen durch Dritte, z. B. innerhalb der BMWK-Gebotszonenstudie, statt.

Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve (zu 6): Die BNetzA hat angekündigt bis Ende 2023 die Ausnahme zur marktgestützten Beschaffung von MomR erneut zu überprüfen. Erste Diskussionen mit den ÜNB hierzu sind bereits angelaufen

2 Herausforderungen, Handlungsbedarfe und Prozesse

Im Rahmen der Arbeits- und Kerngruppentreffen wurden für den Bereich Frequenz eine Vielzahl von Fragestellungen identifiziert, deren Beantwortung zur Erreichung eines zukünftig sicheren und stabilen Netzbetriebs mit 100% EE notwendig ist. Die Analyse der Fragestellungen bildet die Grundlage für die Ableitung der notwendigerweise zu implementierenden Prozesse, die wiederum die Basis für den Transformationspfad bilden (Kapitel 4).

In diesem Kapitel wird in Abschnitt 2.1 zunächst eine Übersicht aller identifizierter Fragestellungen gegeben. Abschnitt 2.2 beinhaltet die Analyse der einzelnen Fragestellungen. Die Analyse umfasst jeweils die heutigen und die zukünftigen Herausforderungen, den Handlungsbedarf sowie die in diesem Kontext bereits bestehende Prozessstruktur. Außerdem wird der Bedarf an Prozessanpassungen oder neuen Prozessen beschrieben, um, wie oben erwähnt, eine Grundlage zur Ableitung von notwendigerweise zu implementierenden Prozessen zu schaffen.

2.1 Übersicht der identifizierten Fragestellungen

In diesem Abschnitt ist eine Übersicht aller Fragestellungen dargestellt, die im Bereich der Frequenz im Rahmen der Arbeitsgruppen- und Kerngruppentreffen identifiziert wurden. Die Fragestellungen werden in folgende drei Kategorien eingeteilt: Systemauslegung, Bedarfsbestimmungsprozess für die Frequenzregelung und technische Fragestellungen.

Fragestellungen zum generell gewünschten Resilienzniveau und der Systemauslegung:

- S1. Was sind die bedarfsdimensionierenden Fälle zur Systemauslegung? Was sind die Auslöser für Frequenzhaltung und Frequenzregelung?

Fragestellungen zum Thema Bedarfsbestimmungsprozess für die Frequenzregelung (relevant für Frequenzhaltung und Frequenzregelung):

- B1. Welche Trägheit ist im Rahmen der Frequenzregelung mindestens notwendig?
- B2. Welche Prozesse sind für die Bedarfsbestimmung, regionale Verteilung und Bedarfsdeckung im Zusammenhang mit der Frequenzregelung heute und zukünftig notwendig und wie sind die Zuständigkeiten? Für die Zukunft zu erwägende Änderungen daran, z.B. auch an der Häufigkeit der Durchführung und den Zeithorizonten?
- B3. Welches sind die Technologien (und aus welchen Spannungsebenen), die in welcher Reihenfolge ins Netz integriert werden können, um die Bedarfe ab sofort zu decken?

Technische Fragestellungen:

- T1. Welche technischen Eigenschaften muss Trägheit aus nicht-rotierender Erzeugung aufweisen, auch um negative Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen zu vermeiden?
- T2. Sind die Anforderungen für LFSM-O und LFSM-U auch im Hinblick auf die Ablösung der Momentanreserve anzupassen?

T3. Ist eine zusätzliche Systemdienstleistung wie eine schnelle Frequenzhaltungsreserve (FFCR, engl. Fast Frequency Containment Reserve), mit der die Momentanreserve schneller abgelöst werden kann als mit FCR, sinnvoll? Wenn ja, welche technischen Eigenschaften (Leistungs- und Energiereserve; Dynamik) sollte diese aufweisen?

2.2 Analyse der identifizierten Fragestellungen

Dieser Abschnitt umfasst die Analyse der identifizierten Fragestellungen. Je Fragestellung werden dabei die heutigen und zukünftigen Herausforderungen, der Handlungsbedarf sowie die bereits bestehenden Prozesse und der Prozessbedarf beschrieben.

Fragestellung S1: Was sind die bedarfsdimensionierenden Fälle zur Systemauslegung? Was sind die Auslöser für Frequenzhaltung und Frequenzregelung?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> • Die Systemauslegung beruht im Wesentlichen auf vier unterschiedlichen Säulen, denen spezifische Kategorien von Störfällen zugrunde liegen (siehe Abbildung 2-1). Diese Säulen der Systemauslegung sollten bei Betrachtung der bedarfsdimensionierenden Fälle und Auslöser voneinander getrennt werden. • Für die Dimensionierung von marktbasierteren SDL-Produkten in Bezug auf die primäre Frequenzregelung werden gewöhnliche (z. B. (n-1)-Fehler) und teilweise außergewöhnliche Störfälle (z. B. Common-Mode-Fehler) herangezogen. Diese zwei Kategorien von Störereignissen sind für Europa sehr genau festgelegt und allgemein akzeptiert. Im Kontext der Frequenzstabilität handelt es sich hierbei um den Ausfall eines Kraftwerk-Doppelblocks mit einer Leistung von insgesamt 3 GW. Dementsprechend sind auch die in Kontinentaleuropa vorgehaltene Primärregelleistung und andere Regelleistungsprodukte so dimensioniert, dass sie einen Eingriff der netzsicherheitsbasierten Primärregelung nicht erfordern. Vor dem Hintergrund des strukturellen Wandels der Erzeugungsstruktur ist denkbar, dass in Zukunft andere Störfälle (z. B. vermaschte Offshore-Windparks, handelsseitige Fahrplanänderungen) dimensionierend werden und sich dadurch auch die Höhe der benötigten marktbasierteren Primärregelung ändert. • Zusätzlich müssen Maßnahmen zur Systemstabilisierung ausgelegt werden, die eine Beherrschbarkeit bestimmter Störungen sicherstellen, die über die gewöhnlichen Störfälle hinausgehen und damit Stabilitätsbedingungen der primären Frequenzregelung relevant werden lassen. Ein Beispiel für eine derartige Störung ist der System-Split, bei dem es zu einer Auftrennung des Verbundsystems in mehrere nicht mehr synchron verbundene

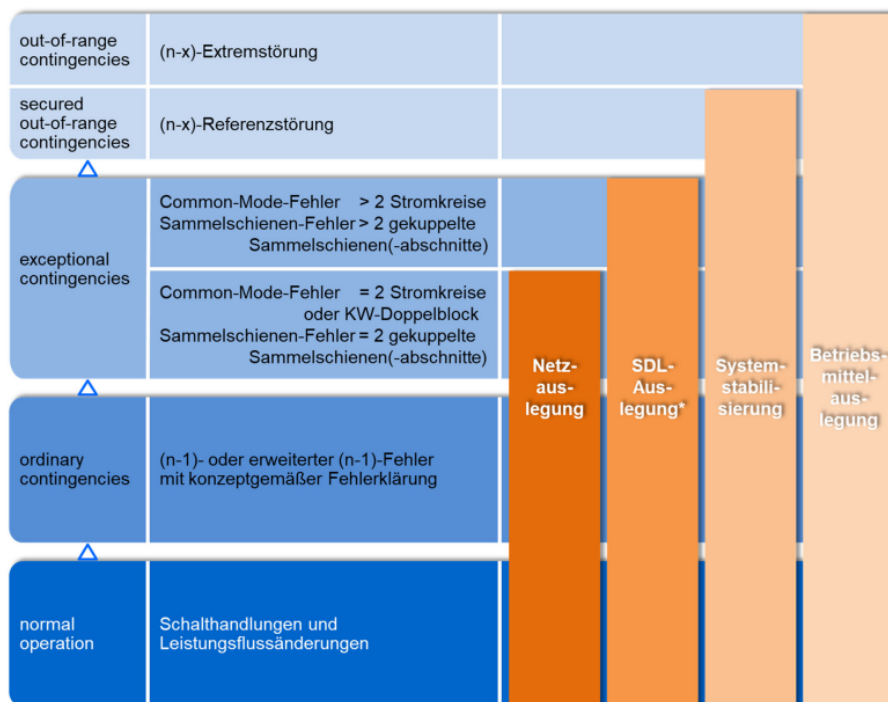
Aspekt	Beschreibung
	<p>Teilsysteme kommt. Diese Störungen werden als <i>secured out-of-range contingencies</i> oder (n-x)-Referenzstörung bezeichnet, sind jedoch bislang nicht in ausreichendem Maße festgelegt.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die fehlende Festlegung der dimensionierenden Störungen für ergänzende systemstabilisierende Maßnahmen ist vor allem auf zwei Effekte zurückzuführen. Zum einen nehmen die Herausforderungen zur Beherrschung dieser Störfälle aufgrund der steigenden innerdeutschen Transite sowie eines zunehmenden europäischen Stromhandels zu. Zum anderen handelt es sich bei diesen Störfällen um selten auftretende Extremereignisse, sodass das Risiko bzw. die Folgen einer Nicht-Beherrschbarkeit bisher nicht unmittelbar sichtbar geworden sind. Es ist davon auszugehen, dass bereits heute nicht alle Störfälle beherrscht werden können. Das diesbezügliche Risiko ist jedoch bislang nicht quantifiziert. • Diese bedarfdimensionierenden Fälle definieren hierbei ggf. implizit ergänzende Robustheits- bzw. Resilienzanforderungen des Systems und können vielfältige Ursachen haben, wie z. B. Mehrfachfehler, Serienfehler, Softwarefehler, Wetterereignisse, Terror, Sabotage oder IT-Angriffe.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Die bedarfsdimensionierenden Fälle und Auslöser, die über die grundsätzlichen Stabilitätsanforderungen hinausgehen, sind eine wichtige Grundlage für mehrere Planungsprozesse (Netzentwicklungsplan, Langfristanalyse, Bedarfsanalyse, Überprüfung des Systemschutzplans). • In einem Prozess aus Branche und BMWK/BNetzA muss ein Zielbild für das zukünftige Robustheits- bzw. Resilienzniveau der Stromversorgung festgelegt werden. • Aufgrund der Einbettung Deutschlands in das kontinentaleuropäische Verbundsystem bestehen auch bei der Beherrschung von Störfällen große Wechselwirkungen mit anderen europäischen Ländern. Daher muss die Fragestellung des angestrebten Robustheits- bzw. Resilienzniveaus der Stromversorgung auch auf europäischer Ebene adressiert werden, um ggf. notwendig werdende ergänzende bedarfsdimensionierenden Fälle festzulegen. Es sollte hierbei jedoch nicht auf eine Vorgabe seitens der EU-Kommission oder ENTSO-E gewartet werden. Stattdessen kann eine nationale Festlegung ggf. als Blaupause für die Diskussion auf europäischer Ebene dienen.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Neben den betrieblichen Aspekten kann dem Status quo die Überarbeitungen der Technischen Richtlinien (TAR) im Rahmen der seit 2022 bestehenden <i>PG-Systemanforderungen</i> zugerechnet werden. Wesentlicher Inhalt ist dabei, grundsätzliche

Aspekt	Beschreibung
	<p>Stabilitätsanforderungen für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (LFSM-O/U) festzulegen. Diese Festlegungen stellen dann wiederum die Basis für die Dimensionierung der Primärregelleistung zum Erhalt der Systemstabilität dar.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Dimensionierungsverfahren der Primärregelleistung im kontinentaleuropäischen Verbundsystem werden durch die ENTSO-E erarbeitet. • Die Dimensionierungsverfahren für die Sekundär- und Minutenreserve liegen in Deutschland in der Hand der vier ÜNB und erhalten durch die BNetzA ihre Gültigkeit. • Bisher zahlen die bestehenden Prozesse jedoch nicht auf den Handlungsbedarf der Frage S1 ein, da die dimensionierungsrelevanten Störfälle jeweils Eingangsdaten dieser Prozesse darstellen.
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Es bedarf den Anstoß eines iterativen Prozesses³ mit BMWK/BNetzA und der Branche zur Definition, welche Störfälle zukünftig dimensionierungsrelevant sein sollen und gleichzeitig welche Störfälle ggf. auch nicht beherrscht werden müssen⁴. In bestehenden Prozessen zur Dimensionierung sind insb. Regulierungsbehörden beteiligt. Es sollte definiert werden, an welchen Stellen das BMWK einzubinden ist. Der politische Entscheidungsprozess muss zudem in Abstimmung mit der europäischen Sicht erfolgen. • Es herrscht Bedarf Studien durchzuführen, um den Aufwand zur Beherrschung verschiedener Störfälle zu ermitteln. Dabei ist die Unterscheidung zwischen Normalbetrieb und Störfällen wichtig. Hierbei können Störfallanalyse aus anderen Ländern (USA, Japan, Australien, GB) einfließen, um Erfahrungen mit Störfällen und die vorhandene Trägheit abzuleiten. Die bedarfsdimensionierenden Störfälle sollten nach einigen Jahren erneut ausgewertet werden, da diese von der Entwicklung des Systems abhängen. In dem Kontext ist das Projekt auf EU-Ebene „Inertia - Phase II“ zu berücksichtigen; finale Ergebnisse sind Ende 2023 zu erwarten. • Zusätzlicher einmaliger Prozess, vermutlich nicht ohne Forschung möglich: Quantifizierung (Wirkleistung, zeitliche Verteilung) zukünftig zu erwartender Leistungsänderungen, wenn zunehmend

³ Siehe hierzu FNN-Information „Umsetzung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen sachgerecht gestalten“

⁴ Dies könnte z. B. ein Schwarzfall (Black-out) von bestimmten kleineren Teilnetzen bei out-of-range Ereignissen mit anschließendem Netz- und Versorgungswiederaufbau sein.

Aspekt	Beschreibung
	<p>automatisch auf variable Arbeitspreise und Netzentgelte reagiert wird. Es muss sichergestellt werden, dass selbst bei Vollausbau automatischer Reaktionen die Auslegungsgrenzen der in Deutschland bereitgestellten Beiträge zur Frequenz-Wirkleistungsregelung weder ständig noch in besonderen Situationen infolge von Preisänderungen überschritten werden. Welche Handlungsmöglichkeiten (incl. Ressourcenaufwand/Kosten) gibt es mit Blick auf Preissprünge an der Viertelstundengrenze bei absehbar zu starken automatischen Reaktionen? Denkbarer Sonderfall: Bereits vor Beauftragung von Forschung kann ein kleines Team von Fachpersonen im Zuge einer mehrstündigen Beratung (z.B. via lower bounds) feststellen und festhalten, dass und warum die Überschreitung von Auslegungsgrenzen mit hoher Wahrscheinlichkeit auf dem Weg zum Vollausbau automatischer Reaktionen zu erwarten ist. Dann könnte sich Forschung von vornherein auf detailliertere Quantifizierung und Abhilfemaßnahmen konzentrieren, ggf. auch auf denkbare Alternativen zu Preissprüngen an Viertelstundengrenzen.</p>



* Die Abdeckung von Exceptional Contingencies über die Auslegung der Systemdienstleistungen kann situationsbedingt variieren. So werden beispielsweise bei zu erwartenden Extremwittersituationen (Sturm, starker Schneefall, etc.) weiterreichende Vorkehrungen getroffen, da dann die Eintrittswahrscheinlichkeit von Störungsereignissen größer ist.

Abbildung 2-1: Bestandteile und Abgrenzung abzudeckender Ausfallereignisse in der Netzauslegung und den anderen Säulen der Systemauslegung [6]

Fragestellungen zum Thema Bedarfsbestimmungsprozess für die Frequenzregelung:

Fragestellung B1: Welche Trägheit ist im Rahmen der Frequenzregelung mindestens notwendig?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderung heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> • Momentanreserve ist eine inhärente Leistungsreserve und wird in Höhe des auftretenden Leistungsungleichgewichts benötigt. Voraussetzung für die Bereitstellung von Momentanreserve ist die Definition von spannungseinprägenden bzw. netzbildenden Eigenschaften. • Die Bedarfe müssen gesamtheitlich bewertet werden (inkl. anderen Stabilitätsproblemen); sehr große Bilanzstörungen können neben Frequenzstabilitätsproblemen bspw. auch zu Spannungsstabilitätsproblemen führen (Schnittstelle zu anderen AGs) • Der volkswirtschaftliche Wert für Trägheit sollte ermittelt und kommuniziert werden (hat auch Einfluss auf die Fragestellung S1)
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Es ist zu klären, welche Vorgaben für nachfolgende Mechanismen zur Ablösung der MomR gemacht werden sollten, um den Energiebedarf der MomR-Erbringer zu bestimmen bzw. sinnvoll zu begrenzen. Dabei ist zu beachten, dass eine Reduzierung des Energiebedarfs auf die Erbringer anderer Mechanismen verschoben wird, da sich der Gesamtenergiebedarf aus der Störung ergibt und aus der Summe aller Mechanismen gedeckt werden muss. • Darüber hinaus ist zu klären, ob der Momentanreservebedarf situationsbedingt, z. B. wetterabhängig, ermitteln bzw. Beschaffen werden sollte. Muss die MomR, die für eine worst-case Großstörung (Auslegungsfall) benötigt wird, bspw. immer aktiv sein, insbesondere wenn aufgrund des aktuellen Lastflusses das Auftreten einer solchen Großstörung ausgeschlossen werden kann?
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Im BMWK-Verbundprojekt „VerbundnetzStabil“ wurde untersucht, wie sich verschiedene Anteile von Synchronmaschinen, netzbildender Stromrichter und netzfolgender Stromrichter auswirken [7]. Außerdem wurden erste Vorschläge für Prüfverfahren für MomR aus netzbildenden Stromrichtern entwickelt. • Im NEP-Prozess gibt es ein Begleitdokument Systemstabilität, in dem Stabilitätsuntersuchungen unter der Annahme des System-Splits aus dem Jahr 2006 zusammengefasst werden.

Aspekt	Beschreibung
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> Die zukünftigen Systembedarfe an Trägheit (aus netzbildenden Umrichtern) müssen in Systemstudien ermittelt werden (unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus T1). Im Kurzzeitbereich (erste Netzperiode) sollte der Trägheitsbedarf nicht alleine unter dem Aspekt der Frequenzstabilität abgeleitet werden, auch Winkelstabilität und Kurzzeitspannungsstabilität berücksichtigen. Es bedarf einer allgemein akzeptierten und exakten Definition einiger technischer Begriffe, z. B. ist eine klare Abgrenzung zwischen "Trägheit", "netzbildende Elemente" und "instantane Leistung" erforderlich. Eine solche Definition sollte in einem geeigneten Prozess unter Einbindung möglichst aller Beteiligten gefunden werden (nicht nur im FNN, somit geht dieser Prozess vermutlich über die PG-Systemanforderungen hinaus). Es herrscht Bedarf, bestehende Prozesse wie den NEP oder die LA (Langfristanalysen) hinsichtlich politisch konkret definierter auslegungsrelevanter Störfälle erweitern und zu präzisieren (aus S1) Abstimmung des Leistungsniveaus Resilienz und Recovery. Hier sollte die Schnittstelle zum Themengebiet Netz- und Versorgungsaufbau mit berücksichtigt werden. Der Bedarf ist abhängig von den Systemeigenschaften, die sich im Laufe der Zeit ändern. Die Prozesse zur Bedarfsbestimmung sollten daher wiederkehrend ausgestaltet werden.

Fragestellung B2: Welche Prozesse sind für die Bedarfsbestimmung, regionale Verteilung und Bedarfsdeckung im Zusammenhang mit der Frequenzregelung heute und zukünftig notwendig und wie sind die Zuständigkeiten?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderung heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> Leistungstransite (über Hochspannungs-Drehstrom- und - Gleichstromübertragung, HDÜ und HGÜ) nehmen perspektivisch deutlich zu. Während allein für HDÜ heute 15-20 GW an Leistungstransiten anzusetzen sind, weist der NEP für 2035 schon 30-40 GW aus. Im Falle von Störungen, insbesondere von System Splits können dabei sehr hohe Leistungsungleichgewichte entstehen, die es zu beherrschen gilt.
Handlungsbedarf	Momentanreserve:

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> • Die Bedarfsbestimmung muss sich zukünftig an den Kriterien der Rate of change of frequency (RoCoF) und Stabilität orientieren (FNN-Hinweis “Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten” [8]), dafür müssen Methodik und Grenzwerte abgestimmt werden. Die zeitliche und örtliche Verteilung ist vom Netzbetreiber zu begründen. Im Prozess muss die Auswirkung von Verlusten auf den konkreten Bedarf berücksichtigt werden. Ggf. wird neben dem derzeitigen Prozess zukünftig ein Prozess für die Bedarfsbestimmung einer marktgestützten Beschaffung nötig. • Man muss sich darüber verständigen, ob der Bedarf und die örtliche Verteilung von Momentanreserve sich an Mindestgrößen von “erhaltenswerten Teilnetzen” nach Systemsplit orientieren soll. • Aspekte des Netzwiederaufbaus können dafür sorgen, dass die örtliche Verteilung des Bedarfs feiner vorgenommen werden muss. (Schnittstelle zu AG 4!) <p>Schnelles P(f): Entsprechend den Ausführungen beim Status Quo zielen alle folgenden Aussagen auf die Frequenzregelung ab und somit auf LFSM-U im Netzfrequenz-Bereich.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ob bei Unterfrequenz Handlungsbedarf besteht oder absehbar entsteht, lässt sich anhand der folgenden Überlegungen im Zuge der Erstellung der Roadmap Systemstabilität oder zeitnah danach klären. Es gibt bereits einen FNN-TAR-Prozess, in dem die stärkere Einbeziehung von LFSM-U durch Speicher und Lasten erarbeitet wird. Es ist dabei erforderlich, die folgenden zwei Fragen zu beantworten: <ol style="list-style-type: none"> 1. Sind unterfrequenzabhängigen Lastabwürfe aufgrund der immer stärkeren Einspeisung in MS-Abzweigen perspektivisch bis 2050 in ausreichender Stärke weiterhin durchführbar? 2. Kann dann bei der Auswahl abzuwerfender MS-Abzweige weiterhin die Diskriminierungsfreiheit gewahrt werden, z.B. zwischen Betrieben an Abzweigen mit viel bzw. wenig erneuerbarer Einspeisung? • Sollte eine der zwei oben gestellten Fragen mit “nein” beantwortet werden, muss eine Bedarfsbestimmung für LFSM-U (ggf. auch durch Lasten) im f-Bereich 49,8...49,0 Hz erfolgen. • Sollten beide oben gestellte Fragen mit “ja” beantwortet werden, sind technische und/oder nichttechnische Gründe denkbar, so viel UFLA wie sinnvoll (z.B. ohne gravierende Extrakosten) durch LFSM-U zu ersetzen? Die relevanten Zusammenhänge sollten hierbei klar benannt werden, dabei auch die Einbeziehung von Lasten in LFSM-U. Dazu gehört, die Prozesse zu umreißen, die die für eine Quantifizierung zu berücksichtigten Aspekte abdecken. Auch der

Aspekt	Beschreibung
	<p>Netzwiederaufbau sollte hier mit Blick auf die regionale Verteilung bei der Bedarfsbestimmung mitgedacht werden (Schnittstelle zu AG 4!). Im Rahmen eines Prozesses zur Bedarfsbestimmung muss anschließend anhand der benannten und so weit wie nötig quantifizierten Zusammenhänge entschieden werden, ob und mit welchen Maßgaben eine Bedarfsbestimmung für LFSM-U (ggf. auch durch Lasten) im f-Bereich 49,8...49,0 Hz erfolgen soll.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsbestimmungsprozess für LFSM-U im f-Bereich z.B. 49,8...49,0 Hz: <ol style="list-style-type: none"> 1. Auf Basis der abgesteckten Auslöser für Momentanreserve. 2. Ausgehend vom ermittelten Bedarf an Momentanreserve-Leistung; diese ist vollständig abzulösen. 3. Abzüglich des zu erwartenden Beitrags aus dem Selbstregeleffekt der Verbraucher. 4. Abzüglich des in Kauf genommenen Beitrags durch Unterfrequenz-Lastabwürfe, s.o. 5. Es ergibt sich der Bedarf an LFSM-U-Leistung, der im o.g. Frequenzbereich erbracht werden muss. • Neben einem formalen Bedarfsbestimmungsprozess für kurzfristige Planungshorizonte braucht es auch eine Bedarfsbestimmung mit einem zukünftigen Horizont, z.B. im NEP, damit nicht die Situation entstehen kann, dass häufig der ermittelte Bedarf nicht gedeckt werden kann.
Prozesse, bestehend	<p>Momentanreserve:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Bedarfs-Bestimmung von Momentanreserve erfolgt bislang im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP). Erstmals im NEP 2021 für das Jahr 2035. Verantwortlich für die Bedarfsbestimmung sind die ÜNBs. Dabei genehmigt die BNetzA als Regulator die Assets, die in Folge der Bedarfsbestimmung beschafft werden sollen. • Der Bedarfsbestimmungsprozess für Momentanreserve im NEP basiert auf einer Analyse der entstehenden Leistungsungleichgewichte für ausgewählte Netzauftrennungen (in Anlehnung an historische Störfälle). Für diese Störungen wird anschließend die verfügbare Momentanreserve sowie die Momentanreserve bestimmt, die erforderlich ist, um den Frequenzgradienten im Mittel auf 1 Hz/s zu begrenzen. • Zuständigkeit: Die ÜNB sind in Abstimmung mit den anderen europäischen ÜNB für die Bedarfsbestimmung der Momentanreserve sowie für die Harmonisierung von Auslöseschwellen zuständig. In Abstimmung mit dem FNN und den anderen Netzbetreibern in Deutschland werden die technischen

Aspekt	Beschreibung
	<p>Mindestanforderungen für den Netzanschluss (TAB/TAR) in den jeweiligen Netzebenen erstellt und abgestimmt.</p> <p>Schnelles P(f):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Außerhalb des Frequenzbereichs 49,8...50,2 Hz: Bei Überfrequenz ist LFSM-O etabliert. Bei der regelmäßigen Überprüfung des Systemschutzplans wird festgestellt, ob die vorgesehenen Anschlagzeiten (bzw. die in einer Nachfolgeregelung des FNN Hinweises zu netzbildenden und systemstützenden Verhaltens von Erzeugungsanlagen [8] festgelegten Größen) weiterhin adäquat sind oder angepasst werden müssen. Bei Unterfrequenz sind LFSM-U vorgesehen und UFLA etabliert. • Im VDE-FNN (Forum Netztechnik und Netzbetrieb) PG Systemanforderungen werden zurzeit die Definitionen von LFSM-O und LFSM-U überarbeitet
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • NEP Prozess weiterentwickeln, um in regelmäßigen Abständen den zukünftigen Bedarf an Momentanreserve bzw. schneller Frequenzregelung zu bestimmen • Studie zur Ermittlung der Potentiale für Nachrüstungen an Bestandsanlagen • Beschaffungskonzept Momentanreserve erarbeiten • Studie durchführen, um die örtliche Verteilung des Momentanreservebedarfs zu bestimmen, z.B. durch System Split Analysen. Es ist zu klären, ob dies Bestandteil des NEPs werden sollte.

Fragestellung B3: Welche Technologien können den Momentanreservebedarf aus welchen Spannungsebenen decken?

Anmerkung: Die Technologiefraage wird auch in der Fragestellung T3 behandelt.

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	<ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsdeckung ist elementar für das Funktionieren des Energieversorgungssystems. Ohne entsprechende Anreize kann es zu einer Erbringungslücke kommen. Aktuell gibt es kein strukturiertes Beschaffungssystem.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Eine realistische Einschätzung, welche Technologie welchen Reifegrad (TRL und SRL) für Bereitstellung von Momentanreserve hat

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> • Vor dem Ausrollen im Massengeschäft müssen in den einzelnen Technologien und in den verschiedenen Spannungsebenen erst geeignete Pilotanwendungen durchgeführt und ausgewertet werden • Es braucht eine Prüfung ob Bestandsanlagen umgerüstet werden können und inwiefern neue Anlagen notwendig sind. Zur Beschleunigung dieser Prüfung sollten ggf. Anreize geschaffen werden. • Es werden in naher Zukunft viele Speicherprojekte und perspektivisch auch Elektrolyseure für marktliche Zwecke gebaut. Diese müssen parallel auch für Momentanreserveanforderungen erschlossen werden • Parallel zum Bedarfsbestimmungsprozess sollten Prozesse zur Realisierung der Bedarfsdeckung möglichst bald angestoßen werden. Dazu kann zunächst eine untere Abschätzung des Bedarfs erfolgen. • Ähnlich, wie bei der Implementierung des EEG könnten Anreize am Anfang sehr lukrativ sein und dann allmählich angepasst werden, um einen schnellen Einstieg zu ermöglichen. Dies könnte Unsicherheiten bspw. Bei Speicherprojekten beseitigen.
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassung TARs/RfGs zum Erreichen der technischen Machbarkeit • Prüfen ob der Prozess "Pathfinders" aus GB kann kurzfristig übernommen werden und dann an europäische Verhältnisse angepasst werden. • Etablierung eines Pilotprojektes für Momentanreserve für ÜNBs durch die BNetzA. • Möglichkeiten einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve werden aktuell von der BNetzA mit Unterstützung der 4 ÜNB geprüft.
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> ○ Beschaffungskonzept Trägheit der lokalen Netzstabilität nach EnWG12h entwickeln (BNetzA, NB): Für einen marktgestützten Beschaffungsprozess sind abgestimmte technische Anforderungen und Nachweise zu entwickeln • Bestehende Prozesse (NEP, LA) nutzen / erweitern: Um die Hochlaufkurve der Systembedarfe insbesondere für die nächsten 10 Jahre zu bestimmen braucht es die Durchführung einer multioptionalen Untersuchung. Dabei ist zu untersuchen, wie weit man den Kreis möglicher Erbringer (MomRes, LFSM-U) nach und nach steckt und ab wann alle neu hergestellten Netzteilnehmer einer Technologie auf welchen Spannungsebenen neue Fähigkeit haben müssen, um die Bedarfe zukünftig immer decken zu können?

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> • Aufgrund der hohen Dringlichkeit ist eine Beschleunigung der Prozesse (Speedboat) erforderlich, um die heute schon reifen Technologien schnellstmöglich ins Netz zu integrieren: • Darüber hinaus ist eine Verankerung der Anforderungen für die Bereitstellung von Momentanreserve in den RfG 2.0 und deren zügige Umsetzung in nationalen Anschlussregeln essenziell.

Fragestellung T1: Welche technischen Eigenschaften muss Trägheit aus nicht-rotierender Erzeugung aufweisen, auch um negative Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen zu vermeiden?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	Technische, stabilitätskonforme Anforderungen für netzbildende Erzeugungsanlagen (EZA) und Speicher (EZVA), sind noch nicht endgültig festgelegt. Der Bedarf an netzbildenden EZA/EZVA ergibt sich einerseits aus den möglichen Beiträgen zur Trägheit und dem Fehlen von Anforderungen an ein definiertes Kurzschlussverhältnis am jeweiligen Netzanschlusspunkt. Einem umfangreichen Einsatz von netzbildenden EZA/EZVA stehen jedoch noch einige Widerstände entgegen, diese im Bereich der MS- und NS-Netze einzusetzen. Dadurch bleiben ganz wesentliche Stabilisierungspotentiale ungenutzt
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Soll es in Zukunft unterschiedliche Momentanreserve-Produkte (z. B. richtungsabhängig, technologieabhängige unterschiedliche Arbeitsvermögen etc.) geben und, wenn ja, wann. Wie wirkt sich dies auf die Bedarfe an nachfolgenden Regelungen (z.B. FCR oder FFCR) aus? • Welche dynamischen Wechselwirkungen mit anderen Erbringern von Momentanreserve (inkl. Synchrongeneratoren und Stromrichtern), auch räumlich verteilte (Stichwort Inter Area Oscillations), könnten durch die Ablösung verschiedener Reserven auftreten? • Weitere Fragen der Reglerstabilität der Momentanreserve-Erbringer sind zu klären. • Untersuchung möglicher Wechselwirkungen der Momentanreserve-Erbringer mit dem Systemschutz • Entwicklung und Abstimmung zu geeigneten Prüfverfahren für Erbringung von Momentanreserve und ggf. FFCR • Weiterentwicklung grundlegender regelungstechnischer Theorie, um weitere hinreichende Stabilitätsbedingungen zu

Aspekt	Beschreibung
	<p>erarbeiten. Z.B. allgemein hinreichende Aussagen zur Dämpfung etc.</p>
<p>Prozesse, bestehend</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Die Festlegung der erforderlichen Eigenschaften erfolgt innerhalb des FNN durch die Ausgestaltung der Spannungsebenen-differenzierten TARs unter Beteiligung von ÜNB, VNB, Herstellern und sonstigen Wissensträgern • Im BMWK- Verbundprojekt „Netzregelung 2.0“ wurde u.a. gezeigt, dass netzbildende Stromrichter Momentanreserve aus verschiedenen Netzebenen bereitstellen können und wie sich z.B. eine Beschleunigung des LFSM-O und LFSM-U auf den Energiebedarf aus der Momentanreserve auswirken. Das Projekt ist abgeschlossen, diverse Veröffentlichungen verfügbar. [4], [5]Im abgeschlossenen BMWK-Verbundprojekt „VerbundnetzStabil“ wurde untersucht, wie sich verschiedene Anteile von Synchronmaschinen, netzbildender Stromrichter und netzfolgender Stromrichter auswirken [7]. Außerdem wurden erste Vorschläge für Prüfverfahren für Momentanreserve aus netzbildenden Stromrichtern entwickelt. Die Ausformulierung der Anforderungen und Prüfverfahren für netzbildende Stromrichter, die Momentanreserve bereitstellen können, ist noch in Bearbeitung. Die Anforderungen sollten in entsprechenden FNN-Anwendungsregeln festgelegt werden und die Prüfverfahren möglichst international standardisiert werden.
<p>Prozesse, Bedarf</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Studien durchführen zur Klärung der in den Herausforderungen formulierten Fragestellungen. • Erste Schritte zur Implementierung der neuen Regelungsverfahren z.B. über Tests in Systemlaboren, realen Feldtests und Ausschreibung in begrenztem Umfang mit entsprechender wiss. Begleitung. • Spiegelung der entsprechenden internationalen Normungsaktivitäten über VDE-DKE K261 “Systemaspekte der Elektrischen Energieversorgung” in Abstimmung mit VDE-FNN: Unterstützung von passenden internationalen Aktivitäten in IEC TC8 und Cenelec TC8.X: Zunächst Unterstützung bei Erarbeitung von Prüfnorm für “netzbildende Stromrichter” (Über Vorschlag ein solches Projekt durchzuführen, stimmen die Länder gerade ab (Stand 1.3.2023, Zustimmung seitens D über DKE 261). • Schnelle Pilotierung von netzbildenden Stromrichteranlagen, um Erfahrungen zu sammeln und technische Regeln in der Praxis zu schärfen.

Fragestellung T2: Sind die Anforderungen für LFSM-O und LFSM-U auch im Hinblick auf die Ablösung der Momentanreserve anzupassen?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	Bei weiter abnehmender MomR, vermutlich sogar bereits heute, reichen die existierenden Systemdienstleistungen FCR sowie LFSM-U bzw. LFSM-O nicht aus, weil sie zu spät wirken, um die sich sehr schnell ändernde Frequenz noch im derzeit zulässigen Bereich von 47,5 bis 51,5 Hz halten zu können. Außerdem ist anzunehmen, dass der UFLA bei sehr schnellen Frequenzänderungen nicht zuverlässig wirkt. Die oben genannten Mechanismen müssen deshalb hinterfragt, neu durchdacht und ggf. angepasst oder durch neue Mechanismen ergänzt werden.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Möglichkeiten der Bereitstellung von Unterfrequenzlastabwurf, LFSM-O und LFSM-U müssen bewertet werden. Dabei muss der Fortschritt der Technik durch die PG Systemanforderung sinnvoll antizipiert werden. • Untersuchung der Systemdämpfung in Netzen mit hohem Anteil netzbildender Stromrichter. Dabei sind insbesondere die Anregung von Unterfrequenzlastabwurf, LFSM-O und LFSM-U zu berücksichtigen, wenn diese bei bestimmten Frequenzgrenzen (digital) einsetzen. • Welche Ausformungen von LFSM-U und LFSM-O müssen ggf. überarbeitet werden um den Energiebedarf der Momentanreserve sinnvoll zu begrenzen. (Wäre eine marktlich beschafft möglich?) • Untersuchen, ob die LFSM-O/U unterschiedliche Dynamiken haben dürfen (z. B. technologieabhängig) und wie das Zusammenspiel zu koordinieren und zu parametrieren ist? • Könnten weitere Anlagen zur LFSM-O/U beitragen?
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • PG Systemanforderungen
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Grundlegende Untersuchung durch Forschungsinstitute unter Beteiligung aller relevanten Stakeholder wie dem FNN zur Erarbeitung der technisch sinnvollen Aufteilung: <ul style="list-style-type: none"> ○ Grundlegende Modellierung der Mechanismen zur Untersuchung des Anpassungsbedarfs ○ Zusätzliche Betrachtung von mittel- bis langfristigen Fragestellungen ○ Flankieren der bestehenden FNN Prozesse durch Forschungsprojekte, um diese Prozesse zu Beschleunigen und zu objektivieren, damit in Gremien schneller Kompromisse gefunden werden

Aspekt	Beschreibung
	<ul style="list-style-type: none"> ○ Notwenige Forschungsfragen zur Untersuchung von LFSM-U: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Können regelbare Lasten durch zufällige f-Zuordnung einbezogen werden? ▪ Inwieweit lassen sich Entbehrlichkeits-Aspekte bei der f-Zuordnung und/oder bei der zufälligen Verzögerung bis zum Wiedereinschalten einbeziehen? ● Wie können temperaturabhängig geschaltete bzw. geregelte Lasten genutzt werden um bspw. das "Cold-Load Pickup" Problem beim Versorgungswiederaufbau zu lösen. Entwicklung eines erweiterten Konzeptes innerhalb des Systemschutzplanes, das Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbare Lasten in die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (LFSM-U) einbezieht ● Im Konsens mit Herstellern technische Möglichkeiten abstimmen und Ziele verbindlich vereinbaren (inhaltlich, terminlich) <ul style="list-style-type: none"> ○ Wo findet es statt: Regelsetzung im FNN ○ Koordination RfG 2.0 ○ Monitoring: Wie erfolgreich/schnell ist diese Abstimmung ○ Prüfen: ob neue Struktur notwendig

Fragestellung T3: Ist eine zusätzliche Systemdienstleistung wie eine schnelle Frequenzhaltungsreserve, mit der die Momentanreserve schneller abgelöst werden kann als mit FCR, sinnvoll und wenn ja, welche technischen Eigenschaften sollte sie aufweisen?

Aspekt	Beschreibung
Herausforderungen heute und zukünftig	Ein schnellerer Eingriff von LFSM-O bzw. LFSM-U kann den Bedarf an Momentanreserve-Energie senken [5], nicht jedoch den Bedarf an Momentanreserve-Leistung im ersten Moment. Als mögliches neues Produkt steht die schnelle (proportionale) Frequenzhaltungsreserve (FFCR) zur Diskussion. Diese ist bereits Bestandteil des Konzepts der netzsicherheitsbasierten Primärregelung, bestehend aus FCR und FFCR.
Handlungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ● Sollte es künftig zusätzlich eine FFCR geben und wie wird diese sinnvollerweise aktiviert (Reihenfolge, Dynamik und Regelgröße)? ● Besteht im Zusammenspiel von FCR und FFCR (langsame und schnelle Proportionalregelung) bei ausreichendem FFCR-Angebot die Notwendigkeit, noch das langsamere FCR einzusetzen? Welche technischen Aspekte sprechen für oder gegen eine volle Substituierbarkeit? ● Könnten FCR und Momentanreserve in einem Produkt zusammengefasst werden, wenn die Regelung nicht nur true inertia

Aspekt	Beschreibung
	<p>[3], sondern auch eine instantane Frequenzreaktion (GFM-Droop-Mode - Verfahren) beinhaltet?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Macht es für das Systemverhalten einen Unterschied, ob wenig MoR (bezogen auf die vorgehaltene Energie) mit viel FFCR kombiniert wird oder viel MoR mit wenig / ohne FFCR? Dabei sind sowohl Normalbetrieb als auch Großstörungen zu berücksichtigen. • Welche Gesamtleistung müsste FFCR haben, damit LFSM-O und LFSM-U bei einem Netzereignis später einsetzen, und die dann noch vorhandene Restträgheit ausreicht, den Gradienten ausreichend zu begrenzen? • Als Beitrag zum Netzwiederaufbau mit noch stark schwankender Frequenz gibt es nur einen Aspekt, der das Potenzial hätte, sich auf einen zukünftigen Bedarfsbestimmungsprozess für schnelles P(f) auszuwirken (Schnittstelle zu AG 4): Bei Unterfrequenz können UFLA nur die Rolle der ultima ratio einnehmen. Je stärker ein adäquat schnelles LFSM-U (auf Basis einer funktionierenden Stabilitätsbetrachtung; fiktives Inselnetz entsprechend (FNN-Hinweis "Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten" [8]) aufgestellt ist, desto unkomplizierter wird der Netzwiederaufbau in diesem Punkt. • Wie sieht das Zusammenspiel zwischen Momentanreserve, FFCR, FCR und LFSM im Bedarfsfall aus? Kommt es zu gegenseitigen negativen Beeinflussungen? Wie sind die Maßnahmen in einem dynamischen System aufeinander abzustimmen? • VNB haben große Bedenken gegenüber netzdienlichen Eigenschaften im Niederspannungsnetz wegen ungewollten Inselnetzen
Prozesse, bestehend	<ul style="list-style-type: none"> • PG-Systemanforderung zur technischen Bewertung der netzsicherheitsbasierten PRL im Rahmen der TAR Anpassung. • EnWG 12h zur marktlichen Beschaffung nf-SDL
Prozesse, Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Studien durchführen zur Klärung der in den Herausforderungen formulierten Fragestellungen • Prüfung der Notwendigkeit von FFCR im Rahmen einer Studie, um zu untersuchen, welchen Mehrwert eine FFCR hätte und wer diese bereitstellen sollte. • Abstimmung zwischen ÜNB, VNB und Herstellern was konkret gebraucht wird und wer dies bereitstellen könnte.

2.3 Breakoutthema: Warum kann schnelle P(f) (FFCR) die Momentanreserve nur ergänzen und nicht ersetzen?

Schon während der ersten Netzperiode (20 ms) nach einem System-Split muss das entstandene Wirkleistungsungleichgewicht in irgendeiner Form ausgeglichen werden. Heute geschieht dies im

Wesentlichen durch Synchron- und Asynchronmaschinen, deren rotierende Masse zu einer definierten Frequenzentwicklung ab dem Moment des System-Splits führt.

Wenn in einem (Verbund-) Netz ein starker Wirkleistungsfluss unterbrochen wird, stellen sich die Leistungsflüsse über sämtliche Impedanzen im betrachteten Teil des Netzes schlagartig neu ein, abhängig von Spannungen (insbes. transiente Polradspannungen) und Impedanzen (insbes. Leitungsimpedanzen und transiente Reaktanzen von Synchronmaschinen). Jeder Knoten im Netz erlebt einen Spannungswinkelsprung, der bei Synchronmaschinen zu einer schlagartigen Änderung der Schein- und Wirkleistung führt. Damit stellt dieser Spannungswinkelsprung den Beginn der Ein- bzw. Ausspeicherung kinetischer sowie elektromagnetischer Energie dar und somit den Beginn einer fortlaufenden Frequenzzunahme bzw. -abnahme. Jede Anlage, bei der dieser Mechanismus sofort während der ersten Netzperiode nach einem System-Split beginnt, egal ob per mechanischer Massenträgheit oder leistungselektronisch-spannungseinprägend, wird laut eines technischen Reports von der ENTSO-E als Erbringer von "true inertia" bezeichnet. Im Gegensatz dazu bezeichnet der Begriff "synthetic inertia" die Mechanismen, die für eine Reaktion eine gewisse Zeit für die Messung der Frequenzänderung benötigen. [9]

Wenn nun so wenig Anlagen mit 'true inertia' im Netz sind, dass sie selbst bei maximalem Leistungseinsatz den abgerissenen Wirkleistungsfluss nicht ersetzen können, dann können sich die Leistungsflüsse im Netz während der ersten Netzperiode nach dem System-Split (s. o.) nicht so einstellen, dass Knotenspannungen und Frequenzänderungsraten in einem definierten und für ein Extremstörereignis noch akzeptablen Bereich bleiben. P(f)-Mechanismen können im allerersten Moment noch nicht greifen, weil die Frequenz noch gar keinen neuen Wert angenommen hat, der gemessen werden könnte (Anmerkung: P(f) könnte z. B. eine schnelle Primärregelung (FFCR) sein oder LFSM-U/-O oder Unterfrequenz-Lastabwurf, wobei nach heutigem Stand der Technik einige Netzperioden für eine robuste Messung benötigt werden). Bei Kenntnis des o.a. . Dokuments [9] darf nicht angenommen werden, dass die Netzbetreiber mit Blick auf ihre Systemverantwortung einen solchen 'schwach-definierten' Übergangszustand eines nach System-Split verbliebenen großen Teilnetzes akzeptieren werden.

Hält man sinnvollerweise an den Stabilitätsbedingungen fest, weggebrochene Wirkleistungsflüsse schon während der ersten Netzperiode durch 'true inertia' (s. o.) auszugleichen, können schnelle P(f)-Mechanismen bereits nach sehr kurzer Zeit auf Ablösung der eingesetzten MomR-Leistungen und damit auf eine Abschwächung des RoCoF hinarbeiten. Schnelle P(f) kann somit den Betrag der bereitzuhaltenden MomR-Leistung nicht verringern, jedoch die im Zuge der Erbringung von MomR aufzuwendende Energie reduzieren. Weitere frequenzabhängige Beiträge sind unerlässlich, um die eingesetzte MomR-Leistung abzulösen und die Frequenzabweichung zu begrenzen.⁵

Zu bedenken ist allerdings, dass, um die Bedarfe an MomR-Energie reduzieren zu können, die schnellen P(f)-Reserven entsprechend groß dimensioniert werden müssten. Die nachfolgenden

⁵ Anmerkung: Aus dem o. a. Dokument [9] ergibt sich an den erwähnten Stellen auch, dass auf df/dt -Ermittlung basierende Variationen der Wirkleistung von den europäischen Netzbetreibern äußerst kritisch gesehen werden.

Grafiken in Abbildung 2-2 zeigen die Leistungsbeiträge für die gleiche Störung wie in Abbildung 1-3 Allerdings mit der Annahme, dass zusätzlich eine FFCR, also eine schnelle proportionale P(f)-Regelung, im System verfügbar ist, die innerhalb von 2 s vollständig aktiviert wird. Die FFCR ist in diesem Beispiel jedoch, wie die FCR, auf 3 GW dimensioniert und mit einer Energiereserve ausgestattet, welche einen 15 s Einsatz bei voller Leistung ermöglicht. Damit wäre im Normalbetrieb die Energie ausreichend, um die Zeit bis zur vollständigen Aktivierung der FCR zu überbrücken. Wie man im direkten Vergleich zum Fall ohne FFCR erkennt, reduziert diese FFCR zwar das Wirkleistungsungleichgewicht und kann so eine weitere Stufe des Lastabwurfs vermeiden, die Reduktion der MomR-Energie hält sich allerdings in Grenzen. Hieraus wird offensichtlich, dass eine Diskussion um neue Mechanismen wie FFCR nicht nur mit Bezug zum Normalbetrieb bzw. zur Referenzstörung von 3 GW erfolgen darf, sondern vor allem Großstörungen berücksichtigen muss darf, zumal im Normalbetrieb kein Bedarf für FFCR besteht.

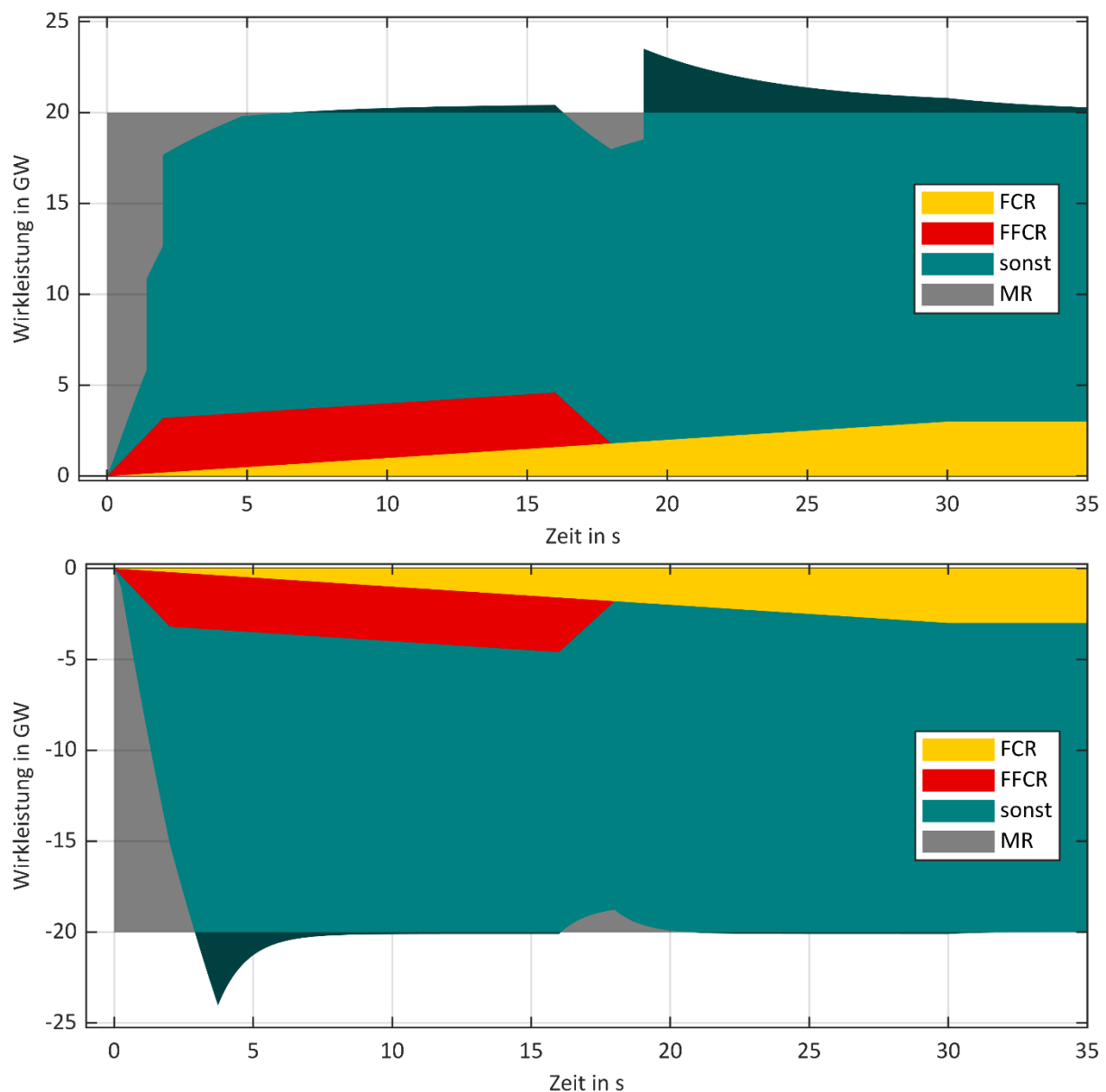


Abbildung 2-2: Schematisches und idealisiertes Zusammenwirken von Momentanreserve, Selbstregelleffekt, Frequency Containment Reserve und Fast Frequency Containment Reservenach einem Wirkleistungsdefizit (oben) und -überschuss (unten) von **20 GW** in einem Teilsystem mit einer elektrischen Leistung von ca. 50% des oben betrachteten Verbundsystems. Die erbrachte Reserve entspricht zu jedem Zeitpunkt der Störung und beträgt 20 GW. Dunkel schattierte Flächen entsprechen Momentanreserve mit umgekehrtem Vorzeichen und

entsprechend einem Wiederansteigen (oben) bzw. Wiederabfallen (unten) der Frequenz. Der Leistungsbeitrag „sonst“ umfasst LFSM, UFLA und SRE (Quelle: [2]).

3 Forschungsfragen

3.1 Identifizierte Forschungsfragen im Rahmen der AG1

Die vielfältigen Aspekte der Stabilität im Bereich der Frequenz befinden sich in unterschiedlichen Erkenntnisphären. In Kapitel 2 wurden die Fragestellungen beschrieben, bei denen die Herausforderungen und Handlungsbedarfe bereits ersichtlich sind und die teilweise bereits in bestehende Prozessstrukturen eingebettet sind bzw. eingebettet werden können. Die Aspekte, zu denen im Rahmen der AG ein Bedarf an wissenschaftlicher Untersuchung identifiziert wurde, sind im Folgenden als Forschungsfragen- bzw. bedarfe aufgelistet:

- Forschungsbedarf: Es ist zu klären welche Maßnahmen den Bedarf an positiver (MoR+) und negativer Momentanreserve (MoR-) mit minimiertem Aufwand decken können. Beispielsweise könnte auch eine asymmetrische Bereitstellung verteilt auf Speicher (MoR+/MoR-, je nach Leistungsfluss vor dem Fehler), Einspeiseanlagen (MoR-), und Lasten (MoR+) den Kreis möglicher Erbringer von Momentanreserve erweitern.
- Forschungsfrage: Muss auch im Betrieb (ggf. stichprobenartig) kontrolliert werden, ob die vereinbarte Momentanreserve auch wirklich zur Verfügung steht? Dies gilt insbesondere, wenn sie gleichzeitig mit anderen SDL vorgehalten wird. Falls ja, wie könnte das realisiert werden?

3.2 Aktuelle Vorhaben des 7. EFP der Bundesregierung

Das 7. Energieforschungsprogramm (EFP) der Bundesregierung adressiert im Bereich der Stromnetze Fragen der Systemstabilität in mehreren Dimensionen. So werden im Rahmen des Programms zum Beispiel bestehende **Betriebsmittel** in der angewandten Forschung weiterentwickelt und neue Betriebsmittel **zur Verbesserung der Systemeigenschaften wie der Netzstabilität** ausgearbeitet. Weiterhin zielen Forschungsvorhaben im 7. EFP auf die (Weiter-) Entwicklung **innovativer Netzbetriebsmittel** ab, welche zu einem sicheren und kostengünstigen Netzbetrieb beitragen und zugleich die Steigerung der Netzkapazität sowie die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung ermöglichen können. Um beispielsweise die Netzdienlichkeit und **netzbildendes Verhalten von Stromrichtern** zu gewährleisten, adressiert die angewandte Energieforschungsförderung Technologien zur Erhöhung der Verfügbarkeit und Effizienz, zur Reduzierung der Kosten von Komponenten und des Gesamtsystems.

Schutz- und Leittechnik in zukünftigen dezentralen Versorgungsstrukturen müssen jederzeit einen sicheren Netzzustand gewährleisten, Fehlersituationen zuverlässig erkennen und beherrschen. Dazu bedarf es der Erforschung neuartiger Verfahren und Komponenten, um die heute geltenden Anforderungen an Selektivität, Zuverlässigkeit und Schnelligkeit weiterhin zu erfüllen. Zudem sind Verfahren zum **Notfallbetrieb und Systemwiederaufbau** unter Einbeziehung verteilter Erzeuger auf unterschiedlichen Spannungsebenen im Fokus der Forschung und Entwicklung. Von besonderer Bedeutung ist die Ertüchtigung der volatilen erneuerbaren Erzeuger hin zu systemstabilisierendem Verhalten. Die Erschließung von **Flexibilität im Netz** verlangt eine verbesserte Netzintegration sowie passende Konzepte zur Erbringung von **Systemdienstleistungen**.

Systemdienstleistungen bei einer hohen EE-Durchdringung sind der Hauptfokus der Roadmap Systemstabilität. Diese werden in vielen der geförderten Vorhaben in der Energieforschung adressiert:

- Bei der Frequenzhaltung werden zum Beispiel Fragen der Koordination und Erschließung von virtueller Schwungmasse und Momentanreserve betrachtet. Auch die Beherrschung von System Split und von Variationen im regulären Betrieb stehen im Fokus.
- Was die Spannungshaltung- und qualität angeht steht vor allen Dingen die Bereitstellung von Blindleistung im Vordergrund von Projekten. Dabei werden zum Beispiel das dynamische Blindleistungsverhalten von Anlagen aber auch die spannungsebenenübergreifende Bereitstellung genauer untersucht.
- Darüber hinaus geht es in Forschungsprojekten auch um die Kurzschlussstrombereitstellung und um Netzschutzkonzepte im Allgemeinen.
- Weiterhin mit Förderung adressiert wird die Erforschung von Komponenten und Regelstrategien für netzbildende Anlagen. Schließlich gilt es den komplexen Prozess des Netzwiederaufbaus (NWA) bei hoher Durchdringung der untergelagerten Spannungsebenen mit Erneuerbaren Energien zu untersuchen sowie darüber hinaus möglichst automatisierte Prozesse für den NWA zu definieren und die Resynchronisation von Inselnetzen zu erproben. In der Weiterentwicklung der Netzbetriebsführung im Rahmen der Energieforschungsförderung liegt nun und in Zukunft ein Fokus auf Abstimmungsprozesse zwischen Netzbetreibern, die Nutzung der HGÜs für Systemdienstleistungen sowie auf Betriebsführungskonzepte mit kurativen Maßnahmen für eine höhere Auslastung des Netzes und letztlich hin zu einem weitestgehend automatisierten Netzbetrieb auch auf nachgelagerten Spannungsebenen.

Auch in Zukunft werden diese Themen durch das Energieforschungsprogramm und nachgelagerte Förderbekanntmachungen oder dedizierte Förderaufrufe (z.B. OptiNetD in 2023) adressiert.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über aktuell geförderte Forschungsvorhaben im Bereich der Frequenz:

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
HYBKomp	01.09.2017- 30.06.2022	2.306.514 €	TU Dortmund; Uni Erlangen- Nürnberg; Stadtwerke Haßfurt; Fraunhofer UMSICHT; ETC; KAUTZ; Consolinno; SWW Wunsiedel,	Hybrid-Kompensator für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen Ziel des Vorhabens ist die Erforschung und der Entwurf eines neuartigen, multifunktionalen Hybrid-Kompensators zur Erbringung von Systemdienstleistungen in Mittelspannungsverteilnetzen, der Aufbau eines Funktionsmusters sowie dessen Erprobung im realen Netzbetrieb eines Verteilnetzbetreibers. Als intelligentes Betriebsmittel, bestehend aus Umrichter, Speichersystem sowie Steuer- und Kommunikationseinrichtungen, soll der Hybrid-Kompensator mehrere Systemdienstleistungen in einer einzigen Anlage vereinen. Hierzu zählt einerseits die Verbesserung der Erdschlussstromkompensation in Verteilnetzen mit Resonanzsternpunktterdung, insbesondere unter Berücksichtigung neuer Anforderungen wie der Kompensation höherfrequenter Harmonischer und Wirkstromanteile. Andererseits soll der Hybrid-Kompensator das Netz durch Einspeicherung von Energie zu Zeiten eines hohen Angebots regenerativer Einspeisung sowie Rückspeisung von Energie in das Netz bei geringem Angebot stabilisieren. Weiterhin sollen durch Oberschwindungsreduktion und Blindleistungskompensation bestehende Netzbetriebsmittel entlastet werden.
Linda 2.0	01.02.2021- 31.01.2024	2.321.531 €	HS Augsburg; TU München, LEW Verteilnetz; LEW Wasserkraft; KIMA; AVS; Zweck-verband Landeswasser-versorgung	Lokale (teil-) automatisierte Inselnetz- und Notversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen Die wesentlichen Ziele des Gesamtvorhabens sind zum einen das im Vorgängervorhaben LINDA (FKZ 0325816A-H) entwickelte LINDA-Konzept so zu (teil-) automatisieren, dass im Krisenfall eine Notversorgung kritischer Infrastrukturen mit deutlich reduziertem Personaleinsatz möglich ist, sowie zum anderen die Erkenntnisse des Vorgängervorhabens auf weitere Konstellationen von dezentralen Erzeugungsanlagen und kritischen Infrastrukturen zu übertragen. Für einen flächendeckenden Einsatz des in LINDA entwickelten Inselnetz-

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>Notversorgungskonzepts ist ein höherer Automatisierungsgrad und eine breitere Datenbasis hinsichtlich des realen Verhaltens von Verteilnetzen und kritischen Infrastrukturen beim Netzwiederaufbau, bzw. in einer Inselnetzversorgung, erforderlich. So sollen ein Konzept für eine optimierte Spannungshaltung entwickelt und Erkenntnisse hinsichtlich des Verhaltens von Verbundnetzen im erweiterten Frequenzbereich gewonnen werden. Zusätzlich wird ein Versorgungskonzept mit einem Batteriespeicher und einem Dieselaggregat („Hybridsystem“) entworfen, das selbst bei Unkenntnis über die Erzeugung aus dezentralen Anlagen und Last einen stabilen und sicheren Betrieb ermöglicht. Die gefundenen Lösungsansätze werden während des Vorhabens in mehreren Feldversuchen exemplarisch erprobt.</p> <p>Das Vorhaben wird durch die assoziierten Partner Obere Donau Kraftwerke AG, Universitäts-klinikum Leipzig und MTU Onsite Energy GmbH unterstützt.</p>
Netzregelung 2.0	01.12.2017-31.08.2022	8.723.409 €	Fraunhofer IEE; TU Braunschweig; Uni Kassel, SMA; VDE; DERlab	<p>Regelung und Stabilität im stromrichter-dominierten Verbundnetz</p> <p>Die elektrische Energieversorgung und damit auch die Regelung des elektrischen Netzes in Deutschland befinden sich in einem Transformationsprozess. Die Netzregelung stützt sich heute im Wesentlichen auf Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren. Zur Stromerzeugung werden jedoch zunehmend Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind.</p> <p>Das Projekt "Netzregelung 2.0" soll nachweisen, dass das elektrische Verbundsystem und im Störfall auch elektrisch getrennte Teile davon auch mit sehr hohen Stromrichteranteilen durch geeignete Regelungsverfahren stabil betrieben werden kann. Dabei steht die Vorbereitung einer konkreten Umsetzung im deutschen Teil des zentraleuropäischen Verbundnetzes im Vordergrund. Um die Frequenz- und Spannungsstabilität des Verbundsystems zu gewährleisten, können Stromrichtersysteme teilweise ähnliche Eigenschaften der</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				Synchrongeneratoren übernehmen. Diese Eigenschaften der Synchrongeneratoren sind teils inhärent und müssen für eine Realisierung in anderen Erzeugern klar identifiziert und technologieneutral beschrieben werden. Die notwendige Verteilung dieser Stromrichter mit zusätzlichen Eigenschaften auf die unterschiedlichen Erzeugungsarten (Wind, PV, etc.), HGÜ und Speicher, die bedarfsgerechte und optimierte Verteilung auf die einzelnen Spannungsebenen, die genaue regelungstechnische Implementierung in Simulation und Prüfstandversuch, die Risikobetrachtung, die Aufwands-Nutzen-Analyse und zuletzt die richtige Einführungsstrategie, sollen im Projekt " Netzregelung 2.0" wissenschaftlich erforscht werden.
NetFlexu m	01.09.2022- 31.08.2025	2.584.537 €	TU Braunschweig; TEMES; PTB; SMA	<p>Next Generation verbrauchsnahe PV-Kombisysteme für Haushalt und Gewerbe für mehr Netzdienlichkeit, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit</p> <p>Im Zuge der Energiewende werden verbrauchsnahe PV-Anlagen in Kombination mit stationärem Speicher, Elektromobilität und Sektorkopplung mit intelligenter Netzintegration als robuste dezentrale Systeme, sowohl für kleine Privathaushalte als auch für große Gewerbebetriebe, weltweit das Rückgrat einer resilienten Energieversorgung bilden. Leitziel des geplanten Verbundvorhabens NetFlexum ist es, hierfür die entsprechenden PV-Speicher-Prosumersysteme im Hinblick auf eine deutliche Kostenreduktion und Wirtschaftlichkeitsverbesserung, sowie verbesserte Integration in Energiemärkte, insbesondere auch im Hinblick auf Netzsystemdienstleistungen, weiterzuentwickeln.</p> <p>Ein besonderer FuE-Schwerpunkt des Verbundvorhabens ist dabei die zuverlässige Bereitstellung von Momentanreserve und zur Abdeckung von Kurzschlussströmen mit Prosumersystemen – inkl. der Auswirkungen hiervon auf Leistungselektronik, Batterien und ihre Lebensdauer & Zuverlässigkeit sowie den erforderlichen Metering-Lösungen hierfür – der Einsatz von 2nd-Life-Batterien sowie die Weiterentwicklung skalierbarer Prosumer-Energiemanagement-Systemlösungen</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>im Hinblick auf gesteigerten Anwendernutzen, erweiterte Interoperabilität und verbesserte Systemintegration.</p> <p>Das Gesamtvorhaben betrachtet von den Netzanforderungen über die Regelung cloudbasierter Systeme bis zur Komponentenebene der Leistungselektronik und 2nd-Life Speichern ganzheitlich die Machbarkeit, Realisierung und Umsetzung des Vorhabens.</p>
OVANET3 _0	01.04.2023- 31.03.2026	1.002.541 €	50 Hertz; TU Berlin, TU Ilmenau, TU Darmstadt	<p>Asset-minimale Systemführung mit integrierten Multi-Terminal DC-Netzen: Bestimmung des Systemzustands</p> <p>Ziel des geplanten Forschungsvorhabens ist die Entwicklung von innovativen Funktionen zur Ermittlung und Bewertung des Systemzustands eines integrierten AC-DC-Übertragungsnetzes mit hohem Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung. Im Sinne einer Asset-minimalen Systemführung wird untersucht, welche Aufgaben insbesondere die HGÜ-Umrichterstationen in einem derartigen komplexen AC-DC-System übernehmen können und müssen. Die durch die Regelbarkeit selbstgeführter Umrichter bestehenden Freiheitsgrade sollen bestmöglich in der Systemführung eingesetzt werden können und dadurch nicht nur die zur Verfügung stehenden Lösungsoptionen erweitern, sondern überdies zu einem effizienten Betrieb beitragen. Die angestrebten Ergebnisse können in vier Arbeitsschwerpunkte unterteilt werden.</p> <p>Für die Schätzung des aktuellen Systemzustands wird ein Online-Tool entwickelt, um so Funktionen zur Vermeidung von Kreisflüssen und der Sicherheitsanalyse zu unterstützen. Eine Sicherheitsanalyse im Betriebspunkt soll Erkenntnisse zum Verhalten im Fehlerfall liefern und Optionen für ein sogenanntes Fault Ride-Through verifizieren. Im Bereich des AC-DC-Systemschutzes werden Verfahren zur thermischen Auslastung der Betriebsmittel und somit der optimalen Asset-Auslastung erarbeitet. Als Trigger für den AC-DC-Systemschutz dient hierbei die trennscharfe Identifikation von Netzereignissen. Weiterhin werden innovative</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>Verfahren zur Gewährleistung der Frequenzstabilität entwickelt. Diese Notwendigkeit erwächst einerseits durch die Herausforderung eines hohen Anteils erneuerbarer Leistungseinspeisung und andererseits durch die mit den HGÜ-Umrichterstationen neu entstandenen Regelungsmöglichkeiten. Eine neue Betrachtung der Frequenzstabilität wird erforderlich, beispielsweise mit Hilfe zukunftsweisender Funktionen für frequenzstützende Maßnahmen.</p>
Stable	01.04.2017- 30.09.202	1.683.187 €	IAV; TU Darmstadt, Fraunhofer ISE; Siemens	<p>Stabilität von Verteilnetzen mit vorwiegend leistungselektronisch angekoppelten Speichern, Erzeugungseinheiten und Verbrauchern</p> <p>Das Gesamtziel des Vorhabens ist es, Verfahren und Methoden für die Bereitstellung einer Momentanreserve und Primärregelung des Energieversorgungsnetzes bei zunehmender Anzahl dezentraler, über Wechselrichter angekoppelter Erzeugungseinheiten und Verbraucher und gleichzeitiger Abnahme rotierender Massen in Kraftwerks-Generatorsätzen zu entwickeln und zu erproben und damit eine hohe Stabilität, Resilienz gegen äußere und innere Störungen, hohe Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit bei zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien zu gewährleisten.</p> <p>Um den stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten, müssen leistungselektronische Systeme zunehmend Aufgaben im Bereich des Netzmanagements übernehmen. Dies geschieht mit Hilfe der Grid-Codes, welche die Anforderungen der Netzbetreiber für elektrische Erzeuger und Verbraucher an das Energieversorgungsnetz festlegen. Die in diesem Vorhaben entwickelten Regelverfahren und Hardwarelösungen werden in Nieder- und Mittelspannungsnetzen praktisch erprobt. Anschließend werden die Energiespeicher in einen der innerhalb des Gesamtprojekts aufgebauten Systemdemonstratoren integriert und erprobt. Am Gesamtdemonstrator werden die einzelnen Arbeitsstränge zusammengeführt, so dass die neuen Regelverfahren auch an dem LI-Kondensatorspeicher erprobt werden können. Die Arbeiten bilden</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				die Basis für die Ableitung von Anforderungen an zukünftige Grid-Codes und Netzanschlussrichtlinien.
Stabil	01.01.2023- 31.12.2025	2.325.106 €	Kaco new energy; Infineon Technologies AG; Fraunhofer ISE	<p>Zukunftsfähige PV-Stromrichter - Auslegung, Belastungsanalyse und Innovationen für eine hohe Lebensdauer</p> <p>Im Projekt soll eine aktuelle Serienplattform eines Photovoltaik-Wechselrichters dahingehend modifiziert werden, dass dieser, neben den heute schon erforderlichen Systemdienstleistungen, auch eine netzbildende Funktionalität erhält und somit, neben Systemen mit elektrischen Speichern, einen essenziellen Beitrag zur Netzstabilität leistet. Die Identifikation zukünftiger Belastungsszenarien dieser Stromrichter soll dazu beitragen, entsprechende Belastungstests im Labor nachzustellen und Rückschlüsse auf eine optimale und kosteneffiziente Dimensionierung, insbesondere der Leistungshalbleiter, zu ziehen. Eine entsprechende Feldmesskampagne mit den neuartigen netzbildenden PV-Stromrichtern soll Erkenntnisse über die realen Betriebsbedingungen und Beanspruchungen liefern. Diese dienen im Anschluss dazu, dass daraus neue Mission Profiles abgeleitet werden können, welche durch die Kombination mit den zukünftigen Belastungsszenarien wiederum detailliert im Labor analysiert werden sollen. Aus dieser Rückkopplung werden entsprechende Handlungsempfehlungen für eine optimierte Auslegung und eine hohe Lebensdauer von netzbildenden PV-Stromrichtern und deren Komponenten abgeleitet und der Öffentlichkeit präsentiert.</p>
UMZUG	01.02.2021- 31.01.2024	3.032.506 €	RWE Battery Solutions; Uni Magdeburg; TU Dresden ; Skeleton Technologies ; GE Grid	<p>Netzstabilität durch Momentanreserve in stromrichterdominierten Netzen</p> <p>Das Gesamtziel des Forschungsvorhabens ist eine Potentialanalyse für die Anwendung von stromrichterdominierten Systemen zur Bereitstellung von systemstabilisierender virtueller Trägheit im Kontext des vermaschten Energiesystems und Regelleistungsmarktes. Dabei ist der Dreiklang aus virtueller Trägheit, Fehlerverhalten</p>

Projekt	Laufzeit	Bundesmittel/ Zuwendung	Projektpartner	Kurzbeschreibung
				<p>und Schwarzstartfähigkeit auszugestalten. Dabei soll als erstes Ziel, vor dem Hintergrund des Generator-Stromrichter-Systemwechsels, spezifiziert werden, welches Potential zur Frequenzstabilisierung aus der Einspeisung von Stromrichtersystemen, wie Batteriespeicher, Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen genutzt werden kann. Das zweite Ziel besteht in einer systemischen Betrachtung innerhalb des europäischen Verbundsystems erweitert um eine praktische, reale Analyse. Mit den Ergebnissen dieser Untersuchungen sollen Vorschläge für reale zukünftige systemrelevante Anforderungen für stromrichterbasierte Anlagen und neue system- und kostenoptimierte Regelleistungsmarktkonzepte eingebracht werden. Das dritte Ziel ist die Entwicklung neuartiger DC-DC-gekoppelter Systeme um für die virtuelle Trägheit die notwendige kurzfristige Energiemenge auch bei Windflauten resp. geringer Sonneneinstrahlung bereitzustellen. Dazu zählt unter anderem die Realisierung eines DC-DC-Konverters zur Kopplung diverser Speicherkomponenten an bestehende Stromrichtertechnik und Demonstration in einem Reallabor.</p>

4 Transformationspfad

Übergang zu Prozessen. Der Transformationspfad besteht aus Prozessen, die zur Umsetzung der Handlungsbedarfe eines Themenfeldes benötigt werden. In Abbildung 4-1 werden die identifizierten Fragestellungen mit den auf Grundlage der in Kapitel 2 und 3 identifizierten Fragestellungen abgeleiteten Prozesse der Roadmap Systemstabilität in Verbindung gestellt. Die Prozesse selbst werden in der Roadmap Systemstabilität beschrieben. Folgende Prozesse wurden identifiziert:

Verbindende Prozesse der Systemstabilität:

- V1 Festlegung übergeordneter Resilienzanforderungen des Systems in einem Branchenprozess
- V2 Anpassung und Klarstellung von Haftungsfragen und Kostenanerkennung für erweiterte Fähigkeiten und Investitionen von Netzbetreibern zur Wahrung der Systemstabilität
- V3 Transparente Ausweisung der Bedarfe und Prüfung einer gemeinsamen Bedarfsausweisung und dessen Etablierung über alle Themenfelder hinweg, insbesondere auf ÜNB-Ebene
- V4 Strukturierte Beschaffung der Systembedarfe. Bedarfsgerecht über Mindestanforderungen, Märkte oder VINK
- V5 Monitoring von Anlagenfähigkeit und Ermöglichung eines sinnvollen Zugriffs auf Anlagenfähigkeiten
- V6 Prozessdigitalisierung
- V7 Weiterentwicklung Stabilitätsanalysen und DSA-Systeme
- V8 Stützung des Systems durch „alle“ Netznutzer
- V9 Ermöglichung netzbildender Eigenschaften im Verteilnetz
- V10 Begleitende Studien und Forschungsbedarf

Stabilitätsprozesse Frequenz:

- F1 Definition der technischen Spezifikationen von Momentanreserve
- F2 Marktliche Beschaffung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ – Erarbeitung eines Beschaffungskonzeptes inkl. Beschaffungshorizonte und ggf. Regionalität
- F3 Anpassung der Anforderungen für den Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM-U/O): Rückwirkungen marktliche Beschaffung Momentanreserve, ggf. unterschiedliche Dynamiken
- F4 Bedarfsanalyse - Definition von Referenzfällen insbesondere System-Split und Bedarfsausweisung inkl. Lokalität
- F5 Stufenweise technische Mindestanforderungen für Momentanreserve aus Stromrichtern
- F6 Prüfgrundlage zur Zertifizierung von netzbildenden Stromrichtern
- F7 Schnelle Pilotierung von netzbildenden Stromrichteranlagen, um Erfahrungen zu sammeln und technische Regeln zu schärfen
- F8 Zusätzliche oder weiterentwickelte Systemdienstleistung wie eine schnelle(re) Frequenzhaltungsreserve

		Prozesse																		
		V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	
Frageste	S1	Was sind die dimensionierenden Fälle zur Systemauslegung bzw. zur Bedarfsbestimmung für die Frequenzhaltung und Frequenzregelung? Wie und von wem müssen diese bestimmt werden?	X												X				X	
	B1	Welche Trägheit ist im Rahmen der Frequenzregelung mindestens notwendig?			X					X			X		X				X	
	B2	Welche Prozesse sind für die Bedarfsbestimmung, regionale Verteilung und Bedarfsdeckung im Zusammenhang mit der Frequenzregelung heute und zukünftig notwendig und wie sind die Zuständigkeiten? Für die Zukunft zu erwägende Änderungen daran, z.B. auch an der Häufigkeit der Durchführung und den Zeithorizonten?	X			X					X			X	X	X	X			X
	B3	Welches sind die Technologien (und aus welchen Spannungsebenen), die in welcher Reihenfolge ins Netz integriert werden können, um die Bedarfe ab sofort zu decken?				X				X	X		X			X				X
	T1	Welche technischen Eigenschaften muss Trägheit aus nicht-rotierender Erzeugung aufweisen, auch um negative Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen zu vermeiden?										nac	X				X	X	X	
	T2	Sind die Anforderungen für LFSM-O und LFSM-U auch im Hinblick auf die Ablösung der Momentanreserve anzupassen?				X									X					
	T3	Ist eine zusätzliche Systemdienstleistung wie eine schnelle Frequenzhaltungsreserve (FFCR, engl. Fast Frequency Containment Reserve), mit der die Momentanreserve schneller abgelöst werden kann als mit FCR, sinnvoll? Wenn ja, welche technischen Eigenschaften (Leistungs- und Energiereserve; Dynamik) sollte diese aufweisen?			X														X	X

Abbildung 4-1: Zusammenführung der Fragestellungen zu den Prozessen der Roadmap Systemstabilität

Prozessarten. Grundsätzlich kann unterschieden werden zwischen *verbindenden Prozessen der Systemstabilität* und *themenspezifischen Prozessen*. Verbindende Prozesse sind Prozesse, welche nicht einem Themenfeld exklusiv, sondern mehreren Themenfeldern zuzuordnen sind. Konkret handelt es sich um Prozesse, die themenfeldübergreifende Anpassungen, Weiterentwicklungen oder Festlegungen adressieren. Folglich ist die Prozessverantwortlichkeit teilweise auf mehrere Institutionen verteilt, da verbinden Prozesse mehrere einzelne Stabilitätsprozesse mit individueller Verantwortlichkeit bündeln. In diesem Abschnitt sind, konsistent zu den Themenpapieren der anderen Arbeitsgruppen, alle verbindenden Prozesse aufgeführt. Die Verknüpfung und Verzahnung zu den hier behandelten Fragestellungen können daher je nach Prozess mehr oder weniger stark sein. Neben den verbindenden Prozessen sind auch alle themenspezifischen Prozesse dieses Themenpapiers aufgeführt.

Die Details der Gesamtheit der Prozesse aller Themenfelder werden im Roadmap-Dokument vorgestellt und beinhaltet eine Beschreibung jedes Prozesses inklusive der dafür verantwortlichen Akteure und zeitlichen Aspekte der Umsetzung.

Offene Punkte und Schnittstellen zu anderen AG/KG

Diskussionstand. Dieses Dokument ist ein Arbeitsdokument und gibt einen Diskussionstand wieder. Daher dient dieses Kapitel zur Sammlung der offenen Punkte um jeweiligen Bearbeitungszeitpunkt, die in der Weiterbearbeitung berücksichtigt werden sollen. Auf die Schnittstellen zu anderen Arbeits- und Kerngruppen sollte im Dokument bei den entsprechenden Inhalten verwiesen werden.

Die Beherrschung großer Störungen und insbesondere von System Splits betrifft viele unterschiedliche Stabilitätsaspekte, die sich klassisch unter dem Begriff der „Kurzzeitstabilität“ definiert haben. Die Frequenzstabilität ist dabei nur ein Aspekt. Folglich sollten bei der Ableitung und Dimensionierung von Maßnahmen sämtliche Stabilitätsaspekte der Kurzzeitstabilität, wie z.B. die Spannungs- und Polradwinkelstabilität, berücksichtigt werden. Hieraus ergeben sich teilweise Fragestellungen, die in der aktuellen Struktur des Roadmap-Prozesses in anderen AGs zu verorten sind:

- Wie können Systembedarfe zur Beherrschung von Netzauftrennungen innerhalb der ersten Netzperiode (< 20 ms) bestimmt werden? (AG 3)
- Welche Anforderungen entstehen an die Spannungsregelung bzw. welche Blindleistungs-/Blindstrombedarfe ergeben sich infolge von Netzauftrennungen? (AG 2)
- Wie können die unterschiedlichen Systemanforderungen (Spannungs-, Frequenz- und Winkelstabilität) zusammengeführt bzw. gegeneinander priorisiert werden? (AG 1, 2, 3)
- In welcher Weise lassen sich die elementaren Anforderungen an die Kurzzeitstabilität in einem integralen Ansatz betrachten?
- Im Zuge eines Versorgungswiederaufbaus können UFLA nur die Rolle der ultima ratio einnehmen. Wenn für Großstörungen aus dem Verbundbetrieb heraus neue Festlegungen für die netzsicherheitsbasierte Primärregelung (z.B. Ansprechgeschwindigkeit, Gesamtsumme eingesetzter Leistungen z.B. auch von Lasten bei LFSM-U) getroffen werden, wie kann dann sichergestellt werden, dass damit auch Versorgungswiederaufbau-Situationen adäquat und stabil unterstützt werden? (AG 1, 4)

Überführung in die Roadmap. Diese offenen Punkte und Schnittstellen sollen in der Roadmap Systemstabilität durch übergreifende Prozesse, sogenannten Verbindende Prozesse der Systemstabilität abgebildet werden. Die hier gezeigte Auflistung soll als Input zur Ableitung dieser Prozesse dienen.

Literaturverzeichnis

- [1] E. Kommission, *NC ER (2017/2196): Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes*, Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union, 2017.
- [2] H. Lens, *IFK Uni Stuttgart*, k.A..
- [3] Unruh, Nuschke, Strauss und Welk, „Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods,“ *Journal MDPI energies*, 20. Mai 2020.
- [4] Rosso, Wang, Liserre, Lu und Engelken, „Grid-forming converters: control approaches, grid synchronization, and future trends - a review,“ *IEEE Open Journal of Industry Applications vol. 2*, 2021.
- [5] Nuschke, „Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz,“ *Fraunhofer IEE / Technische Universität Braunschweig (Dissertationschrift, unterstützt durch Netzregelung 2.0)*, 20. Mai 2022.
- [6] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes,“ 2022.
- [7] Rogalla, Greulich, Lehner, Lens, Ernst, Schaupp, Singer, Ungerland, Schöll, Denninger und Salman, „Grid forming converters in interconnected systems - final results from the joint research project VerbundnetzStabil,“ 2021.
- [8] FNN, „Hinweis: Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen,“ 2021.
- [9] ENTSO-E, „High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS),“ 2017.