



Metastudie zur Frequenzstabilität



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

SYS STAB 2030

SysStab2030 bündelt die Kompetenzen von Übertragungsnetzbetreibern, Forschungseinrichtungen, Industrie und Zertifizierern um die Systemstabilität in einem zunehmend stromrichterdominierten Energiesystem zu sichern. Im Zentrum steht die Frage, wie die erforderlichen Systembedarfe ermittelt und durch Erzeugungsanlagen und Verbraucher über technische Mindestanforderungen oder marktliche Beschaffung am besten gedeckt werden sollen. Das Ziel hierbei ist es, schon innerhalb des Projekts einen Branchenkonsens abzubilden, sodass die Umsetzung in den technischen Mindestanforderungen beschleunigt wird. Dieses Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wird an vielen Stellen mit der BMW-Roadmap Systemstabilität verknüpft, um sowohl Prozesse aus der BMW-Roadmap zu bedienen als auch um Ergebnisse aus der BMW-Roadmap im Verbundprojekt weiterzuverwenden. Expertinnen und Experten von insgesamt 13 geförderten sowie neun assoziierten Partnern arbeiten gemeinsam an Lösungen, um die Systemstabilität bei Fortschreiten der immensen Herausforderungen von Struktur- und Netznutzungswandel auch in Zukunft zu gewährleisten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fördert das Forschungsprojekt mit über 5 Millionen Euro.

Publikationsdetails

Bitte zitieren Sie folgendes Dokument als:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Metastudie zur Frequenzstabilität

Erstellt als Teil des Vorhabens:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Systemstabilität durch marktbasierte Systemdienstleistungen und technische Mindestanforderungen an zukünftige elektrische Anlagen

Version 1.0

22.06.2026



Unter diesem QR Code
steht diese Publikation
als PDF-Download zur
Verfügung

Kontakt:

www.sysstab2030.de

sysstab2030@amprion.net

Autoren:

Universität Stuttgart:	Svenja Eberspächer, Prof. Dr. Hendrik Lens
Universität Kassel:	Walter Schittek
TU Braunschweig:	Sofie Brammer
50Hertz Transmission GmbH:	Dr. René Suchantke
TransnetBW GmbH:	Luis Piepka

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Danksagung

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert:

Bewilligungszeitraum: 01.07.2024 – 31.12.2026

Förderkennzeichen: 03EI6122

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis.....	vi
1 Frequenzstabilität als Beitrag zur Systemstabilität.....	1
1.1 Definition von Frequenzstabilität.....	1
1.2 Frequenz-Wirkleistungsregelung.....	4
1.3 Best Practice internationaler Netzbetreiber: Fast Frequency Response.....	8
1.4 Überblick zu Metriken mit Bezug zur Frequenzstabilität.....	10
1.5 Metriken zur Bewertung der Frequenzstabilität.....	11
2 Real aufgetretene Ereignisse mit Gefährdung der Frequenzstabilität - System Splits	15
2.1 Italien (2003).....	15
2.2 CE (2006)	16
2.3 Türkei (2015)	16
2.4 Balkan (2021)	17
2.5 Iberische Halbinsel (2021)	17
2.6 Zusammenfassung	18
3 Momentanreserve als Voraussetzung für Frequenzstabilität	18
3.1 Zusammenhang zwischen Momentanreserve und Frequenz.....	19
3.2 Handlungsbedarf durch Energiewendeziele.....	21
3.3 Der Begriff Trägheit im Zusammenhang mit Momentanreserve in der Literatur und im Projekt SysStab2030.....	23
4 Bedarfsbetrachtung für ein stabiles System der Zukunft.....	26
4.1 System Splits als bedarfsdimensionierende Ereignisse.....	26
4.2 Metriken zur Quantifizierung des Systembedarfs.....	27
4.3 Aktuelle Situation und Handhabung in Deutschland	35
4.4 Aktivitäten auf ENTSO-E-Ebene.....	44
4.5 Abdeckung der Roadmap	51
5 Potentiale verschiedener Anlagen zur Deckung des Momentanreservebedarfs. 55	55
5.1 Metriken zur Quantifizierung der Anlagenpotentiale zur Bedarfsdeckung.....	55
5.2 Trägheitsbeitrag heutiger und zukünftiger Anlagen.....	61

5.3 Trägheitsbeitrag durch Lasten und andere Erbringer mit einschränkenden Besonderheiten	63
Literaturverzeichnis.....	66

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Einteilung der Systemstabilitätsaspekte im Projekt SysStab2030	1
Abbildung 2:	Beispielhafter Frequenzverlauf nach einem Lastsprung	4
Abbildung 3:	Definition des Frequenz-Nadir [44]	15
Abbildung 4:	Zusammenhang zwischen der eingespeisten, bzw. aufgenommenen Wirkleistung und dem Differenzwinkel δ	21
Abbildung 5:	Vorzuhaltende Momentanreserveleistung für ein auslegungsrelevantes Ereignis mit Wirkleistungsungleichgewicht $\Delta P_{\text{Imbalance}}$ und den Randbedingungen maximaler RoCoF sowie RoCoF, bis zu dem Anlagen linear Momentanreserve erbringen sollen	30

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Details zu den drei Regelreserve-Produkten.....	7
Tabelle 2:	Metriken mit Bezug zur Frequenzstabilität.....	11
Tabelle 3:	Maßnahmen zur Begrenzung unzulässiger Frequenzerhöhungen [23, S. 244]	12
Tabelle 4:	Maßnahmen zur Beherrschung von Großstörungen mit Frequenzeinbruch [38].....	12
Tabelle 5:	Roadmap Systemstabilität Prozesse die mit Arbeitspaketen des SysStab2030 Projekts verknüpft sind.....	53
Tabelle 6:	Ausbau erneuerbarer Energien [75, S. 251].....	62
Tabelle 7:	Annahmen zu potenziellen Anlaufzeitkonstanten für unterschiedliche Erzeugungstechnologien [43, S. 58].....	63

1 Frequenzstabilität als Beitrag zur Systemstabilität

Die Stabilität eines Energiesystems bezeichnet dessen Fähigkeit, auch nach einer Störung wieder in einen stabilen Betriebszustand zurückzukehren. Dabei soll zu jeder Zeit ein Großteil der Systemvariablen in zulässigen Grenzen bleiben, sodass das Gesamtsystem nicht unzulässig außer Takt gerät [1].

Durch die hohe Komplexität von Energiesystemen sind Vereinfachungen und die fokussierte Betrachtung einzelner Stabilitätsaspekte für Simulationen und Analysen notwendig. Eine mögliche Einteilung in Stabilitätsaspekte, die im Rahmen des Projektes SysStab2030 weiterentwickelt wurde, ist in Abbildung 1 gezeigt. Die einzelnen Aspekte sind nicht unabhängig voneinander, lassen sich aber vereinfacht betrachtet separat untersuchen. Dies prägt auch das Vorgehen im Projekt SysStab2030.

In dieser Metastudie steht die Frequenzstabilität im Fokus, welche in Kapitel 1.1 genauer thematisiert wird. Kapitel 1.2 gibt einen Überblick darüber, wie die Frequenzregelung im europäischen Verbundnetz umgesetzt ist. In Kapitel 1.3 folgt ein Ausblick darüber, wie international mit der Problematik der sinkenden Momentanreserve im Netz im Zuge der Energiewende umgegangen wird, welche aktuell die größte Herausforderung im Bereich der Frequenzstabilität darstellt. Anschließend wird in Kapitel 1.4 ein Überblick über Metriken mit Bezug zur Frequenzstabilität gegeben, von denen in Kapitel 1.5 solche näher beschrieben werden, mit denen direkt die Frequenzstabilität bewertet werden kann.

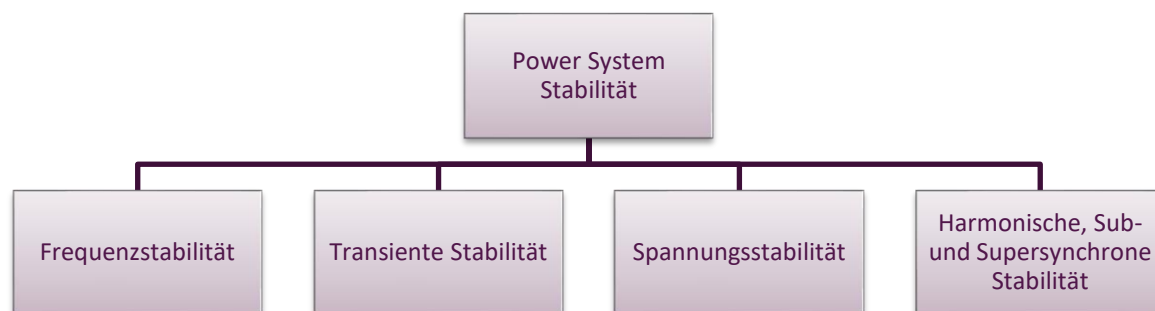


Abbildung 1: Einteilung der Systemstabilitätsaspekte im Projekt SysStab2030

1.1 Definition von Frequenzstabilität

Frequenzstabilität bezeichnet die Fähigkeit eines Energiesystems, durch die die Netzfrequenz nach einer schweren Störung einen stationären Wert wiederherstellen kann [1]. Die Frequenzstabilität in einem Energiesystem ist gewährleistet, wenn trotz Störungen die Frequenz sowie ihr Gradient, auch *RoCoF* (*Rate of Change of*

Frequency) genannt, in akzeptablen Grenzen bleiben, auf die das System, seine Komponenten und Schutzmaßnahmen ausgelegt sind. Entsprechende Robustheitsanforderungen sind in den europäischen Grid Codes (Network Codes Requirements for Generators, auch RfG) [2], [3] und deren Ausgestaltung in Deutschland, den technischen Anschlussregeln (TAR) [4], [5], [6], [7], festgelegt.

Im historisch gewachsenen, auf Synchrongeneratoren aufbauenden Netz besteht ein grundlegender Zusammenhang zwischen der Netzfrequenz f und dem *Wirkleistungsgleichgewicht* zwischen Erzeugung $P_{\text{Erzeugung}}$ und Last P_{Last} . Ein Erzeugungsüberschuss wird in die Rotationsenergie der rotierenden Massen der Synchronmaschinen eingespeichert, die rotierenden Massen beschleunigen und die Netzfrequenz steigt dementsprechend an (positiver RoCoF). Bei einem Erzeugungsdefizit wird Rotationsenergie ausgespeichert, somit bremsen die rotierenden Massen ab und die Netzfrequenz verringert sich (negativer RoCoF). Diese Leistungsanpassung wird *Momentanreserve* genannt und wird in Kapitel 3 näher thematisiert. Bei der Betrachtung von Synchronmaschinen herrscht damit ein reales Leistungsungleichgewicht zwischen mechanischer Antriebsleistung und elektrischer Leistung der Last. Ein elektrisches Wirkleistungsgleichgewicht liegt jedoch näherungsweise (Verluste durch Reibung) stets zwischen der ins Netz eingespeisten Leistung und der aus dem Netz bezogenen Leistung vor. In der Realität besteht so physikalisch gesehen in einem intakten Energiesystem prinzipbedingt insgesamt immer ein Wirkleistungsgleichgewicht, obwohl Fluktuation in Last und Erzeugung ständig präsent ist, beispielsweise durch Ab- oder Zuschalten von Lasten oder Veränderungen in der Erzeugungsleistung von Anlagen, z.B. zu Stundenwechseln.

Im Zuge der Energiewende werden immer mehr Synchronmaschinen vom Netz genommen und mehr umrichterbasierte Anlagen ans Netz angeschlossen. Um die Systemstabilität auch künftig sicherzustellen, müssen diese Anlagen ein spannungseinprägendes Verhalten analog zu Synchronmaschinen aufweisen und durch ein netzbildendes Regelungskonzept befähigt werden, Momentanreserve bereitzustellen. [8]

Auch bei einer netzbildenden, umrichterbasierten Anlage liegt stets ein elektrisches Wirkleistungsgleichgewicht zwischen eingespeister Leistung und der elektrischen Leistung der Last vor wobei hier teilweise ein fließender Übergang zwischen $P_{\text{Erzeugung}}$ und Momentanreserveleistung herrscht und diese nicht klar voneinander trennbar sind. Klar unterscheidbar sind jedoch der Sollwert der einzuspeisenden Leistung und die Momentanreserveleistung, nachdem die Differenz zwischen Soll- und Istwert der einzuspeisenden Leistung der netzbildenden, umrichterbasierten Anlage ihrer Momentanreserveleistungserbringung entspricht.

Im Folgenden soll klargestellt werden, was in dieser Metastudie mit dem Begriff *Wirkleistungsgleichgewicht* bzw. *Wirkleistungsungleichgewicht* gemeint ist. Dieses Vorgehen ist der nicht immer eindeutigen Etablierung der Begrifflichkeiten im Sprachgebrauch geschuldet, wie z. B. die sprachliche Formulierung der Momentanreserve im Entwurf eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG [9] zeigt.

In der Literatur wird der Begriff *Wirkleistungsungleichgewicht* je nach Kontext leicht unterschiedlich verwendet (siehe z.B. [10],[11],[12]), auch wenn wie beschrieben prinzipbedingt kein Wirkleistungsungleichgewicht existiert. In Bezug auf jede Regelleistungsart findet sich die Ausdrucksweise, die Regelleistung gleiche ein Wirkleistungsungleichgewicht aus. Der Begriff kann eine marktliche Komponente haben und sich auf die am Strommarkt im Voraus verhandelte Erzeugung und die prognostizierte Last zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehen. Er kann sich einerseits auf das Gesamtsystem oder andererseits nur auf einzelne Regelzonen beziehen, womit die Aussage verbunden ist, ob deren tatsächliche momentane Leistungsbilanz mit der im Voraus vereinbarten übereinstimmt. In dieser Metastudie wird der sich auf das Gesamtsystem beziehende Begriff *globales Wirkleistungsungleichgewicht* verwendet für die Differenz zwischen Erzeugung und Last, wobei Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung (siehe Kapitel 1.2) vorzeichenrichtig zu Erzeugung bzw. Last gezählt werden. Dieses wird durch Momentanreserve (Kapitel 3) instantan *ausgeglichen* und verursacht so einen von Null abweichenden RoCoF. Mit *ausgleichen* ist hier nicht gemeint, dass das globale Wirkleistungsungleichgewicht nicht mehr vorhanden ist. Durch den Verbraucherselbstregeleffekt (der Verbrauch mancher Lasten steigt mit der Frequenz leicht an), marktbasierter Primärregelung und – bei größeren Ereignissen – weiterer netzsicherheitsbasierter frequenzabhängiger Beiträge (siehe Kapitel 1.3) wird das globale Wirkleistungsungleichgewicht zunächst verringert und dann vollständig *behoben*. Abbildung 2 verdeutlicht die beschriebenen Vorgänge.

Aus dem stationären Zustand bei Nennfrequenz heraus wird ein *globales Wirkleistungsungleichgewicht* verursacht durch eine Änderung bei Erzeugung oder Verbrauch und ab dem ersten Moment t_0^+ durch Momentanreserveleistung *ausgeglichen* (aber nicht *behoben*). Dies hat einen (hier negativen) RoCoF zur Folge. Die entstehende Frequenzabweichung führt zu zunehmendem Einsatz von Primärregelleistung, die das *globale* Wirkleistungsungleichgewicht verringert und (hier) die Frequenzabweichung eingrenzen kann. Zum Zeitpunkt t_2 hat die Primärregelung einen quasistationären Zustand (RoCoF= 0) hergestellt und damit

das *globale* Wirkleistungsungleichgewicht *beheben*. Die weiterhin bestehende Frequenzabweichung zeigt an, dass die in der Regelzone (bzw. den als Netzregelverbund zusammengefassten Regelzonen) durch den Lastsprung oder Erzeugungswegfall entstandene Abweichung vom Austauschfahrplan noch nicht *beheben* ist. Das somit dort weiterhin bestehende (*nicht mehr globale*) Wirkleistungsungleichgewicht wird nach Zeitpunkt t_2 durch die Sekundärregelung in der/den Regelzonen verringert und ist zum Zeitpunkt t_3 vollständig *beheben*. Damit ist im Synchrongebiet erneut der stationäre Zustand mit Nennfrequenz und RoCoF= 0 hergestellt. Weitere Details sind [13] zu entnehmen.

Näheres zu Primär- und Sekundärregelung wird in Kapitel 1.2 beschrieben.

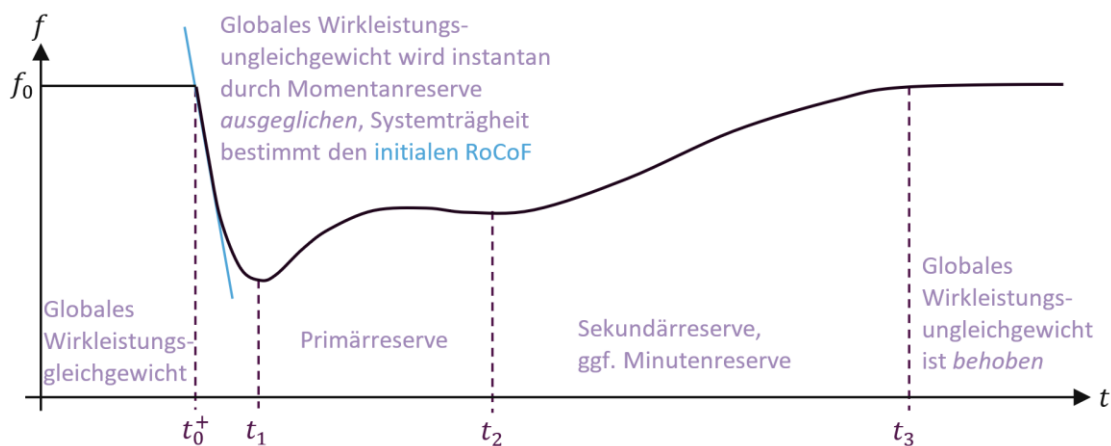


Abbildung 2: Beispielhafter Frequenzverlauf nach einem Lastsprung

1.2 Frequenz-Wirkleistungsregelung

In Kapitel 1.1 wurde beschrieben, wie ein globales Wirkleistungsungleichgewicht zu einer Veränderung der Netzfrequenz und damit zu einem Abweichen von der Nennfrequenz $f_N = 50$ Hz führt. Treten Abweichungen außerhalb eines definierten Totbands auf, wird frequenzabhängig Regelleistung abgerufen, um das ursächliche Wirkleistungsungleichgewicht zu beheben und die Frequenz schließlich auf ihren Nennwert zurückzuführen.

Ein Abruf an positiver Regelleistung, um Unterfrequenz aufgrund eines Lastüberschusses entgegenzuwirken, kann dabei durch Erhöhen der Einspeisung oder Reduzieren der Last umgesetzt werden. Ein Abruf an negativer Regelleistung, um Überfrequenz aufgrund eines Erzeugungsüberschusses entgegenzuwirken, bedeutet eine reduzierte Einspeisung oder einen erhöhten Lastbezug.

Die Behebung von Wirkleistungsungleichgewichten funktioniert über markbasierte Mechanismen, sogenannte frequenzgebundene Systemdienstleistungen (f-SDL). Anbieter, die in einem Präqualifikationsverfahren nachgewiesen haben, dass sie die

von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) festgelegten Voraussetzungen [14] erfüllen, können Regelleistung am Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt anbieten.

Ein typischer Frequenzverlauf nach einer sprunghaften Änderung der Leistung, z.B. durch Ausfall eines Kraftwerkblocks oder durch Zuschalten einer großen Last, ist in **Error! Reference source not found.** zu sehen. Zuvor bestand (vereinfacht betrachtet, kleine Schwankungen in Erzeugung und Last sind ständig präsent) ein globales Wirkleistungsgleichgewicht, Nennfrequenz wurde gehalten. Als Folge einer sprunghaften Leistungsänderung durch Lastüberschuss oder Erzeugungswegfall sinkt die Netzfrequenz ab. Der RoCoF im ersten Moment ist dabei abhängig von der Höhe des aufgetretenen Wirkleistungsungleichgewichts und der Trägheit im Netz. Bei Synchrongeneratoren hängt die Trägheit direkt mit dem Massenträgheitsmoment zusammen, bei leistungselektronisch angeschlossenen Erzeugern mit Trägheitsbeitrag dagegen mit den einprogrammierten Parametern der Regelung sowie deren Energie- und Leistungsgrenzen. Die Leistung, die so instantan aus der kinetischen Energie der rotierenden Synchrongeneratoren oder durch eine geeignete Regelung der leistungselektronischen Anlagen bereitgestellt wird, heißt Momentanreserveleistung und wird in Kapitel 3.1 näher betrachtet. Hierbei handelt es sich nicht um eine frequenzgebundene Systemdienstleistung, da nicht auf eine gemessene Abweichung der Frequenz reagiert wird, sondern die inhärente (oder einprogrammierte) Dynamik der Anlagen ursächlich ist.

Wie in Kapitel 1.1 bereits erklärt geht Momentanreserveleistung mit einer Änderung der Frequenz einher. Dies macht die Frequenz zu einem Indikator dafür, dass mehr, bzw. weniger Wirkleistung benötigt wird. Weicht die Frequenz mehr als $\pm 0,01$ Hz von f_N ab, müssen Anbieter die vereinbarte Primärregelleistung (PRL) bereitstellen [15]. Das Totband zwischen 49,99 Hz und 50,01 Hz vermeidet häufiges Hin- und Herwechseln zwischen positiver und negativer Primärregelleistung. Der englische Begriff *Frequency Containment Reserve (FCR)* für Primärregelleistung weist bereits darauf hin, dass das Ziel hier zunächst ist, die Frequenz „abzufangen“ und auf einem konstanten, ggf. von f_N abweichenden, Wert zu halten [11]. Es wird daher ein globales Wirkleistungsgleichgewicht hergestellt, wenn auch in einem anderen Arbeitspunkt als bei Nennfrequenz. Regelungstechnisch wird die bleibende Regeldifferenz durch eine P-Regelung (Proportional-Regelung) umgesetzt. Primärregelleistung wird somit proportional zur Frequenzabweichung abgerufen, wobei der Maximalwert bei einer Abweichung von $\pm 0,2$ Hz erreicht ist und ab dort konstant bleibt. Primärregelleistung wird solidarisch von Anlagen im kompletten Synchrongebiet bereitgestellt.

Um die Frequenz wieder auf Nennfrequenz zu bringen, ist zeitweise ein Wirkleistungsungleichgewicht in die entgegengesetzte Richtung als das für die Abweichung ursächliche notwendig. Das bedeutet beispielsweise, dass bei

ursprünglichem Erzeugungsüberschuss, der zu einer Frequenzerhöhung geführt hat, nun ein Erzeugungsdefizit notwendig ist, um die Nennfrequenz wieder zu erreichen. Die Rückführung auf Nennfrequenz liegt in der Verantwortung der Regelzone, in der ein Ungleichgewicht (ein Abweichen von der geplanten Wirkleistungsbilanz) aufgetreten ist. Dies wird durch die Sekundärregelleistung (SRL) übernommen, englisch *automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)* [11]. Regelungstechnisch ist dies durch eine PI-Regelung (Proportional-Integral-Regelung) umgesetzt.

Um die vorgehaltene Leistung für die Sekundärregelung für einen nächsten Einsatz frei zu machen, wird diese bei größeren Störungen von der Minutenreserve (MRL), englisch *manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)*, abgelöst [16].

Mehr Details zu den genannten drei Regelungsreserve-Produkten können Tabelle 1 entnommen werden.

In den technischen Anschlussregeln VDE-AR-N-4110 (Mittelspannung) [5], VDE-AR-N-4120 (Hochspannung) [6] und VDE-AR-N-4130 (Höchstspannung) [7] ist festgelegt, dass Erzeugungsanlagen, Speicher und steuerbare Lasten zur *netzsicherheitsbasierten Primärregelung* (PRNB), englisch *Limited Frequency Sensitive Mode Over-/Underfrequency (LFSM-O/U)*, beitragen müssen. Dies bedeutet konkret: Sie müssen die Netzfrequenz messen und ab einer Frequenzabweichung außerhalb eines einstellbaren Totbandes mit einstellbarer Statik ihre Wirkleistung proportional zur Frequenzabweichung anpassen. Totband und Statik werden vom Netzbetreiber vorgegeben oder ansonsten auf Default-Werte eingestellt. Diese sind zum Beispiel für Erzeugungsanlagen: Totband $\pm 0,2$ Hz, Statik 40 % P_{ref} je Hertz (P_{ref} : Nennwirkleistung der sich im Betrieb befindlichen Einheiten $P_{\text{b,inst}}$ oder Momentanwert der Wirkleistung P_{mom}).

Im Extremfall, wenn durch Primär- und Sekundärreserve die Frequenz nicht zurückgeführt werden kann, greift der Systemschutzplan [17]. Letztmaßnahmen umfassen dann Lastabwurf bei Unterfrequenz und die Manuelle Reduzierung von Erzeugungsleistung bei Überfrequenz.

Tabelle 1: Details zu den drei Regelreserve-Produkten

	Primärregel- leistung (PRL)	Sekundärregel- leistung (SLR)	Minutenreserve (MRL)
Englischer Begriff	Frequency Containment Reserve (FCR)	automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)	manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)
Vergütung [18] Leistungspreis = Vergütung der Leistungsvorhaltung Arbeitspreis = Vergütung der erbrachten Regelarbeit	Leistungspreis: pay-as-cleared Kein Arbeitspreis, da sich durch symmetrische Erbringung positive und negative Regelarbeit im Mittel ausgleichen	Leistungspreis: pay-as-bid (jeder Anbieter bekommt den von ihm angebotenen Betrag, nicht alle bezuschussten Anbieter das gleiche) Arbeitspreis: pay-as-cleared (alle bezuschussten Anbieter bekommen so viel wie der teuerste unter ihnen verlangt hat)	
Generierung des Sollwerts	Selbstständige Frequenzmessung, Sollwert proportional zur Frequenzabweichung [7]	Regelzonenverantwortlicher ÜNB entscheidet nach Merit Order der angebotenen Arbeitspreise, welche Anlagen aktiviert werden und übermittelt den Anlagen die entsprechenden Sollwerte. Von der Merit Order kann abgewichen werden, wenn z.B. sonst Leitungen überlastet würden. [19], [20]	
Bereitstellung der vollen Leistung nach Sollwertänderung [14]	Innerhalb von 30 Sekunden	Innerhalb von 5 Minuten	Innerhalb von 12,5 Minuten
Mindestzeit der Verfügbarkeit [14]	15 Minuten	15 Minuten	1 Stunde
Anzubietende Mindestleistung	±1 MW (symmetrisch) [21]	1 MW positiv und/oder negativ [18]	1 MW positiv und/oder negativ [18]
Präqualifizierte Anlagen: Primärenergieträger [22]	Seit Jahren: Wasserkraft > 55 %	Seit Jahren: Wasserkraft > 60 %	Seit Jahren: Wasserkraft > 35 %

	Steigender Anteil an Batteriespeichern (Januar 2026: 26 %) Sinkender Anteil an fossilen Energieträgern	Leicht steigender Anteil an Batteriespeichern (Januar 2026: 4,6 %) Biomasse $\approx$ 6 % Ansonsten v.a. fossile Energieträger (Januar 2026: 19 %)	Batteriespeicher seit 2024 minimal Biomasse $\approx$ 6 % Ansonsten v.a. fossile Energieträger (Januar 2026: 25 %)
Verantwortlichkeit für Erbringung [23]	Solidarisch: Alle Regelzonen (ÜNB) im UCTE-Netz	Durch den ÜNB der Regelzone, in der das Wirkleistungsungleichgewicht aufgetreten ist	
Bedarfs-ermittlung [11], [24], [25]	3 GW-Störfall im ENTSO-E Gebiet, aufgeteilt auf die Netzbetreiber anteilig nach Einspeisung im Vorjahr	ÜNBs legen Bedarfe eine Woche im Voraus anhand eines wahrscheinlichkeitsbasierten Ansatzes fest. Einbezogen wird die Wahrscheinlichkeit für Ungleichgewichte in der jeweiligen Regelzone, ermittelt durch historische Ungleichgewichte und Rahmenbedingungen wie Wochentag, Feiertag etc.	

1.3 Best Practice internationaler Netzbetreiber: Fast Frequency Response

Um das Energiesystem trotz des Rückgangs von Momentanreserve aus Synchrongeneratoren durch die Energiewende (siehe Kapitel 3.2) stabil zu halten, werden international unterschiedliche Strategien diskutiert und angewendet.

Neben dem Zubau von netzbildenden Anlagen, die Momentanreserve bereitstellen können, ist vor allem der Ansatz der schnellen Primärregelleistung (Fast Frequency Response, FFR) zu nennen. FFR kann Momentanreserve zwar nicht ersetzen [12], aber dabei helfen mit weniger Trägheit im Netz trotzdem innerhalb der Frequenzgrenzen zu bleiben. Die Idee dahinter ist, frequenzabhängig sehr schnell (volle Bereitstellung nicht erst nach 30 Sekunden wie bei FCR) Regelleistung abzurufen. Durch die nötige Frequenzmessung und die damit verbundene, unvermeidbare Verzögerung ist eine instantane Reaktion, wie sie die Momentanreserve bietet, nicht möglich. Der Frequenzgradient im ersten Moment nach einer Störung wird also durch FFR nicht verringert. Zudem gleicht Momentanreserve prinzipbedingt in jedem Moment genau das bestehende globale Wirkleistungsungleichgewicht aus, was durch die zugrundeliegende Dynamik der

netzbildenden Anlagen erst zu einer Frequenzänderung führt. Aufgrund von verschiedenen Verzögerungen kann Regelleistung in Abhängigkeit von der gemessenen Frequenzabweichung Momentanreserve nicht vollständig ersetzen [12]. Ähnliches gilt für Konzepte, in denen die Regelleistung abhängig von einem gemessenen RoCoF aktiviert wird. Der deutsche ÜNB Amprion urteilte sogar: „Schnelle Regelleistung kann Momentanreserveleistung daher nicht ersetzen, auch nicht anteilig.“ [12, S. 3] In [26, S. 33] wurde eine FFR mit 3 GW und einer Energiereserve für 15 s volle Leistungserbringung angenommen und für dieses Beispiel gezeigt, dass die FFR nach einem System Split „mit einem Wirkleistungsdefizit bzw. -überschuss von 20 GW in einem Teilsystem mit einer elektrischen Leistung von ca. 50% des betrachteten Verbundsystems [...] zwar das [globale] Wirkleistungsungleichgewicht [reduziert] und [...] so eine weitere Stufe des Lastabwurfs [vermieden werden kann], die Reduktion der MomR-Energie hält sich allerdings in Grenzen.“

Bereits als Marktprodukt eingeführt wurde das Konzept der FFR u.a. 2020 in den skandinavischen Ländern als *Fast Frequency Reserve* [27], in UK als *Dynamic Containment* (ebenfalls 2020) [28] und *Dynamic Moderation* (seit 2022 Teil der *Dynamic Services*) [29] und 2023 in Australien als *Very Fast Frequency Control Ancillary Services* [30]. Außerdem wird der Ansatz in weiteren Ländern verfolgt, eine Übersicht ist in [31] zu finden. Ausgewählte Beispiele und Erkenntnisse aus diesen Ländern werden im Folgenden kurz beleuchtet.

In Kanada wurde 2022–2023 in einem Pilot-Projekt [32] die prinzipielle Eignung von Batteriespeichersystemen für FFR gezeigt und Faktoren wie Preisbildung und Limitierungen betrachtet, speziell für Unterfrequenz. Die Ergebnisse fanden Eingang in die Roadmap der AESO (einer der kanadischen ÜNB) [33]. Dort wird neben einem weniger niedrigen Minimalwert der Frequenz (Nadir, siehe Kapitel 1.5) als weiterer Vorteil der FFR sogar genannt: „Lowers the RoCoF“. Dies steht im Widerspruch zur Einschätzung deutscher ÜNBs [12, S. 3], und mindestens für den initialen RoCoF nach einer sprunghaften Änderung des Winkels gilt die Behauptung der AESO prinzipbedingt nicht (siehe auch Kapitel 3.2).

Im nordischen Synchronnetz (Finnland, Schweden, Norwegen, Teile Dänemarks) wurde FFR 2020 als neues Regelleistungsprodukt eingeführt, das in Zeiten mit niedriger Momentanreserve beschafft werden soll, um die Frequenz auch dann innerhalb zulässiger Grenzen zu halten [27], [34]. Im Widerspruch zur Einschätzung deutscher ÜNBs [12, S. 3] kamen Forschungsprojekte (u.a. [35]), auf die sich ENTSO-E im Konzept zu FFR [27] bezieht, sogar zu dem Ergebnis, dass FFR eine kosteneffizientere Alternative zu einem Mindestmaß an Momentanreserve darstellt. Dabei wird allerdings nur die Einhaltung von Frequenzgrenzen betrachtet, aber hohe RoCoFs sowie die Eigenschaft von Momentanreserve, instantan in Höhe des

bestehenden globalen Wirkleistungsungleichgewicht bereitgestellt zu werden, nicht einbezogen.

FFR wird im nordischen Synchronnetz marktlich beschafft, die ausgeschriebenen Mengen richten sich dabei nach der prognostizierten Momentanreserve im jeweiligen Zeitfenster [36]. Aktuell muss bei Erreichen einer spezifizierten Frequenzgrenze (49,5 Hz, 49,6 Hz oder 49,7 Hz) innerhalb eines dazu korrespondierenden Zeitraums (0,7 s, 1,0 s oder 1,3 s) die volle angebotene Leistung bereitgestellt und für den vereinbarten Zeitraum (Kurzzeit-FFR: mindestens 5 s; Langzeit-FFR: mindestens 30 s) gehalten werden [34]. Es handelt sich also um Regelleistung, die innerhalb kurzer Zeit nach einer auftretenden Frequenzabweichung aktiviert und dann aber schnell von der FCR abgelöst wird.

Die Einschätzung, inwieweit FFR Momentanreserve anteilig ersetzen kann, unterscheidet sich stark. Insgesamt lässt sich festhalten, dass FFR Momentanreserve prinzipbedingt nicht ersetzen kann und durch die unvermeidbare Messverzögerung den initialen RoCoF nicht begrenzen kann. Allerdings kann FFR die maximale Frequenzabweichung reduzieren. Die Beurteilung, ob und in welchem Ausmaß FFR eine sinnvolle Ergänzung der Frequenz-Leistungs-Regelung im Gesamtsystem ist, muss somit einbeziehen, in welchen Grenzen sich RoCoF und Frequenzabweichungen bewegen dürfen.

1.4 Überblick zu Metriken mit Bezug zur Frequenzstabilität

Unter dem Begriff „Metrik“ wird im Rahmen dieser Metastudie ein (quantifizierbares) Maß verstanden, um bestimmte Eigenschaften eines Systems oder Prozesses zu bewerten, zu vergleichen oder zu analysieren. Eine Metrik kann Orientierung bei der Datenstrukturierung und Entscheidungsfindung bieten. Hierfür ist jedoch eine klare Definition der Metrik unerlässlich. Um für Vergleichbarkeit zu sorgen, ist die Festlegung von Randbedingungen notwendig. Ein Beispiel für eine Metrik stellt die Laufzeit eines Algorithmus dar. Hier wäre es z.B. wichtig, einen Test für Vergleichbarkeit verschiedener Algorithmen auf gleicher Hardware durchzuführen und somit für gleiche Randbedingungen zu sorgen. Im Rahmen des Projekts SysStab2030 bedeutet die Verständigung auf bedarfsdimensionierende Ereignisse in AP 4.1 das Festlegen von Randbedingungen für die Bedarfsbestimmung zur Gewährleistung der Systemstabilität.

Metriken mit Bezug zur Frequenzstabilität werden in diesem Projekt in drei verschiedene Kategorien eingeordnet, wie in Tabelle 2 gezeigt. Die dort genannten Metriken werden in den entsprechenden Unterkapiteln (siehe 1.5, 4.2 und 5.1) dieser

Metastudie ausgeführt. Die gesamte Kategorisierung ist hier aus Übersichtsgründen bereits angeführt.

Tabelle 2: Metriken mit Bezug zur Frequenzstabilität

Metriken mit Bezug zur Frequenzstabilität		
Metriken zur Bewertung der Frequenzstabilität	Metriken zur Quantifizierung des Systembedarfs an Momentanreserve	Metriken zur Quantifizierung der Anlagenpotentiale zur Momentanreserve-Bedarfsdeckung
• Einhaltung von Frequenzgrenzen • RoCoF • Frequenz-Nadir / -Zenit	• Aus Systemsicht insgesamt vorzuhaltende Momentanreserveleistung • Aus Systemsicht insgesamt vorzuhaltende Momentanreserveenergie • Netzanlaufzeitkonstante T_{Netz} • Systemträgheit $E_{\text{kin, System}}$	• Vorgehaltene Momentanreserve-leistung (bezogen auf einen auslegungsrelevanten RoCoF) / Erbrachte Momentanreserveleistung (bei einem bestimmten RoCoF) einer Anlage • Vorgehaltene / Erbrachte Momentanreserveenergie einer Anlage • Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ einer Anlage

1.5 Metriken zur Bewertung der Frequenzstabilität

Mithilfe der Metriken der Einhaltung von Frequenzgrenzen, des RoCoF und des Frequenz-Nadirs bzw. -Zenits können Aussagen zur Bewertung der Frequenzstabilität getroffen werden.

Die Angabe der Frequenz in Abhängigkeit der Zeit ($f(t)$) ist notwendig, um einen Frequenzverlauf über einen Zeitraum darstellen zu können. Die Kenntnis dieser Größe stellt eine Grundvoraussetzung für die nachfolgend aufgeführten Metriken dar.

1.5.1 Einhaltung von Frequenzgrenzen

Um das System im stabilen Betrieb zu halten, ist die Einhaltung von Frequenzgrenzen essenziell. Bei definierten Frequenzgrenzen greifen unterschiedliche Maßnahmen.

Im Network Code on Emergency and Restoration (EU Verordnung 2017/2196) [37] sind die verbindlichen Anforderungen an automatische Letztmaßnahmen auf europäischer Ebene festgelegt. Die nationale Umsetzung findet sich in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4142 [38]. Bei unzulässigen Frequenzerhöhungen

(vergleiche Tabelle 3) „gelten die Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzfrequenz bei Überfrequenz nach VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120 und VDE-AR-N 4130 (Frequenzschutz, Absenkung der Wirkleistungseinspeisung, usw.)“ [38]. Auch beim Frequenzabfall muss reagiert werden (siehe Tabelle 4). Bei den Maßnahmen gegen Unterfrequenz findet ebenfalls eine Orientierung an Frequenzgrenzwerten statt. In der Anwendungsregel VDE-AR-N 4142 *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen* [38] sind die Einteilung und die Maßnahmen bei Erreichen des Unterfrequenzbereichs bildlich dargestellt. Der automatische unterfrequenzabhängige Lastabwurf im Frequenzbereich von 49 bis 48 Hz ist in der genannten Anwendungsregel VDE-AR-N 4142 ausführlich beschrieben.

Diese Metrik bietet den Vorteil, dass der Rechenaufwand bei Prüfung des Überschreitens eines Grenzwerts verhältnismäßig gering ist.

Tabelle 3: Maßnahmen zur Begrenzung unzulässiger Frequenzerhöhungen [23, S. 244]

Frequenz in Hz	Aktion
50,0	Keine Aktion erforderlich
über 50,2	Manuelle Reduzierung von Einspeiseleistung und Zuschaltung von Lasten; Aktivierung von <i>Emergency Power Controls (EPC)</i> Funktionen von HVDCs
50,2...50,5	Beginn anteiliger, automatischer Reduzierung von Einspeiseleistung mit definierter Statik zwischen 2 % bis 12 % (LFSM-O)
51,5	Erzeugungsanlagen dürfen sich zum Eigenschutz vom Netz trennen

Tabelle 4: Maßnahmen zur Beherrschung von Großstörungen mit Frequenzeinbruch [38]

Frequenz in Hz	Aktion
50,0	Keine Aktion erforderlich
unter 49,8	Aktivierung von <i>Emergency Power Controls (EPC)</i> Funktionen von HVDCs
49,8...49,5	Beginn automatischer Reduzierung von Aufnahmeleistung mit definierter Statik 2 % bis 12 % (LFSM-U)
49,8...49,0	Abschaltung vertraglich gesicherter sofort abschaltbarer Lasten
49,8...49,0	Unverzögerte Aktivierung von Leistungsreserven, Abstellen Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb
49,2	unverzögerter Abwurf von Speicherpumpen
49,0...48,0	automatischer Unterfrequenz-Lastabwurf (ULFA) von bis zu 45 % $\pm$ 7 %-Punkte der jeweiligen Gesamtlast
unter 47,5	Abtrennen der Erzeugungsanlagen vom Netz erlaubt, Ziel: Erzeugungsanlagen fangen sich im Eigenbedarf, um für Netzwiederaufbau zur Verfügung zu stehen

1.5.2 RoCoF

Der RoCoF beschreibt die Frequenzänderungsrate (oder den *Frequenzgradienten*) df/dt .

Es können sich jedoch Unterschiede in der Auffassung ergeben, ob dies df/dt oder $\Delta f/\Delta t$ bedeutet. Eventuell treten Differenzen in der Länge des gleitenden Zeitfensters zur RoCoF-Ermittlung auf. Das Zeitfenster, über das gemittelt wird, hat dabei starke Auswirkungen auf die Ergebnisse: Kleine Zeitfenster führen zu wesentlich höheren und stärker schwankenden Werten, die bei längeren Zeitfenstern weggemittelt werden, anschaulich beschrieben in [39]. „Die Frequenzermittlung wird in Realität auf Basis der Spannungsmessung durchgeführt. Für verlässliche Frequenzwerte müssen daher mindestens 2-3 Perioden betrachtet werden [40]. Für eine robuste Frequenzmessung und zur Vermeidung von Messfehlern bzw. -unsicherheiten wird die gemessene Frequenz über ein definiertes Zeitfenster gemittelt. Die ENTSO-E gibt in [41] ein Fenster von 500 ms vor, bei dem der RoCoF mit

$$\text{RoCoF} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{f_{i+1} - f_i}{t_{i+1} - t_i}}{n} \quad (1)$$

bestimmt wird.“ [42, S. 1]

Zusätzlich kann zwischen lokalem und globalem (auch systemisch genannt) RoCoF unterschieden werden. Im Punktmodell (auch Systembilanzmodell oder summarisches Netzmodell genannt) wird über einen simplen Zusammenhang mit dem auftretenden Wirkleistungsungleichgewicht und der Systemträgheit (siehe Kapitel 4. der globale RoCoF im Frequenzschwerpunkt (engl. Centre of Inertia bzw. COI) algebraisch bestimmt. Die Frequenz im COI ergibt sich aus den lokalen Frequenzen an den Netzanschlusspunkten aller netzbildenden Anlagen folgendermaßen [62]:

$$f_{\text{COI}} = \frac{\sum_i (f_i H_i P_{N,i})}{\sum_i (H_i P_{N,i})} \quad (2)$$

Der Frequenzschwerpunkt wird bestimmt, indem die gemessene Frequenz f_i an den angeschlossenen Kraftwerken mit der Trägheit[skonstante] H_i der jeweiligen Anlagen und dessen Nennwirkleistungen $P_{N,i}$ gewichtet wird. Die Trägheitskonstante H_i einer Anlage wird in Kapitel 5.1 im Zusammenhang mit der Anlaufzeitkonstanten $T_{A,i}$ einer Anlage beschrieben.

Ein lokaler RoCoF entspricht daher der Frequenzänderungsrate an einem bestimmten Knoten im Netz.

In [43] wird in der aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern angewandten Methodik zur Bestimmung des Momentanreservebedarfs das folgende Vorgehen

gewählt: „Durch eine Begrenzung des globalen Frequenzgradienten auf 1 Hz/s, soll sichergestellt werden, dass lokal keine unzulässig hohen Frequenzgradienten auftreten, die zu einer großflächigen Netztrennung von Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern führen. Durch die Begrenzung globaler Frequenzgradienten auf $\leq \pm 1$ Hz/s kann zudem die Wirksamkeit des Systemschutzplans auch unter Berücksichtigung der erforderlichen Messzeiten für die Frequenzbestimmung, sowie der Reaktionszeiten einzelner Maßnahmen, wie z.B. Lastabwurf oder Überfrequenzleistungsreduktion, ermöglicht werden.“ [43, S. 37]

Mit der nachfolgenden Formel berechnet sich beim in [43] verwendeten Punktmodell der sich instantan einstellende RoCoF in einem (Teil-)Netz in Abhängigkeit eines auftretenden globalen Wirkleistungsungleichgewichts $\Delta P_{\text{imbalance}}$, der Systemträgheit $E_{\text{kin, System}}$, bzw. der Nennwirkleistung $P_{N,i}$ und der Anlaufzeitkonstanten $T_{A,i}$ der Anlagen mit Trägheitsbeitrag (unter Annahme von linearer Bereitstellung der Momentanreserveleistung) bei Linearisierung um die Nennfrequenz f_N :

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_{\text{imbalance}} f_N}{2E_{\text{kin, System}}} = \frac{\Delta P_{\text{imbalance}} f_N}{\sum_i (T_{A,i} P_{N,i})} \quad (3)$$

Bei den hier verwendeten Größen der Systemträgheit $E_{\text{kin, System}}$ und der Anlaufzeitkonstanten $T_{A,i}$ einer Anlage handelt es sich ebenfalls um Metriken. Diese werden in den Kapiteln 3.2, 4.2 und 5.1 ausführlich aufgegriffen. Die Erwähnung hier soll die Relevanz des RoCoF in der bisher von den Übertragungsnetzbetreibern angewandten Methodik zur Momentanreservebedarfsbestimmung [43] betonen. „Die Änderungsgeschwindigkeit der Frequenz, die auch als Frequenzgradient (engl.: Rate of Change of Frequency (RoCoF)) bezeichnet wird, ist [...] ein wichtiges Maß für die Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen, da mit zunehmenden Frequenzgradienten auch das Risiko eines Asynchronlaufs oder der Netztrennung von Anlagen steigt.“ [42, S. 8]

1.5.3 Frequenz-Nadir bzw. -Zenit

Mit Frequenz-Nadir bzw. -Zenit werden der Frequenz- und Zeitwert bei maximaler Frequenzabweichung (neg.: Nadir, pos.: Zenit) von der Nennfrequenz 50 Hz nach einer Großstörung bezeichnet (siehe Abbildung 3). Anhand des Extremwerts kann bestimmt werden, welche im Kontext der Frequenzgrenzen genannten Systemautomatiken greifen. Daraus kann abgeleitet werden, ob die Frequenzstabilität gewährleistet ist. [44] Bei Verlassen des zulässigen Frequenzbereichs ist die Gewährleistung der Frequenzstabilität nicht mehr gegeben.

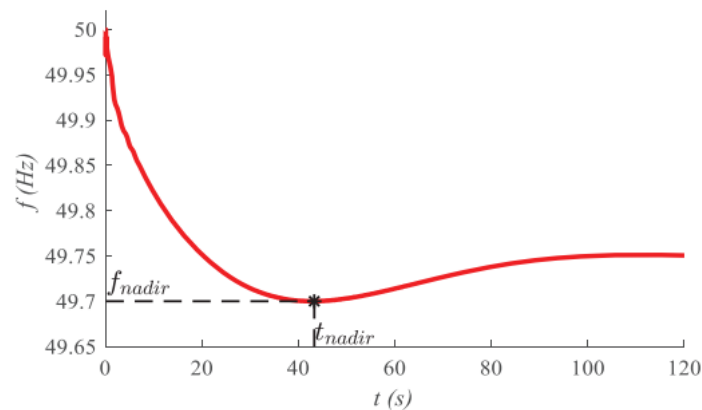


Abbildung 3: Definition des Frequenz-Nadir [44]

2 Real aufgetretene Ereignisse mit Gefährdung der Frequenzstabilität – System Splits

In den vergangenen Jahrzehnten gab es im kontinentaleuropäischen (Continental Europe, CE) Verbundsystem bereits mehrere Großstörungen, die zu einer Systemtrennung (auch System Split oder System Separation) geführt haben. Bei einem System Split zerfällt das Verbundnetz in mehrere Teilnetze, welche abhängig von dem vorherigen Transit zwischen den Teilnetzen, Teilnetze mit Erzeugungsüber- und Erzeugungsunterdeckung ergeben. Diese Ereignisse machen deutlich, dass ein System Split eine reale Gefahr für räumlich ausgedehnte Energiesysteme darstellt. Beginnend mit dem Blackout in Italien vor knapp über 20 Jahren, werden nachfolgend chronologisch Großereignisse aufgeführt, die das europäische Verbundnetz in zwei oder mehrere Teilnetze (signifikanter Größe) getrennt und durch die Trennung zu Frequenzstabilitätsproblemen geführt haben. Der System Split im November 2024 in der Türkei ist hiervon ausgenommen, da dieser auf Probleme im Energiemarkt und nicht auf dynamische Probleme zurückzuführen ist und die Türkei nach wenigen Minuten wieder mit dem Rest des kontinentaleuropäischen Netzes verbunden werden konnte.

2.1 Italien (2003)

Am 28.09.2003 hat sich das italienische Energienetz vom UCTE-Netz (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) getrennt. Eine erfolglose automatische Wiedereinschaltung (AWE) einer Freileitung, die durch einen Kurzschluss durch Vegetation ausgelöst wurde, führte nachfolgend zur Überlastung weiterer paralleler Leitungen. Das Abschalten einer zweiten Leitung führte schließlich dazu, dass Italien in eine nicht mit CE synchrone elektrische Insel gefallen ist, mit einer Wirkleistungsstörung von ca. 6,4 GW. Daraus folgten Winkel- und

Spannungsinstabilitäten die schlussendlich zum Blackout von Italien führten, der je nach Region zwischen drei und zehn Stunden andauerte. Im UCTE-Netz kam es durch Frequenzerhöhungen zur Abschaltung verschiedener Netzelemente und Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2,4 GW. Neben der Erweiterung von nationalen Guidelines und Verbesserungen des Systemschutzplans wurde der Datenaustausch zwischen benachbarten ÜNBs und die Vereinheitlichungen von verschiedenen Anforderungen verbessert. Außerdem wurde der Aufbau eines WAMS (Wide Area Monitoring System) angestoßen. Neben großen Phasenwinkeldifferenzen aufgrund von hohen Leistungsflüssen, sowie menschlichem Versagen führten die allgemeine Tendenz zur Nutzung des Netzes nahe an seinen Stabilitätsgrenzen zu dieser Großstörung. [45]

2.2 CE (2006)

Die wohl bekannteste und schwerste Frequenzstörung der letzten 20 Jahre, war der System Split des kontinentaleuropäischen Netzes, welcher das europäische Stromnetz in drei nicht-synchrone Teilnetze trennte. Am 04. November 2006 führten unzureichende Kommunikation und Synchronisation zwischen ÜNBs und die nicht-Einhaltung von n-1 Kriterien (es gab keine notwendigen numerischen Simulationen) zu einer kaskadierenden Störung durch Leitungsüberlastungen. Durch die Frequenzabweichungen nach Auftrennung wurden 17 GW an Lasten und rund 11 GW an Erzeugung im südwestlichen Teilnetz (Unterfrequenz) abgeworfen. Im nordöstlichen Teilnetz haben sich ca. 6 GW Windeinspeisung vom Netz getrennt. Die Kernursachen lagen hier in der Kombination aus hohen Transiten über lange Distanzen, der nicht-Einhaltung von Betriebs-Leitlinien und unzureichender Kommunikation zwischen ÜNBs. Als Konsequenz haben ÜNBs ihre n-1 Kriterien Neubewertet, neue Richtlinien für überregionale Koordination festgelegt und ein Echtzeit-System zum Monitoring des UCTE-Netzes eingerichtet. [46]

2.3 Türkei (2015)

Bedingt durch die nicht-Verfügbarkeit mehrerer 400 kV Leitungen in der Türkei durch Bau- und Instandhaltungsmaßnahmen, wurde die Übertragungsleistung des Energiesystems in der Türkei falsch bewertet. Generatoren, die nicht konform zu den Netzanschlussregeln waren, wurden daraufhin vom Netz getrennt, was nachfolgend zu ca. 5 GW Lastabwurf führte. Dies führte zum Verlust der Synchronität mit dem UCTE-Netz und einem Schwarzfall der Türkei. Neben der Anpassung des Lastabwurfs wurde die Ausschaltplanung und die Online-Ausfallrechnung (inkl. Auswertung der Spannungswinkel) im Control Room verbessert. Auch hier ist die Kernursache eine Kombination aus hohen Transiten über weite Distanzen und menschlichem Versagen. [47]

2.4 Balkan (2021)

Im Jahr 2021 kam es zur Trennung der Balkanhalbinsel vom restlichen kontinentaleuropäischen System. Die Hauptursache dieser Trennung war ein unerwartet hoher Lastfluss von Südost- nach Nordwesteuropa, speziell auf einem Sammelschienenkuppler in Kroatien. Diese Situation führte zur Auslösung dieses Kupplers und zu einer kaskadierten Auslösung von parallelen Leitungen aufgrund von Überstromschutzmaßnahmen. Insgesamt fielen etwa 5,25 GW an Erzeugungsleistung aus, und 0,3 GW Last mussten abgeworfen werden. Es kam außerdem zu lokalen Stromausfällen in Rumänien und der Auslösung der HGÜ-Verbindung zwischen den Netzen der ÜNBs RTE und REE aufgrund fehlerhafter Schutzparametrisierungen.

Die Lehren aus diesem Ereignis umfassen Maßnahmen wie die Korrektur und Überwachung nicht konformer Last- und Erzeugungsabschaltungen, Anpassung von Schaltanlagen-Topologien zur Reduzierung des Lastflusses auf Sammelschienenkupplern, Anpassung von Schutzgerät-Einstellungen, Verbesserung der Intraday-Prognosen zur besseren Übereinstimmung mit dem Echtzeitbetrieb sowie Überwachung und Bewertung der Winkelstabilitätsmarge kritischer Übertragungssystemkorridore in der Einsatzplanung und dem Echtzeitbetrieb. [48]

2.5 Iberische Halbinsel (2021)

Im Jahr 2021 kam es zur Trennung der Iberischen Halbinsel vom restlichen Stromnetz Europas. Diese Trennung wurde durch ein Waldbrandereignis in der Nähe einer Doppel-Leitung verursacht. Über einen Zeitraum von mehr als drei Stunden war der zuständige Übertragungsnetzbetreiber nicht von den lokalen Behörden über das Feuer informiert worden, sodass keine rechtzeitige Abschaltung der Leitungen erfolgen konnte. Das Feuer verursachte einen Kurzschluss auf einem System, gefolgt von einer erfolglosen AWE. Nach zwei Minuten schaltete sich auch das zweite System ab, erneut ohne erfolgreiche AWE. Diese Doppelauslösung führte zu einer Umverteilung der Leistungsflüsse und einer anschließenden kaskadierten Abschaltung paralleler Leitungen aufgrund von Überlastungen, was zur Trennung der Iberischen Halbinsel führte.

Die Folgen dieses Ereignisses waren der Ausfall von etwa 3,8 GW an Erzeugungsleistung und das Abwerfen von etwa 5,1 GW Last. Empfehlungen auf Basis der Analyse umfassen u.a. die Verbesserung der Datenerfassung und Überwachung der Erzeugungsabschaltungen, insbesondere auf Ebene des Verteilnetzbetreibers, die Verbesserung der Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern hinsichtlich der Schutzeinstellungen, Untersuchung

zusätzlicher SPS (System Protection Schemes) auf Transitzkorridoren, die Verbesserung und Überwachung von LFDD (Low Frequency Demand Disconnection), die Untersuchung wetterbedingter Risiken und die Überprüfung der Einstellungen für Resynchronisationseinrichtungen auf Kuppelleitungen. [49]

2.6 Zusammenfassung

Auch wenn die Ursache und Abfolge der beschriebenen Netzauftrennungen jeweils unterschiedlich waren, verbindet alle Fälle ein hoher überregionaler Wirkleistungstransport unmittelbar vor dem System Split. Menschliches Versagen war in fast allen Ereignissen ein Teil des Problems und kann auch in Zukunft nicht komplett ausgeschlossen werden.

Mit Blick auf die gravierenden Folgen muss das Ziel die Beherrschung der Netzauftrennung sein, sodass es nicht zum Systemausfall bzw. Blackout kommt. Dies ist jedoch nur möglich, wenn „ausreichend Momentanreserve, [...] ein funktionierender Systemschutzplan sowie ausreichende Robustheit der Anlagen gegenüber auftretenden Frequenz- und Spannungsänderungen sowie Winkelsprüngen“ [43, S. 37] vorhanden sind. Auf die Momentanreserve als Voraussetzung für Frequenzstabilität wird im nachfolgenden Kapitel ausführlich eingegangen.

3 Momentanreserve als Voraussetzung für Frequenzstabilität

Insgesamt müssen im Energienetz zu jedem Zeitpunkt die eingespeiste und aufgenommene Leistung im Gleichgewicht sein. Momentanreserve bezeichnet die inhärente und instantane Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht mit der passenden Wirkleistungsänderung. Aus Systemsicht existiert eine Wechselwirkung zwischen dem RoCoF und einem auftretenden globalen Wirkleistungsungleichgewicht. Momentanreserve spielt somit eine elementare Rolle hinsichtlich der Frequenzstabilität.

Der Zusammenhang zwischen Momentanreserve und Frequenz wird ausführlich in Kapitel 3.1 behandelt. Dort werden außerdem die Begriffe Momentanreserveleistung und Momentanreserveenergie eingeführt. Dies geschieht in Anlehnung an das Begleitschreiben “Bewertung der Systemstabilität” zum NEP 2037 [43] (übereinstimmend im VDE FNN Hinweis zu Anforderungen an netzbildende Eigenschaften [50]). Anschließend wird in Kapitel 213.2 dargestellt, wieso Momentanreserve notwendig ist um die Systemstabilität zu gewährleisten und wieso

mit der Energiewende in dem Bereich Handlungsbedarfe entstehen. In Kapitel 3.3 wird der Begriff der *Trägheit* beleuchtet, welcher im Zusammenhang mit Momentanreserve häufig verwendet wird.

3.1 Zusammenhang zwischen Momentanreserve und Frequenz

Wenn ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch auftritt, wird dieses instantan durch die Momentanreserveleistung ausgeglichen.

Positive Momentanreserveleistung (erhöhte eingespeiste Leistung / verringerte aufgenommene Leistung) wirkt der Phasenwinkeländerung des Netzspannungszeigers und damit dem ursächlichen Erzeugungsdefizit entgegen.

Negative Momentanreserveleistung (verringerte eingespeiste Leistung / erhöhte aufgenommene Leistung) wirkt der Phasenwinkeländerung des Netzspannungszeigers und damit dem ursächlichen Erzeugungsüberschuss entgegen.

Das zentraleuropäische Verbundnetz ist historisch gewachsen und ist stark geprägt durch das Verhalten von Synchrongeneratoren. Diese speichern bei einem globalen Wirkleistungsungleichgewicht Rotationsenergie ein, bzw. aus. Das Einspeichern von Rotationsenergie entspricht einer Beschleunigung der rotierenden Massen und damit negativer Momentanreserveleistungserbringung. Beim Ausspeichern von Rotationsenergie wird dementsprechend positive Momentanreserveleistung bereitgestellt. Diese Ein- und Ausspeichervorgänge von kinetischer Energie wirken sich auch in einer Änderung der Drehzahlen und schlussendlich auf die Netzfrequenz aus. Der Zusammenhang zwischen Momentanreserveleistung und Netzfrequenz wird im Folgenden ausführlich dargelegt.

Betrachtet man eine einzelne netzbildende Erzeugungsanlage, erklärt sich die Erhöhung der eingespeisten Leistung bei sinkender Netzfrequenz durch eine Erhöhung des Differenzwinkels δ zwischen den Spannungszeigern der Anlage und des Netzes am Anschlusspunkt der Anlage. Analog sinkt die eingespeiste Leistung bei steigender Frequenz am Anschlusspunkt und somit sinkendem Differenzwinkel. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 4 dargestellt. Die am Netzananschlusspunkt (NAP) eingespeiste, bzw. aufgenommene Wirkleistung einer Anlage ist abhängig vom Differenzwinkel δ zwischen dem internen Spannungszeiger der Anlage und dem Spannungszeiger am NAP. Je nach Leitungsimpedanz $\underline{Z}$, bzw. dem Verhältnis zwischen ohmschem und induktivem Anteil, beispielsweise ausgedrückt über den Impedanzwinkel α , spielt außerdem die Differenz zwischen der Spannungsamplitude des internen Spannungszeigers und des Spannungszeigers am NAP eine Rolle. Bei

rein induktiver Leitungsimpedanz, also einem Impedanzwinkel von $\alpha = 0^\circ$, was oft v.a. in höheren Spannungsebenen vereinfacht angenommen werden kann, fällt dieser Einfluss weg und der Zusammenhang von Wirkleistung und Differenzwinkel δ ist besonders ersichtlich. Am rechts in der Abbildung dargestellten Zeigerdiagramm lässt sich die Auswirkung eines von Null abweichenden RoCoF gut nachvollziehen. Die grundlegende Eigenschaft durch die Dynamik eines Synchrongenerators mit Massenträgheit, bzw. einer netzbildenden Regelung, ist, dass der interne Spannungszeiger nicht von jetzt auf gleich seine Frequenz sprunghaft ändert, sondern diese träge anpasst als Reaktion auf ein Ungleichgewicht zwischen der eingespeisten, bzw. aufgenommenen Leistung am NAP und deren Sollwert. Bei einer einspeisenden Anlage (δ wie in Abbildung 4 definiert positiv, $\underline{U}_{\text{int}}$ also voreilend vor $\underline{U}_{\text{NAP}}$ wie im Zeigerdiagramm dargestellt) führt ein positiver RoCoF am NAP demnach zu einem sinkenden Differenzwinkel δ und somit zu einer sinkenden eingespeisten Wirkleistung. Durch die Differenz der Wirkleistung zum Sollwert wird nun die interne Frequenz (mit der sich Spannungszeiger $\underline{U}_{\text{int}}$ dreht) steigen. Bei einem konstanten RoCoF am NAP würde sich ein neuer Arbeitspunkt bei einem niedrigeren Differenzwinkel δ und mit somit niedrigerer eingespeister Wirkleistung einstellen. Das, was im Vergleich zum Sollwert weniger an Wirkleistung eingespeist wird, ist dann negative Momentanreserveleistung als Reaktion auf eine steigende Frequenz am NAP. Nicht nur eine sich ändernde Frequenz, sondern auch eine sprungförmige Änderung von δ_{NAP} hat Einfluss auf die eingespeiste bzw. aufgenommene Wirkleistung. Bei einer sprungförmigen Winkeländerung am Netzanschlusspunkt, kommt es zu einem Synchronisierungsvorgang zwischen der netzbildenden Anlage und dem Netz. Dabei ändert sich entsprechend die Wirkleistung, was bei einem Synchrongenerator aufgrund seiner Dynamik und bei einer umrichterbasierten netzbildenden Anlage aufgrund ihrer Regelung dynamisch zu einer Veränderung der Frequenz des internen Spannungszeigers führt, welche sich wiederum auf das Netz auswirkt.

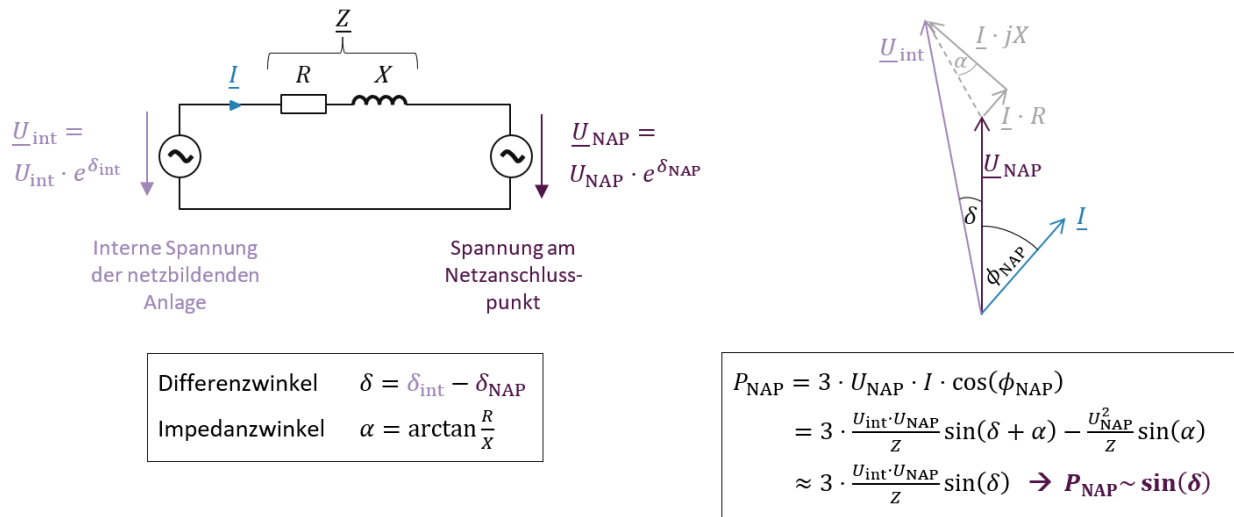


Abbildung 4: Zusammenhang zwischen der eingespeisten, bzw. aufgenommenen Wirkleistung und dem Differenzwinkel δ

Durch die Integration der Momentanreserveleistung über die Zeit ergibt sich die Momentanreserveenergie.

Nachdem die Definition von positiver und negativer Momentanreserveleistung existiert, ergibt sich hiernach auch positive und negative Momentanreserveenergie.

Sowohl Momentanreserveleistung als auch Momentanreserveenergie können aus Systemsicht und aus Anlagensicht betrachtet werden. Außerdem kann zwischen *vorzuhaltender*, bzw. *vorgehaltener* und unter definierten Umständen *abzurufender* bzw. *abgerufener* Leistung und Energie unterschieden werden. In Kapitel 4.2 zu Metriken zur Quantifizierung des Systembedarfs werden die genannten Größen aus Systemsicht und in Kapitel 5.1 zu Metriken zur Quantifizierung der Anlagenpotentiale aus Anlagensicht näher betrachtet.

3.2 Handlungsbedarf durch Energiewendeziele

Die Energiewende ist ein zentraler politischer Schwerpunkt in Deutschland, der darauf abzielt, den Übergang zu nachhaltiger Energieversorgung voranzutreiben und Kohlenstoffdioxid-Emissionen zu reduzieren. Dieser Wandel bringt eine grundlegende Veränderung des Energiesystems mit sich, der zu zahlreichen Herausforderungen und Handlungsbedarfen führt. Ein entscheidender Aspekt dabei ist die Abnahme der synchronen Erzeugung, die im konventionellen Energiesystem viele essenzielle stabilisierende Eigenschaften, wie die Bereitstellung von Momentanreserve, geliefert hat. Gleichzeitig steigen durch die zunehmend lastferne Erzeugung (wie z. B. konzentrierte Windenergie im Norden von Deutschland) und den verstärkten internationalen Stromhandel die Leistungstransite, was zu potenziell

höheren globalen Wirkleistungsgleichgewichten im Falle eines System Splits und damit einem höheren Bedarf an Momentanreserve führt.

Durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer, oft nicht-synchron-gekoppelter Energiequellen wie Wind- und Solarenergie, reduziert sich die verfügbare Momentanreserve im Netz erheblich. Diese Reserve wurde traditionell hauptsächlich durch Kraftwerksgeneratoren bereitgestellt. Studien und Analysen, wie der Netzentwicklungsplan (NEP), die Langfristanalyse (LA) und das Project Inertia Phase II auf ENTSO-E Ebene, haben diese Abnahme der Momentanreserve klar aufgezeigt.

Weniger Momentanreserve bedeutet, dass Großstörungen (beispielsweise System Splits) zukünftig schwerer zu beherrschen sein könnten, da das Netz weniger Trägheit besitzt, um schnellen Frequenzänderungen entgegenzuwirken (siehe Kapitel 3.2). Bei niedriger Trägheit ergeben sich bei einem auftretenden globalen Wirkleistungsungleichgewicht gleicher Höhe größere RoCoFs. Um genügend Zeit für die Aktivierung von Regelreserve und ggf. Letztmaßnahmen zu schaffen und somit das Schwarzfallen eines Teilnetzes zu verhindern, ist es notwendig, den RoCoF hinreichend zu begrenzen. Ein weiterer Grund für die Notwendigkeit einer Begrenzung des RoCoF sind begrenzte Robustheitsanforderungen an Frequenzgradienten der Anlagen. Ohne entsprechende Gegenmaßnahmen senkt sinkende Momentanreserve demnach die Stabilität und Resilienz des Stromnetzes.

Um die Resilienz gegenüber Wirkleistungsstörungen aufrechtzuerhalten oder sogar zu erhöhen, besteht ein signifikanter Handlungsbedarf. Dies umfasst Strategien zur Erhöhung der Momentanreserve im Netz. Dazu gehören die Integration von technischen Lösungen wie Batteriespeichern mit netzbildenden/spannungseinprägenden Regelungen und die Nutzung von inerten Lasten sowie die Weiterentwicklung von netzdienlichen Regelungen und Marktmechanismen, um den Beitrag neuer Technologieformen zur Systemstabilität zu maximieren.

Die Sicherstellung ausreichender Momentanreserve ist somit ein kritisches Element, um den Erfolg der Energiewende zu gewährleisten und gleichzeitig die Zuverlässigkeit und Stabilität des deutschen Stromnetzes auch in Zukunft sicherzustellen.

3.3 Der Begriff Trägheit im Zusammenhang mit Momentanreserve in der Literatur und im Projekt SysStab2030

In englischsprachiger Literatur wird häufig der Begriff *Inertia*, direkte Übersetzung *Trägheit*, für Momentanreserve verwendet. Die Eigenschaft *Trägheit* beschreibt nach dem 1. Newtonschen Gesetz im Allgemeinen das Bestreben von physikalischen Körpern, in einem Zustand zu verharren, solange keine äußeren Kräfte oder Drehmomente auf sie einwirken. [51]

In Bezug auf das elektrische Energiesystem geht es konkret um die Trägheit der Spannungszeiger netzbildender Anlagen, welche bei Änderungen der Spannungswinkel im Netz für begrenzt schnelle Änderungen der Frequenz sorgt, mit der sich der interne Spannungszeiger der Anlage dreht. Diese *Trägheit* bringt eine instantane Wirkleistungsreaktion auf ein auftretendes globales Wirkleistungsungleichgewicht mit sich, da sich in einem solchen Fall der Differenzwinkel ändert. Durch die nun bestehende Abweichung zwischen mechanischer Leistung (beim SG) bzw. Wirkleistungssollwert (bei leistungselektronisch gekoppelten Anlagen) und mit dem Netz ausgetauschter Wirkleistung ändert sich nach der Schwingungsgleichung auch die Frequenz, mit der sich der interne Spannungszeiger der Anlage dreht. Dies äußert sich in einer Frequenzänderung am NAP der jeweiligen Anlage. Davon zu unterscheiden ist eine regelungstechnisch aktiv ausgelöste Wirkleistungsreaktion auf eine gemessene Frequenzänderung am NAP der jeweiligen Anlage mit messbedingter, nicht vermeidbarer Verzögerung. Dies wird genauer in Kapitel 5.1.3 thematisiert.

Aufgrund von nicht konsistent verwendeten Begrifflichkeiten *echte/natürliche* und *virtuelle/synthetische* Trägheit über unterschiedliche Projekte hinweg soll hier eine Einordnung für SysStab2030 erfolgen.

So wird im Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des EnWG zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen aus dem Jahr 2020 [52] die instantane Momentanreservebereitstellung von netzbildenden Umrichtern als *synthetische Schwungmasse* bezeichnet. Dieser Auffassung steht die Definition von echter und *synthetischer Trägheit* in einem ENTSOE-Dokument zur hohen Durchdringung des Netzes mit leistungselektronisch angeschlossenen Erbringern [53, S. 14] entgegen. Hiernach wäre die instantane Momentanreservebereitstellung von netzbildenden Umrichtern als *echte Trägheit* zu klassifizieren. Im genannten ENTSOE-Dokument [53] wird die Formulierung *virtuelle/synthetische Trägheit* verwendet für die Fähigkeit einer Anlage, bei einer gemessenen Frequenzänderung einen aktiven Eingriff oder eine regelungstechnische Reaktion vorzunehmen, mit dem Ziel durch

Änderung der Wirkleistungseinspeisung oder des -bezugs einen Beitrag zur Reduktion des RoCoF zu leisten. Auf den Begriff der Trägheit im physikalischen Sinne bezogen, kommt es hier allerdings zu einer Ursache-Wirkungs-Umkehr, weil erst aufgrund einer Messung der Frequenzänderung proportional zum RoCoF mit einer Leistungsanpassung reagiert wird. Mit der Definition der Trägheit nach dem 1. Newtonschen Gesetz müsste eine Frequenzänderung auf ein ursächliches Leistungsungleichgewicht zurückgehen. Erst im zweiten Schritt erfolgt jedoch mit der Änderung der Wirkleistungseinspeisung oder -aufnahme ein Beitrag zur Reduktion der Frequenzänderung. Somit kann insgesamt eher von einer schnellen Regelleistung (Fast Frequency Response, siehe Kapitel 1.3) gesprochen werden. Eine aktiv ausgelöste Wirkleistungsreaktion auf einen gemessenen RoCoF kann z. B. von HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) Systemen, STATCOMs oder umrichtergekoppelte Erzeugungseinheiten, welche mit einer Stromregelung ausgeführt sind, bereitgestellt werden.

Auch in einem neueren Dokument aus 2024 der ENTSOE [54] wird das folgende Zitat aus [3] verwendet, welches wiederum im Widerspruch zum oben genannten ENTSOE-Dokument [53] steht: „Synthetic inertia means a prescribed electrical dynamic performance provided by a power park module or an HVDC system at its connection point with the purpose to emulate the equivalent dynamic effect of the inertia provided by a synchronous power-generating module.“ [3]

Aufgrund dieser widersprüchlichen Definitionen von echter und virtueller Trägheit wird dafür plädiert, in SysStab2030 keine Bezeichnung von echter und virtueller Trägheit fortzuführen, sondern den Schwerpunkt auf die physikalische Bedeutung von Trägheit zu legen. Als Trägheit wird daher nur eine inhärente Eigenschaft in der Dynamik einer Anlage betrachtet, nicht aber eine regelungstechnische Reaktion auf einen Messwert.

Eine weitere Formulierung mit dem Begriff *Trägheit* findet sich im EnWG (§12h Abs. 1 Satz 1 Nr. 2) [55]. Dort wird die Trägheit der lokalen Netzstabilität als eine der nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nf-SDL) genannt, die die ÜNBs durch ein marktgestütztes Verfahren beschaffen müssen.

Im Entwurf¹ eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG [9], ist die folgende Definition zu finden:

¹ Das Beschaffungskonzept ist im Januar 2026 in Kraft getreten und wurde nochmals angepasst.

„Trägheit der lokalen Netzstabilität im Sinne dieses Beschaffungskonzeptes ist eine inhärente Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um eine, ggf. auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Unter inhärenter Reaktion ist insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen (Schwungmasse) oder netzbildenden Umrichtern [...] zu verstehen, die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begrenzen. Die Momentanreserve reagiert dabei unverzüglich auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels, wirkt dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und begrenzt den Frequenzgradienten im Ursprung. Im Folgenden wird die Trägheit der lokalen Netzstabilität für die Zwecke dieses Beschaffungskonzeptes vereinfacht als Momentanreserve bezeichnet.“ [9, S. 1]

Somit wird synonym für *Trägheit der lokalen Netzstabilität* der Begriff *Momentanreserve* verwendet. Im Projekt SysStab2030 wird dies übernommen und die Begrifflichkeit *Trägheit der lokalen Netzstabilität* nicht weiterverwendet.

Sowohl aus Systemsicht als auch aus Anlagensicht gibt es eine Metrik, die mit dem Begriff Trägheit bezeichnet wird. In Kapitel 4.2.3 wird die *Systemträgheit* aus Systemsicht behandelt, in Kapitel 5.1.3 die *Trägheit einer Anlage* aus Anlagensicht.

4 Bedarfsbetrachtung für ein stabiles System der Zukunft

Um Großstörungen zukünftig technisch und ökonomisch effektiv zu vermeiden, bzw. deren negative Auswirkungen zu begrenzen, ist eine bedarfsgerechte Dimensionierung von Momentanreserve essenziell. Dieses Kapitel diskutiert, was als bedarfsdimensionierendes Ereignis angesehen wird (Kapitel 4.2) und nennt Metriken zur Quantifizierung eines Bedarfs (Kapitel 4.3). Dahingehend werden außerdem nationale (Kapitel 4.3) und internationale (Kapitel 4.4) Untersuchungen und Prozesse diskutiert und das Projekt SysStab2030 in das Gesamtvorhaben der Roadmap Systemstabilität eingeordnet (Kapitel 4.5).

4.1 System Splits als bedarfsdimensionierende Ereignisse

Wie in Kapitel 2 bereits dargestellt, gefährden Netzauftrennungen die Frequenzstabilität. Kaskadierende Schutzauslösungen und Leitungsabschaltungen können dazu führen, dass das Verbundsystem in zwei oder mehr nicht mehr synchron verbundene Teilsysteme zerfällt. Infolge einer Netzauftrennung wird der Leistungsaustausch zwischen den sich bildenden Teilnetzen unterbrochen. Dadurch treten in den Teilnetzen teilweise sehr hohe (auf das Teilsystem bezogene) globale Wirkleistungsungleichgewichte auf, welche den Auslegungsstörfall der Frequenzregelung von 3 GW deutlich überschreiten. Gleichzeitig müssen die in den Teilnetzen als global anzusehende Wirkleistungsungleichgewichte zunächst ausgeglichen und schlussendlich behoben werden. Aufgrund der Netzauftrennung steht hierzu in den Teilnetzen im Vergleich zu dem gesamten Verbundsystem weniger Momentanreserve und sonstige Regelreserven zur Verfügung. Das Ereignis der Netzauftrennung ist somit dimensionierend für den Momentanreservebedarf.

„Das Ziel bei der Beherrschung von Netzauftrennungen ist es, einen möglichen Versorgungsausfall auf kleine Teilbereiche (einzelne, sich aus der Netzauftrennung ergebende Netzeinseln) zu beschränken und einen vollständigen Ausfall des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes zu verhindern.“ [43, S. 37]

Auch wenn es sich bei System Splits in der Regel um selten auftretende Extremereignisse handelt [56, S. 5], stellt die Beherrschung von Netzauftrennungen eine große Herausforderung dar. [57, S. 16]. Dies ist vor allem auf zwei Effekte zurückzuführen. Zum einen führen die zunehmend lastferne Erzeugung sowie der verstärkte internationale Stromhandel zu steigenden Leistungstransporten über weiträumige Distanzen im Übertragungsnetz. Dadurch steigen auch die potentiell entstehenden Wirkleistungsungleichgewichte infolge einer Netzauftrennung, sodass mehr Momentanreserve benötigt wird. Zum anderen sinkt die im Netz vorhandene

Momentanreserve durch die Abschaltung großer konventioneller Kraftwerke im Zuge der Energiewende. [57, S. 16]

Untersuchungen der ENTSO-E [58] haben gezeigt, dass die Anzahl kritischer Netzsituationen und Netzauftrennungen zukünftig weiter zunimmt. Zusätzlich können unvorhersehbare Vorkommnisse zu System Splits führen. Extremwetterereignisse werden durch den Klimawandel wahrscheinlicher und können wie am 24.7.2021 Auslöser einer Netzauftrennung sein [56, S. 10]. Auch ein koordinierter Angriff auf mehrere/alle HGÜ einer Linie als Schnittstellen zur gezielten Herbeiführung eines System Split inkl. aller parallelen Drehstrom-Verbindungen, mit Erwartung eines Blackouts wäre denkbar (Terror, hybride Kriegsführung, vgl. [59]). Im Begleitschreiben „Bewertung der Systemstabilität“ zum NEP 2037 wurde der folgende Ansatz gewählt:

„Für die Festlegung der bedarfsdimensionierenden Netzauftrennungen müssen der Aufwand zur Beherrschung der Netzauftrennung und das Risiko bei einer Nicht-Beherrschung der Netzauftrennung gegeneinander abgewogen werden. Hierbei werden ausschließlich technische Kriterien herangezogen, da eine Berechnung oder Abschätzung einer Eintrittswahrscheinlichkeit eines solchen Ereignisses und darauf aufbauend eine konkrete Abschätzung von Folgekosten sehr hohen Unsicherheiten unterliegt und aus diesem Grund nicht zielführend ist.“ [43, S. 39]

Daher sucht auch der V1-Prozess der Roadmap Systemstabilität (vergleiche Kapitel 4.5.14.5) Antworten auf die folgenden Fragen [60]:

- „Welche Fehler/Netzauftrennungen sollen beherrscht werden (z. B. Global Severe [System Splits des Projekt Inertia Phase 2 der ENTSO-E], 2006, minimale Teilnetzgröße)?
- In wie vielen Stunden des Jahres sollen diese Fehler beherrscht werden (zu beachten: Eintrittswahrscheinlichkeit einer Netzauftrennung gerade in Szenarien mit hohem Leistungstransport hoch)?
- Welche Maßnahmen sind anzuwenden (z. B. Redispatch, Inkaufnahme eines Restrisikos, Netzwiederaufbau)?“ [60, S. 10]

4.2 Metriken zur Quantifizierung des Systembedarfs

An dieser Stelle soll ein Überblick zu den aus Gesamtsystemsicht relevanten Metriken im Hinblick auf eine notwendige Quantifizierung des Systembedarfs an Momentanreserve gegeben werden. Wie bereits in Kapitel 1.4 dargelegt, lassen sich Metriken mit Bezug zur Frequenzstabilität im Allgemeinen zusätzlich untergliedern in Metriken zur Bewertung der Frequenzstabilität (Kapitel 1.5), Metriken zur Quantifizierung des Systembedarfs an Momentanreserve (dieses Kapitel) und in Metriken zur Quantifizierung der Anlagenpotentiale zur Momentanreserve-

Bedarfsdeckung (Kapitel 5.1). Somit wird eine Betrachtung aus Gesamtsystemsicht und aus der Perspektive der Anlagen vollzogen. Hier ist nun der Blick auf das Gesamtsystem gerichtet und die teils bereits in den Kapiteln 3.1 und 3.2 eingeführten Begrifflichkeiten werden hier als Metriken vertieft.

4.2.1 Aus Systemsicht insgesamt vorzuhaltende Momentanreserveleistung

Um einen Systembedarf zu quantifizieren, kann aus Systemsicht betrachtet werden, welche Momentanreserveleistung insgesamt benötigt wird. Abgesehen von der Differenzierung zwischen Gesamtsystemsicht und Perspektive der Anlagen kann zusätzlich zwischen *abzurufender* und *vorzuhaltender* Momentanreserveleistung unterschieden werden. Unter der aus Systemsicht insgesamt *abzurufenden* Momentanreserveleistung ist die Leistung zu verstehen, die vom System benötigt wird, um ein „auftretende[s] Wirk[le]istungsungleichgewicht[...] instantan, d. h. ohne Zeitverzug,“ [43, S. 38] auszugleichen. Diese entspricht (bei Vernachlässigung der Unterschiede bei Verlusten im Gesamtsystem) der Höhe des auftretenden globalen Wirkleistungsungleichgewichts und muss von allen Anlagen im (Teil-)Netz gemeinsam in Summe erbracht werden. Um einen Systembedarf zu quantifizieren ist aber viel mehr die vom System *vorzuhaltende* Momentanreserveleistung von Bedeutung und wird als Metrik hier nun weiter ausgeführt.

Für definierte auslegungsrelevante Ereignisse, hier System Splits (siehe Kapitel 4.3), lässt sich die nötige (aus Systemsicht in jedem Teilnetz *vorzuhaltende*) Momentanreserveleistung bestimmen. Das im Folgenden beschriebene Vorgehen ist in Abbildung 5 zusätzlich schematisch dargestellt.

Vom Grundsatz her entspricht die aus (Teil-)Systemsicht insgesamt *vorzuhaltende* Momentanreserveleistung (bei Vernachlässigung der Unterschiede bei Verlusten im Gesamtsystem) betragsmäßig dem auftretenden globalen Wirkleistungsungleichgewicht $\Delta P_{\text{Imbalance}}$ im auslegungsrelevanten Ereignis und muss von allen Anlagen im (Teil-)Netz gemeinsam in Summe *vorgehalten* werden. Prinzipiell wird ein globaler RoCoF (siehe Formeln (1) und (2)) festgelegt, der nicht überschritten werden soll. Der Konsens liegt bei einem Wert von $\pm 1 \text{ Hz/s}$ [43, S. 37]. Durch ΔP und den festgelegten maximalen globalen RoCoF ist nach Formel (11) die nötige Systemträgheit $E_{\text{kin, System, min}}$ berechenbar.

Jedoch ist der Frequenzverlauf gerade in den ersten Sekundenbruchteilen nach einem System Split nicht global (also im kompletten Teilnetz) gleich. Das durch die Netzauftrennung herbeigeführte globale Wirkleistungsungleichgewicht in jedem Teilnetz spiegelt sich im ersten Moment nach einer Auftrennung in einer sprungförmigen Änderung des Spannungsphasenwinkels wider. Das Ausmaß dieses

Winkelsprungs an einem Knoten erfolgt abhängig der Netztopologie und der Impedanzen zwischen den sich im Teilnetz befindlichen Spannungsquellen. [26] Demnach sehen Anlagen, welche sich elektrisch nahe an der Risskante befinden, zunächst eine größere sprunghafte Änderung des Winkels, was zu einer größeren Änderung des Wirkleistungsbeitrags führt (Spannungsquellenverhalten). Die Winkelsprungleistung und die eingestellte Trägheit einer Anlage bestimmen den initialen RoCoF ihres internen Spannungszeigers. Es kommt zu lokalen Frequenzänderungen, die sich über die Zeit zu einer globalen Frequenzänderung einschwingen. Anlagen schwingen sich ausgehend von der Winkelsprungleistung auf eine RoCoF-bedingte Momentanreserveleistung ein. Lokal treten dabei im Vergleich zum globalen RoCoF wesentlich höhere Frequenzgradienten auf [42].

Wenn alle Anlagen auch bei lokalen Effekten wie stärkeren Winkelsprüngen und RoCoFs passend Momentanreserve erbringen sollen, müssen sie entsprechend ausgelegt werden. Eine Dimensionierung, die insgesamt das aus Systemsicht auftretende $\Delta P_{\text{imbalance}}$ übersteigt, ist insofern notwendig, als sich die entsprechend nötige Momentanreserveleistung initial nicht anhand der Anlaufzeitkonstanten der Anlagen, sondern anhand der Impedanzen im Teilnetz aufteilt. Daher wird während des Einschwingvorgangs das $\Delta P_{\text{imbalance}}$ zunächst überwiegend von einem Teil der netzbildenden Anlagen im Teilnetz übernommen, was dementsprechend dort eine höhere *vorgehaltene* Momentanreserveleistung je Anlage erfordert. Da man praktisch nicht vorhersagen kann, wo eine Risskante nach System Split verlaufen könnte, müssen Anlagen überall die höhere Leistung vorhalten. Die typische Forderung, z.B. in [50], ist hier eine Auslegung der Anlagen so, dass Momentanreserve bis $\pm 2 \text{ Hz/s}$ linear erbracht wird. Dies bedeutet für die Auslegung der Anlage, dass sie im Vergleich zur linearen RoCoF-bedingten Erbringung nach Synchronisierung auf einen globalen RoCoF bis zu $\pm 1 \text{ Hz/s}$ bei gleicher Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ die doppelte Momentanreserveleistung $P_{\text{MR},i}$ vorhalten muss oder alternativ bei gleicher *vorgehaltener* $P_{\text{MR},i}$ nur die halbe $T_{A,i}$ bieten könnte. In letzterem Fall wären nach Formel (9) entsprechend netzbildende Anlagen mit insgesamt mehr Nennwirkleistung notwendig, um auf die gleiche Systemträgheit $E_{\text{kin, System}}$ zu kommen. Dementsprechend führt die Forderung der linearen Erbringung bis $\pm 2 \text{ Hz/s}$ bei gleichbleibender $E_{\text{kin, System, min}}$ aus Systemsicht dazu, dass insgesamt $2 \cdot \Delta P_{\text{imbalance}}$ an Momentanreserveleistung *vorgehalten* werden muss:

$$P_{\text{MR, System, vorzuhalten}} = -2 \cdot \Delta P_{\text{imbalance}} = - \frac{\sum_i (T_{A,i} P_{N,i}) \cdot 2 \cdot \left(\pm 1 \frac{\text{Hz}}{\text{s}} \right)}{f_N} \quad (4)$$

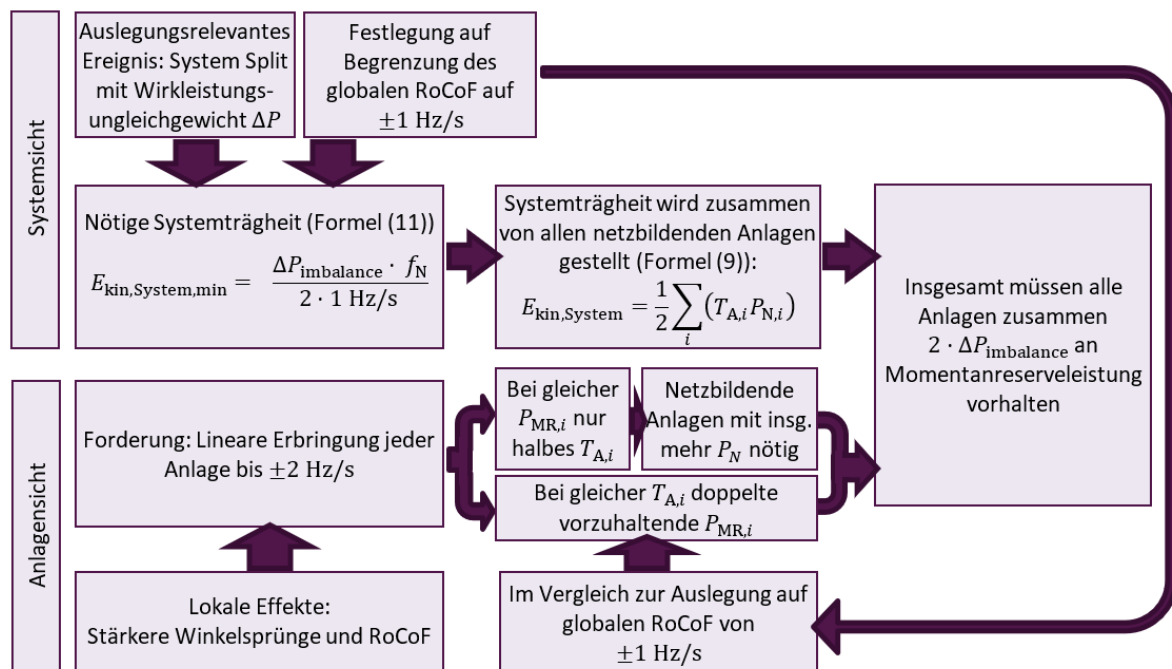


Abbildung 5: Vorzuhaltende Momentanreserveleistung für ein auslegungsrelevantes Ereignis mit Wirkleistungsungleichgewicht $\Delta P_{\text{Imbalance}}$ und den Randbedingungen maximaler RoCoF sowie RoCoF, bis zu dem Anlagen linear Momentanreserve erbringen sollen

Die aus Systemsicht insgesamt *vorzuhaltende* Momentanreserveleistung ist durch die Summe der *vorgehaltenen* Momentanreserveleistung aller Anlagen zu decken. Dabei sind Anlagenbegrenzungen zu berücksichtigen. Rotierende Maschinen, die als solche zur Momentanreserve beitragen, sind hierbei mit der Leistung zu bewerten, die sie mit ihrem T_A bei einem RoCoF von $\pm 2 \text{ Hz/s}$ erbringen.

Zusätzlich sei an dieser Stelle angemerkt, dass bei umrichterbasierten Anlagen das Zusammenspiel von Momentanreserveleistung und Momentanreserveenergie zu beachten ist. Die Forderung in [50] an alle netzbildenden Anlagen, Momentanreserveleistung vorzuhalten, die einem RoCoF von $\pm 2 \text{ Hz/s}$ entspricht, impliziert damit indirekt auch eine Forderung einer entsprechenden Energiequelle.

Da nicht sicher vorhersehbar ist, welche System Splits in Zukunft tatsächlich auftreten werden, muss eine Methodik verwendet werden, die definiert, welche System Splits beherrschbar sein sollen (z.B. unter Berücksichtigung u.a. der minimalen Teilnetzgröße, siehe [61]) und aufgeteilt nach Regionen die Bedarfe in den jeweiligen Extremfällen berechnet. Die lokale Verteilung ist also immer mit zu berücksichtigen.

Die vorzuhaltende Momentanreserveleistung ist als Metrik nur im Zusammenhang mit Randbedingungen wie einem maximalen globalen RoCoF aussagekräftig. Insofern kann ebenso die in Kapitel 4.2.3 vorgestellte Systemträgheit oder die in

Kapitel 4.2.4 vorgestellte Netzanlaufzeitkonstante verwendet werden, welche Momentanreserveleistung und RoCoF ins Verhältnis setzen.

4.2.2 Aus Systemsicht insgesamt vorzuhaltende

Momentanreserveenergie

Um einen Systembedarf zu quantifizieren, kann aus Systemsicht ebenfalls betrachtet werden, welche Momentanreserveenergie insgesamt benötigt wird. Wie bereits bei der Momentanreserveleistung angeführt, kann abgesehen von der Differenzierung zwischen Gesamtsystemsicht und Perspektive der Anlagen zusätzlich zwischen *abzurufender* und *vorzuhaltender* Momentanreserveenergie unterschieden werden. Aus Systemsicht entspricht die insgesamt abzurufende Momentanreserveenergie der über die Zeit integrierten abzurufenden Momentanreserveleistung. Um einen Systembedarf zu quantifizieren ist aber viel mehr die vom System *vorzuhaltende* Momentanreserveenergie von Interesse.

Insgesamt muss im System so viel Momentanreserveenergie *vorgehalten* werden, dass die vom System *vorzuhaltende* Momentanreserveleistung, ermittelt aus den auslegungsrelevanten Fällen, bis zum Erreichen der Frequenzgrenzen (siehe Kapitel 4.2.1) erbracht werden kann. Wie schnell sich die Frequenz dabei der Frequenzgrenze nähert, wie hoch somit der RoCoF zu welchem Zeitpunkt ist, ist dabei irrelevant. Bei hohen RoCoF wird eine höhere Momentanreserveleistung erbracht, die Frequenzgrenze ist aber schneller erreicht. Andersrum wird bei niedrigen RoCoF weniger Momentanreserveleistung benötigt, dies aber für eine längere Zeit bis Frequenzgrenzen langsam erreicht werden. Im Endeffekt muss die *vorgehaltene* Momentanreserveenergie der einzelnen Anlagen allerdings zur jeweiligen *vorgehaltenen* Momentanreserveleistung passen, sodass diese Metrik aus Systemsicht ohne weiteren Kontext wenig Aussagekraft besitzt.

Die für das Gesamtsystem *vorzuhaltende* Energie wird auch in MWs ausgedrückt, ist aber nicht mit der in Kapitel 4.2.3 definierten Systemträgheit gleichzusetzen, sondern beschreibt die nutzbare Energie im zulässigen Frequenzband des Systems.

Momentanreserveenergie bezeichnet die „Energie zur Bereitstellung von Momentanreserveleistung“ [62], entspricht also der integrierten Momentanreserveleistung über die Zeit. Der RoCoF-bedingte Anteil der Momentanreserveenergie lässt sich bei Umstellen des Integrals der zum RoCoF, hier df/dt , proportionalen Momentanreserveleistung über die Zeit auch als Integral über die Frequenz ausdrücken. Die vom System insgesamt *vorzuhaltende* Momentanreserveenergie ergibt sich dann aus dem Frequenzbereich, in dem die Momentanreserveleistung bereitzustellen ist. Sinnvolle und gängige Frequenzgrenzen orientieren sich an den Robustheitsanforderungen ggü.

Frequenzabweichungen in den TAR [4], [5], [6], [7]. Für die so festgelegten Frequenzgrenzen $f_{\min} = 47,5 \text{ Hz}$ und $f_{\max} = 52,5 \text{ Hz}$ gilt aus Systemsicht für die insgesamt *vorzuhaltende* Momentanreserveenergie:

$$E_{\text{MR,pos,grenz}} = \int_{f_{\min}}^{f_N} \frac{T_{\text{Netz}} \sum P_{N,i}}{f_N} df = \frac{T_{\text{Netz}} \sum P_{N,i}}{f_N} 2,5 \text{ Hz} \quad (5)$$

$$E_{\text{MR,neg,grenz}} = - \int_{f_N}^{f_{\max}} \frac{T_{\text{Netz}} \sum P_{N,i}}{f_N} df = - \frac{T_{\text{Netz}} \sum P_{N,i}}{f_N} 2,5 \text{ Hz} \quad (6)$$

Hierbei sei angemerkt, dass es sich bei T_{Netz} um die Netzanlaufzeitkonstante (siehe Kapitel 4.2.4) handelt, die in diesem Zusammenhang mit Normierung auf $\sum P_{N,i}$ (siehe Formel(12)) zu berechnen ist.

Die angegebenen Formeln erfassen nur Wirkleistungsbeiträge, die im Zuge einer monotonen Frequenzbewegung entstehen, also u.U. nicht alle dynamischen Wirkleistungsbeiträge einzelner Anlagen in der Nähe der Risskante. Die vom System *vorgehaltene* Momentanreserveenergie muss durch die Summe der *vorgehaltenen* Momentanreserveenergie aller Anlagen gedeckt werden. Dabei sind Anlagenbegrenzungen und -auslegungen zu berücksichtigen. Jede Anlage muss entsprechend ihrer Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ (siehe Kapitel 5.1) Momentanreserveleistung und -energie vorhalten (siehe Metrik-Beschreibungen in Kapitel 5.1), um in der Lage zu sein, im geforderten Bereich (bezogen auf Frequenzgrenzen und RoCoF) Momentanreserve zu erbringen. Dies ist leicht zu verstehen, indem man ein Extrembeispiel heranzieht: Ist die *vorgehaltene* Momentanreserveleistung auf verschiedene Anlagen aufgeteilt, ist es nicht sinnvoll, wenn die komplette Momentanreserveenergie in nur einer Anlage in z.B. einem einzelnen großen Batteriespeicher verortet ist. Stattdessen muss bei umrichterbasierten Anlagen die *vorgehaltene* Momentanreserveenergie Hand in Hand mit der Momentanreserveleistung (und dem RoCoF, bis zu dem diese linear erbracht wird), bzw. der Anlaufzeitkonstanten gehen. Rotierende Maschinen, die als solche zur Momentanreserve beitragen, sind hierbei mit der zwischen Nennfrequenz und der relevanten Frequenzgrenze ein- bzw. ausgespeicherten kinetischen Energie zu bewerten. Dementsprechend ist bei der Momentanreserveenergie wie bei der Momentanreserveleistung auch die lokale Verteilung von Bedeutung.

Die aus Systemsicht *vorzuhaltende* Momentanreserveenergie ist nur in Kombination mit Randbedingungen wie den Frequenzgrenzen aussagekräftig. Über gestellte Bedingungen an RoCoF und Frequenzgrenzen sind *vorzuhaltende* Momentanreserveleistung und -energie prinzipiell ineinander umrechenbar.

4.2.3 Systemträgheit

„Die Systemträgheit $[E_{\text{kin, System}}]$ beschreibt [aus Systemsicht] die gesamte kinetische Rotationsenergie aller synchron umlaufenden Schwungmassen [und die zusätzlich von umrichterbasierten Anlagen durch ihre Regelung zur Verfügung gestellten Trägheit]. Die Systemträgheit $[E_{\text{kin, System}}]$ definiert die [globale] Frequenzänderungsrate [(RoCoF)] im Falle einer auftretenden Störung bei einem sich einstellenden [globalen Wirk]leistungsungleichgewicht.“ [43, S. 38]

Ausgehend von der Rotationsenergie eines einzelnen Synchrongenerators (Formel (17)) kann die gesamte kinetische Rotationsenergie der synchron umlaufenden Schwungmassen bei Nennfrequenz f_N wie folgt beschrieben werden [63]:

$$E_{\text{kin, System}} = \frac{1}{2} \sum_i \left(J_i \frac{\omega_N^2}{p_i^2} \right) \quad (7)$$

mit

$\omega_N = 2\pi f_N$: Elektrische Nennwinkelgeschwindigkeit bei Nennfrequenz f_N
 p_i : Polpaarzahl des jeweiligen Synchrongenerators i

Mit der Definition der Anlaufzeitkonstanten (nach [50] und [64]) für Synchrongeneratoren bei Linearisierung um f_N kann die kinetische Rotationsenergie einer synchron umlaufenden Schwungmasse umformuliert werden. Die Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ entspricht dann der Zeit, die ein Synchrongenerator mit Massenträgheitsmoment J_i benötigt, um mit Nennleistung $P_{N,i}$ aus dem Stillstand auf Nenndrehzahl zu beschleunigen:

$$T_{A,i} = J_i \frac{\omega_N^2}{P_{N,i} p_i^2} \quad (8)$$

Auch durch eine Umrichterregelung, z.B. in Form der virtuellen Synchronmaschine, kann ein Trägheitsbeitrag bereitgestellt werden. Dabei ist $T_{A,i}$ ein wählbarer Parameter der Umrichterregelung, der jedoch durch die Leistung des Umrichters und die verfügbare bzw. abregelbare Energie begrenzt ist.

Die Systemträgheit lässt sich damit insgesamt umformulieren:

$$E_{\text{kin, System}} = \frac{1}{2} \sum_i (T_{A,i} P_{N,i}) \quad (9)$$

Diese Formulierung ist auf die Gesamtheit von Synchrongeneratoren und umrichterbasierten Anlagen, die durch ihre Regelung eine ähnliche Dynamik besitzen, anwendbar. Die Systemträgheit $E_{\text{kin, System}}$ beschreibt damit aus Systemsicht die gesamte kinetische Rotationsenergie der synchron umlaufenden Schwungmassen und die zusätzlich von umrichterbasierten Anlagen durch ihre Regelung zur Verfügung gestellten Trägheit.

Der sich einstellende globale RoCoF in einem (Teil-) Netz in Abhängigkeit eines auftretenden globalen Wirkleistungsungleichgewichts $\Delta P_{\text{imbalance}}$ und der Systemträgheit $E_{\text{kin, System}}$, bzw. der Nennwirkleistungen $P_{N,i}$ und Anlaufzeitkonstanten $T_{A,i}$ der Anlagen mit Trägheitsbeitrag (unter Annahme von linearer Bereitstellung der Momentanreserveleistung) in diesem (Teil-) Netz (vergleiche [16] und [45]) ergibt sich algebraisch zu:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_{\text{imbalance}} f_N}{2 E_{\text{kin, System}}} = \frac{\Delta P_{\text{imbalance}} f_N}{\sum_i (T_{A,i} P_{N,i})} \quad (10)$$

Indem ein maximal zulässiger globaler RoCoF $\frac{df}{dt}_{\text{max}}$ definiert wird, kann die Menge an kinetischer Energie bestimmt werden, welche bei einem auftretenden globalen Wirkleistungsungleichgewicht mindestens vorhanden sein muss, um den globalen RoCoF entsprechend zu limitieren:

$$E_{\text{kin, System, min}} = \frac{\Delta P_{\text{imbalance}} f_N}{2 \frac{df}{dt}_{\text{max}}} \quad (11)$$

Der zusätzliche Mindestbedarf an kinetischer Energie ergibt sich folglich aus der Differenz zwischen benötigter Menge an kinetischer Energie für den gewählten Auslegungsfall und vorhandener kinetischer Energie.

In der aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Methodik zur Momentanreservebedarfsbestimmung (siehe [43]) kommt diese Metrik zum Tragen. Die hierbei entstehende Anforderung an eine Systemträgheit muss gemeinsam von allen Anlagen im Teilnetz mit ihren entsprechenden Anlaufzeitkonstanten und Nennwirkleistungen gedeckt werden. Durch die Orientierung am globalen RoCoF zur Beherrschung von auslegungsrelevanten System Splits wird aber die Lokalität der Vorgänge stark vereinfacht betrachtet.

4.2.4 Netzanlaufzeitkonstante

Die Trägheit eines (Teil-)Netzes kann durch die Netzanlaufzeitkonstante T_{Netz} angegeben werden.

Die Netzanlaufzeitkonstante beschreibt dabei die Trägheit aller netzbildenden Anlagen als normierte Größe, bezogen auf eine Referenzleistung. Wichtig ist, dass konsistent dieselbe Referenzleistung verwendet wird.

Wird die Netzanlaufzeitkonstante auf die Summe der Wirkleistungen aller am (Teil-) Netz befindlichen Anlagen mit Trägheitsbeitrag bezogen, ergibt sie sich zu:

$$T_{\text{Netz}} = \frac{\sum_i (T_{A,i} P_{N,i})}{\sum_i (P_{N,i})} = \frac{2 \cdot E_{\text{kin, System}}}{\sum_i (P_{N,i})} \quad (12)$$

Eine weitere mögliche Bezugsgröße ist die Netzlast P_{Netzlast} . Werden nur Synchrongeneratoren betrachtet, nicht aber netzbildende umrichterbasierte Anlagen, kann als Bezugsgröße die Summe der Nennscheinleistungen aller Synchrongeneratoren verwendet werden und es ist üblich, auch im Zähler die Anlagenzeitkonstanten mit der jeweiligen Nennscheinleistung zu verrechnen statt der jeweiligen Nennwirkleistung. Zusätzlich muss beachtet werden, dass grundsätzlich auch die synchron betriebenen motorischen Lasten neben den Synchrongeneratoren und umrichterregerten Einheiten mit Trägheitsbeitrag ebenfalls zur Systemträgheit beitragen. Ob dieser Aspekt in der Größe der Netzanlaufzeitkonstante mitberücksichtigt wird oder bereits durch den Verbraucherselbstregeleffekt abgedeckt ist, muss bei der Verwendung von T_{Netz} ebenfalls angegeben werden. [63]

Da es sich bei dieser Metrik um eine Aggregation der einzelnen Anlagen mit Trägheitsbeitrag handelt, kann das System lediglich anhand des globalen RoCoF betrachtet werden.

Dieser globale RoCoF kann bei einem gegebenen globalen Wirkleistungsungleichgewicht $\Delta P_{\text{imbalance}}$ anstatt über die Systemträgheit $E_{\text{kin, System}}$ (siehe Formel (3)) auch über die Netzanlaufzeitkonstante berechnet werden. Hier ist es dann relevant, $\Delta P_{\text{imbalance}}$ auf die selbe Referenzleistung zu beziehen wie in der Netzanlaufzeitkonstante selbst:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_{\text{imbalance}}}{\sum_i P_{N,i}} \frac{f_N}{T_{\text{Netz}}} \quad (13)$$

4.3 Aktuelle Situation und Handhabe in Deutschland

In Deutschland finden bereits seit einigen Jahren Diskussionen zur Beherrschung von Störereignissen, die über den Referenzfall einer 3 GW Wirkleistungsstörung hinausgehen, statt (siehe beispielsweise im Begleitdokument „Bewertung der Systemstabilität“ vom NEP 2019 [65]). Diese Diskussionen werden maßgeblich durch Untersuchungen in gesetzlichen Prozessen, wie beispielsweise dem Systemstabilitätsbericht, motiviert. Folgend werden die Ergebnisse der wichtigsten nationalen Prozesse und Forschungsarbeiten hierzu zusammengefasst.

VerbundnetzStabil (2017 – 2021) [66]

Das Vorhaben des Fraunhofer ISE, der TransnetBW, KACO new energy und des IFK der Uni Stuttgart befasste sich vor dem Hintergrund der Energiewende mit der Stabilität eines Verbundsystems bei sehr hoher Durchdringung mit wechselrichter-

gekoppelten Erzeugungsanlagen. „Die Formulierung der Anforderungen, die an Erzeuger und Verbraucher in stromrichterdominierten Netzen gestellt werden müssen, um ein stabiles Verbundnetzsystem zu gewährleisten“ [67], waren ein wesentliches Arbeitsziel des Vorhabens. Das zentrale wissenschaftliche und technische Ziel des Vorhabens war „die Entwicklung einer Wechselrichterregelung, die [...] ein spannungseinprägendes Verhalten besitzt und damit unmittelbar netzbildend wirkt“ [67]. Zusätzlich sollte nachgewiesen werden, „dass ein zuverlässiger Netzbetrieb mit einem sehr hohen Stromrichteranteil möglich ist“ [67].

Zunächst fand eine Betrachtung der Anforderungen an ein stabiles wechselrichterdominiertes Verbundsystem und an darin eingebundene netzbildende Wechselrichter (NBWR) statt. „Die geeignete dynamische Modellierung eines wechselrichterdominierten Verbundnetzes, die eine aussagekräftige Stabilitätsbetrachtung ermöglicht, [war ebenfalls Bestandteil] des Vorhabens [...]. Die Berücksichtigung von NBWR in äquivalenten Verteilungsnetzmodellen [stand hierbei im Vordergrund], um auch bei einem hohen Anteil an NBWR, welche auf Verteilungsnetzebene angeschlossen werden, zukünftig in Stabilitätsuntersuchungen auf Verbundnetzebene berücksichtigen zu können. [Für die] Untersuchung des Einflusses von NBWR auf die Stabilität des Verbundsystems [lag der Fokus] neben der Untersuchung im Normalbetrieb speziell auch auf dem Verhalten während Großstörungen im Netz wie etwa System-Split-Szenarien. [...] Die Verbundsystemsimulationen im Rahmen des Forschungsprojekts wurden unter Verwendung eines Benchmarknetzmodells, angelehnt an das baden-württembergische Übertragungsnetz, durchgeführt. [...] Es wurden außerdem vertikale Zweige hinzugefügt zur Berücksichtigung der Tatsache, dass die NBWR in der Regel in Verteilungsnetzen angeschlossen sind. Mit diesem Benchmarknetzmodell wurden Teilnetzbildungen und andere Ereignisse in verschiedenen Szenarien untersucht.“ [66, S. 7]

„Anhand der simulativen Methoden konnten die Projektpartner zeigen, dass für ein zuverlässiges Systemverhalten ein signifikanter Anteil netzbildender Betriebsmittel im Verbundsystem notwendig ist. [...] Damit die gewonnenen Erkenntnisse praktisch angewendet werden können, empfehlen die Partner, die aktuell gültigen Netzanschlussrichtlinien anzupassen. Erst dann könnten entsprechende Anlagen am Netz betrieben werden. [...] Das Team spricht sich auch dafür aus, schnell Mechanismen zu etablieren, mithilfe derer ein Markt für netzbildende Wechselrichter in Kundenanlagen geschaffen wird.“ [68]

„Es zeigt sich, dass die Kleinsignalstabilität erst für sehr große Anteile an netzfolgenden Wechselrichtern gefährdet ist. Dies bedeutet allerdings in der Realität ein Risiko für Gebiete mit solch großen Anteilen, sogar wenn der Anteil von netzfolgenden Wechselrichtern bezogen auf das Gesamtsystem als unkritisch

einzustufen ist. Darüber hinaus zeigen Untersuchungen zu Teilnetzbildungen, dass der zulässige Anteil an NFWR auf Grundlage des Bewertungskriteriums „maximaler RoCoF“ erwartungsgemäß stark von der Größe der Störung, jedoch nur wenig von dem Verhältnis der Anteile an Synchrongeneratoren und NBWR abhängt. Der stabile Verbundsystembetrieb ohne jegliche synchrongeneratorbasierte Einspeisung ist auf Basis dieser Untersuchungen in der Simulation möglich gewesen. Dennoch sind Unterschiede zutage getreten, die darin begründet liegen, dass das konkret implementierte NBWR-Regelungskonzept initial nur eine kleine Trägheit bereitstellt, bevor die anschließende quasistationäre Trägheitsbereitstellung dem der verglichenen Synchrongeneratoren entspricht. Im Gegensatz zu Synchrongeneratoren, deren Trägheitsbeitrag aus Netzsicht unmittelbar von der Anlaufzeit bzw. der Schwungmasse abhängt, sind NBWR-Regelungskonzepte hingegen in der Lage, eine zeitabhängige Trägheit dem Netz zur Verfügung zu stellen. Nicht näher betrachtet wurden im Projekt die Anforderungen an die auf der DC-Seite *vorgehaltene* Leistung und Energie für die NBWR (angesichts der unendlichen DC-Leistungsquellen, die im Modell angenommen wurden) sowie Fragen zur räumlichen Verteilung von NBWR. Darüber hinaus sind die Auswirkungen wirksamer Strombegrenzungen bei signifikanten Unterfrequenzereignissen und Kurzschlüssen auf die Verbundsystemstabilität als relevante Fragestellung identifiziert worden.“ [58, S. 182] Die Quantifizierung des Bedarfs an netzbildenden Anlagen und die räumliche Verteilung von Momentanreserve für einen stabilen Systembetrieb bleiben daher Forschungsgegenstand.

NEP 2035 V2021 2. Entwurf (Begleitdokument Systemstabilität) [61]

Das Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf, der vier ÜNB befasst sich mit der Bewertung der Systemstabilität des deutschen Übertragungsnetzes. Es analysiert verschiedene Stabilitätsaspekte, darunter die Spannungs- und Frequenzstabilität sowie die transiente Stabilität. Ziel ist es, die langfristigen Anforderungen an das Netz im Jahr 2035 zu ermitteln und geeignete Maßnahmen abzuleiten, um den stabilen Betrieb des Netzes sicherzustellen. Diese Analyse ist maßgeblich durch die Herausforderungen der Energiewende geprägt, insbesondere durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien und die damit verbundene zunehmende Verwendung von Umrichtertechnologie.

Die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität kombiniert stationäre Leistungsflussrechnungen und dynamische Simulationen. Zunächst werden stationäre Untersuchungen durchgeführt, um zu prüfen, ob die Netzbelastungen im Normal- und Störfall innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen liegen. Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden dynamische Ausgleichsvorgänge analysiert, die während und nach Störungen auftreten. Dies umfasst auch die Untersuchung von Frequenzgradienten und der Spannungs-Blindleistungssensitivität in verschiedenen Netzregionen sowie die Berücksichtigung von unterschiedlichen Fehlerszenarien wie Kurzschlüssen und Netzauftrennungen.

Die detaillierte Analyse der Systemstabilität für das Jahr 2035 zeigt eine Reihe von Herausforderungen und notwendige Maßnahmen auf. Die Frequenzstabilität wird durch immer höhere überregionale Leistungstransite und die Zunahme umrichtergekoppelter Erzeugungseinheiten herausgefordert. Diese Einheiten besitzen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken keine inhärente Schwungmasse, welche zur Momentanreserve beitragen könnte. Die Frequenzstabilitätsanalysen weisen auf die Notwendigkeit einer ausreichenden Momentanreserve hin, um Systemtrennungen und sprunghafte Änderungen des Phasenwinkels der Netzspannung zu beherrschen. Die Modellierungen zeigen, dass unter zukünftigen Szenarien zur Einhaltung der Frequenzstabilitätskriterien bei Last- und Erzeugungsschwankungen zusätzliche Maßnahmen notwendig sind. Hierzu zählen unter anderem eine verstärkte marktbasierende Beschaffung von Reservekapazitäten und die Anforderung an Erzeugungsanlagen, zukünftig netzstabilisierend und nicht nur energieeinspeisend zu agieren. Diese Maßnahmen sind erforderlich, um den stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes im Jahr 2035 zu gewährleisten. Die detaillierten Untersuchungen unterstreichen die Bedeutung durchdachter Planungs- und Investitionsstrategien, um zukünftigen Herausforderungen begegnen zu können.

Als resultierende Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Frequenzstabilität können die Einführung und Förderung netzbildender Erzeugungseinheiten und Regelungsverfahren und die Implementierung von marktgestützten Mechanismen zur Beschaffung und Bereitstellung von Momentanreserve und Regelenergie genannt werden. Zusätzlich sind weiterführende, detaillierte Stabilitätsanalysen notwendig, um alle potenziellen Schwachstellen im Netz zu identifizieren und zu adressieren.

Die folgenden Fragen mit Bezug zur Frequenzstabilität bleiben somit offen:

- Welche spezifischen Regelungsstrategien sind am besten geeignet, um die Frequenzstabilität mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien zu gewährleisten?
- Welche technischen und regulatorischen Maßnahmen sind notwendig, um die Einführung netzbildender Technologien zu beschleunigen?
- Wie lassen sich regionale Unterschiede in der Netzstabilität besser ausgleichen und harmonisieren?

Langfristanalyse 2030 (V2022) – Teil II: Stabilitätsanalyse [69]

Die Langfristanalyse 2030, Version 2022, der vier ÜNB untersucht die Stabilität des deutschen Übertragungsnetzes für das Jahr 2030 unter verschiedenen Szenarien. Ziel ist es, die Systembedarfe hinsichtlich Spannungs- und Frequenzstabilität zu bewerten und notwendige Maßnahmen für die transiente Stabilität abzuleiten. Die Analysen berücksichtigen eine hohe Durchdringung umrichter gespeister Erzeugung und damit verbundene Herausforderungen wie geringe Winkelträgheit der Netzgruppen und regional variierende Netzkurzschlussleistungen.

Die Untersuchung basiert auf Analysen, die das dynamische Übergangsverhalten des Systems bei Störungen bewerten. Methoden wie SCR-Screening und Simulation von Fehlerszenarien werden verwendet, um die Spannungs- und Frequenzstabilität zu bewerten. Zusätzlich werden quantitative Analysen der Blindleistungsbedarfe und die Effekte verschiedener Gegenmaßnahmen zur Sicherung der Netzintegrität durchgeführt.

Die detaillierten Untersuchungen der Langfristanalyse 2030 zeigen ein komplexes Bild der zukünftigen Netzstabilität. Zur Frequenzstabilität wurde festgestellt, dass große Herausforderungen insbesondere in Stunden mit hoher Windeinspeisung und wenig Momentanreserve bestehen. Die Beherrschung von Netzauftrennungen erfordert signifikante Bedarfe an Momentanreserve. Die Erweiterung der Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten und die Einführung marktbasierter Beschaffungsmechanismen für Momentanreserve sind

essenziell. Die detaillierte Ausgestaltung der Maßnahmen muss in weiterführenden Analysen bewertet werden, um die Wirkung spezifischer Maßnahmen sicherzustellen und die Stabilität des Übertragungsnetzes langfristig zu gewährleisten.

Als resultierende Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Frequenzstabilität können der Ausbau der Momentanreserve, die Erweiterung der technischen Anschlussregeln für Erzeuger und Großverbraucher, die Einführung von Anreizen für netzdienliches Verhalten und die Umsetzung bewährter netzbildender Regelungsverfahren für neue Erzeugungseinheiten genannt werden.

Die folgenden Fragen mit Bezug zur Frequenzstabilität bleiben somit offen:

- Wie lässt sich die momentane Netzplanung noch stärker an den zukünftigen Stabilitätsanforderungen ausrichten?
- Welche weiteren innovativen Technologien können zur Steigerung der Netzstabilität beitragen?
- Welche regulatorischen Rahmenbedingungen müssen angepasst werden, um die Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen zu erleichtern?
- Welche zusätzlichen Maßnahmen sind notwendig, um unbekannte Stabilitätsrisiken zu identifizieren und zu adressieren?

LoGlo – Lokale vs. Globale RoCoFs (07/2021 – 07/2022) [42]

Die Untersuchung der vier ÜNB mit der ef.ruhr befasst sich mit den Auswirkungen von System Splits im kontinentaleuropäischen Verbundsystem, insbesondere den daraus resultierenden RoCoF. Es wird die Beziehung zwischen globalen und lokalen Frequenzgradienten analysiert, um die Robustheitsanforderungen von Erzeugungsanlagen zu bewerten. Im Fokus stehen die Risiken, die durch unterschiedliche Frequenzverläufe und trennliniennahe Erzeuger entstehen können.

Ein dynamisches Netzmodell, das den Netzentwicklungsplan 2035 v2021 repräsentiert, wurde verwendet. Für die Untersuchung wurden Szenarien wie der System Split von 2006 und hypothetische System Splits mit einem globalen RoCoF von ca. 1 Hz/s simuliert. Lokale und globale Frequenzgradienten wurden über verschiedene Mittelungszeitfenster (150 ms, 300 ms, 500 ms) ausgewertet.

Diese Studie konzentriert sich auf die Bewertung von Frequenzgradienten nach Netzauftrennungen im kontinentaleuropäischen Verbundnetz und die daraus resultierenden Anforderungen an die Stabilitätsreserven.

Zwei Hauptszenarien wurden betrachtet: Nachbildung des europäischen System Splits von 2006 und ein hypothetischer Split mit einem globalen RoCoF von ca. 1 Hz/s. Dabei wurden lokale und globale Frequenzgradienten über verschiedene Mittelungszeiträume analysiert, um die Unterschiede zu verdeutlichen.

Die Auswertungen zeigten, dass lokale Frequenzgradienten unmittelbar nach einem System Split signifikant höher sein können als globale. Die größten Unterschiede treten unmittelbar nach dem System Split auf, insbesondere in der Nähe der Trennlinie. Der globale RoCoF variiert kaum über die verschiedenen Mittelungszeitfenster hinweg, während lokale Frequenzgradienten signifikant abweichen können. Die Höhe der Frequenzgradienten hängt maßgeblich von der elektrischen Distanz zur Trennlinie, der lokalen Verteilung von Erzeugern und Lasten sowie der Verfügbarkeit von Momentanreserve ab. Während bei einer Mittelung über 150 ms ein Verhältnis zwischen lokalen und globalen RoCoFs von bis zu 4,54 festgestellt wurde, verringerte sich dieser Wert bei 500 ms auf 1,85.

Für ein stabiles Netzmanagement nach einem System Split müssen Erzeugungsanlagen bei hohen Frequenzgradienten netzdienlich reagieren und nicht vorzeitig vom Netz gehen. Zur Sicherstellung dessen wird ein RoCoF-Zeitprofil als Robustheitsmaßnahme vorgeschlagen, das je nach Mittelungszeitfenster abgestufte Grenzwerte definiert. Angesichts der Simulationsergebnisse wurden Grenzwerte von 8 Hz/s (150 ms), 4 Hz/s (300 ms) und 2,5 Hz/s (500 ms) empfohlen.

Es ist von zentraler Bedeutung, dass zukünftig ausreichend Momentanreserve bereitgestellt und diese auch lokal adäquat verteilt wird, um große Unterschiede zwischen lokalen und globalen Frequenzgradienten zu minimieren. Dies erfordert eine umfassende Planung und Anpassung der Anschlussrichtlinien für neue Erzeugungsanlagen sowie kontinuierliche Überprüfung und Anpassung der Netzmodelle.

Diese Ergebnisse und Empfehlungen tragen dazu bei, die Netzstabilität bei Großstörungen zu verbessern und das Risiko von kaskadierenden Abschaltungen, die zu großflächigen Blackouts führen können, zu vermindern.

Die folgenden Fragen mit Bezug zur Frequenzstabilität bleiben somit offen:

- Wie kann die Präzision der Frequenzmessung unter realen Bedingungen weiter verbessert werden?
- Inwieweit wirken sich unterschiedliche Erzeugermix und Lastverhalten auf die Robustheit gegenüber System Splits aus?
- Welche spezifischen technischen Anpassungen sind notwendig, um die vorgeschlagenen RoCoF-Grenzwerte in verschiedenen Netzregionen einzuhalten?
- Wie können zukünftige Netzmodelle verfeinert werden, um noch realistischere Simulationen zu ermöglichen?
- Welche weiteren Maßnahmen sind erforderlich, um die Koordination zwischen regionalen und globalen Netzbetriebsstrategien zu optimieren?

Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve (2023) [12]

„Die Analysen im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP2035v2021) zeigen [...], dass im Fall einer Netzauftrennung (System Split) deutlich höhere Leistungsungleichgewichte auftreten und gleichzeitig aufgrund der Abschaltung konventioneller Kraftwerke weniger Momentanreserve in Deutschland vorhanden ist. Daher sind insgesamt sehr hohe Momentanreservebedarfe erforderlich, die sich zudem regional unterscheiden. Dies war Anlass für Amprion, eine Studie zur Prüfung des Bedarfs und der Ausarbeitung von Eckpunkten für ein marktgestütztes Beschaffungskonzept zu beauftragen, welches eine zeitnahe Beschaffung und Bereitstellung von Momentanreserve ermöglicht.

Hierzu wurden zunächst der zukünftige Bedarf an Momentanreserve sowie die Potenziale zur Bedarfsdeckung in Anlehnung an den NEP untersucht. Die Ergebnisse zeigen unter den zugrundeliegenden Annahmen, einen hohen zusätzlichen Bedarf, der zeitnah eine zusätzliche marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve erfordert. Angesichts der durchgeführten Bedarfs- und Potenzialanalyse erscheint es folglich sinnvoll, die von der BNetzA in 2020 festgelegte Ausnahme von der marktgestützten Beschaffung zeitnah aufzuheben und eine marktgestützte Beschaffung für Momentanreserve, insb. zur Beschleunigung der Technologieentwicklung, einzuführen. Die [...] Studie setzt sich aus zwei Teilen zusammen: Einem Abschlussbericht zum Projekt (Consentec GmbH & [Uni] Stuttgart – IFK) sowie einem Zweitgutachten (TU Braunschweig – elenia).“ [12, S. 2]

Bei der Ermittlung des Momentanreservebedarfs und den Optionen zur effizienten Deckung wurde mit einem Punktmodell zur Berechnung eines mittleren RoCoF gearbeitet. Außerdem wurden Systemauftrennungen gemäß [70] betrachtet. „[Jedoch] könnten andere Systemauftrennungen, die hier nicht betrachtet wurden, zu einem anderen Bedarf führen.“ [12, S. 6]

Für die Ausarbeitung eines marktgestützten Beschaffungskonzepts für Momentanreserve waren die verschiedenen Grundformen von marktgestützter Beschaffung zu analysieren und einzuordnen. Darüber hinaus wurde die regulierte Beschaffung als alternative Beschaffungsform betrachtet und die Vor- und Nachteile abgewogen. Die Studie kommt zu einem Vorschlag hinsichtlich des zeitlichen Vorgehens beginnend mit einem Bonussystem. Das Zweitgutachten unterscheidet sich allerdings teilweise konzeptionell.

Damit bleiben die folgenden Fragen mit Bezug zur Frequenzstabilität offen:

- Sind die betrachteten „auslegungsrelevanten“ Systemauftrennungen optimal gewählt?
- Wie ist mit den Differenzen zwischen Studie und Zweitgutachten umzugehen bzw. wie sollte Momentanreserve marktlich ideal beschafft werden?

NEP 2037 V2023 2. Entwurf (Begleitdokument Systemstabilität) [43]

Der Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2023) untersucht die Systemstabilität des deutschen Übertragungsnetzes. Er fokussiert sich auf die Herausforderungen, die durch den zunehmenden Anteil umrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen wie Windenergie und Photovoltaik entstehen. Diese Anlagen generieren oft mehr Energie als lokal benötigt wird, was zu hohen Leistungsströmen führt. Diese Belastung des Übertragungsnetzes hat signifikante Auswirkungen auf die Stabilität des Systems, insbesondere auf die transiente und Spannungsstabilität. Um diese Herausforderungen zu bewältigen, werden verschiedene Fehlerszenarien durch dynamische Simulationen untersucht.

Die Methodik des Berichts umfasst dynamische Simulationen zur Bewertung des Verhaltens und der Stabilität des Übertragungsnetzes bei verschiedenen Fehlerszenarien. Dabei wird ein Modell des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes der ENTSO-E verwendet, das die charakteristischen Eigenschaften und das dynamische Verhalten des Netzes abbildet. Zu den Szenarien gehören unter anderem Kurzschlüsse und systemweite Ausfälle einzelner Netzelemente. Die stationären Leistungsflussrechnungen dienen als Anfangswerte für die dynamischen Berechnungen. Die Frequenzanalysen werden wie auch im NEP21 in einem System-Bilanz-Modell durchgeführt.

Die Analyse ergab, dass für das Zieljahr 2037 erhebliche Systembedarfe bestehen, um die Frequenz- und Spannungsstabilität zu gewährleisten. Für die Frequenzstabilität wird die Dimensionierung der Momentanreserve analysiert. Es wurde festgestellt, dass die Bedarfe an Momentanreserve aufgrund steigender Transite und abnehmender verfügbarer Momentanreserve kontinuierlich zunehmen. Simulationsanalysen im Zeitbereich zeigen, dass die bestehende Momentanreserve nicht ausreicht, um die Stabilität bei Netzauftrennungen zu gewährleisten. Dies erfordert zusätzliche Maßnahmen wie den Einsatz neuer Technologien zur Bereitstellung von Momentanreserve. Der Bericht untersucht spezifische Szenarien, Gegenmaßnahmen und deren Auswirkungen auf die Netzstabilität. Die Notwendigkeit eines schnellen Netzausbaus und die Einführung neuer Steuerungsmechanismen wird unterstrichen, um die zukünftigen Anforderungen zu erfüllen. Die detaillierten Ergebnisse verdeutlichen die Dringlichkeit der Maßnahmen und die Komplexität der Herausforderungen, die durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Netz entstehen.

Empfohlen wird unter anderem die Erweiterung bestehender Anlagen um Kurzzeitspeicher oder zusätzliche Schwungmassen sowie die Nutzung von Potenzialen aus dem Verteilnetz. Weiterhin wird ein kontinuierliches Monitoring der Systemstabilität durch Dynamic Stability Assessments (DSA) vorgeschlagen, um

frühzeitig Risiken zu erkennen und Gegenmaßnahmen einzuleiten. Zudem wird eine Begrenzung der Wirkleistungsübertragung zur Stabilitätssicherung empfohlen.

Zu den offenen Fragen zählen die genaue Dimensionierung und Finanzierung der vorgeschlagenen Maßnahmen, die Integration neuer Technologien zur Stabilisierung des Netzes und die Abstimmung mit europäischen Nachbarn. Ebenso bleibt offen, wie schnell die empfohlenen Maßnahmen umgesetzt werden können und wie sich zukünftige Entwicklungen im Energiemarkt langfristig auf die Stabilitätsanforderungen auswirken werden.

Systemstabilitätsbericht 2023 [57]

Die Untersuchungen im Bericht analysieren die Wirksamkeit des Systemschutzplans zur Bewältigung von Frequenzabweichungen in Fällen von Über- und Unterfrequenz. Angesichts der zunehmenden Einspeisung von nicht-synchroner Erzeugung, hauptsächlich aus erneuerbaren Quellen wie Wind- und Solarenergie, nimmt die Momentanreserve ab.

Die Analysen zeigen, dass automatische Letztmaßnahmen zur Frequenzregelung, wie der Unterfrequenz-Lastabwurf (UFLA) und die Überfrequenz-Wirkleistungsabregelung (LFSM-O), unter den heutigen Bedingungen teilweise unzureichend sind. Bei Unterfrequenz können die Maßnahmen zwar häufig stabilisierend wirken, es kommt jedoch in vielen Fällen zu einem Überspringen der Frequenz. Bei Überfrequenz zeigen die Maßnahmen aufgrund langsamer Reaktionen unzureichende Systemreaktionen, die zu Verletzungen der Frequenzgrenzen führen.

Die Notwendigkeit, die Wirksamkeit dieser Schutzmaßnahmen durch verbesserte betriebliche Prozesse und technologische Weiterentwicklungen zu sichern, wird betont. Beispielsweise werden Pilotprojekte wie die Implementierung der EPC-Funktion (Emergency Power Control) an Offshore-Windparks durchgeführt, um die Regelgeschwindigkeit und Effizienz der Frequenzstabilität zu verbessern.

4.4 Aktivitäten auf ENTSO-E-Ebene

Auch auf europäischer Ebene setzen sich verschiedene Projekte mit Fragestellungen der Frequenzstabilität auseinander. Die wichtigsten Projekte werden nachfolgend kurz zusammengefasst. Dazu zählt die Untersuchung zum Systemschutzplan (System Defence Plan) auf europäischer Ebene, Studien zur allgemeinen Systementwicklung und Herausforderungen zur Stabilität im Verbundnetz (System Needs Study) und Projekte, die sich konkret mit der Frage auseinandersetzen, was ein robustes System ausmacht, welche Großstörungen es beherrschen sollte und

wie man der schwindenden Resilienz gegenüber Wirkleistungsstörungen entgegenwirken kann (Project Inertia Phase I und II).

Project Inertia Phase I (2020 – 2021) [58]

Die ENTSOE-Studie untersucht die Fähigkeit des kontinental-europäischen Übertragungssystems, System Splits in Zukunftsszenarien zu überstehen, bei denen die Gesamtträgheit des Systems reduziert und die Stromübertragung zugenommen hat. In der Vergangenheit kam es zu bedeutenden System Splits, die die Stabilität des europäischen Übertragungsnetze stark herausgefordert haben und zu teilweisen Versorgungsausfällen führten. Der Bericht hebt die Herausforderungen der Frequenzstabilität hervor, insbesondere bei System Splits mit hohem initialen globalen Wirkleistungsungleichgewicht in den Teilnetzen und niedriger Systemträgheit/Momentanreserve. Ziel des Berichts ist es, ein Bewusstsein für diese Herausforderungen zu schaffen und relevante Systemparameter zu identifizieren, um zukünftige Studien und Entscheidungen zu unterstützen.

Die Untersuchung basiert auf den TYNDP 2018 Langzeitszenarien und Marktstudien. Es werden theoretische initiale RoCoF-Werte (Rate of Change of Frequency) für verschiedene System Splits im CE-Synchronebiet berechnet. Die Analyse konzentriert sich auf die anfänglichen Bedingungen nach einer Systemauftrennung, insbesondere auf das Wirkleistungsungleichgewicht und die Momentanreserve der Teilsysteme. Der Bericht verwendet stündliche Auflösungen für das gesamte Jahr und betrachtet globale RoCoFs der relevanten Inseln nach einer Aufspaltung. In dieser Untersuchung wurde zum ersten Mal der Begriff der Global Severe System Splits (GSS) definiert, der System Splits bezeichnet, die durch absolute RoCoFs von $> 1 \text{ Hz/s}$ in beiden Teilnetzen zu einem Blackout von gesamt CE führen würden.

Dieser Bericht hebt die erheblichen Herausforderungen hervor, die durch System Splits und die damit verbundenen Frequenzinstabilitäten in zukünftigen Energieversorgungsszenarien entstehen. Die Studie zeigt, dass die Energieversorgung in Europa durch die zunehmende Integration erneuerbarer Energien und eine Verringerung der konventionellen Trägheit zunehmend anfällig für Frequenzinstabilitäten bei Großstörungen wird. Dabei ist der RoCoF ein entscheidender Indikator für die Stabilität nach System Splits. Ein hoher RoCoF reduziert die verfügbare Zeit für erforderliche Schnellregelmaßnahmen, um große Frequenzabweichungen zu verhindern.

Für Szenarien von 2025 bis 2040 identifiziert der Bericht eine zunehmende Anzahl und Schwere von Systemaufspaltungen, die dazu führen können, dass die Frequenzstabilität von Teilsystemen gefährdet wird. Insbesondere in Szenarien mit hohem Wirkleistungsungleichgewicht und niedriger Trägheit sind die RoCoF-Werte

besonders hoch, was das Risiko für unkontrollierte Abschaltungen und Blackouts erhöht.

Die Studie quantifiziert die notwendige zusätzliche Trägheit, die erforderlich ist, um die RoCoF-Werte unter dem Schwellenwert von 1 Hz/s zu halten. Dies würde bedeuten, dass bis 2025 etwa 500 GWs und bis 2040 etwa 2500 GWs an Momentanreserve benötigt werden, um die Frequenzstabilität in allen Stunden zu gewährleisten.

Um dieses Problem anzugehen, schlägt der Bericht eine Reihe von Maßnahmen vor, darunter die Bereitstellung zusätzlicher Trägheit durch umrichterbasierte Erzeugungsanlagen wie Wind, PV, Batterien und durch ÜNB-Assets wie STATCOMs mit Speicher oder rotierende Phasenschieber mit zusätzlicher Schwungmasse, die Verstärkung des Netzes und den Einsatz von DC-Übertragungsstrecken. Weiterhin wird empfohlen, die vorhandenen Schutzpläne zu überprüfen und anzupassen, um auf die erhöhten Anforderungen reagieren zu können. Eine Erhöhung der Robustheitsanforderungen von Erzeugungseinheiten und schnellere Reaktionszeiten von Schutzsystemen könnten Handlungsmöglichkeiten darstellen. Falls nötig, könnten auch Begrenzung des Stromhandels und der Einsatz von Must-Run-Einheiten zur Minderung der Risiken beitragen.

Abschließend unterstreicht der Bericht die Notwendigkeit einer koordinierten Anstrengung aller europäischen Übertragungsnetzbetreiber und Stakeholder, um wirksame Maßnahmen zur Bewältigung dieser Herausforderungen zu entwickeln. Dies umfasst technische Verbesserungen, Infrastrukturentwicklungen und den Einsatz fortschrittlicher Schutzsysteme. Die Zukunft des europäischen Stromnetzes erfordert den Aufbau eines robusten Systems, das für extreme Szenarien wie System Splits gewappnet ist.

Die folgenden Fragen mit Bezug zur Frequenzstabilität bleiben somit offen:

- Was sind akzeptable Risiken im Zusammenhang mit System Splits und deren Folgen?
- Welche konkreten Maßnahmen sind zur Bewältigung von System Splits nötig, und wie sollten diese bewertet werden?
- Wie können die derzeitigen Wiederherstellungspläne angepasst werden, um den sich ändernden Systembedingungen gerecht zu werden?
- Wie können kostengünstige Lösungen zur Unterstützung der Energiewende entwickelt und implementiert werden?
- Welche weiteren Analysen sind erforderlich, um die Auswirkungen und Kosten von schweren System Splits zu quantifizieren?

SYSTEM DEFENCE PLAN (2022) [71]

Die Untersuchungen der ENTSOE-Studie zum Systemschutzplan für das europäische Verbundnetz zielen darauf ab, die Wirksamkeit der derzeit implementierten Maßnahmen in verschiedenen Szenarien zu validieren: Spitzenlast-Szenario, niedrig-Last-Szenario und ein Szenario mit sehr hoher EE-Anlagen Einspeisung wurden untersucht. Diese Szenarien decken die Jahre 2022 und 2030 ab. Ein Schwerpunkt liegt auf der Systemfrequenz, die die „Center of Inertia“-Frequenz darstellt und aufzeigt, wie gut das System auf Frequenzänderungen reagiert. Der Plan umfasst Maßnahmen wie die automatische Trennung von regelbaren Lasten, Unterfrequenz-Lastabwurf und die Aktivierung des Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM) zur Stabilisierung der Frequenz bei kritischen Ungleichgewichten.

Für die Analyse wurde ein System-Bilanz-Modell verwendet, das die Frequenzregelungsmechanismen des synchronen europäischen Netzes, einschließlich der Primärregelung (FCR), LFSM, HVDCs, selbstregulierende Effekte von Lasten, abschaltbaren Lasten und den Unterfrequenz-Lastabwurf, modelliert. Die Analyse deckte die Jahre 2022 und 2030 in verschiedenen Lastszenarien ab: Spitzenlast, niedrige Last und Höchstlast an erneuerbaren Energien, wie sie für die untersuchten Jahre prognostiziert wurden. Dabei wurden Wirkleistungsstörungen von bis zu 10 % der Gesamtsystemlast analysiert, was bis zu 45 GW entsprechen kann.

Die Ergebnisse für 2022 und 2030 weisen darauf hin, dass die Systemfrequenzen im Rahmen der vorgegebenen Grenzen von 47,5 Hz bis 51,5 Hz gehalten werden können. Die Simulationen zeigen damit, dass der aktuelle Systemschutzplan für Frequenzungleichgewichte von bis zu ± 5 % der Gesamtsystemlast wirksam ist, solange das Stromsystem synchron verbunden bleibt (keine System Splits auftreten) und die installierte Menge nicht-konformer EE-Erzeugungseinheiten die angenommenen Werte nicht übersteigt. Kritische Maßnahmen wie die Trennung von abschaltbaren Lasten und Pumpspeichern sowie die Aktivierung von LFSM-O sind entscheidend, insbesondere da die Momentanreserve in den kommenden Jahren weiter abnehmen wird. Für Szenarien im Jahr 2030, die zukünftigen Trends wie sektorübergreifende Kopplung und höhere Anteile von erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeugen einbeziehen, bleibt der Systemschutzplan weiterhin robust.

Insgesamt unterstreichen die Ergebnisse die Notwendigkeit kontinuierlicher Überwachung und Weiterentwicklung des Systemschutzplans, um zukünftigen Herausforderungen gerecht zu werden und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zur weiteren Verbesserung des Systemschutzplans sollten die Maßnahmen zum automatischen Lastabwurf regelmäßig überprüft und aktualisiert

werden, um der sinkenden Momentanreserve durch zunehmende Einspeisung aus nicht-synchroner Erzeugung gerecht zu werden. Insbesondere ist zu empfehlen, den Limited Frequency Sensitive Mode (LFSM-0 und LFSM-U) und spezielle Regelungsfunktionen von HVDC-Systemen (EPC, SPS, ...) auszubauen. Zudem sollten potenzielle Systemauftrennungen künftig intensiver untersucht werden, um die Systemrobustheit weiter zu erhöhen.

Die folgenden Fragen mit Bezug zur Frequenzstabilität bleiben damit offen:

- Wie könnte sich eine signifikante Zunahme der dezentralen Erzeugung auf die Systemstabilität auswirken?
- Welche spezifischen zusätzlichen Maßnahmen könnten für zukünftige Szenarien mit extrem hohen EE-Anteilen erforderlich sein?
- Wie effektiv sind aktuelle Schutzmaßnahmen bei zukünftigen Systemauftrennungen?
- Welche Rolle könnten neue Technologien wie Batteriespeichersysteme zukünftig in der Frequenzregelung spielen?

System Needs Study (TYNDP 2022) – Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040 (CHAPTER 5) [72]

Das Kapitel 5 des im Zuge des ENTSOE-Regulierungsprozesses entstandenen Dokuments befasst sich mit neuen Anforderungen an das Stromsystem angesichts der steigenden Integration erneuerbarer Energien und der daraus resultierenden technischen Herausforderungen. Es wird erläutert, dass das zukünftige System mehr erneuerbare Energien auf allen Spannungsebenen integrieren und gleichzeitig die Systemstabilität gewährleisten muss. Die zunehmende Komplexität des Übertragungssystems erfordert neue Technologien und Ansätze, um Frequenzstabilität, Spannungsregelung und Engpassmanagement in Echtzeit zu gewährleisten.

Kapitel 5 des Berichtes beschreibt die neuen Anforderungen an das Stromsystem in einem zukünftigen, stärker dekarbonisierten Energiesystem, das stark auf erneuerbare Energien setzt. Die zunehmende Integration erneuerbarer Energiequellen verändert die technischen Bedürfnisse und Herausforderungen des Stromnetzes, insbesondere in Bezug auf die Frequenz- und Spannungsstabilität. Derzeit besitzen nur konventionelle Kraftwerke anhand der darin verbauten Synchrongeneratoren ein spannungseinprägendes Verhalten, welches stabilisierende Eigenschaften mit sich bringt und eine Grundvoraussetzung für ein funktionierendes Netz ist [73, S. 24]. Da immer mehr konventionelle Kraftwerke vom Netz gehen, nimmt die Resilienz des Systems gegenüber Störungen ab. Daher müssen neue Technologien wie netzbildende Wechselrichter und schnelle

Speicherlösungen entwickelt und einsatzbereit gemacht werden. Temporäre Maßnahmen wie die Begrenzung erneuerbarer Energien oder langsames Abschalten thermischer Kraftwerke könnten notwendig sein, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Die erforderlichen Lösungen müssen zusätzlich auf regionaler und europäischer Ebene koordiniert werden. Hierzu ist eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern, Forschungsinstituten und politischen Entscheidungsträgern nötig. Auch die Schaffung einer Roadmap zur Einführung neuer Technologien und zur Definition technischer Anforderungen sowie die Förderung regionaler und europaweiter Netzverstärkungsprojekte zur Unterstützung der Systemstabilität werden empfohlen.

Die folgenden Fragen mit Bezug zur Frequenzstabilität bleiben jedoch offen:

- Wie werden die neuen Technologien in das bestehende System integriert und welchen Einfluss haben sie auf die Netzstabilität?
- Welche zusätzlichen regulatorischen und politischen Maßnahmen sind erforderlich, um die Implementierung der vorgeschlagenen Lösungen zu unterstützen?
- Wie können die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der energetischen Transition bewältigt werden?
- Welche Rolle spielen nationale und regionale Unterschiede bei der Implementierung der neuen Anforderungen?
- Inwieweit müssen bestehende Netzstrukturen angepasst oder erweitert werden, um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden?

Project Inertia Phase II (First Interim Report, 2022) [56]

Dieser Bericht, „Project Inertia Phase II“, bietet eine aktualisierte Analyse der Frequenzstabilität im kontinentaleuropäischen Stromsystem unter langfristigen Szenarien (2030 und 2040). Er untersucht die Risiken, die von System Splits in Situationen mit geringer Momentanreserve ausgehen, bewertet Blackout-Risiken aufgrund von Frequenzabweichungen und schlägt Abhilfemaßnahmen zur Verbesserung der Systemstabilität vor. Die Studie verwendet ein numerisches System-Bilanz-Modell zur Bewertung der Frequenzstabilität und schlägt grundlegende und zusätzliche Lösungen für das Risikomanagement vor.

Die Studie stützt sich auf frühere Analysen unter Verwendung aktualisierter Marktszenarien (TYNDP 2022). Sie bewertet Systemsplits durch:

- Algebraische Berechnungen: Bestimmung des RoCoF aus Wirkleistungsungleichgewichten und vorhandener Momentanreserve.

- Zeitbereichssimulationen: Modellierung des Frequenzverhaltens von getrennten Teilsystemen unter Berücksichtigung von Systemschutzplanmaßnahmen.
- Szenario-Analyse: Vergleich der Ergebnisse von sechs Szenarien (2030 und 2040), um kritische System-Splits zu identifizieren.

Die Definition von Global Severe Splits (GSS) wurde hier erweitert, in dem nicht nur abs. RoCoFs > 1 Hz/s einbezogen werden, sondern auch Frequenzabweichungen unter 47,5 Hz oder über 51,5 Hz hinaus.

Der Bericht „Project Inertia Phase II“ unterstreicht die wachsenden Risiken für die Frequenzstabilität im kontinentaleuropäischen Stromnetz aufgrund der abnehmenden Momentanreserve, insbesondere in den Zukunftsszenarien für 2030 und 2040. Die Analyse bestätigt, dass sich mit abnehmender Momentanreserve die Widerstandsfähigkeit des Systems gegen größere Wirkleistungsstörungen, wie z. B. System Splits, erheblich verschlechtert. System Splits, die den Synchronbereich in einzelne Inseln aufteilen, stellen ein kritisches Risiko für Stromausfälle dar, wenn die (absolute) Frequenzänderungsrate (RoCoF) 1 Hz/s übersteigt oder wenn die Frequenzen über den akzeptablen Bereich von 47,5 – 51,5 Hz hinausgehen. Wenn eines dieser Kriterien in beiden resultierenden Subsystemen erreicht wird, spricht man von einem GSS bei dem ganz CE schwarzfallen könnte.

Die Zahl der GSS nimmt bis 2040 deutlich zu, wobei totale Stromausfälle in erster Linie aus hohen RoCoF-Werten resultieren, wobei einige Szenarien schwere Frequenzabweichungen unter 47,5 Hz oder über 51,5 Hz zeigen. Dies zeigt, dass ohne Intervention die Fähigkeit des CE-Netzes, System Splits zu überstehen, weiter abnimmt, was zu häufigeren und schwereren Stromausfällen führen kann. Totale Stromausfälle, bei denen kein Teilsystem unter Spannung bleibt, um die Systemwiederherstellung zu unterstützen, sind aufgrund ihrer katastrophalen gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Folgen besonders kritisch.

Der Bericht unterstreicht die Notwendigkeit grundlegender Maßnahmen, wie die Aufrechterhaltung eines Mindestmaßes an Momentanreserve, um diesen Risiken wirksam zu begegnen. Verbesserte Reaktionsmechanismen allein sind unzureichend und damit grundlegende Maßnahmen zur Erhaltung der Momentanreserve entscheidend. Lösungen wie rotierende Phasenschieber, netzbildende Umrichter und fortschrittliche Speichersysteme sind für die Erhöhung der Momentanreserve und die Verbesserung der Frequenzstabilität unerlässlich. Darüber hinaus können verbesserte Systemschutzplanreaktionen zusätzliche Unterstützung bieten, müssen aber auf einem robusten Mindestmaß an Momentanreserve aufbauen.

Marktbasierte Lösungen, wie die Beschaffung von Momentanreserve, und regulatorische Ansätze, wie aktualisierte Anschlussbedingungen für Netznutzer,

werden empfohlen, um angemessene Momentanreservebeiträge zu gewährleisten. Auch eine regelmäßige Neubewertung der Mindestanforderungen an die Momentanreserve und Verbesserung der Strategien zur Anpassung an die sich entwickelnde Netzdynamik sind notwendig. Um diese Lösungen umzusetzen und eine gerechte Verteilung der Momentanreserve zwischen den Ländern zu erreichen, sind koordinierte europäische Anstrengungen unerlässlich.

Zusammenfassend unterstreichen die Ergebnisse die dringende Notwendigkeit, der Momentanreserve und Widerstandsfähigkeit des Systems bei der Entwicklung des CE-Netzes Priorität einzuräumen. Die Bewältigung der grundlegenden Herausforderungen einer geringen Momentanreserve wird neben einer soliden Planung und grenzüberschreitenden Zusammenarbeit von entscheidender Bedeutung sein, um die Risiken von Systemspaltungen zu mindern und eine stabile, zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten.

Die folgenden Fragen mit Bezug zur Frequenzstabilität bleiben dennoch offen:

- Wie können die Momentanreservebedarfe optimal auf die Länder verteilt werden, um ein Optimum zwischen Kosten und Wirksamkeit herzustellen?
- Welche Kompromisse gibt es zwischen marktbasierten und regulatorischen Ansätzen zur Gewährleistung der systemweiten Momentanreserve?
- Wie kann die Integration erneuerbarer Energiequellen mit dem Bedarf an Momentanreserve in Einklang gebracht werden?
- Ist der bestehende Systemschutzplan für extreme Frequenzstörungen, wie im Falle von System Splits, noch wirksam?
- Wie sollten dynamische Risiken durch zunehmende wetterbedingte Störungen (z. B. Waldbrände) in die Stabilitätsplanung einbezogen werden?

4.5 Abdeckung der Roadmap

Die Roadmap Systemstabilität stellt einen umfassenden Plan dar, um die Stabilität des Stromnetzes auch bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien sicherzustellen. Das Projekt SysStab2030 ist eng mit der Roadmap Systemstabilität verbunden und erarbeitet wesentlich Inhalte der Roadmap. Nachfolgend werden die wesentlichen Prozesse der Roadmap Systemstabilität kurz zusammengefasst, die für die Frequenzstabilität von Relevanz sind.

4.5.1 Verbindende Prozesse der Roadmap Systemstabilität

Verbindende Prozesse der Roadmap Systemstabilität, die nicht allein einem Stabilitätsaspekt zugeordnet werden können, die im Zusammenhang mit SysStab2030 stehen, sind:

- V1: Festlegung übergeordneter Resilienzanforderungen des Systems: In einem Branchenprozess unter Leitung des BMWK werden Resilienzanforderungen definiert, um die Systembedarfe zu quantifizieren und die Frage „Wie sicher ist sicher?“ zu klären.
- V2: Pilotierung netzbildender Stromrichteranlagen: Pilotanlagen für netzbildende Stromrichter werden erprobt, um technische Anforderungen zu schärfen und mögliche Probleme im Verteilnetz zu identifizieren.
- V4: Strukturierte Beschaffung der Systembedarfe: Ein systematisches Beschaffungssystem wird etabliert, das technische Mindestanforderungen, Märkte und Netzbetriebsmittel kombiniert, um alle Systembedarfe effizient zu decken.
- V8: Stützung des Systems durch „alle“ Netznutzer: Es sollen bedarfsgerechte und individuelle Mindestanforderungen sowie Märkte und Produktspezifikationen entwickelt werden, um Beiträge zur Systemstabilität von allen Netznutzern zu ermöglichen.
- V9: Ermöglichung netzbildender Eigenschaften im Verteilnetz: Dieser Prozess konzentriert sich auf die Einführung und Förderung netzbildender Eigenschaften in Verteilnetzen, um Maßnahmen zur Systemstabilität auch aus dem Verteilnetz bereitzustellen, einschließlich der Bereitstellung von Momentanreserve und Kurzschlussleistung.

4.5.2 Prozesse der Roadmap Systemstabilität zum Themenfeld Frequenzstabilität

Dedizierte Prozesse der Roadmap Systemstabilität zum Themenfeld Frequenzstabilität, die im Projekt SysStab 2030 mitbearbeitet werden, sind:

- F1: Definition technischer Spezifikationen von Momentanreserve: Die Momentanreserve muss technisch klar spezifiziert und messbar sein, um zuverlässig eingesetzt werden zu können. Dies schließt die Entwicklung korrespondierender Mess- und Prüfverfahren ein.
- F2: Marktlische Beschaffung von "Trägheit der lokalen Netzstabilität": Ein Beschaffungskonzept für die Momentanreserve muss entwickelt und implementiert werden. Dies soll sicherstellen, dass trotz der Abnahme konventioneller Erzeugung immer genügend Trägheit im System vorhanden ist.
- F4: Definition von Referenzfällen für die Momentanreserve: Referenzfälle bestimmen grundlegende Anforderungen an Funktionalität und an die benötigte Menge von Momentanreserve. Dieser Prozess ist daher von höchster Bedeutung für die effektive Planung von Systembedarfen.

- F5: Stufenweise Einführung technischer Mindestanforderungen: Um die zukünftigen Systembedarfe an Momentanreserve zu decken, müssen Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher netzbildende Eigenschaften einführen; hierfür sind die technischen Mindestanforderungen in den Netzanschlussregeln weiterzuentwickeln und gestaffelt nach Spannungsebenen umzusetzen.
- F6: Erstellung einer Prüfgrundlage für die Zertifizierung netzbildender Stromrichter:
Ein Prozess zur Zertifizierung muss erstellt werden, um sicherzustellen, dass neue Technologien die Momentanreserve zuverlässig bereitstellen. Dieser Prozess ist stark abhängig von den Spezifikationen und Referenzfällen.

4.5.3 Verknüpfung der Roadmap Systemstabilität mit SysStab2030

Tabelle 1 zeigt die Verknüpfungspunkte zwischen den Prozessen der Roadmap Systemstabilität und den Arbeitspaketen des SysStab2030 Projekts bzgl. der Themen zur Frequenzstabilität. Die Tabelle stammt aus der Gesamtvorhabenbeschreibung des SysStab2030 Projekts (Tabelle 5, S.70) [74].

Tabelle 5: Roadmap Systemstabilität Prozesse die mit Arbeitspaketen des SysStab2030 Projekts verknüpft sind

Roadmap Prozess	adressiert in SysStab2030	Art der Bearbeitung des Prozesses
V1	AP1, 4, 5	Verwendung als Input und bedarfsgerechte Verteilung der Information für die anderen AP (AP1), Verwendung als Input für bedarfsdimensionierende Ereignisse (AP4), Verwendung als bedarfsdimensionierende Ereignisse (AP5). Aus AP 4 und 5 fließen wiederum Erkenntnisse in V1 ein.
V2	AP1, 2, 3	Verwendung als Input und bedarfsgerechte Verteilung der Information für die anderen AP. Rückkopplung von Erkenntnissen und Ergebnissen aus AP2 und AP3 in V2.
V4	AP6	Vorbereitung möglicher Beschaffungskonzepte durch Prüfung effizienter Anlagenportfolios zur Deckung unterschiedlicher Bedarfe aus Sicht möglicher NF-SDL sowie technischer Mindestanforderungen an unterschiedliche Anlagen
V8	AP2, 5, 6	Prüfung von Potentialen sämtlicher relevanter Anlagen (AP2), Berücksichtigung dieser Potentiale bei Systemstudien (AP5) und Ermittlung eines Lösungsansatzes für eine effiziente Bereitstellung

		der benötigten Systembedarfe durch NF-SDL oder technische Mindestanforderungen (AP6)
V9	AP2-7	Fokus des Projekts liegt auf diesem Prozess; Sichtweise liegt auf der Deckung systemischer Bedarfe aus Sicht der ÜNBs durch netzbildende Anlagen im VN. Die hier gewonnenen Erkenntnisse und Ergebnisse fließen in V9 ein.
F1	AP3	Verwendung als Input
F2	AP2, 4, 5, 6	Erarbeitung von Anlagenpotentialen (AP2) und Prüfung der effizienten Deckung von Momentanreservebedarfen (AP4, 5) zur Prüfung einer bedarfsgerechten Anpassung des bestehenden Beschaffungskonzepts
F4	AP4	Identifikation auslegungsrelevanter Fehlerfälle, Weiterentwicklung der Methode zur Bedarfsermittlung zur Erhaltung der Systemstabilität. Die hier gewonnenen Erkenntnisse und Ergebnisse fließen in F4 ein.
F5	AP2, 5, 6	Verwendung der technischen Potentiale und ggf. notwendiger Aufwände zur Hebung dieser Potentiale (AP2) sowie der Ergebnisse der exemplarischen Bedarfsermittlung (AP5) werden in AP6 zusammengebracht, um auf Basis dessen aus Sicht des Projektkonsortiums mögliche technische Mindestanforderungen zu definieren. Die hier gewonnenen Erkenntnisse und Ergebnisse fließen in F5 ein.
F6	AP3	Erstellung eines möglichen Prüfplans zur Nachweisführung der Netzanschlusskonformität netzbildender Anlagen. Die hier gewonnenen Erkenntnisse und Ergebnisse fließen in F6 ein.

5 Potentiale verschiedener Anlagen zur Deckung des Momentanreservebedarfs

Um das zukünftige Stromnetz weiterhin stabil zu halten, ist die Deckung des Momentanreservebedarfs elementar. Die in Kapitel 4.2 beschriebene aus Systemsicht *vorzuhaltende* Momentanreserveleistung und -energie müssen gemeinsam durch die netzbildenden Anlagen im System gedeckt werden, bzw. die Systemträgheit oder Netzanlaufzeitkonstante setzen sich aus den Anlaufzeitkonstanten der Anlagen zusammen. In Kapitel 5.1 werden zunächst die in Kapitel 4.2 aus Systemsicht definierten Metriken aus Anlagensicht beleuchtet. Anschließend erfolgt in Kapitel 5.2 ein kurzer Überblick darüber, wie zukünftig die Momentanreservebedarfe durch verschiedene Anlagen gedeckt werden können. Dafür werden Prognosen zum Bestand verschiedener Anlagentypen und möglichen Anlaufzeitkonstanten dieser gezeigt. Kapitel 5.3 zeigt schließlich Erbringer abseits von Erzeugungsanlagen auf, die potenziell Momentanreserve bereitstellen können.

5.1 Metriken zur Quantifizierung der Anlagenpotentiale zur Bedarfsdeckung

Für die Beurteilung des Potentials von Anlagen zur Deckung des Momentanreservebedarfs ist eine Betrachtung der nachfolgend aufgeführten Metriken hilfreich.

5.1.1 Vorgehaltene und erbrachte Momentanreserveleistung einer Anlage

Wie bereits in Kapitel 4.2.1 festgestellt, ist die vorgehaltene und erbrachte Momentanreserveleistung einer Anlage immer in Bezug auf einen bestimmten RoCoF anzugeben. *Vorzuhalten*de Momentanreserveleistung aus Systemsicht ist in Bezug auf den nicht zu überschreitenden RoCoF anzugeben. *Vorgehalten*de Momentanreserveleistung aus Anlagensicht bezieht sich auf den, hier als *auslegungsrelevant* bezeichneten, RoCoF am Netzanschlusspunkt der Anlage, bei dem diese erbracht werden soll. *Erbrachte* Momentanreserveleistung einer Anlage bezieht sich auf den tatsächlich am Netzanschlusspunkt anliegenden RoCoF.

Erbrachte Momentanreserveleistung einer Anlage:

Im Vergleich zur stationären Leistung einer netzbildenden Einheit (Erzeugungseinheit, regelbare Last oder Speicher) zusätzlich *erbrachter* instantaner Leistungsbeitrag (positiv oder negativ), verursacht durch eine Änderung des

Netzspannungswinkels (sprungförmig oder RoCoF-bedingt). So wirkt die Einheit der Änderung des Netzspannungswinkels bzw. dem ursächlichen Wirkleistungsungleichgewicht entgegen.

Vorgehaltene Momentanreserveleistung einer Anlage:

„Leistungsreserve, [die eine] netzbildende Einheit [(Erzeugungseinheit, regelbare Last oder Speicher) vorhält oder über die inhärent verfügt wird, um] RoCoF-bedingt oder [bei einer sprunghaftigen Winkeländerung] [...] einer Änderung des Netzspannungswinkels, bzw. dem ursächlichen [Wirkl]leistungsungleichgewicht [instantan] entgegenzuwirken“ [50, S. 9-10]

Die *erbrachte* Momentanreserveleistung stimmt genau dann mit der *vorgehaltenen* Momentanreserveleistung überein, wenn es zu einem RoCoF in Höhe des Auslegungsfalls der netzbildenden Einheit oder einem höheren RoCoF kommt.

Die Definition der Momentanreserveleistung ist bewusst ohne Formel gewählt, da Momentanreserveleistung und RoCoF prinzipbedingt gleichzeitig auftreten (Wechselwirkung).

Im zweiten Konsultationsdokument des laufenden BNetzA Verfahrens zur marktlichen Beschaffung von Momentanreserve wird die Momentanreserveleistung jedoch indirekt unter Verwendung einer Formel beschrieben (siehe [9, S. 7]). Diese Formel gilt allerdings für rotierende Maschinen nur bei Linearisierung um die Nennfrequenz f_N des Netzes (50 Hz) und bei linearer leistungselektronischer Bereitstellung von Momentanreserveleistung durch eine Anlage i , die eine durch die Nennwirkleistung $P_{N,i}$ definierte Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ (siehe separater Abschnitt zur Anlaufzeitkonstante für Zusammenhang zwischen Momentanreserve und Anlaufzeitkonstante) besitzt:

$$P_{MR,i} = - \frac{T_{A,i} P_{N,i} \frac{df}{dt}}{f_N} \quad (14)$$

Die von einer Anlage *vorgehaltene* Momentanreserveleistung kann jedoch nicht losgelöst von der *vorzuhaltenden* Momentanreserveenergie betrachtet werden. Bei umrichterbasierten Anlagen impliziert eine Anforderung an eine bestimmte Momentanreserveleistung indirekt auch eine Forderung einer entsprechenden Energiequelle.

5.1.2 Vorgehaltene/Erbrachte Momentanreserveenergie einer Anlage

Erbrachte Momentanreserveenergie einer Anlage:

Die tatsächlich *erbrachte* Momentanreserveenergie entspricht bei Anlagen mit Schwungmasse dem Anteil der ausgespeicherten/eingespeicherten kinetischen

Rotationsenergie. Bei umrichtergekoppelten Anlagen muss eine entsprechende Energiequelle bereitgestellt werden, zum Beispiel in Form eines Speichers oder durch Abregeln der Primärenergie. Die *erbrachte* Momentanreserveenergie ist somit auch die über die Zeit integrierte *erbrachte* Momentanreserveleistung. [50, S. 9]

Vorgehaltene Momentanreserveenergie einer Anlage:

Die *vorgehaltene* Momentanreservenenergie einer Anlage entspricht der „Energie zur Bereitstellung von Momentanreserveleistung“ [50, S. 9].

Sie ist nicht mit der Trägheit einer Anlage gleichzusetzen (siehe Kapitel 3.2

„Die Momentanreserveenergie eines Synchrongenerators entspricht dem Anteil der gespeicherten kinetischen Rotationsenergie, die bei Frequenzänderungen im zulässigen Frequenzband von 47,5 Hz bis [52,5] Hz ein- bzw. ausgespeichert wird. Die Momentanreserveenergie einer umrichterbasierten Erzeugungseinheit wird in einem elektrischen Speicher und / oder durch eine geeignete Regelung bereitgestellt.“ [43, S. 38]

Die benötigte Momentanreserveenergie einer Anlage ergibt sich aus dem Frequenzbereich, in dem die Momentanreserveleistung bereitzustellen ist oder der integrierten vorgehaltenen Momentanreserveleistung über die Zeit. Die positive bzw. negative Momentanreserveenergie einer Anlage i , die eine auf die Nennwirkleistung $P_{N,i}$ bezogene Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ besitzt, beträgt nach den Formeln (15) und (16) (bei Linearisierung um die Nennfrequenz f_N des Netzes und bei linearer leistungselektronischer Bereitstellung von Momentanreserveleistung):

$$E_{MR,pos,i} = \int_{f_{min}}^{f_N} \frac{T_{A,i} P_{N,i}}{f_N} df \quad (15)$$

$$E_{MR,neg,i} = - \int_{f_N}^{f_{max}} \frac{T_{A,i} P_{N,i}}{f_N} df \quad (16)$$

Sinnvolle und gängige Frequenzgrenzen sind $f_{min} = 47,5$ Hz und $f_{max} = 52,5$ Hz aus den Robustheitsanforderungen ggü. Frequenzabweichungen in den TAR [4], [5], [6], [7]. Es können jedoch auch anlagentypische Begrenzungen bei der *vorgehaltenen* Momentanreserveenergie, z. B. bei Windkraftanlagen, Speichern etc., vorliegen.

An dieser Stelle sei zusätzlich vermerkt, dass die Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ im Rahmen des Projekts SysStab2030 als Metrik zur Quantifizierung der Anlagenpotentiale zur Momentanreserve-Bedarfsdeckung noch näher untersucht werden soll. Auch die Betrachtung von asymmetrischer Momentanreserve und zeitvariablen $T_{A,i}$ sollen hierbei mit einfließen.

Die von einer Anlage *vorgehaltene* Momentanreserveenergie kann nicht losgelöst von der *vorzuhaltenden* Momentanreserveleistung betrachtet werden. Bei umrichterbasierten Anlagen muss eine Anforderung an eine bestimmte Momentanreserveenergie Hand in Hand mit der Forderung einer entsprechenden Vorhaltung an Momentanreserveleistung gehen.

Die gesamte vorgehaltene positive Momentanreserveenergie ist ausgeschöpft, wenn $f_{\min}$ erreicht ist. Ebenso gilt, dass die gesamte vorgehaltene negative Momentanreserveenergie ausgeschöpft ist, wenn $f_{\max}$ erreicht wird.

5.1.3 Trägheit einer Anlage

Trägheit bezeichnet die Eigenschaft einer Anlage, ihren internen Spannungszeiger verzögert dem Spannungszeiger an ihrem NAP nachzuführen. Bei Störungen treten im Netz und damit an den NAPs von Anlagen sprunghafte Änderung des Spannungswinkels und $\text{RoCoF} \neq 0$ auf, was bei Anlagen mit Trägheit dementsprechend zu einer Änderung des Winkels zwischen internem Spannungszeiger und dem Spannungszeiger am NAP führt. Somit kommt es durch die Winkeländerung zu einer veränderten Wirkleistungseinspeisung, die der ursächlichen Störung entgegenwirkt (siehe auch Kapitel 3.1).

Bereitgestellt werden kann die Trägheit z.B. durch Synchronmaschinen oder netzbildende Umrichter. Bei Synchronmaschinen ist die Trägheit durch die vorhandene Schwungmasse des rotierenden Anlagenteils gegeben. Bei Umrichtern wird sie durch eine entsprechende Regelung bereitgestellt.

„Die Trägheit eines Synchrongenerators wird durch die kinetische Rotationsenergie des Turbosatzes [...] beschrieben. [Die Anlaufzeitkonstante eines Synchrongenerators ist die entsprechende, auf seine Nennleistung bezogene Größe.] Diese beschriebenen Größen der Trägheit und Anlaufzeitkonstante können als Äquivalent zur Beschreibung der Trägheit weiterhin verwendet werden, wenn umrichterbasierte Anlagen durch ihre Regelung eine [ähnliche Dynamik] besitzen.“ [43, S. 38]

Bei Betrachtung der Bewegungsgleichung für einen Synchrongenerator ergibt sich die gespeicherte Rotationsenergie formelmäßig zu [47, S. 128–133]:

$$E_{\text{kin},i} = \frac{1}{2} J_i \omega_i^2 \quad (17)$$

mit

$$J_i = \frac{M_{\text{mech}} - M_{\text{el}}}{\frac{d\omega}{dt}} \quad \text{Trägheitsmoment des Synchrongenerators } i,$$

M_{mech} mechanisches Moment,

M_{el} elektrisches Moment

und

ω_i Mechanische Winkelgeschwindigkeit des Synchrongenerators i .

Im FNN-Hinweis zu den Technischen Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusiver der Bereitstellung von Momentanreserve wird *Trägheit* folgendermaßen definiert: „Bei einem gegebenen Leistungsungleichgewicht bestimmt die Trägheit die Änderungsgeschwindigkeit der Winkelgeschwindigkeit (Frequenz) des Spannungszeigers der inneren Spannung der netzbildenden Einheit.“ [50, S. 11] Dieser Satz ist insofern missverständlich, dass unter (Wirk-)Leistungsungleichgewicht das aus Systemsicht durch Momentanreserveleistung auszugleichende Defizit verstanden werden könnte. In Bezug auf die einzelne Anlage ist an der Stelle die Abweichung zwischen Sollwert und tatsächlich eingespeister, bzw. aufgenommener Leistung am Netzanschlusspunkt gemeint. Mit der sonst in dieser Metastudie verwendeten Bedeutung des Begriffs *globales Wirkleistungsungleichgewicht* lässt sich die zitierte Aussage am besten übereinbringen, wenn man sich ein Inselnetz mit einem einzigen Erbringer von Momentanreserve vorstellt, welcher entsprechend das komplette globale Wirkleistungsungleichgewicht allein ausgleichen muss.

5.1.4 Anlaufzeitkonstante einer Anlage

Der Trägheitsbeitrag einer Anlage kann mit der Anlaufzeitkonstanten als bezogene Größe beschrieben werden. Solange keine Begrenzungen wirken, steht die Anlaufzeitkonstante im direkten Zusammenhang mit der Momentanreserveleistung, die bei einem bestimmten RoCoF an den Anschlussklemmen von der Anlage eingespeist bzw. aufgenommen wird.

Beim Synchrongenerator ist $T_{A,i}$ die Zeit, die der Rotor mit Massenträgheitsmoment J_i und Polpaarzahl p_i bei Nennwirkleistung $P_{N,i}$ benötigt, um vom Stillstand auf Nennwinkelgeschwindigkeit ω_N zu beschleunigen, wenn dieser mit Nenndrehmoment $M_{N,i} = \left(\frac{P_{N,i}}{\omega_N}\right)$ angetrieben wird [50], [64] (siehe Formel (8)). Da diese Definition der Anlaufzeitkonstanten eine Linearisierung um die Nennfrequenz f_N beinhaltet, wird die Herleitung zum Verständnis ausgeführt.

Bewegungsgleichung des Synchrongenerators i unter Vernachlässigung der Dämpfung:

$$J_i \dot{\omega}_i = M_{\text{mech}} - M_{\text{el}} = \Delta M = \frac{P_{\text{mech}} - P_{\text{el}}}{\omega_i} = \frac{\Delta P}{\omega_i} \quad (18)$$

Linearisierung um die Nennfrequenz ($\omega_i \approx \frac{\omega_N}{p_i}$, $\omega_N = 2\pi \cdot 50 \text{ Hz}$ ist hier die elektrische Nennwinkelgeschwindigkeit) und Auflösen nach $\dot{\omega}_i$ führt zur vereinfachten Lösung der Differentialgleichung:

$$\dot{\omega}_i = \frac{\Delta P p_i}{J_i \omega_N} \quad (19)$$

Bringt man diese Darstellung in eine Form, in der die Winkelgeschwindigkeit des Generators ω_i und die Differenz zwischen mechanischer Antriebsleistung und elektrischer abgegebener Leistung ΔP auf ihren Nennwert bezogen werden, lässt sich die bezogene Größe der Anlaufzeitkonstanten $T_{A,i}$ gut definieren:

$$\frac{\dot{\omega}_i}{\omega_N/p_i} = \frac{P_{N,i} p_i^2 \Delta P}{J_i \omega_N^2 P_N} = \frac{1}{T_{A,i}} \frac{\Delta P}{P_{N,i}} \quad (20)$$

Die Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ als bezogenes Maß für das Trägheitsmoment des Turbosatzes ergibt sich daraus zu:

$$T_{A,i} = \frac{J_i \omega_N^2}{P_{N,i} p_i^2} \quad (21)$$

Formel (20) lässt sich so umformen, dass ein Zusammenhang ersichtlich wird zu der elektrischen Frequenz $f_i = \omega_i \cdot p_i$, die ein Synchrongenerator mit p_i Polpaaren, der sich mit der mechanischen Winkelgeschwindigkeit ω_i dreht, im Netz induziert:

$$\frac{\dot{\omega}_i}{\omega_N/p_i} = \frac{\dot{f}_i}{f_N} = \frac{1}{T_{A,i}} \frac{\Delta P}{P_{N,i}}$$

Hier wird der Zusammenhang zwischen der elektrischen Frequenz, der Anlaufzeitkonstanten, der Nennwirkleistung und der Differenz zwischen antreibender mechanischer Leistung und abgegebener elektrischer Leistung deutlich. Die von einer Anlage ins Netz induzierte Frequenz steigt, wenn mehr Leistung auf der Primärseite zugeführt als ins Netz abgegeben wird, und sinkt wenn mehr Leistung ins Netz abgegeben wird als zugeführt wird.

An dieser Stelle sei vermerkt, dass die Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ oftmals auch auf die Nennscheinleistung $S_{N,i}$ der Anlage bezogen wird. Ausgehend von den Systemgleichungen für den Synchrongenerator in Gleichung (18) gilt nach [75] neben der Definition der Anlaufzeitkonstanten (siehe Formel

(21)) zusätzlich die folgende Definition der Trägheitskonstante $H_{\text{syn},i}$ [s] für den Synchrongenerator i :

$$H_{\text{syn},i} = \frac{T_{A,i}}{2} = \frac{E_{\text{kin},i}}{S_{N,i}} \quad (22)$$

In einem lediglich aus Synchrongeneratoren bestehenden System gilt somit für den initialen globalen RoCoF nach Netzauftrennung [40]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P_{\text{imbalance}} f_N}{2 \sum_i (H_{\text{syn},i} S_{N,i})} \quad (23)$$

Eine auf die Nennscheinleistung S_N bezogene Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ macht es vor allem bei rotierenden Phasenschiebern (geringe $P_{N,i}$) besser vergleichbar mit anderen Erzeugungsanlagen. In jedem Fall ist die Information der Bezugsgröße notwendig, wenn eine Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ oder eine Trägheitskonstante $H_{\text{syn},i}$ angegeben wird.

Auch durch eine Umrichterregelung, z.B. in Form der virtuellen Synchronmaschine, kann Trägheit bereitgestellt werden. Dabei ist $T_{A,i}$ ein einprogrammierbarer Parameter der Umrichterregelung, durch dessen Wahl die Momentanreserveleistung bei einem auftretenden RoCoF an den Anschlussklemmen des Umrichters als Folge eines auftretenden Wirkleistungsungleichgewichts planbar, bzw. kontrolliert wird.

Begrenzt wird die Wahl von $T_{A,i}$ jedoch durch die *vorgehaltene* Leistung und Energie des Umrichters.

Da für Anlagen zum Teil eine hohe Dämpfung gefordert wird (siehe FNN-Hinweis $D > 0.5$), können Dämpfungsterme einen signifikanten Einfluss auf die Bereitstellung von Momentanreserve haben. An dieser Stelle sei jedoch vermerkt, dass die Anlaufzeitkonstante $T_{A,i}$ im Rahmen des Projekts SysStab2030 als Metrik zur Quantifizierung der Anlagenpotentiale zur MomR-Bedarfsdeckung noch näher untersucht werden soll.

5.2 Trägheitsbeitrag heutiger und zukünftiger Anlagen

Zunächst werden Bestand und Prognosen zum Zubau von Anlagen mit Potential für Momentanreserve betrachtet. Da keine Informationen zum konkreten Bestand netzfolgender Wechselrichter vorliegen, werden der Bestand und der geplante Ausbau erneuerbarer Energien betrachtet.

Tabelle 6 zeigt den Stand aus dem Referenzjahr 2020/2021 inklusive des geplanten Ausbaus erneuerbarer Energien gemäß des Netzentwicklungsplans Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 [76]. Aus diesem geht hervor, dass ein Anstieg der installierten Leistung von EE-Anlagen bis zum Zieljahr 2045 um den ca. Faktor fünf

im Vergleich zu heute geplant ist, um den zu erwartenden Bruttostromverbrauch von 1.300 TWh gerecht zu werden (siehe auch Szenariokennzahlen im NEP).

Tabelle 6: Ausbau erneuerbarer Energien [76, S. 251]

Installierte Leistung in GW	Bestand (Referenzjahr 2020/2021)	Zieljahr 2035 (NEP 2021)	Zieljahr 2037 (NEP 2023)	Zieljahr 2045 (NEP 2023)
Photovoltaik	59	110-120	345	400-445
Offshore-Windenergie	8	28-34	51-59	70
Onshore-Windenergie	56	8-91	158-162	160-180

Da EE-Anlagen aktuell netzfolgend geregelt sind, hat der EE-Ausbau große Relevanz für die Systemstabilität. Im Forschungsprojekt Netzregelung 2.0 wurde ermittelt, dass für einen stabilen Betrieb der Anteil an angeschlossener und im Betrieb befindlicher Leistung aus netzfolgenden Anlagen bei maximal 60-75 % im gesamten Netz liegen darf [77]. Somit sind die Umrüstung netzfolgender Anlagen und der Zubau an netzbildenden EE-Anlagen als Optionen für die zukünftige Sicherstellung eines Mindestanteils an Systemträgheit zu betrachten.

Im Status Quo befinden sich im deutschen Stromnetz keine netzbildenden Wechselrichter. Die von Amprion im Jahr 2023 in Betrieb genommene STATCOM arbeitet zwar spannungsstellend, kann aber aufgrund eines fehlenden Speichers keinen Momentanreservebeitrag leisten. Wie dem Anhang des Netzentwicklungsplans zu entnehmen ist, sind jedoch u.a. mehrere STATCOMs sowie Netzbooster mit Grid Forming in Planung, um der Deckung des Momentanreservebedarfs gerecht zu werden [43].

In einigen Ländern sind bereits Wechselrichter mit netzbildenden Eigenschaften im Betrieb. So befindet sich beispielsweise im Hornsdale Power Reserve im Süden Australiens mit 4,2 GWh der größte Batteriespeicher des Landes, welcher über einen netzbildenden Wechselrichter einspeist [78]. Auch auf der zu Hawaii gehörenden Insel Kauai befinden sich netzbildende Wechselrichter im Betrieb. Die dortigen Solarparks mit Batteriespeichern ermöglichen einen Anteil der erneuerbaren Energien von 70 % an der gesamten Energieproduktion pro Jahr [79]. Außerdem relevant sind mögliche Anlaufzeitkonstanten für verschiedene Anlagentypen. Auf der Grundlage von Gesprächen mit Herstellern und Betreibern wurde im Rahmen des Begleitschreibens „Bewertung des Systemstabilität“ zum NEP 2037 [43] das

Momentanreservepotential zukünftiger Anlagen abgeschätzt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Annahmen zu potenziellen Anlaufzeitkonstanten für unterschiedliche Erzeugungstechnologien [43, S. 58]

Anlagenkategorie	T_A für Überfrequenzbereich [s]	T_A für Unterfrequenzbereich [s]
Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb	3	3
Pumpspeicher im Phasenschieberbetrieb	8,4	8,4
Batteriespeicher	25	25
PV-Batteriespeicher	20	20
Windenergie Offshore	15	-
Windenergie Onshore	15	-
Regelbare Blindleistungs-kompensationsanlagen	25	25

5.3 Trägheitsbeitrag durch Lasten und andere Erbringer mit einschränkenden Besonderheiten

Im Netzentwicklungsplan 2023 findet sich die „[...] Forderung, dass alle erschließbaren Potentiale zur Erbringung von Momentanreserve zwingend zu nutzen sind.“ [43, S. 59] Im selben Absatz wird konkretisiert: „Diese Forderung beinhaltet auch, dass zukünftig noch ungenutzte Potentiale in der Mittel- und Niederspannung erschlossen werden müssen.“ [43, S. 59] Mit Blick auf Ressourcen und Kosten werden bei der Beschaffung von Momentanreserve [9] und bei Regulatorik [50] in Deutschland nicht nur symmetrische Erbringung, sondern auch negative Momentanreserve, beispielsweise durch erneuerbare Einspeiser, und positive Momentanreserve vorgesehen. Auch europäische technische Anforderungen an Einspeiser sehen unter bestimmten Voraussetzungen richtungsabhängige Beiträge zur Momentanreserve vor [3, Article 20 5(a)] und skizzieren technische Vorkehrungen, um diese zu realisieren [54, S.35 f.].

Asymmetrische Beiträge zur positiven Momentanreserve sind am ehesten von leistungselektronisch gekoppelten Lasten zu erwarten. Eine 2022 im Auftrag von

Amprion durchgeführte Studie [80] identifizierte ein hohes Potenzial für verlässliche Beiträge zu positiver Momentanreserve bei Lasten mit Zugriff auf einen Speicher, in abgeschwächtem Maße auch bei Wärmepumpen. Aufgrund des zugrunde gelegten Marktdesigns sieht die Studie kein Potenzial u.a. bei Lasten wie Elektrolyseuren mit steilen Wachstumserwartungen, die auf sehr niedrige Arbeitspreise angewiesen sind. Sollte, in grober Anlehnung an [81, S. 28 ff.] ein neues Marktdesign gefunden werden, das Leistungsüberschüsse im einen Teil Europas im gesamten Verbundnetz speziell an solche Lasten „verschleudert“, würde ihre Einbeziehung in positive Momentanreserve interessant und u.U. unvermeidbar. Im laufenden Projekt HyLeit wird u.a. an Momentanreserve durch Elektrolyseure geforscht [82].

Einschränkungen mit Blick auf mögliche Wirkleistungsvariationen für Momentanreserve existieren bei praktisch allen leistungselektronischen Ressourcen, bei Lasten jedoch eher etwas stärker als bei Einspeisern und bei Speichern mit hohen Freiheitsgraden. Folgende Arten möglicherweise zu berücksichtigenden Einschränkungen werden in [83] aufgelistet (gekürzt):

- Maximaler Wirkleistungsfluss in die oder aus der Ressource.
- Minimaler Wirkleistungsfluss; entweder Null, oder negativ bei einer bidirektional nutzbaren Ressource, oder positiv insbesondere bei Lasten, deren Steuerung durchgängig versorgt werden muss und die in einen definierten Arbeitszustand zurückkehren sollen.
- Ggf. Unzulässigkeit/Unfähigkeit, die Wirkleistung zu erhöhen, z.B. bei einem drehzahlgeregelten Industrieantrieb.
- Vorübergehende Unzulässigkeit jeglicher Wirkleistungsänderung, z.B. bei einer Fräsmaschine im Schlichtmodus.
- Ausschließen von Effekten auf die Zyklenlebensdauer einer Batterie durch ständigen Wechsel zwischen Laden und Entladen. Zielführend hierfür kann die Einhaltung eines RoCoF-Totbands um Null herum sein, das nur extrem selten verlassen wird, solange der Verbundbetrieb im Synchrongebiet aufrechterhalten bleibt.

Veröffentlichungen aus 2022 im Rahmen der Projekte Netzregelung 2.0 und Ladeinfrastruktur 2.0 [84], [85], [86] zeigen einen technischen Weg auf, wie die ersten vier o.g. Einschränkungen bei der Erbringung von Momentanreserve durch eine generische virtuelle Synchronmaschine (VSM) respektiert werden können, ohne den netzbildenden Charakter der Leistungselektronik aufzugeben. Hierbei ist der unverändert symmetrisch arbeitende „mechanische“ VSM-Kern (Software) gekapselt durch eine modifizierende Regelung. Die VSM reagiert instantan auf ausnahmslos jede dynamische Änderung an den Klemmen; die an den Klemmen daraus eigentlich resultierende Wirkleistungsänderung wird bei Greifen einer Einschränkung jedoch

innerhalb weniger Millisekunden durch die umlagernde Regelung modifiziert, ohne dass die Kern-VSM das als Änderung wahrnehmen könnte.

Aktuelle Forschung an der Uni KS geht über den neuesten veröffentlichten Forschungsstand [86] hinaus und respektiert auch die in obiger Liste letztgenannte Art von Einschränkung zum nachhaltigen Betrieb von Speichern. In zwei Veröffentlichungen [83], [87], in die auch Erkenntnisse dieses Projekts SysStab 2030 eingeflossen sind, werden u.a. beschrieben

- einen Satz einfach hergeleiteter Parametrierungs- und Betriebs-Regeln, mit dem von einem einzigen konstanten T_A -Wert nicht nur je RoCoF-Richtung, sondern sogar für mehrere sequenzielle RoCoF-Wertebereiche desselben Vorzeichens abgewichen werden kann, wobei auch die völlige Unterdrückung von Wirkleistungsänderungen (RoCoF-Totband) ganz regulär vorgesehen wird,
- die Möglichkeit, solcherart „zugeschnittene“ Momentanreserve nicht nur zur Respektierung der Einschränkungen angeschlossener Ressourcen, sondern auch gezielt netzdienlich dazu zu nutzen, bei Extremereignissen (System Split) die Gesamtleistung derjenigen Netzteilnehmer zu maximieren, die das Ereignis mit unveränderter Netzkopplung durchfahren können,
- ein generisches technisches Realisierungsbeispiel, das in der Lage ist, die oben gelisteten Arten von Einschränkungen zu respektieren, während jederzeit das Arbeitspunkt-abhängige Maximum an möglichen Wirkleistungsänderungen für Momentanreserve und ggf. LFSM-O/U verfügbar ist. Die Machbarkeit wird per Simulink/Simscape demonstriert.

Literaturverzeichnis

- [1] P. Kundur *et al.*, "Definition and Classification of Power System Stability IEEE," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 19, Nr. 3, S. 1387–1401, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [2] *Requirements for Generators*, EU-Kommission. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631>
- [3] *Requirements for Generators 2.0: Annex 1 - Amended RfG Regulation*, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. [Online]. Verfügbar unter: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations_annex/ACER_Recommendation_03-2023_Annex_1_NC_RfG_clean.pdf
- [4] VDE FNN, "VDE-AR-N 4105: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz," 2018.
- [5] VDE FNN, "VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)," 2023.
- [6] VDE FNN, "VDE-AR-N 4120: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)," Nr. 2018.
- [7] VDE FNN, "VDE-AR-N 4130: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)," 2018.
- [8] Deutsche ÜNBs, "Systemstabilitätsbericht 2025," Juni 2025 2025. Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: Deutsche ÜNBs
- [9] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6, "BK6-23-010 - Entwurf eines Konzeptes für die Spezifikationen und technischen Anforderungen der transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung "Trägheit der lokalen Netzstabilität" ("Momentanreserve") gem. § 12h Abs. 1 S. 1 Nr. 2, Abs. 5 EnWG," 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-010/2.%20Konsultation/BK6-23-010_konsultationsdok_beschaffungskonzept_rf.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [10] Bundesnetzagentur. "Regelenergie." Zugriff am: 10. Februar 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Regelenergie/start.html>
- [11] Europäische Kommission, *Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation: System Operation Guideline (SO GL)*, 2017. Zugriff am: 15. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.220.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2017:220:TOC

- [12] Amprion, "Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve," Mrz. 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/Marktgest%C3%BCtzte_Beschaffung_Momentanreserve.pdf
- [13] UCTE, "Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance," 2004 2004. Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20final.pdf
- [14] Deutsche ÜNBs, *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen")*, 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.regelleistung.net/xspproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Infos_f%C3%BCr_Anbieter/Wie_werde_ich_Regelenergieanbieter_Pr%C3%A4qualifikation/Pr%C3%A4qualifikationsbedingungen_FCR_aFRR_mFRR/PQ-Bedingungen-2024_07_05.pdf
- [15] Deutsche ÜNBs. "Regelleistung > Infos für Anbieter > Aktivierung der Reserven > Frequency Containment Reserve." Zugriff am: 30. Januar 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.regelleistung.net/de-de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Aktivierung-der-Reserven/Frequency-Containment-Reserve>
- [16] Deutsche ÜNBs, "FAQ Regelleistung," [Online]. Verfügbar unter: https://www.regelleistung.net/xspproxy/api/staticfiles/regelleistung/regelleistung_files/faqregelleistung.pdf
- [17] Deutsche ÜNBs, "Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber," 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/strommarktdesign/er-verordnung/ver%C3%B6ffentlichung-systemschutzplan/20240620_systemschutzplan_der_%C3%BCnb_2024.pdf
- [18] Deutsche ÜNBs. "Regelleistung > Infos für Anbieter > Beschaffung Regelleistung & Regelarbeit." Zugriff am: 20. Januar 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.regelleistung.net/de-de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Beschaffung-Regelleistung-Regelarbeit>
- [19] H. D. Ü. Netztransparenz. "Aktivierte Regelleistung." Zugriff am: 15. Januar 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Daten-Regelreserve/Aktivierte-Regelleistung>
- [20] L. Hirth und J. Mühlenpfordt, "Handel auf Basis des Regelleistungs-Abrufs (Kurzgutachten): Eine empirische Analyse des zeitlichen Zusammenhangs zwischen Regelleistungs-Abrufsignal und Strompreisen auf dem deutschen Intraday-Markt," *neon - neue energieökonomik*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://neon.energy/Neon_2021_Intraday_Regelleistung.pdf
- [21] ENTSO-E. "Frequency Containment Reserves (FCR)." Zugriff am: 20. Januar 2025. [Online.] Verfügbar: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/
- [22] Deutsche ÜNBs, "Präqualifizierte Leistungen in Deutschland," 01. Januar 2026. Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.regelleistung.net/xspproxy/api/staticfiles/regelleistung/01_startseite/dateien/2026-01-01%20pr%C3%A4qualifizierte%20leistung%20in%20deutschland.pdf

- [23] K. F. Schäfer, *Blackout*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2024.
- [24] Deutsche ÜNBs. "Regelenergiebedarf (Dimensionierung)." Zugriff am: 15. Januar 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.regelleistung.net/de-de/Marktinformationen/Dimensionierung-Regelreservebedarf>
- [25] Consentec GmbH, "Verfahren zur dynamischen Bestimmung des Bedarfs für Sekundärregel- und Minutenreserve: Gutachten im Auftrag von TenneT TSO GmbH,"
- [26] J. Massmann *et al.*, "AG1 – Frequenz: Themenpapier der Roadmap Systemstabilität," 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/themenpapier-ag1-roadmap-systemstabilitaet.html>
- [27] ENTSO-E, "Fast Frequency Reserve – Solution to the Nordic inertia challenge," 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/ffr-stakeholder-report_13122019.pdf
- [28] National Energy System Operator (NESO). "https://www.neso.energy/news/dynamic-containment-what-it-and-why-do-we-need-it." Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.neso.energy/news/dynamic-containment-what-it-and-why-do-we-need-it>
- [29] National Energy System Operator (NESO). "Dynamic Services (DC/DM/DR)." Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-services-dcdmdr#Technical-requirements>
- [30] AEMO. "Fast Frequency Response." Zugriff am: 31. Januar 2025. [Online.] Verfügbar: <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-reform-program/nem-reform-program-initiatives/fast-frequency-response>
- [31] J. Zhou *et al.*, "A review on frequency management for low-inertia power systems: From inertia and fast frequency response perspectives," *Electric Power Systems Research*, Nr. 228, 2024. doi: 10.1016/j.epsr.2023.110095. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779623009823?via%3Dihub>
- [32] aeso, "Fast Frequency Response Pilot: Lessons Learned," 2023. Zugriff am: 31. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.aeso.ca/assets/FFR-Pilot-Lessons-Learned-2023_06_26.pdf
- [33] aeso, "Reliability Requirements Roadmap," 2023. Zugriff am: 31. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://ehq-production-canada.s3.ca-central-1.amazonaws.com/c5b5c2a0180fd9a167097f7be3efd3cbe3f7fde1d/original/1680114239/fc1e90dac1950b4b8f2a4a808ba9ede0_AESO_2023_Reliability_Requirements_Roadmap.pdf?X-Amz-Algorithm=AWS4-HMAC-SHA256&X-Amz-Credential=AKIA4KKNQAKIFWFOUYFI%2F20250131%2Fca-central-1%2Fs3%2Faws4_request&X-Amz-Date=20250131T110512Z&X-Amz-Expires=300&X-Amz-SignedHeaders=host&X-Amz-Signature=65bd8a941a6d6ca02405eb32e67068ffeca2654a747f9061b6f68318d6391f55

- [34] ENTSO-E, "Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area - External document: Version 1.1," 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/marked/reservemarkeder/ffr/technical-requirements-for-ffr-v1.1.pdf>
- [35] E. Ørum *et al.*, "Future System Inertia 2 - Report," 2017. Zugriff am: 24. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/future-system-inertia-phase-2.pdf>
- [36] ENTSO-E Nordic Analysis Group, "Overview of Frequency Control in the Nordic Power System," 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/SOC%20documents/Nordic/2024/Overview_of_Frequency_Control_in_the_Nordic_Power_System.pdf
- [37] EU-Kommission, *Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes*. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2196>
- [38] *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen*, VDE-AR-N 4142, VDE. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetrieb-sicherheit/netzbetrieb/fnn-automatische-letztmassnahmen-e-vde-ar-n-4142>
- [39] M. Rezkalla, M. Pertl und M. Marinelli, "Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions," *Electr Eng*, Jg. 100, Nr. 4, S. 2677–2693, 2018, doi: 10.1007/s00202-018-0739-z.
- [40] ENTSO-E, "Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability: ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection," Jan. 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/IGD_RoCoF_withstand_capability_final.pdf
- [41] ENTSO-E, "Frequency Measurement Requirements and Usage: RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group," Jan. 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups/Continental_Europe/2018/TF_Freq_Meas_v7.pdf
- [42] C. Strunck *et al.*, "Verhältnis zwischen globalen und lokalen Frequenzgradienten und ihre Bedeutung für Robustheitsanforderungen von Erzeugungsanlagen," *ETG-Fb. 169: VDE Hochspannungstechnik 2022*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/455978038.html>
- [43] Bundesnetzagentur, "NEP 2037 - Bewertung der Systemstabilität: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045," Sep. 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf

- [44] S. Yang, Q. Meng, Y. Zhang, Z. Hao und B. Zhang, "Simplified Prediction Model of Frequency Nadir for Power Systems Penetrated With Renewable Energy," in *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Denver, CO, USA, Jul. 2022 – Jul. 2022, S. 1–5, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9917200.
- [45] UCTE, "Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy," April 2004 2004. Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf
- [46] UCTE, "Final Report System Disturbance on 4 November 2006," Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf>
- [47] ENTSO-E, "Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015," 21. September 2015. Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf
- [48] ICS Investigation Expert Panel, "Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021: ICS Investigation Expert Panel » Final Report » 15 July 2021 Main Report," 15. Juli 2021. Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_CESysSep_Final_Report_210715.pdf
- [49] ICS Investigation Expert Panel, "Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021: ICS Investigation Expert Panel » Final Report » 25 March 2022 Main Report," 25. März 2022. Zugriff am: 3. März 2026. [Online.] Verfügbar: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/2022/entso-e_CESysSep_210724_02_Final_Report_220325.pdf
- [50] VDE FNN, "Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve: Anforderungen für Netzbildende Einheiten," Jul. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2302434/7a6cf4ae811e789d599c10578a5025b9/netzbildende-eigenschaften-hinweis-download-data.pdf>
- [51] I. Newton, *Philosophiæ naturalis principia mathematica*. London: Innys, 1726. [Online]. Verfügbar unter: <https://gdz.sub.uni-goettingen.de/id/PPN512261393?tify=%7B%22pages%22%3A%5B47%5D%2C%22view%22%3A%22toc%22%2C%22zoom%22%3A0.549%7D>
- [52] *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen*, 2020. Zugriff am: 2. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/219/1921979.pdf>
- [53] ENTSO-E, "High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS)," [Online]. Verfügbar unter: https://consultations.entsoe.eu/system-development/entso-e-connection-codes-implementation-guidance-d-3/user_

- uploads/igd-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources.pdf
- [54] ENTSO-E, "GRID FORMING CAPABILITY OF POWER PARK MODULES: FIRST INTERIM REPORT ON TECHNICAL REQUIREMENTS," Mrz. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf
- [55] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz - EnWG*, Bundesministerium der Justiz. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf
- [56] ENTSO-E, "Project Inertia - Phase 2: Updated Frequency Stability Analysis in long-term Scenarios, relevant Solutions and Mitigation Measures," 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/231108_Project_Inertia_Phase_II_First_Report_FOR_PUBLICATION_clean.pdf
- [57] 4 ÜNBs, "Systemstabilitätsbericht 2023," Mai. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Systemstabilitaet/Systemstabilitaetsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [58] ENTSO-E, "Frequency Stability in long-term Scenarios and relevant Requirements," 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/211203_Long_term_frequency_stability_scenarios_for_publication.pdf
- [59] Bundesministerium des Innern, *Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2022/2557 und zur Stärkung der Resilienz kritischer Anlagen: KRITIS-Dachgesetz*, 2026. Zugriff am: 11. Juni 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2026/66/VO.html>
- [60] Transnet BW, "Folien der TransnetBW im Rahmen des V1 Prozess Workshops zur Roadmap Systemstabilität,"
- [61] Bundesnetzagentur, "NEP 2035 - Bewertung der Systemstabilität: Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf," Apr. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf
- [62] VDE FNN, "Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve: Nachweis für netzbildende Einheiten," 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/2323282/5d985a295d666da076d4924df82fcba9/entwurf-vde-fnn-hinweis-netzbildende-eigenschaften-nachweise-download-data.pdf>
- [63] ENTSO-E, "Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)," 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf

- [64] ENTSO-E, "Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe," Mrz. 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf
- [65] Bundesnetzagentur, "NEP 2030 - Bewertung der Systemstabilität: Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf," Apr. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-02/NEP_2030_V2019_2Entwurf_Systemstabilitaet.pdf
- [66] P. Ernst *et al.*, "Verbundnetzstabil - Stabiles Verbundsystemverhalten bei umrichterbasierter Erzeugung," Abschlussbericht, doi: 10.2314/KXP:1832906531.
- [67] *Homepage des Fraunhofer ISE: VerbundnetzStabil - Stabiles Verbundsystemverhalten bei umrichterbasierter Erzeugung.* Zugriff am: 2. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/verbundnetzstabil.html>
- [68] *Homepage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz: Projekt VerbundnetzStabil.* Zugriff am: 2. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/projekteinblicke/2022/verbundnetzstabil>
- [69] 4 ÜNBs. "Langfristanalyse 2030 (V2022)." [Online.] Verfügbar: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf
- [70] J. Massmann, T. Hennig, M. Lösing und M. Kaiser, "Beherrschung von Netzauftrennungen in Kontinentaleuropa," *ETG-Fachbericht, Bd. 166, Transformation der Stromversorgung - Netzregelung und Systemstabilität: Beiträge der 14. ETG/GMA-Fachtagung "Netzregelung und Systemführung", 28.-29. September 2022 in Leipzig*, S. 30-35, 2022.
- [71] ENTSO-E, "System Defense Plan," Jan. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2022/220215_RGCE_TOP_03.2_D.1_System%20Defence%20Plan_v8_final.pdf
- [72] ENTSO-E, "System Needs Study (TYNDP 2022): Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040," Final Version, Mai. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/system-needs-report.pdf>
- [73] P. Strauß *et al.*, "Netzregelung 2.0 - Regelung und Stabilität im stromrichterdominierten Verbundnetz: Öffentlicher Schlussbericht," 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://edocs.tib.eu/files/e01fb24/1902236149.pdf>
- [74] "Gesamtvorhabenbeschreibung [SysStab2030]: Systemstabilität durch marktbasierende Systemdienstleistungen und technische Mindestanforderungen an zukünftige elektrische Anlagen," Förderinitiative des BMWK »Angewandte

- nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“«, Feb. 2024.
- [75] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1. Aufl. New York, San Francisco, Washington, D.C., Auckland, Bogotá, Caracas, Lissabon, London, Madrid, Mexico City, Milan, Montreal, New Dehli, San Juan, Singapore, Sydney, Tokyo, Toronto: McGraw-Hill, Inc., 1994. Zugriff am: 16. Oktober 2024.
- [76] Bundesnetzagentur, "NEP Strom 2037 mit Ausblick 2045: Version 2023," 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf
- [77] T. Degner, S. Eberlein und M. Nuschke, "Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz: Abschlusskonferenz - Verbundprojekt Netzregelung 2.0," 2022. [Online]. Verfügbar unter: [file:///134.169.52.10/_Users\\$/zimbald/Downloads/2-Frequenzstabilitaet-Verbundnetz-Degner-Eberlein-Nuschke-3.pdf](file:///134.169.52.10/_Users$/zimbald/Downloads/2-Frequenzstabilitaet-Verbundnetz-Degner-Eberlein-Nuschke-3.pdf)
- [78] ARENAWIRE. "ARENA backs eight big batteries to bolster grid." Zugriff am: 14. Januar 2025. [Online.] Verfügbar: <https://arena.gov.au/blog/arena-backs-eight-big-batteries-to-bolster-grid/>
- [79] IEEE Spectrum. "Getting the Grid to Net Zero: Grid-forming inverters will take us to 100 percent renewable energy." Zugriff am: 14. Januar 2025. [Online.] Verfügbar: <https://spectrum.ieee.org/electric-inverter>
- [80] Walter Schitteck, Janek Massmann, Tobias Hennig, David Sebastian Stock und Martin Braun, "Potential Contributions of Loads and Storages to Inertia: A Qualitative and Quantitative Feasibility Study," *ETG Congress Kassel*, S. 1-7, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10172978>
- [81] W. Schitteck, *Strom – fit für die Zukunft?: Dynamischer Strompreis und virtuelle Sekundärregelung* (Zweite, überarbeitete und ergänzte Auflage), 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.17170/kobra-20200212997>
- [82] N. Wiese, D. Ghosh, P. Kretschmer, S. Eberlein und D. Strauß-Mincu, "Grid-Forming Controlled Electrolyzer with LVRT Capability and Asymmetric Inertia Provision," in *2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Torino, Italy, Sep. 2024 - Sep. 2024, S. 1-6, doi: 10.1109/SEST61601.2024.10694072.
- [83] W. Schitteck *et al.*, "How to Tailor Power-Electronic Inertia to the Constraints of its Resource," *IEEE Open J. Power Energy*, S. 1, 2026, doi: 10.1109/OAJPE.2026.3698147.
- [84] J. Heid, W. Schitteck, C. Hachmann und M. Braun, "Unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher," 2022, doi: 10.17170/KOBRA-202202015686. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.17170/kobra-202202015686>
- [85] J. Heid, "Simulative Research on a Modified VSM Control Scheme for Respecting DC-Side Active-Power Limitations," 2022. [Online]. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/doi:10.17170/kobra-202208306782>
- [86] U. Kassel, Hg. *PESS + PELSS 2022 – Power and Energy Student Summit: Conference Proceedings, 2. – 4. November 2022 in Kassel, Germany*. Berlin: VDE

Verlag, 2023. [Online]. Verfügbar unter: http://www.content-select.com/index.php?id=bib_view&ean=9783800760145

- [87] W. Schitteck *et al.*, "Complementary Grid Forming: Inertia Gathered from Constrained Resources," *IEEE Open J. Power Energy*, S. 1, 2026, doi: 10.1109/OAJPE.2026.3698146.