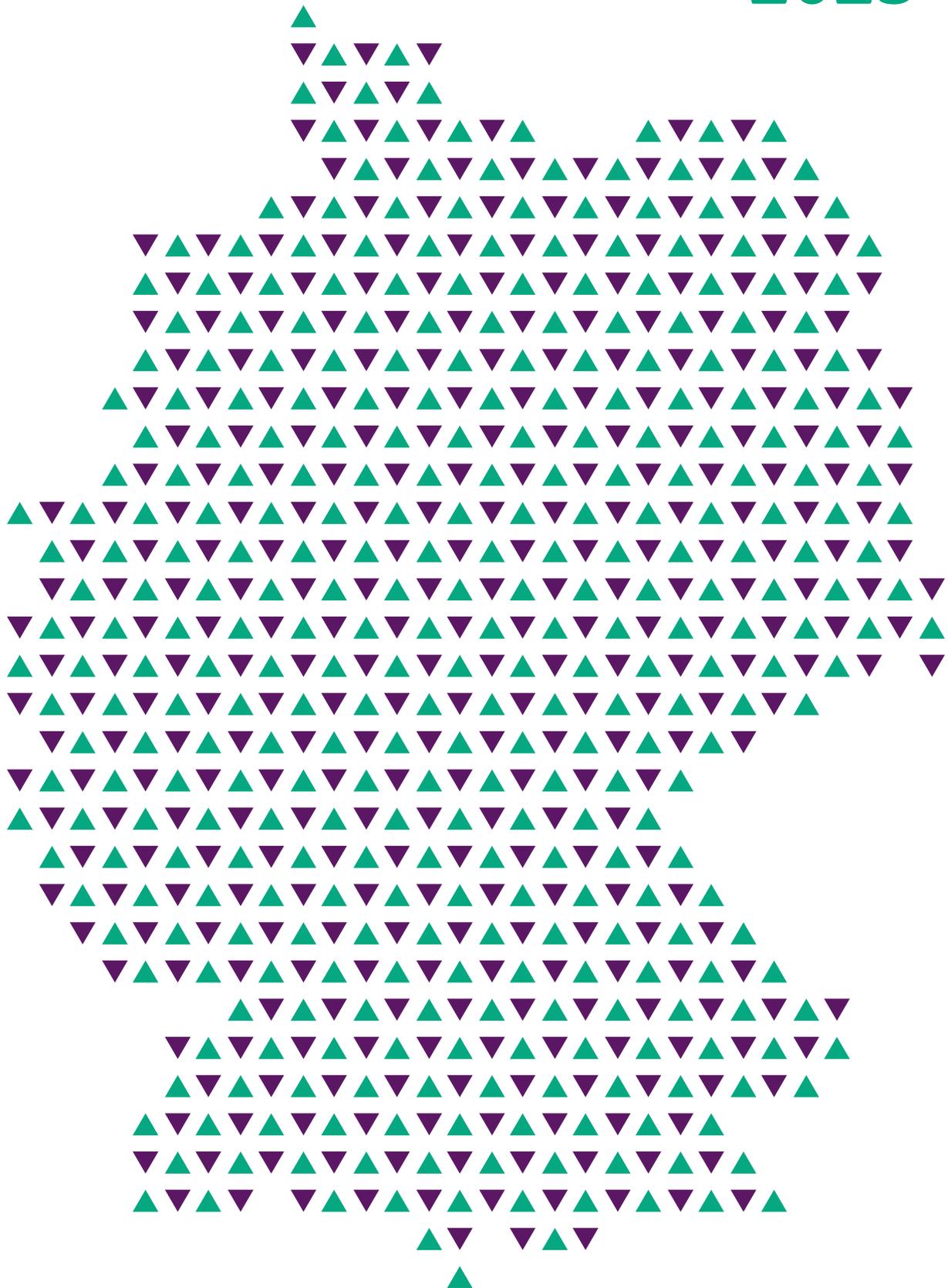


Systemstabilitätsbericht

2025



Juni 2025

Impressum

▼ 50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:

Stefan Kapferer (Vorsitz)
Dr. Dirk Biermann
Sylvia Borchering

Handelsregister:

Amtsgericht Charlottenburg
HRB 84446
Umsatzsteuer-ID:
DE 813473551

Redaktion

Volker Gustedt (50Hertz Transmission GmbH)
Tobias Burgholz (Amprion GmbH)
Maria-Elena Richter (TenneT TSO GmbH)
Claudia Halici (TransnetBW GmbH)

▼ Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

www.amprion.net

Geschäftsführung:

Dr. Christoph Müller (Vorsitz)
Dr. Hendrik Neumann
Peter Rüth

Handelsregister:

Amtsgericht Dortmund
HRB 15940
Umsatzsteuer-ID:
DE 813761356

▼ TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführung:

Tim Meyerjürgens (Vorsitz)
Dr. Markus Binder

Handelsregister:

Amtsgericht Bayreuth
HRB 4923
Umsatzsteuer-ID:
DE 815073514

Gestaltung

CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand

Juni 2025

▼ TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15–17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

Geschäftsführung:

Dr. Werner Götz (Vorsitz)
Michael Jesberger
Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister:

Registergericht Stuttgart
HRB 740510
Umsatzsteuer-ID:
DE 191008872

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	5
1 Einleitung	7
2 Grundzüge einer gesamtheitlichen Systemauslegung aus Sicht der Systemstabilität	8
2.1 Aspekte der Systemstabilität und Systembedarfe	8
2.2 Betriebszustände und auslegungsrelevante Störereignisse im Verbundnetzbetrieb	10
2.3 Ermittlung, Ausweisung und Deckung von Systembedarfen	12
3 Analysen zur Systemstabilität	14
3.1 Transiente Stabilität	14
3.1.1 Methodik	15
3.1.2 Modellierung der Anlagen mit netzbildendem Regelungsverfahren	18
3.1.3 Ausgewählte Netznutzungsfälle für die Analyse der Transienten Stabilität	20
3.1.4 Untersuchungsergebnisse	21
3.1.5 Fazit	38
3.2 Spannungsstabilität	41
3.2.1 Einleitung	41
3.2.2 Methodik	42
3.2.3 Untersuchungsrahmen	46
3.2.4 Ergebnisse der P-V-Kurvenanalysen	48
3.2.5 Systembedarfe an Blindleistung und zeitliche Einordnung	55
3.2.6 Optimierter Last- und Erzeugungsabwurf als Letztmaßnahme gegen Spannungskollaps	56
3.2.7 Ergebnisse der Wirksamkeitsüberprüfung von optimierten Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps ..	58
3.2.8 Zusammenfassung/Fazit	63
3.3 Frequenzstabilität	65
3.3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge	65
3.3.2 Vorgehensweise zur Ermittlung der Bedarfe an Momentanreserve in Deutschland	65
3.3.3 Systembedarfe an zusätzlicher Momentanreserve in Deutschland	74
3.3.4 Bewertung der Ausbaupotentiale an Momentanreserve	82
3.3.5 Bewertung der Ergebnisse im Hinblick auf die Festlegung übergeordneter Resilienzanforderungen im Rahmen des Prozesses V1 der Roadmap Systemstabilität	92
3.3.6 Vermeidung ungewollter Netztrennung von Kraftwerken durch den Rückleistungsschutz	93
3.3.7 Fazit	94



3.4 Netzstärke	96
3.4.1 Einleitung und Motivation	96
3.4.2 Methodik	96
3.4.3 Datengrundlage, Modelle und Netznutzungsfälle	99
3.4.4 Ergebnisse	101
3.4.5 Fazit und Ausblick	108
3.5 Harmonische Stabilität	109
3.5.1 Methodik	109
3.5.2 Harmonische Systemmodelle	110
3.5.3 Bestimmung der frequenzabhängigen Knotenimpedanzen	111
3.5.4 Anlagenimpedanzen von potentiellen LE-Anlagen	114
3.5.5 Ergebnisse	115
3.5.6 Sonderanalyse Harmonische Stabilität: Störung an einem Offshore-HGÜ-Konverterstandort im August 2024	120
3.5.7 Fazit und Ausblick	123
4 Weitere Aspekte im Kontext stabiler Systembetrieb	126
4.1 Anforderungen an zukünftige Kraftwerke	126
4.1.1 Zusammenfassung der Ergebnisse	126
4.1.2 Anforderungen und Fazit	127
4.2 Erzeugungsüberschuss	128
4.2.1 Hintergrund und Problembeschreibung	128
4.2.2 Analyse eines potentiellen Erzeugungsüberschusses	129
4.2.3 Lösungsansätze	131
4.2.4 Fazit	132
4.2.5 Auswirkung auf die Systemstabilität	133
4.3 Prognoseungenauigkeit bei weiter wachsender Einspeisung von erneuerbaren Energien	133
4.3.1 Hintergrund und Analyse	133
4.3.2 Fazit	138
4.3.3 Auswirkung auf die Systemstabilität	138
4.4 Deterministische Leistungsbilanzabweichungen	139
4.4.1 Hintergrund	139
4.4.2 Mögliche Gegenmaßnahmen und deren Umsetzung	143
4.4.3 Bewertung der Gegenmaßnahmen	146
4.4.4 Fazit	146
4.4.5 Auswirkung auf die Systemstabilität	146
5 Handlungsempfehlungen	147
Literaturverzeichnis	190
Anhang	193

Kurzfassung

Mit dem vorliegenden Systemstabilitätsbericht 2025 stellen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstmalig gemäß § 12 i Energiewirtschaftsgesetz den aktuellen Stand der einzelnen Stabilitätsaspekte dar. Der Bericht zeigt die notwendigen Handlungsbedarfe der einzelnen Aspekte auf, und zwar im Hinblick auf einen sicheren Netzbetrieb während der Entwicklung hin zu einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung.

Dabei liegen den einzelnen in diesem Bericht beschriebenen Stabilitätsaspekten spezifische Problemstellungen zugrunde. Ihnen gemein sind jedoch zunehmende Leistungsansprüche infolge einer Höherauslastung des Netzes sowie die sich massiv verändernde Erzeugungs-, Last- und Übertragungsstruktur. Konkret können die folgenden **Erkenntnisse** aus den Analysen abgeleitet werden (für weitere Details s. Kapitel 3 und Kapitel 4):

- ▶ **Transiente Stabilität:** Ein vermehrter Einsatz von Querregeltransformatoren in den Transitkorridoren sowie ein NICHT-netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren beeinflussen die Stabilität negativ. Alternative Lösungen zur Lastflusssteuerung müssen einbezogen sowie das Durchfahren von Netzfehlern (FRT-Fähigkeit), eine schnelle bzw. frühe Wirkleistungswiederkehr und Blindstromstützung bei Elektrolyseuren gefordert werden. Auch für die Transiente Stabilität muss ausreichend regelbare Blindleistung und Momentanreserve bereitgestellt werden (3-Säulen-Modell, vgl. Kapitel 2.3).
- ▶ **Langzeitspannungsstabilität:** Die Grenzen der Übertragungsfähigkeit werden in vielen Fällen nicht durch die maximale Stromtragfähigkeit der Stromkreise, sondern durch die eingeschränkte Verfügbarkeit von regelbarer Blindleistung definiert. Inwiefern diese Grenzen, bspw. aufgrund von Prognoseungenauigkeiten, zukünftig überschritten werden, ist nachgelagert noch im Detail zu prüfen.
- ▶ **Systemschutzplan gegen Spannungskollaps:** Es wurde eine neue Methodik zum optimierten Lastabwurf entwickelt, wodurch in jedem betrachteten Fall der Leistungsansprüche gezielt reduziert wird. Dadurch wird kontraproduktives Verhalten ausgeschlossen und eine bestmögliche Erhöhung der Stabilitätsgrenze erreicht. Im nächsten Schritt folgen die Prüfung und die konkrete betriebliche Umsetzung.
- ▶ **Frequenzstabilität:** Es zeigen sich weiterhin hohe Bedarfe an Momentanreserve zur Beherrschung von Netzauftritten, die sowohl von Erneuerbaren-Energie-Anlagen, Speichern als auch eigenen Betriebsmitteln der Übertragungsnetzbetreiber gedeckt werden müssen. Hierfür müssen zeitnah die marktgestützte Beschaffung durch die Bundesnetzagentur eingeführt sowie verbindliche Mindestanforderungen für Erzeuger, Speicher und Verbraucher durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb festgelegt werden.
- ▶ **Netzstärke:** Im Gegensatz zu früheren Ergebnissen führen nicht nur Netzsituationen mit hoher Windeinspeisung im Norden, sondern auch Photovoltaik-reiche Situationen in Gesamtdeutschland zu einer geringen Netzstärke mit potentieller Gefahr von Instabilitäten netzfolgender Betriebsmittel bislang (eingesetzter) Technologie. Netzbildende Betriebsmittel können die Netzstärke erhöhen. Zusätzliche Maßnahmen zur Bedarfsermittlung müssen nachgelagert ermittelt werden.
- ▶ **Harmonische Stabilität:** Die bisherigen deutschlandweiten Systemanalysen für heute und für das Jahr 2027 indizieren keine harmonischen Stabilitätsprobleme, weisen jedoch an einigen Knoten geringe Stabilitätsreserven aus. Der aufgetretene Störfall vom August 2024 (vgl. Kapitel 3.5.6) bestätigt die akute Relevanz des Themas. Da die Screeningmethode nicht alle möglichen Schaltzustände erfassen kann, bleiben insbesondere bei geringen Stabilitätsreserven projektspezifische Untersuchungen weiterhin erforderlich. Für verlässliche Analysen ist zudem der Austausch harmonischer Anlagenmodelle zwischen den Übertragungsnetzbetreibern notwendig, welcher rechtlich momentan nicht gewährleistet ist.
- ▶ **Anforderungen an zukünftige Kraftwerke:** Um auch im Zuge der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten, werden Anforderungen an zukünftige Kraftwerke zur Erbringung von Systemdienstleistungen in den Analysen aufgezeigt.

► Weitere Aspekte im Kontext stabiler Systembetrieb:

- **Erzeugungsüberschuss:** Der erwartete Ausbau erneuerbarer Energien kann, ohne entsprechende Gegenmaßnahmen, bei Fortschreibung der heutigen Rahmenbedingungen zu Erzeugungsüberschüssen mit Netzengpässen oder Systembilanzproblemen führen. Daher müssen konkrete Maßnahmen bezüglich der technischen Steuerbarkeit der Erneuerbaren-Energie-Anlagen und hinsichtlich der marktlichen Modalitäten umgesetzt werden.
- **Prognoseungenauigkeit bei weiter wachsender Einspeisung von erneuerbaren Energien:** Ohne entsprechende Gegenmaßnahmen werden Prognosefehler den Systembetrieb zukünftig vor große Herausforderungen stellen. Bei der Lösung können konzeptionelle, betriebliche, aber auch regulatorische Maßnahmen unterstützen.
- **Deterministische Leistungsbilanzabweichungen:** Deterministische Leistungsbilanzabweichungen werden bei Fortschreibung der heutigen Rahmenbedingungen (insbesondere Erneuerbare-Energien-Gesetz und Marktregeln) zu großen Herausforderungen für einen robusten Systembetrieb führen. Vielversprechende Gegenmaßnahmen, wie bspw. eine Rampenvorgaben bei fahrplanmäßigen Arbeitspunktwechseln, werden aktuell analysiert und bewertet.

Auf dieser Basis ist festzustellen, dass ein stabiles Systemverhalten zukünftig ohne weitere Maßnahmen zur Deckung der Systembedarfe nicht sichergestellt werden kann. Daraus leitet sich aus Sicht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in Summe eine Vielzahl notwendiger Maßnahmen ab, die im Kapitel 5 „Handlungsempfehlungen“ im Detail beschrieben sind. Die ÜNB sehen, auch aufgrund der sich verzögernden Überarbeitung der Network Codes „Requirements for Generators“ [1] und „Demand Connection Code“ [2] durch die EU-Kommission und dem damit weiter verzögerten Inkrafttreten relevanter neuer Anforderungen, bei den folgenden **vier Themenfeldern** einen unmittelbar notwendigen **Handlungsbedarf**, zu dessen Lösung es insbesondere der Unterstützung durch Politik und Regulator bedarf:

- **Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren:** Ohne Anforderungen hinsichtlich eines netzdienlichen Verhaltens beeinflussen Elektrolyseure die Systemstabilität negativ. Dabei stehen insbesondere Anforderungen hinsichtlich des Durchfahrens von Fehlern (FRT-Fähigkeit), zur schnellen bzw. frühen Wirkleistungswiederkehr sowie, regional spezifisch, zur Blindstromstützung im Fokus. Es müssen daher verbindliche Anforderungen für Elektrolyseure vor dem Inkrafttreten der neuen Netzanschlussregeln festgelegt und umgesetzt werden.
- **Netzbildende Umsetzung von Großbatteriespeichern:** Großbatteriespeicher werden zukünftig das Systemverhalten maßgeblich mitbestimmen und müssen daher u. a. mit netzbildenden Eigenschaften zu einem stabilen Systemverhalten beitragen. Es müssen daher verbindliche Anforderungen für Großbatteriespeicher vor dem Inkrafttreten der neuen Netzanschlussregeln festgelegt und umgesetzt werden.
- **Netzdienliches Verhalten von Neubau-Kraftwerken:** Neubau-Kraftwerke müssen einen Beitrag für ein stabiles Systemverhalten leisten. Hierzu müssen diese die Anforderungen an eine Robustheit gegenüber auftretenden Frequenzgradienten (RoCoF-Robustheit) zwingend erfüllen. Darüber hinaus sollten Neubau-Kraftwerke unter anderem eine schnelle Wirkleistungsanpassung bei Überfrequenz ermöglichen. Diese und weitere Anforderungen sind für Neubau-Kraftwerke verbindlich festzulegen und umzusetzen.
- **Beschleunigung der Durchdringung mit netzbildenden Betriebsmitteln:** Ein Schlüssel für die erfolgreiche Umsetzung der Transformation des elektrischen Energiesystems hin zu 100 % erneuerbarer Erzeugung sind netzbildende Betriebsmittel. Da Erzeuger, aber auch zunehmend Lasten mit Stromrichtern, ans Netz gekoppelt sind, ist insbesondere die Etablierung netzbildender Stromrichter ein zentraler Baustein. Als Anschlag müssen attraktive Anreize für Hersteller und Betreiber so gesetzt werden, dass die Investition und der Betrieb der Anlagen attraktiv sind, unabhängig von den Mindestanforderungen.

Der Systemstabilitätsbericht stellt aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber einen zentralen Baustein dar, um einen robusten und stabilen Systembetrieb planerisch über den Transformationsprozess des Energiesystems hin zu einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung sicherzustellen. Bei der Umsetzung der aus den Handlungsempfehlungen resultierenden Maßnahmen bedarf es allerdings der fokussierten Mitwirkung aller Beteiligten bzw. Stakeholder, wie z. B. Hersteller, Anlagenbetreiber, Regulator, Politik und Netzbetreiber, um ein Gelingen des Transformationsprozesses zu ermöglichen.

1 Einleitung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind gemäß § 12 i Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verpflichtet erstmals zum 01.01.2025 und danach alle zwei Jahre über die Sicherheit, Zuverlässigkeit, Stabilität und Leistungsfähigkeit ihres Energieversorgungsnetzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems zu berichten. Des Weiteren soll der Bericht für alle Aspekte der Systemstabilität den aktuellen Stand darstellen sowie Handlungsbedarfe in den einzelnen Bereichen im Hinblick auf einen sicheren Netzbetrieb, auch bei vollständiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, ermitteln. Zusätzlich sind die Systembedarfe für die nächsten zehn Jahre zu quantifizieren und konkrete Handlungsempfehlungen abzuleiten (vgl. Kapitel 2.3).

Bisherige Untersuchungen zur Bewertung der Systemstabilität waren Teil des Netzentwicklungsplans (NEP) und sind im Begleitdokument „Bewertung der Systemstabilität“ des jeweiligen NEP zu finden. Weitere Untersuchungen fanden zudem im Systemstabilitätsbericht 2023 (SB 2023) statt. Der neue Prozess des Systemstabilitätsberichts nach § 12 i EnWG ersetzt das oben genannte Begleitdokument im NEP und führt die Untersuchungen zur Bewertung der Systemstabilität fort.

Wesentliches Ziel des vorliegenden Systemstabilitätsberichts 2025 (SB 2025), ist die Analyse und Bewertung der Auswirkungen des prognostizierten Ausbaupfades erneuerbarer Energien (EE) inklusive des entsprechenden Rückbaus konventioneller Erzeugungskapazitäten, des Netzausbaus und der generell zunehmenden Durchdringung mit Stromrichtern auf die Systemstabilität sowie eine Ableitung daraus resultierender Handlungsempfehlungen.

Zudem soll mit diesem Bericht ein Beitrag für eine gesamtheitliche Einordnung der Herausforderungen im Themenfeld „Systemstabilität“ geleistet werden. Dabei wird der aktuelle Stand der Systemauslegung aus Sicht der Systemstabilität der ÜNB transparent dargelegt.

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut: In Kapitel 2 werden die im Bericht betrachteten Stabilitätsaspekte aufgeführt und in den Gesamtkontext der Systemauslegung eingeordnet. Dabei wird für die einzelnen Aspekte insbesondere auch auf bekannte bzw. absehbare Systembedarfe und deren Deckung eingegangen. Kern des Berichts sind die in Kapitel 3 beschriebenen Analysen für die Systemstabilitätsaspekte: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Netzstärke und Harmonische Stabilität. Das Kapitel 4 fasst Erkenntnisse der ÜNB zu weiteren Themen im Kontext eines stabilen Systembetriebs zusammen. In Kapitel 5 wird der Bericht mit den abgeleiteten Handlungsempfehlungen in Form von Steckbriefen zusammengefasst.

2 Grundzüge einer gesamtheitlichen Systemauslegung aus Sicht der Systemstabilität

In diesem Kapitel werden die Grundzüge für eine gesamtheitliche Systemauslegung aus Sicht der Systemstabilität aufgezeigt. Dazu werden in einem ersten Schritt im Kapitel 2.1 die Aspekte der Systemstabilität definiert und klassifiziert und die aus heutiger Sicht notwendigen Systembedarfe den jeweiligen Aspekten zugeordnet. In einem zweiten Schritt werden im Kapitel 2.2 die Stabilitätsaspekte in Bezug zu den Betriebszuständen inklusive auslegungsrelevanter Störereignisse des kontinentaleuropäischen Verbundsystems gesetzt. In einem weiteren Schritt wird im Kapitel 2.3 aufgezeigt, wie die Bedarfsermittlung für die Stabilitätsaspekte grundsätzlich methodisch erfolgt und wie die ermittelten Systembedarfe ausgewiesen und gedeckt werden.

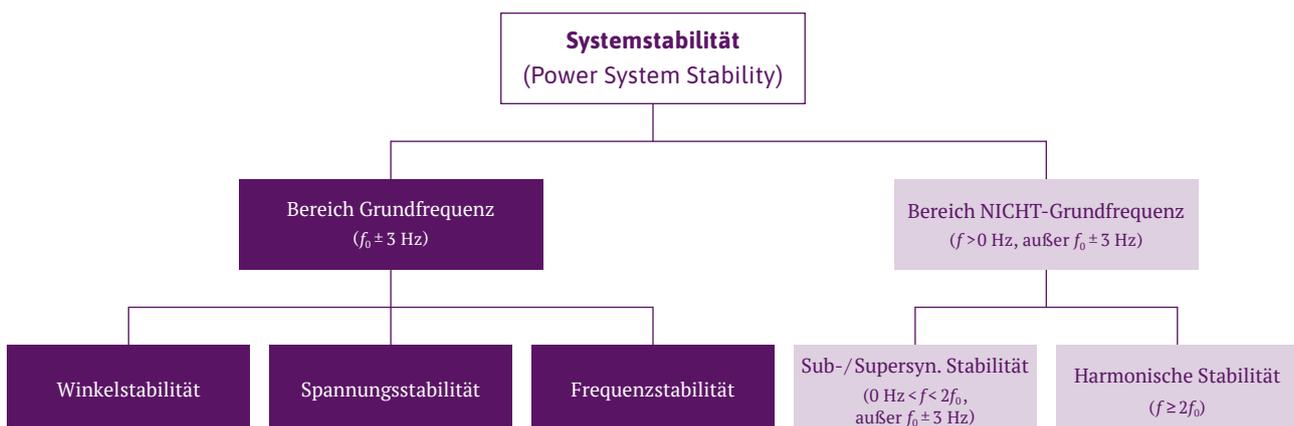
2.1 Aspekte der Systemstabilität und Systembedarfe

Entsprechend [3] wird die Systemstabilität als die Fähigkeit eines elektrischen Verbundsystems bezeichnet, für einen gegebenen, initial stabilen Betriebszustand infolge eines Störereignisses wieder einen Gleichgewichtszustand zu erlangen. Dabei müssen sich die Systemgrößen innerhalb zulässiger Grenzen befinden, sodass das gesamte System intakt und in zulässigen Betriebsgrenzen bleibt.

Abbildung 1 zeigt die Klassifizierung der Systemstabilität nach [4]. Auf Basis dieser erweiterten Klassifizierung der Systemstabilität wird zwischen dem Bereich „Grundfrequenz“ und „NICHT-Grundfrequenz“ unterschieden. Unter dem Bereich Grundfrequenz finden sich die bekannten klassischen Stabilitätsaspekte, angelehnt an [5], wieder. Konkret umfasst dieser Bereich die Aspekte Winkelstabilität, Spannungsstabilität und Frequenzstabilität. Unter dem Bereich „NICHT-Grundfrequenz“ befinden sich die neu eingeführten Aspekte Sub-/Supersynchrone Stabilität sowie Harmonische Stabilität. Die Herausforderungen bei den einzelnen Aspekten stehen im Wesentlichen im Zusammenhang mit der sich verändernden Übertragungs-, Erzeugungs- und Laststruktur. Dabei spielt insbesondere die Entwicklung hin zu einer hohen Stromrichterdurchdringung eine zentrale Rolle.

Der bislang auch seitens der deutschen ÜNB verwendete Überbegriff Stromrichter-getriebene Stabilität nach [5] wurde als Sammelbegriff für schnelle und langsame Interaktionen zwischen Stromrichterregelungen und anderen Netzkomponenten, die zu Instabilitäten einzelner Anlagen oder auch ganzer Netzabschnitte führen können, genutzt. Phänomene, die bislang unter diesem Begriff verortet waren, sind entsprechend in der neuen Klassifizierung nach [4] neu verortet, sodass der Begriff Stromrichter-getriebene Stabilität keine Verwendung mehr findet.

Abb. 1 Klassifizierung der Systemstabilität nach [4]





Die **Winkelstabilität** beschreibt, inwiefern die Synchrongeneratoren eines Verbundsystems in der Lage sind, den synchronen Betrieb, auch als Synchronismus bezeichnet, nach einer Störung aufrechtzuerhalten. In großen Verbundsystemen steht dabei insbesondere die Analyse von Störereignissen im Vordergrund und steht im direkten Zusammenhang mit der Kurzzeitspannungsstabilität. Daher ist es gängige Praxis hier den übergreifenden Begriff der **Transienten Stabilität** zu verwenden, so auch in diesem Bericht.

Die **Spannungsstabilität** beschreibt, inwiefern das Verbundsystem in der Lage ist, nach einer Störung die Spannung an allen Netzknoten aufrechtzuerhalten. Die Spannungsstabilität ist abhängig davon, ob der Gleichgewichtszustand zwischen Blindleistungsverbrauch und -erzeugung aufrechterhalten bzw. wiederhergestellt werden kann. In Abhängigkeit des relevanten Zeitbereichs wird zwischen Kurz- und Langzeitspannungsstabilität unterschieden.

Die **Frequenzstabilität** beschreibt, inwiefern das Verbundsystem in der Lage ist, eine stationäre Netzfrequenz auch nach einer schweren Störung des Wirkleistungsgleichgewichts aufrechtzuerhalten. Sie ist von der Fähigkeit des Systems abhängig, das Gleichgewicht zwischen Wirkleistungserzeugung und Wirkleistungsverbrauch beizubehalten bzw. wiederherzustellen.

Der Aspekt **Harmonische Stabilität** umfasst Frequenzen (Harmonische und Zwischenharmonische) in einem Frequenzbereich von der zweifachen Grundschwingung bis zu 2,5 kHz sowie supraharmonische Frequenzen oberhalb von 2,5 kHz, für welche das Systemverhalten vor allem durch passive Netzelemente, Schaltereignisse und Regelungsverzögerungen dominiert ist.

Der Aspekt **Sub-/Supersynchrone Stabilität** umfasst Phänomene im subsynchronen Bereich, wie z. B. subsynchrone Resonanzen (Subsynchronous Resonance, SSR), subsynchrone Torsionen (Subsynchronous Torsional Interaction, SSTI), Effekte von Asynchronmaschinen (Induction Generator Effect, IGE), subsynchrone Oszillationen (Subsynchronous Oscillations, DD-SSO) und subsynchrone Regelungsinteraktionen (Subsynchronous Control Interaction, SSCI). Da Koppungseffekte (bspw. Stabilitätsphänomene einer netzfolgenden Regelung, auch „Grid Following“ genannt, GFL) auch den sub- und supersynchronen Bereich umfassen können, wird die Klasse als Sub-/Supersynchrone Stabilität bezeichnet, für Details siehe [4].

Der in diesem Bericht verwendete Aspekt der **Netzstärke** behandelt die Stabilität von Stromrichtern in schwachen Netzen. Damit dient dieser Aspekt als Indikator, inwieweit Stromrichter im Parallelbetrieb mit anderen Stromrichter-basierten Anlagen stabil im Verbundnetz betrieben werden können, und fällt bezüglich der Klassifizierung in den Frequenzbereich der **Sub-/Supersynchronen Stabilität**.

Zu den genannten Aspekten wurden seitens der deutschen ÜNB bereits diverse Arbeiten durchgeführt. Insbesondere im Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037/2045 (2023) wurden durch die ÜNB bereits nennenswerte Systembedarfe ausgewiesen [6]. Die Bestätigung des Großteils dieser ausgewiesenen Maßnahmen durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterstreicht deren Notwendigkeit [7].

Die von den deutschen ÜNB als relevant identifizierten Systembedarfe hinsichtlich der Systemstabilität leiten sich direkt von den aufgezeigten Aspekten der Systemstabilität ab und sind in Abbildung 2 dargestellt. Dabei wird auch die Verknüpfung von Systembedarfen mit meist mehreren Stabilitätsaspekten ersichtlich.

Abb. 2 Systembedarfe hinsichtlich Systemstabilität

		Stabilitätsaspekte				
		Transiente Stabilität	Spannungsstabilität	Frequenzstabilität	Netzstärke	Harmonische Stabilität
Systembedarfe	Netzbildung (Momentanreserve)	▲		▲		
	Netzbildung (Spannungseinprägung)	▲	▲	▲	▲	▲
	Limited Frequency Sensitive Mode			▲		
	Spannungshaltung	▲	▲	▲		
	Spannungsregelung	▲	▲	▲		

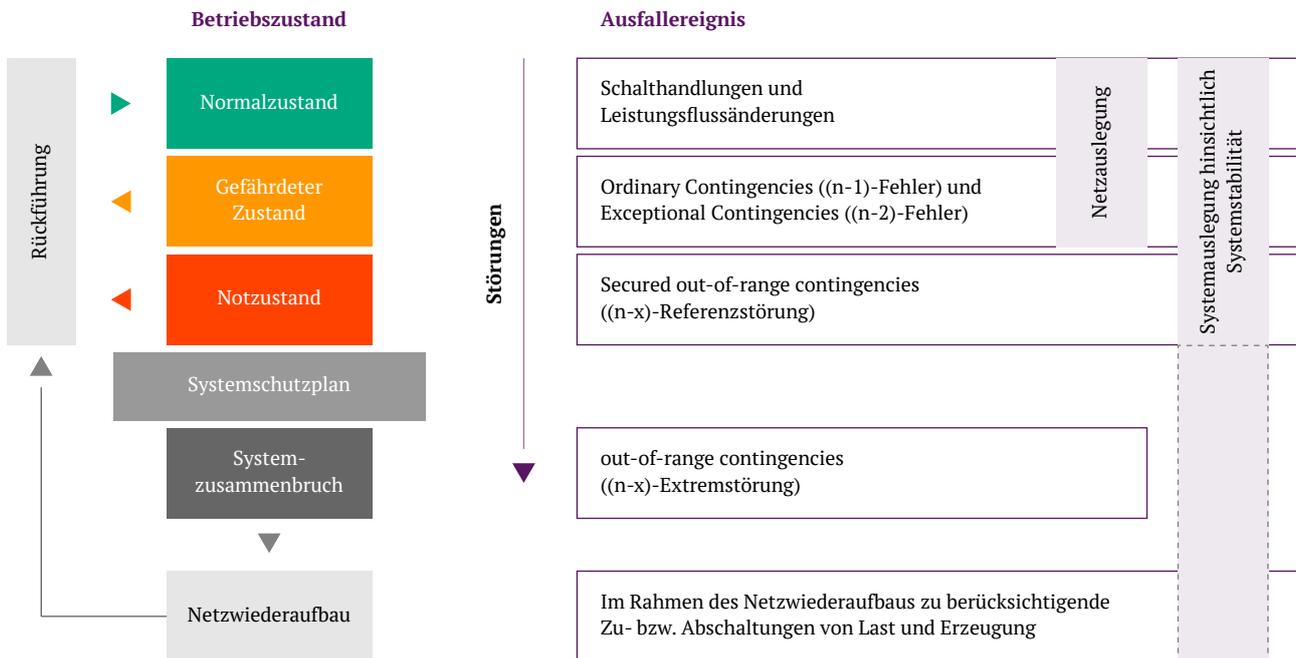
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im NEP 2037/2045 (2023) haben sich die Analysen im Wesentlichen noch auf Systembedarfe der Aspekte Frequenz- und Spannungsstabilität konzentriert. Zukünftig müssen auch Systembedarfe für die weiteren Stabilitätsaspekte ermittelt werden. Hierzu müssen teilweise erst geeignete Methodiken zur Ermittlung entwickelt werden. Dies betrifft insbesondere die Sub-/Supersynchrone Stabilität, die Harmonische Stabilität sowie die Transiente Stabilität. Alle drei stehen insbesondere im Kontext einer hohen Stromrichterdurchdringung. Zusammen mit den bereits adressierten Aspekten [6, 8] und den Analysen in Kapitel 3 soll ein Gesamtbild der Systemauslegung die Systemstabilität betreffend aufgezeigt werden und dabei auch auf existierende Lücken in der Systemauslegung hingewiesen werden.

2.2 Betriebszustände und auslegungsrelevante Störereignisse im Verbundnetzbetrieb

Der Betrieb des kontinentaleuropäischen Verbundsystems kann entsprechend Abbildung 3 (linke Seite) in die Betriebszustände „Normalzustand“, „Gefährdeter Zustand“ und „Notzustand“ eingeteilt werden. Im Rahmen der jeweils gültigen Auslegungsgrenzen, inklusive auslegungsrelevanter Störereignisse, müssen für eine ganzheitliche Systemauslegung in Bezug auf die Systemstabilität alle Betriebszustände berücksichtigt werden. In Abbildung 3 (rechte Seite) sind den Betriebszuständen zusätzlich noch typische, an die deutschen Planungsgrundsätze [9] angelehnte Ausfallereignisse zugeordnet. Des Weiteren ist gekennzeichnet, welche Bereiche die Netzauslegung und welche die Systemauslegung aus Sicht der Systemstabilität umfasst. Zudem wird ersichtlich, dass die Systemauslegung die Systemstabilität betreffend auch den Netzwiederaufbau mit einschließen muss.

Abb. 3 Betriebszustände im Verbundsystem und Einordnung auslegungsrelevanter Störungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der „Normalzustand“ wird als ungestörter Betrieb, also als (n-0)-Zustand, bezeichnet. Der Betriebszustand „Gefährdeter Zustand“ ist hingegen bereits durch den Verlust von Betriebsmitteln geprägt, es sind aber noch keine betrieblichen Grenzen verletzt. Im Gegensatz dazu sind im „Notzustand“ bereits betriebliche Grenzen, einhergehend mit Transit- und Versorgungsunterbrechungen, verletzt. In diesem Betriebszustand werden sowohl manuelle als auch automatische Letztmaßnahmen des Systemschutzplans aktiviert. Die Letztmaßnahmen des Systemschutzplans dienen als letztes Mittel, um einen Systemzusammenbruch zu vermeiden. Temporäre und regionale Unterbrechungen von Versorgung und Erzeugung sind daher nicht nur zulässig, sondern wesentlicher Teil des Konzepts. Nach erfolgreicher Stabilisierung des Systems erfolgt aus beiden zuvor genannten Betriebszuständen die Rückführung in den Normalzustand.

Nur im Fall, dass der Systemschutzplan den Systemzusammenbruch nicht verhindern konnte (bspw. infolge eines nicht durch die Systemauslegung abgedeckten Großstörereignisses), tritt der Netz- und Versorgungswiederaufbau in Aktion, um das System wieder in den Normalbetrieb zurückführen zu können. Dabei stellt der Netzwiederaufbau streng genommen einen weiteren, in der Systemauslegung aus Sicht der Systemstabilität zu berücksichtigenden Betriebszustand dar.

Grundsätzlich müssen bei der Systemauslegung für alle zuvor benannten Stabilitätsaspekte (vgl. Kapitel 2.1), die hier genannten Betriebszustände inklusive der jeweils auslegungsrelevanten Störereignisse berücksichtigt werden. Die auslegungsrelevanten Störereignisse sind allerdings, insbesondere hinsichtlich der out-of-range contingencies, nicht abschließend definiert. Die Bestimmung auslegungsrelevanter Störereignisse wird in der Roadmap Systemstabilität des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) adressiert und ist Teil des aktuell laufenden Roadmap Prozesses V1 [10], in welchen auch die ÜNB eng eingebunden sind.



2.3 Ermittlung, Ausweisung und Deckung von Systembedarfen

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, wie die Ermittlung von Systembedarfen methodisch grundsätzlich erfolgt und wie die ermittelten Bedarfe ausgewiesen und gedeckt werden. Dabei soll auch aufgezeigt werden, welchen Entwicklungsstand die Bedarfsermittlung, -ausweisung und -deckung für die einzelnen Stabilitätsaspekte hat.

In Abbildung 4 ist die Herangehensweise schematisch dargestellt. Ist eine Methodik vorhanden, fließen für die Bedarfsermittlung unter anderem Planungsprämissen, der Betriebszustand sowie die auslegungsrelevanten Störungen (vgl. Kapitel 2.2) mit ein. Die Ermittlung der Systembedarfe erfolgt auf Basis von Planungsdaten für ein definiertes Zieljahr mit den zugehörigen Szenarien. Sind die Bedarfe ermittelt, kann mittels Potentialabschätzung errechnet werden, welcher Anteil des ermittelten Systembedarfs bereits gedeckt werden kann, um daraus die zusätzlich benötigten Bedarfe zu bestimmen. Dabei erfolgt die Deckung der zusätzlichen Bedarfe immer in derselben Reihenfolge (3 Säulen):

- 1) Deckung über Technische Anschlussregeln (TAR),
- 2) Deckung mittels marktlich beschaffter Systemdienstleistungen und
- 3) Deckung mittels eigener Betriebsmittel der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB-Assets).

Abb. 4 Vorgehensweise bei Ermittlung, Ausweisung und Deckung von Systembedarfen



* bspw. zur Sicherstellung der Spannungsstabilität

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die grundsätzliche Herausforderung besteht darin eine geeignete Methodik als Planungswerkzeug zur Ermittlung, späteren Ausweisung und Deckung von Systembedarfen zu entwickeln. Der erste wichtige Punkt besteht darin, die wesentlichen Zusammenhänge des zugrundeliegenden Stabilitätsphänomens zu erfassen und simulativ abzubilden. Der zweite wichtige Punkt besteht darin, einen geeigneten methodischen Ansatz zu finden, um daraus konkrete Systembedarfe, bspw. auf Basis einer Metrik, ermitteln zu können. Dies soll an dieser Stelle beispielhaft anhand des Systembedarfs für den stabilen Betrieb netzfolgender Stromrichter verdeutlicht werden. Hier wird aktuell die ESCR-Methodik (Equivalent Short-Circuit Ratio) als vielversprechende Methodik angesehen. Hierzu sind auch Analysen im vorliegenden Bericht enthalten, für weitere Details siehe Kapitel 3.4 Netzstärke. Allerdings kann auf Basis dieser Methodik nach heutigem Entwicklungsstand kein konkreter Systembedarf abgeleitet werden, da kein allgemeingültiger Grenzwert für einen stabilen Betrieb netzfolgender Anlagen identifiziert werden konnte. Ob sich diese Methodik zur Bedarfsermittlung eignet, ist heute noch nicht mit Sicherheit absehbar.

Abbildung 5 zeigt für die Systembedarfe der einzelnen Stabilitätsaspekte den aktuellen Entwicklungsstand. Für alle Aspekte sind die zugrundeliegenden Wirkzusammenhänge weitestgehend bekannt. Die Aspekte Frequenz- und Spannungsstabilität weisen bezüglich der Methodik zur Ermittlung und Ausweisung von Systembedarfen einen hohen Entwicklungsstand auf. Anders sieht dies bei den Aspekten Transiente Stabilität, Netzstärke und Harmonische Stabilität aus. Bezüglich der Transienten Stabilität und der Netzstärke werden erste methodische Ansätze entwickelt und erprobt. Die Harmonische Stabilität stellt hier gegebenenfalls eine Ausnahme dar, da noch nicht geklärt ist, ob es hier überhaupt zielführend ist, Systembedarfe zu ermitteln, oder ob potentielle Stabilitätsprobleme mit anderen Ansätzen gelöst werden müssen.

Abb. 5 Entwicklungsstand der Bedarfsermittlung der einzelnen Stabilitätsaspekte

	Transiente Stabilität	Spannungsstabilität	Frequenzstabilität	Netzstärke	Harmonische Stabilität
Methodik zur Ermittlung	▲	▲	▲	▲	▲
Ausweisung Systembedarf	▲	▲	▲	▲	▲
Entwicklung von Gegenmaßnahmen	▲	▲	▲	▲	▲
Deckung Systembedarf	▲	▲	▲	▲	▲

Entwicklungsstand: ▲ ausgereift ▲ in Entwicklung ▲ nicht ausgereift

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3 Analysen zur Systemstabilität

Im vorliegenden Kapitel werden zu den jeweiligen Stabilitätsaspekten Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Netzstärke und Harmonische Stabilität die grundlegenden Zusammenhänge, die Methodiken, der Untersuchungsrahmen und die Ergebnisse der Analysen dargestellt. Dabei werden in den Untersuchungen, abhängig von den für die einzelnen Aspekte verfügbaren Daten, verschiedene Zeithorizonte betrachtet. Diese umfassen das Istnetz und die Bedarfsanalyse 2024 t+3 (BA24t+3) als Kurzfrist-Horizonte, die Langfristanalyse 2030 (LA2030) als Mittelfrist-Horizont sowie den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023) (NEP 2037/2045 (2023)) als Langfrist-Horizont.

3.1 Transiente Stabilität

Bei der Bewertung der Transienten Stabilität steht allgemein ein robustes Systemverhalten infolge einer Störung und damit die sichere Beherrschung auslegungsrelevanter Fehler im Fokus. Grundsätzlich beschreibt die Transiente Stabilität die Fähigkeiten von Synchronmaschinen, die durch ein elektrisches Drehstromnetz miteinander verbunden sind, nach Störungen wie Kurzschlüssen oder Kraftwerksausfällen den Synchronismus beizubehalten und somit weiterhin am Netz zu bleiben. Trotz des Wechsels in der Erzeugungsstruktur, weg von Synchronmaschinen hin zu Stromrichter-basierten Erzeugungsanlagen, ist das Systemverhalten weiterhin auch auf Basis der klassischen Stabilitätsdefinitionen zu untersuchen. Allerdings haben die Änderungen in der Erzeugungs- und Laststruktur einen starken Einfluss auf das allgemeine Systemverhalten. Der Fokus bei der Bewertung der Transienten Stabilität liegt auf dem allgemeinen Systemverhalten in Folge einer Störung und dem sicheren Durchfahren eines Fehlers. Dabei sind die Auswirkungen großer Störungen unter Beachtung des Systemverhaltens des Netzes und der angeschlossenen Anlagen mit Simulationen im Zeitbereich zu untersuchen.

Die Übertragungsfähigkeit einer Drehstromübertragungsstrecke ist durch physikalische Gegebenheiten begrenzt und direkt abhängig von der Spannung im Netz, der Impedanz und der Spannungswinkeldifferenz zwischen den Enden der Übertragungsstrecke. Wird die Belastung des Übertragungskorridors auch nur kurzzeitig, z. B. während Ausgleichsvorgängen nach einer Störung im Netz, größer als die maximal übertragbare Leistung, so „kippt“ die Übertragung und es folgt ein Verlust des Synchronismus, also der Verlust der Systemstabilität. Um dies zu verhindern, kann auf die Spannung im Netz und die Spannungswinkeldifferenz eingewirkt werden. Bei einem Kurzschluss gibt es einen Spannungseinbruch, der sich über einen Spannungstrichter rund um den Kurzschlussort ausbreitet. Je niedriger die Spannung, desto weniger Wirkleistung kann über diesen Transitkanal übertragen werden. Dies führt dazu, dass die Spannungswinkeldifferenz zwischen Erzeugungs- und Lastgebiet weiter ansteigt. Sobald der Fehler geklärt ist, kehrt die Spannung zurück und der Transitkanal kann wieder aufgebaut und damit auch die Spannungswinkeldifferenz reduziert werden. Zu einer Instabilität kann es kommen, wenn während des Fehlers die Winkeldifferenz so stark angestiegen ist, dass diese nach dem Fehler nicht wieder reduziert werden kann und Netzgebiete somit asynchron fallen, also nicht mehr synchron verbunden sind.

Ein weiteres Problem stellt die Spannungserholung nach der Fehlerklärung dar: Ist diese zu langsam, kann die Winkeldifferenz auch nach Fehlerklärung weiter ansteigen (die Netzgebiete „drehen“ weiter auseinander) und Erzeugungsanlagen aber auch Lasten können sich vom Netz trennen. Im schlimmsten Fall kann es zu einem Spannungskollaps und damit zu einem (Teil-)Systemzusammenbruch, also einem unkontrollierten großflächigen Zusammenbruch des Netzes, kommen. Ziel einer robusten Systemauslegung ist, dies für auslegungsrelevante Fehler zu verhindern. Dafür ist es zum einen notwendig, genügend Momentanreserve vorzuhalten. Eine ausreichende Momentanreserve bewirkt ein trägeres Systemverhalten, sodass die Winkeldifferenz während des Fehlerereignisses nicht zu stark ansteigt. Zum anderen muss die Spannungswiederkehr nach Fehlerklärung durch eine ausreichende Bereitstellung von dynamischer Blindleistung gewährleistet werden. Für diese Maßnahmen werden die Charakteristiken von Erzeugungsanlagen und Lasten sowie der ÜNB-eigenen Assets, wie z. B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) oder Blindleistungskompensationsanlagen berücksichtigt.



Zur Bewertung der Maßnahmen für eine robuste Systemauslegung werden Simulationen im Zeitbereich durchgeführt. Dafür wird ein Netzmodell genutzt, in welchem das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz abgebildet ist. In den Untersuchungen zur Transienten Stabilität des NEP 2037/2045 (2023) [6] wurde der Fokus nicht auf das NEP-Zieljahr 2037, sondern auf das Zwischenszenario der LA2030 gelegt. Dabei zeigen die Simulationen, dass – selbst unter Berücksichtigung der ermittelten Kompensationsanlagen aus den bilanziellen Blindleistungsuntersuchungen – bereits bei (n-1)-Fehlerfällen die Transiente Stabilität des Verbundsystems nicht immer gegeben ist. In bestimmten Netzgebieten sind viele Fehlerereignisse ohne weitere Maßnahmen nicht beherrschbar. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen wurde der Einfluss von verschiedenen Maßnahmen zur besseren Spannungsstützung und der Wirkleistungsentlastung von Transitzkorridoren untersucht. Diese Analysen zeigen, dass eine Kombination von Gegenmaßnahmen notwendig ist, um ein robustes und stabiles Systemverhalten in dem untersuchten Szenario der LA2030 gewährleisten zu können. Dafür wurde u. a. auch die Wirkung von neuen Großverbrauchern, wie z. B. Elektrolyseuren, berücksichtigt.

Die Ergebnisse der LA2030 zeigen weiterhin, dass bereits auf dem Transitionspfad hin zu einem klimaneutralen Energiesystem Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die Betriebbarkeit sicherzustellen. Dazu zählen Maßnahmen mit direktem Einfluss auf die Spannungsstützung (z. B. zusätzliche Blindstromstützung durch Blindleistungskompensationsanlagen, Großverbraucher und Erzeugungsanlagen) sowie Maßnahmen mit Einfluss auf die Wirkleistung zur netzdienlichen Beeinflussung des überregionalen Transits (z. B. Begrenzung der Netzbelastung im Grundlastfluss, schnelle Wirkleistungswiederkehr von Großverbrauchern, Systemautomatiken zur kurzzeitigen Wirkleistungsentlastung und Erhöhung der Momentanreserve im Norden Deutschlands). Basierend darauf wurden z. B. erste Anforderungen an Elektrolyseanlagen durch die ÜNB veröffentlicht [11], welche im Dialog mit den Herstellern und Betreibern weiterentwickelt werden.

Im Systemstabilitätsbericht 2023 (SB 2023) [8] wurde die Analyse mit dem Netzmodell der LA2030 fortgeführt mit dem Fokus auf den Beitrag der Momentanreserve. Der Einfluss netzbildender Regelungskonzepte mit Momentanreservebereitstellung durch Windenergieanlagen (WEA) und „Static Synchronous Compensator“ (STATCOM)-Anlagen wurde untersucht. Die Analyse zeigt eine Verbesserung der Systemstabilität bei Erhöhung der Momentanreserve, wohingegen eine Reduktion der Momentanreserve zu einer Verschlechterung führt.

Im Rahmen des vorliegenden SB 2025 werden Analysen mit dem Netzmodell der LA2030 durchgeführt. Bei diesen Untersuchungen wird der Fokus auf neue Regelungskonzepte von netzbildenden STATCOM-Anlagen gelegt und der Einfluss des vermehrten Einsatzes von Querregeltransformatoren (QRT) auf die Transiente Stabilität analysiert. Zusätzlich wird der Einfluss von Wirkleistungswiederkehrrampen sowie einem erweiterten Spannungsband für den Start der Wirkleistungswiederkehr von Elektrolyseanlagen und eine Blindstromstützung durch diese untersucht. Darüber hinaus wird eine STATCOM-Fähigkeit von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) sowie Bereitstellung von Momentanreserve durch netzbildende WEA untersucht.

3.1.1 Methodik

Zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens und der Stabilität des deutschen Übertragungsnetzes mit den Wechselwirkungen im europäischen Verbundsystem wird eine ausreichende Datenbasis über das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz der ENTSO-E benötigt. Dazu gehören Kenntnisse über Erzeugung und Verbrauch in den Netzgebieten der ÜNB, den Ausbauzustand des Verbundnetzes sowie die dynamischen Eigenschaften der technologisch unterschiedlichen Erzeugungseinheiten und Betriebsmittel im In- und Ausland. Für das europäische Ausland wird hierbei auf ein Modell der ENTSO-E zurückgegriffen. Das als „Initial Dynamic Model“ (IDM) bezeichnete Modell [12] bildet dabei die Charakteristik des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes ab. Das dynamische Verhalten des Netzes wird im IDM hauptsächlich durch mit generischen dynamischen Modellen versehene Synchrongeneratoren modelliert.



In den Untersuchungen werden auslegungsrelevante Fehlerfälle und ihre zulässigen Auswirkungen, die in den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB [9] beschrieben sind, berücksichtigt. Hierzu gehören Kurzschlüsse mit Ausfall eines Netzelements, Sammelschienenfehler und Common-Mode-Fehler (Mastumbruch, Doppelleitungsausfall). Für letztere außergewöhnliche Fehlerszenarien ist eine eingeschränkte Beherrschbarkeit zulässig, d. h. eine regionale Versorgungsunterbrechung muss in angemessener Zeit behebbar sein. Zur Vermeidung eines Systemzusammenbruchs darf es dabei jedoch nicht zu kaskadierenden Ausfällen mehrerer Betriebsmittel mit überregionaler Störungsausweitung kommen.

Die Ergebnisse der stationären Leistungsflussrechnung fließen als Anfangswert in die dynamischen Berechnungen ein, um die dynamischen Modelle zu initialisieren. Dabei stellen die berechneten stationären Werte an den Netzknoten die Anfangsbedingungen für die dynamischen Modelle dar. Anschließend wird das Zeitverhalten unter Einwirkung der oben genannten Fehlerszenarien berechnet. Hierbei bilden die Modelle das dynamische elektrische Klemmenverhalten der Erzeugungseinheiten und Betriebsmittel nach.

Zur Deckung des stationären Blindleistungsbedarfs werden mechanisch geschaltete Kondensatoren (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network, MSCDN) modelliert. Ein Teil des stationären Blindleistungsbedarfs sowie der dynamische Blindleistungsbedarf werden durch regelbare Anlagen bereitgestellt. Hierzu werden STATCOM und rotierende Phasenschieber eingesetzt. Es werden die genehmigten und für den Zielzeithorizont geplanten Maßnahmen für stationäre und regelbare Blindleistungskompensation standort- bzw. regionen- und technologiescharf in das Netzmodell eingebracht.

Die Anzahl und Größe der Synchrongeneratoren in den Ländern des kontinentaleuropäischen Auslands bestimmt die hauptsächlich im Datensatz zur Verfügung stehende Momentanreserve im Ausland. Auf Grundlage der Daten zum Markteinsatz des gewählten Szenarios und Netznutzungsfalls (NNF) der LA2030 wird die Momentanreserve im Ausland, wie auch erstmalig im SB 2023 erfolgt [8], angepasst.

Für das deutsche Höchstspannungsnetz ist ein detaillierterer Modellierungsgrad vorhanden und für den Einsatz der Erzeugungsanlagen wurden die Ergebnisse aus der Marktsimulation zugrunde gelegt.

Die modellierten Kompensationsanlagen bilden zusammen mit den Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen ein plausibles Zielnetz, für welches in den transienten Untersuchungen die Robustheit und das Gesamtsystemverhalten im Kurzzeitbereich bewertet werden kann.

Neben passiven Betriebsmitteln, wie z. B. Leitungen, MSCDN, Drosselspulen und Lasten, gibt es aktive Betriebsmittel im Datensatz mit dynamischen Regelungsmodellen. Die grundsätzliche Abbildung dieser Betriebsmittel wird im Folgenden kurz beschrieben:

- ▶ **Konventionelle Kraftwerke:** Alle Kraftwerke sind mit Synchrongeneratoren inklusive Blocktransformatoren abgebildet. Für die Synchrongeneratoren mit Anschluss an das Höchstspannungsnetz wird ein dynamisches Regelungsmodell hinterlegt, das in den meisten Fällen einen automatischen Spannungsregler inklusive Pendeldämpfungsglied sowie einen Drehzahl- und Turbinenregler umfasst.
- ▶ **HGÜ-Konverter:** Für Stromrichterstationen von HGÜ-Systemen (u. a. auch für Multiterminal-HGÜ) wird ein detailliertes dynamisches Modell verwendet. Dieses Modell bildet verschiedene Betriebsmodi ab, unter anderem verschiedene Wirk- und Blindleistungsregelungen sowie Statikeinstellungen.
- ▶ **Offshore-Windenergieanlagen:** Zur Analyse des Systemverhaltens ist vor allem das Verhalten der onshore-seitigen Stromrichterstationen entscheidend. Daher wird für diese Stationen ein dynamisches Modell hinterlegt, welches vereinfacht das Verhalten der DC-Verbindung und Offshore-Seite abbildet. Die Einstellmöglichkeiten bezüglich der verschiedenen Betriebsmodi des onshore-seitigen Stromrichters sind dabei analog zu denen der HGÜ-Konverter.
- ▶ **Onshore-Windenergieanlagen:** Aufgrund der Vielzahl an Anlagen werden nur aggregierte Onshore-WEA mit einer Wirkleistungseinspeisung größer 100 MW je Aggregationsstandort mit einem dynamischen Modell versehen. Für diese Anlagen werden zwei Technologien modelliert: Anlagen mit Vollumrichter und Anlagen mit doppelt gespeister Asynchronmaschine.



- ▶ **STATCOM:** Für die STATCOM-Anlagen werden drei verschiedene generische dynamische Modelle verwendet. Dabei wird zwischen netzbildenden (auch „Grid Forming“ genannt, GFM) und netzfolgenden (GFL) Regelungskonzepten unterschieden.
- ▶ **STATCOM mit netzfolgender Regelung (netzfolgende STATCOM):** STATCOM-Anlagen mit bisheriger netzfolgender Regelung benötigen aufgrund ihres stromeinprägenden Verhaltens eine sehr schnelle und präzise Erfassung der netzseitigen Spannung, des Phasenwinkels und des Stroms.
- ▶ **STATCOM mit netzbildender Regelung ohne Energiespeicher (netzbildende STATCOM):** STATCOM-Anlagen mit netzbildender Regelung ohne Energiespeicher sind in der Lage, eine Spannung und Frequenz unabhängig der netzseitigen Größen zu stellen und benötigen keine schnelle Messung. Entsprechend der Energiereserven im Zwischenkreis ist keine Momentanreservebereitstellung möglich. Der resultierende Anlagenstrom ergibt sich inhärent aus dem Unterschied zwischen gestellter Anlagenspannung und Netzspannung.
- ▶ **STATCOM mit netzbildender Regelung und Energiespeicher (E-STATCOM):** STATCOM-Anlagen mit netzbildender Regelung sowie zusätzlichem Energiespeicher sind in der Lage, eine Spannung und Frequenz unabhängig der netzseitigen Größen zu stellen und benötigen keine schnelle Messung. Sie können Momentanreserve in Abhängigkeit der Größe des zusätzlichen Energiespeichers bereitstellen. Der resultierende Anlagenstrom ergibt sich inhärent aus dem Unterschied zwischen gestellter Anlagenspannung und Netzspannung.
- ▶ **Rotierende Phasenschieber:** Das für diesen Anlagentyp verwendete Modell ist vergleichbar mit der Modellierung der konventionellen Kraftwerke. Aufgrund des fehlenden mechanischen Antriebsstrangs besitzen rotierende Phasenschieber keinen Drehzahl- und Turbinenregler.
- ▶ **Netzbooster:** Netzbooster ähneln E-STATCOMs und verfügen also über eine netzbildende Regelung, einen Energiespeicher und können Momentanreserve bereitstellen. Darüber hinaus können sie an der Primärregelleistung über eine Frequenzregelung teilnehmen.
- ▶ **Elektrolyseure:** Um unterschiedliche Verhaltensweisen von Elektrolyseanlagen in der Simulation abbilden zu können, wird für diesen Anlagentyp ein generisches dynamisches Modell verwendet. Unter anderem gibt es dabei die Möglichkeit, die Blindstromstützung während und nach Fehlerereignissen einzustellen. Außerdem weist das Modell einen spannungsabhängigen Wirkleistungsbezug auf. Die Wiederkehrgeschwindigkeit sowie das Spannungsband zum Start der Wirkleistungsaufnahme nach einem Spannungseinbruch sind einstellbar.
- ▶ **Biomasse-Anlagen und Blockheizkraftwerke:** Für diese Anlagen wird ein Synchrongenerator mit einem dynamischen Regelungsmodell hinterlegt, welches in Abhängigkeit der Anlagengröße und unter Berücksichtigung der technischen Anschlussregeln unterschiedliche Parametrierungen hinsichtlich Spannungsregler und schutzbedingten Abschaltsschwellen aufweist.
- ▶ **Photovoltaik:** Im gewählten Netznutzungsfall (23.02., 02:00 Uhr) findet keine Wirkleistungseinspeisung durch Photovoltaik statt. Jedoch wird im Rahmen einer Sensitivität der Einfluss einer wirkleistungsunabhängigen Blindleistungsbereitstellung (entspricht einem STATCOM-Betrieb) durch PV-Anlagen untersucht. Daher wird in einzelnen Berechnungen für ausgewählte PV-Anlagen das dynamische Modell eines netzfolgenden STATCOMs hinterlegt.
- ▶ **Batteriespeicher:** Zukünftig müssen (Groß-)Batteriespeicher systemstützende Eigenschaften aufweisen. Entsprechende zusätzliche technische Anforderungen umfassen unter anderem eine netzbildende Umrichterregelung sowie eine wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung (entspricht einem STATCOM-Betrieb) [13]. Aufgrund des zu Grunde liegenden energiewirtschaftlichen Szenarios ist der Anteil der Großbatteriespeicheranlagen im Netzmodell gering. Ein Großteil der installierten Leistung der Batteriespeicher entfällt dagegen auf Kleinbatteriespeicheranlagen. Aufgrund einer angenommenen Verortung dieser Anlagen in der Niederspannung und damit geringen Auswirkung einer dynamischen Blindstromstützung wird für diese Anlagen kein dynamisches Modell hinterlegt.



3.1.2 Modellierung der Anlagen mit netzbildendem Regelungsverfahren

Zur Abbildung von STATCOM-Anlagen mit netzbildendem Regelungsverfahren wurde für diesen Bericht ein modulares, generisches Simulationsmodell erstellt. Mit diesem Modell werden vier verschiedene Typen netzbildender Stromrichter beschrieben, mit denen im Datensatz insgesamt 44 Anlagen repräsentiert werden: 24 Anlagen des Typs E-STATCOM, 19 Anlagen des Typs netzbildende STATCOM (ohne Energiespeicher) sowie eine Anlage des Typs Netzbooster. Die Stromrichter der Typen E-STATCOM und Netzbooster sind mit einem zusätzlichen Energiespeicher zur Bereitstellung von Momentanreserve ausgestattet.

Das Modell des Typs E-STATCOM verfügt über ein netzbildendes Regelungsverhalten und kann Momentanreserve bereitstellen. Die Momentanreservebereitstellung ist charakterisiert durch eine Anlaufzeitkonstante von $T_A = 15$ Sekunden für Anlagen mit einer Nennscheinleistung von 250 MVA und $T_A = 12,5$ Sekunden für Anlagen mit einer Nennscheinleistung von 300 MVA. Das entspricht den Vorgaben aus der einheitlichen Auslegung der E-STATCOM der deutschen ÜNB [14]. Darin wird für Anlagen mit einer Nennscheinleistung von 300 MVA die Anlaufzeitkonstante $T_{A,P}$ über den Momentanreservebeitrag $P_1 = 75$ MW für eine Frequenzänderung von 1 Hz/s festgelegt. Das auf P_1 bezogene $T_{A,P}$ beträgt 50 s und kann auf die Nennscheinleistung bezogen und umgerechnet werden. Es ergibt sich für eine Anlage mit 300 MVA:

$$T_A = T_{A,P} \cdot \frac{P_1}{S_N} = 50 \text{ s} \cdot \frac{75 \text{ MW}}{300 \text{ MVA}} = 12,5 \text{ s} \quad (3.1)$$

Für eine Anlage mit 250 MVA ergibt sich:

$$T_A = T_{A,P} \cdot \frac{P_1}{S_N} = 50 \text{ s} \cdot \frac{75 \text{ MW}}{250 \text{ MVA}} = 15 \text{ s} \quad (3.2)$$

Für eine Anlage mit 600 MVA und einem Momentanreserveabruf in Höhe von nun 150 MW (doppelte Anlagengröße) ergibt sich für eine Frequenzänderungsrate von 1 Hz/s:

$$T_A = T_{A,P} \cdot \frac{P_1}{S_N} = 50 \text{ s} \cdot \frac{150 \text{ MW}}{600 \text{ MVA}} = 12,5 \text{ s} \quad (3.3)$$

Die Konstantspannungsregelung (d. h. eine konstante interne Sollspannung der Amplitude des Stromrichters) sorgt für eine inhärente und unverzögerte Stromantwort der Anlage auf Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt.

In den Regelzonen D4 und D2 wird die Höhe der inhärenten Blindstromantwort durch die effektive Impedanz des Stromrichters bestimmt. Das der inhärenten Blindstromantwort folgende Verhalten ist von einem Abklingen dieser geprägt, wobei dieser Vorgang durch die Nachführung des internen Referenzwerts der Spannungsamplitude des Stromrichters an die anliegende Netzspannung charakterisiert ist. In den Regelzonen D8 und D7 wird die inhärente Blindstromantwort durch eine schnelle Blindleistungs-Spannungs-Regelung abgelöst, wodurch die Blindstromantwort gemäß einer definierten Statik festgelegt wird.

Dabei verfügen alle netzbildenden STATCOM-Modelle grundsätzlich über eine Konstantspannungsregelung, die eine inhärente bzw. unmittelbare Blindstromreaktion auf Spannungsänderungen bewirkt. Die Höhe dieser inhärenten Reaktion hängt grundsätzlich vom Verhältnis von der effektiven Impedanz des Stromrichters (d. h. der Kombination aus den Impedanzen des Transformators, Filtern und der virtuellen Impedanz) zur Netzimpedanz ab. Dabei führt bspw. eine Spannungsänderung von 0,2 p.u. bei einer effektiven Impedanz des Stromrichters von 0,2 p.u. zu einer Blindstromeinspeisung von 1 p.u. der Anlage. In den Regelzonen D8 und D7 ist zusätzlich eine Regelung aktiv, die eine überlagerte $Q(U)$ -Statik (bzw. konkret $Q(\Delta U) = k \cdot \Delta U$) einführt. Diese speist proportional zur Spannungsdifferenz eine definierte Blindleistung ein, wodurch die Blindleistungsbereitstellung nach einer bestimmten Zeit der implementierten Statik folgt.

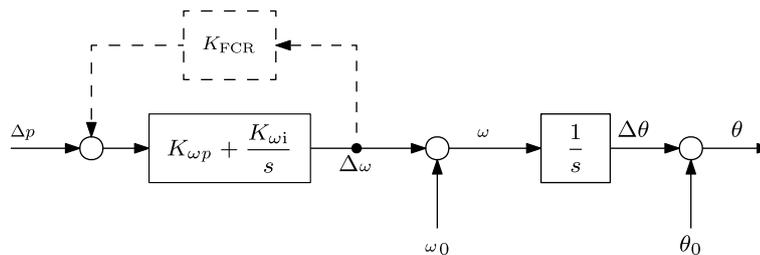
Diese in den Modellparametern umgesetzte Differenzierung basiert auf unterschiedlichen planerischen Annahmen hinsichtlich des zukünftigen Betriebskonzepts der Anlagen.

In diesem Bericht wird das netzbildende Regelungskonzept basierend auf der sogenannten VCI (Voltage Control Inverter) verwendet [15]. Das zugehörige Blockschaltbild der VCI ist in Abbildung 6 dargestellt. Das Regelungskonzept VCI besitzt ein proportional-integrales (PI) System zwischen der Wirkleistungsdifferenz und der Kreisfrequenzänderung. Die Bereitstellung der Momentanreserve wird durch den Parameter $K_{\omega i}$ charakterisiert, wobei die Anlaufzeitkonstante der reziproke Wert dieses Parameters ist. Die Dämpfung wird durch den Parameter $K_{\omega p}$ beschrieben. Durch Addition der Nennkreisfrequenz ω_0 und anschließende Integration wird die Winkeländerung $\Delta\theta$ berechnet, die letztlich zum Arbeitspunkt des Stromrichters θ_0 addiert wird. Die dargestellte Rückkopplung, charakterisiert durch K_{FCR} , ermöglicht die Bereitstellung von Primärregelleistung.

Alternativ bietet das generische Modell die Möglichkeit, das netzbildende Regelungskonzept der sogenannten VSM (Virtual Synchronous Machine) zu verwenden [16].

Ein integraler Bestandteil des E-STATCOM-Modells ist der Wirkleistungsaustausch mit dem Netz, der als Bestandteil der GFM-Funktionalität konzipiert ist. Das E-STATCOM-Modell ermöglicht eine Priorisierung der Wirk- oder Blindströme oder eine stromwinkelneutrale Priorisierung, sobald die Stromgrenzen des Umrichters erreicht sind.

Abb. 6 Blockschaltbild des Regelungskonzepts „Voltage Control Inverter“

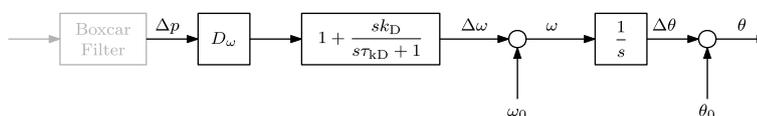


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Modell des Typs netzbildende STATCOM (ohne Energiespeicher) besitzt zwar die spannungseinprägende Eigenschaft netzbildender Stromrichter, allerdings ohne einen zusätzlichen Energiespeicher zur Bereitstellung von Momentanreserve. Für alle netzbildenden STATCOM im Datensatz wird eine schnelle Blindleistungs-Spannungs-Regelung mit Vorgabe einer Statik angewendet. Das netzbildende Regelungskonzept für diese Anlagen basiert auf der sogenannten VSMOH (Virtual Synchronous Machine Zero Inertia) [17] und ist in Abbildung 7 dargestellt. Die VSMOH verfügt über keine speziellen Mechanismen zur Bereitstellung einer Momentanreserve. Lediglich die dargestellte Filterung mittels eines Boxcar-Filters, das eine Mittelwertbildung über eine Netzperiode durchführt, sowie die im Modell des Stromrichters angenommenen Messzeitverzögerungen führen zu einer vernachlässigbaren Trägheit. Das Dämpfungsverhalten der VSMOH wird durch den Parameter D_ω beschrieben. Ein optionales DT1-Filter dient, abhängig von den zugehörigen Parametern k_D und τ_{kD} , der Unterdrückung von Schwingungen zwischen Stromrichter und Netz nach Spannungsamplituden- oder Winkelsprüngen.

Aufgrund der fehlenden Momentanreservebereitstellung ist die Wahl der Priorisierung in der Strombegrenzung nur zwischen winkelneutralem und blindstrompriorisiertem Verhalten möglich.

Abb. 7 Blockschaltbild des Regelungskonzepts „Virtual Synchronous Machine Zero Inertia“



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Das Modell des Anlagentyps Netzbooster ist vergleichbar zu den Modellen für E-STATCOM. Zusätzlich zur Bereitstellung von Momentanreserve, charakterisiert durch die Anlaufzeitkonstanten von $T_A = 10$ Sekunden bei einer Nennscheinleistung von 250 MVA, umfasst das Modell eine Wirkleistungs-Frequenz-Reglung zur Bereitstellung von Primärregelleistung. Die Wirkleistungs-Frequenz-Reglung basiert auf einer FSM-Statik (Frequency Sensitive Mode) mit 5 %. Aufgrund der hinterlegten Konstantspannungsregelung ergeben sich bei Spannungsabweichungen zwischen Stromrichter- und Netzspannung Blindströme wiederum gemäß der effektiven Impedanz des Stromrichters. Analog zu dem Modell der E-STATCOM kommt beim Netzbooster in diesem Bericht ausschließlich das netzbildende Regelungskonzept der VCI zum Einsatz. Ebenso ermöglicht das Modell eine Priorisierung der Wirk- oder Blindströme oder eine stromwinkelneutrale Priorisierung, sobald die Stromgrenzen des Umrichters erreicht werden.

3.1.3 Ausgewählte Netznutzungsfälle für die Analyse der Transienten Stabilität

Im Netzmodell der LA2030 wird mit dem Netznutzungsfall 1274 (23.02., 02:00 Uhr) der Variante B (konservativer Netzausbau, Kohleausstiegsszenario) ein, aus Sicht der Transienten Stabilität, kritischer Netznutzungsfall ausgewählt. Dazu wurden insbesondere die auftretenden Blindleistungsverluste in der Höchstspannungsebene sowie die Erzeugungssituation analysiert. In diesem Netznutzungsfall tritt ein hoher Nord-Süd-Transit innerhalb Deutschlands auf. Dadurch ist eine große Anzahl an Stromkreisen hoch ausgelastet, was zu einem übernatürlichen Betrieb des Höchstspannungsnetzes und einem hohen Blindleistungsbedarf von rund 9 Gvar führt. Unter Berücksichtigung von unterlagerten Netzebenen und der Last beträgt der Blindleistungsbedarf des deutschen Netzgebietes 37 Gvar.

Die Offshore-Windeinspeisung in Deutschland liegt mit 21,3 GW nahe an der installierten Kapazität von 30,8 GW. Die Onshore-Windeinspeisung beträgt 70,2 GW bei einer installierten Kapazität von 115 GW. In der ausgewählten Stunde (02:00 Uhr) tritt keine Einspeisung aus Photovoltaik auf. Weiterhin sind in diesem Netznutzungsfall trotz des Kohleausstiegsszenarios 26 größere konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland mit einer installierten Nennleistung ab 300 MW am Netz. Der Grund hierfür ist der in dieser Stunde auftretende hohe Nord-Süd-Transit und die somit teilweise sehr hoch ausgelasteten Stromkreise. Um das Netz engpassfrei und damit sicher betreiben zu können, resultiert aus dieser Auslastung eine Notwendigkeit für Redispatch. Im betrachteten Szenario gibt es in Deutschland drei Stromkreise, welche im (n-1)-Fall bis 4 kA belastet sind. Alle anderen Stromkreise haben im (n-1)-Fall eine Auslastung nicht höher als 3,6 kA. Von den 26 Kraftwerken werden sechs als in Reserve und 15 als potentiell in Reserve angenommen. Die Last beträgt 58 GW bei einer Spitzenlast von 87 GW in Deutschland. Der Handelssaldo beträgt 10,3 GW (Export) und ist verglichen mit dem maximalen Handelsexport von 36,9 GW im Jahreslauf moderat. In der ausgewählten Stunde sind Elektrolyseure (Großverbraucher) mit einer Bezugsleistung von 9,3 GW am Netz. Dies entspricht ca. 73 % der maximal im Jahreslauf (12,8 GW) durch Elektrolyseure aufgenommenen Wirkleistung.

Die Spannungswinkeldifferenz zwischen Nord- und Süddeutschland ist mit $90,4^\circ$ sehr hoch. Dies ist ein Indikator für eine sehr hohe Netzauslastung und stellt dadurch eine bezüglich der Transienten Stabilität kritische Netzsituation dar. Die Kritikalität ergibt sich des Weiteren durch die hohe Einspeisung aus WEA mit insgesamt 91,5 GW (onshore und offshore), die hohe Transportaufgabe und den damit verbundenen hohen Blindleistungsbedarf des Netzes bei gleichzeitig konservativem Netzausbau sowie der wenigen aktiven Synchrongeneratoren, welche vorrangig in Süddeutschland am Netz sind.

3.1.4 Untersuchungsergebnisse

In den folgenden Kapiteln werden die Untersuchungsergebnisse dargestellt. Dabei wird zunächst ein Basisszenario definiert, von welchem ausgehend Maßnahmen auf ihre Wirksamkeit hin untersucht werden.

3.1.4.1 Basisszenario

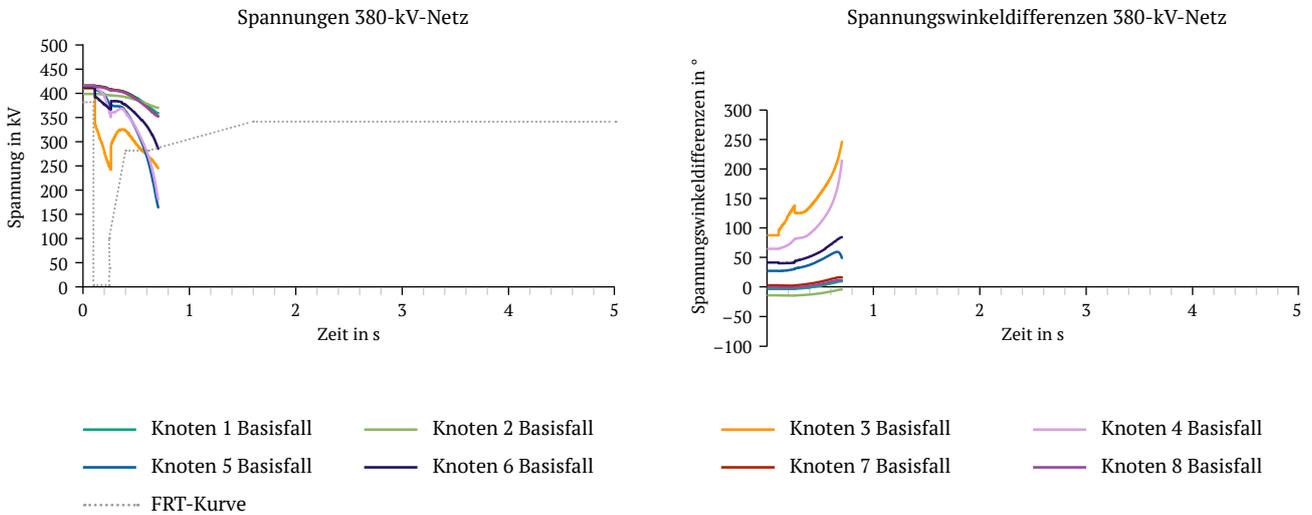
Das Basisszenario ist der definierte Grundfall für die untersuchten Sensitivitäten. Das heißt von dem Basisszenario ausgehend wird der Einfluss verschiedener Maßnahmen auf die Transiente Stabilität beurteilt. Die Annahmen im Basisszenario ergeben sich aus den Kenntnissen des Anlagen- und Betriebsverhalten im Netz des aktuellen Planungsstandes. Hierbei werden aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der in Zukunft geltenden Netzanschlussregeln Annahmen im Zweifel eher konservativ getroffen:

- ▶ **STATCOM:** Entsprechend dem aktuellen Planungstand wird zwischen netzfolgenden, netzbildenden STATCOM (ohne Speicher) und E-STATCOM unterschieden. Für die Blindstromstatik werden Werte zugrunde gelegt, die jeweils in der Planung der Anlagen festgelegt werden. Für die netzbildenden STATCOM-Anlagen und E-STATCOM wird im Basisfall ein winkelneutrales Verhalten in der Strombegrenzung angenommen.
- ▶ **Elektrolyseure:** Die genaue Ausgestaltung der Anforderungen an Elektrolyseure ist für das Zieljahr 2030 weiterhin schwer vorherzusagen. Im Basisfall werden deswegen konservative Parametrierungen angenommen. Das bedeutet, dass im Basisszenario die Elektrolyseanlagen im Fehlerfall keinen Beitrag zur Blindstromstützung liefern sowie eine langsame Wirkleistungswiederkehr von 10 % pro Sekunde (entspricht einer Dauer von 10 s bis der Vorfehlerleistungswert wieder erreicht ist) nach einem Spannungseinbruch aufweisen. Die Wirkleistungswiederkehr beginnt, sobald das Spannungsband von $U_{\text{ref}} \pm 10\%$ erreicht wurde.
- ▶ **Querregeltransformatoren:** QRT (auch Phasenschiebertransformatoren genannt) werden dem aktuellen Planungsstand entsprechend abgebildet.
- ▶ **Onshore-Windenergieanlagen:** Die WEA verhalten sich im Basisfall netzfolgend.
- ▶ **Photovoltaik:** Im Basisfall haben die PV-Anlagen weder eine Wirk- noch Blindleistungseinspeisung, da es sich bei dem gewählten NNF um eine Nachtstunde handelt.

Für den Basisfall ergibt sich für die oben beschriebenen Annahmen folgendes Systemverhalten: Wie bereits im SB 2023 beobachtet, können in einigen Netzbereichen kritische Fehlerfälle wie Common-Mode- oder Sammelschienenfehler stabil durchfahren werden, während in anderen Teilen des Netzes bereits (n-1)-Fehler nicht beherrscht werden können.

Im Folgenden werden beispielhaft für zwei Fehlerfälle mit stabilem bzw. instabilem Verhalten Ergebnisse aus den Zeitbereichssimulationen beschrieben. Dazu sind in Abbildung 8 die Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen an ausgewählten Sammelschienen nach einem Kurzschluss auf einem Stromkreis des Netzes dargestellt. Die Verläufe zeigen, dass es zu einem weiteren Ansteigen der Spannungswinkeldifferenzen sowie einem Einbrechen der Spannungsbeträge nach der Fehlerklärung kommt. In diesem Fall ist die Synchronität der Netzgruppen nicht mehr gewährleistet. Infolgedessen ist von einem großflächigen Ausfall von Erzeugungsanlagen sowie einem System-Split mit der Bildung von asynchronen Teilnetzen auszugehen.

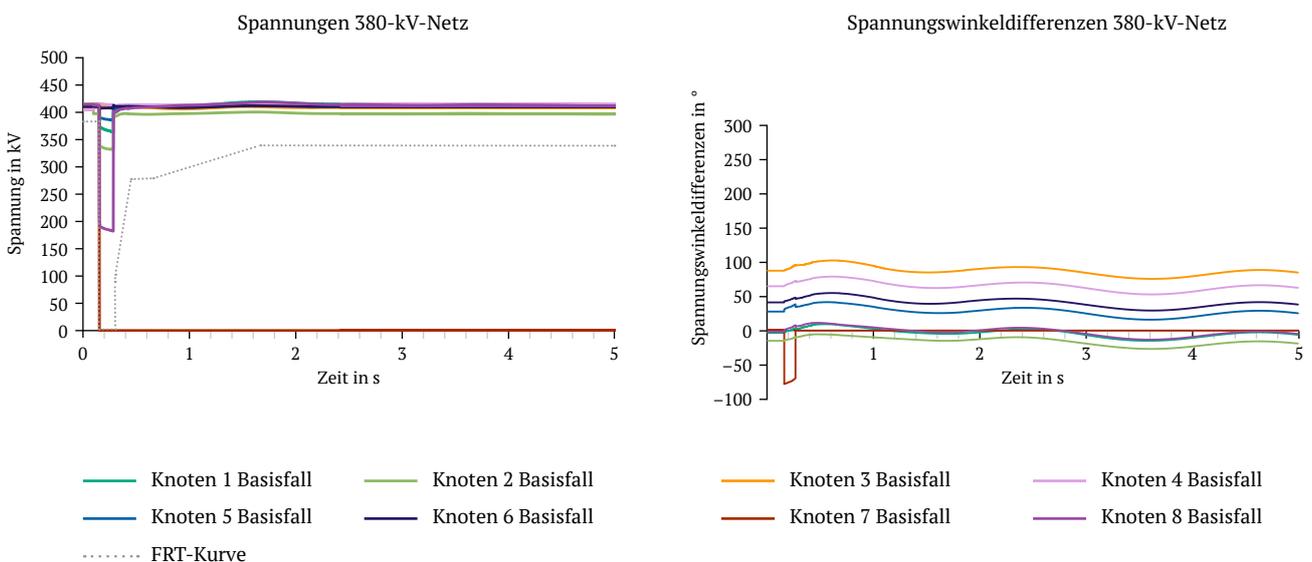
Abb. 8 Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen bei einem beispielhaften dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung des betroffenen Stromkreises



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 9, dass der dreipolige Kurzschluss auf einer 380-kV-Sammelschiene in einem Umspannwerk sicher beherrscht werden kann. Die Spannungen verbleiben während der Simulation innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen. Die Spannungswinkeldifferenzen zeigen eine erfolgreiche Synchronisation der Netzgruppen nach der Fehlerklärung.

Abb. 9 Spannungsverläufe bei einem beispielhaften Sammelschienenfehler in einem Umspannwerk mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Sammelschienenabschnitts



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.1.4.2 Übersicht der untersuchten Maßnahmen

Die Ergebnisse des Basisszenarios zeigen großflächige Stabilitätsprobleme in bestimmten Teilen des deutschen Übertragungsnetzes. Damit in allen Gebieten ein stabiles und sicheres Beherrschen von Fehlerereignissen möglich ist, werden verschiedene Gegenmaßnahmen auf deren Wirksamkeit überprüft und am Datensatz in Simulationen getestet. Im Szenario der LA2030 wurden bereits im NEP 2037/2045 (2023) sowie im SB 2023 (vgl. Kapitel 3.1) viele Maßnahmen untersucht und neue Erkenntnisse in den Basisfall des Szenarios in diesem Bericht aufgenommen. Maßnahmen, bei denen es keine neuen Kenntnisse gibt, werden in diesem Bericht nicht wieder erneut untersucht. Um die Beherrschbarkeit von möglichst vielen gezeigten Fehlerereignissen zu erreichen, werden die Maßnahmen zusätzlich kombiniert.

Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren:

- ▶ Wirkleistungswiederkehraten: Die Geschwindigkeit der Wirkleistungswiederkehr der Elektrolyseure nach Spannungswiederkehr wird variiert zwischen einer Wirkleistungswiederkehr in 5, 3 oder 1 Sekunde(n).
- ▶ Blindstromstützung: Elektrolyseure beteiligen sich an der Blindstromstützung im Fehlerfall.
- ▶ Beginn der Wirkleistungswiederkehr: Der Zeitpunkt der Wirkleistungswiederkehr ist abhängig von der Spannung am Anschlussknoten der Anlagen. Daher wird unter der Annahme eines erweiterten Spannungsbandes $U_{ref} \pm 25\%$ der Beginn der Wirkleistungswiederkehr variiert.

Einfluss von Querregeltransformatoren:

- ▶ QRT werden idealisiert mit einer Kurzschlussspannung von 0 modelliert, um alternative lastflusssteuernde Betriebsmittel ohne zusätzliche Serieninduktivität vereinfacht abzubilden.

Einfluss der Priorisierung in der Strombegrenzung bei netzbildenden STATCOM-Anlagen:

- ▶ Die Priorisierung in der Strombegrenzung bei netzbildenden STATCOM-Anlagen, E-STATCOM und Netzboostern wird variiert zwischen Wirk- und Blindstrompriorisierung.

Bereitstellung von Momentanreserve aus Windenergieanlagen:

- ▶ Ein Teil der Onshore-WEA (10 %) wird mit netzbildender Eigenschaft modelliert. Zwei Modelle werden für die Analyse eingesetzt. Bei einem Modell wird die Bereitstellung der Momentanreserve aus dem Antriebsstrang und bei dem anderen aus dem Zwischenkreis umgesetzt.

STATCOM-Fähigkeit von Photovoltaikanlagen:

- ▶ PV-Anlagen beteiligen sich an der Blindleistungsbereitstellung auch wenn keine Wirkleistungseinspeisung durch PV im gewählten Netznutzungsfall stattfindet (wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung).

Maßnahmenkombinationen:

- ▶ Kombination der Maßnahmen netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Wirkleistungswiederkehr innerhalb von 1 Sekunde und Blindstromstützung) und der Idealisierung der QRT.
- ▶ Kombination der Maßnahmen netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Wirkleistungswiederkehr innerhalb von 1 Sekunde und Blindstromstützung) und der STATCOM-Fähigkeit von PV-Anlagen.

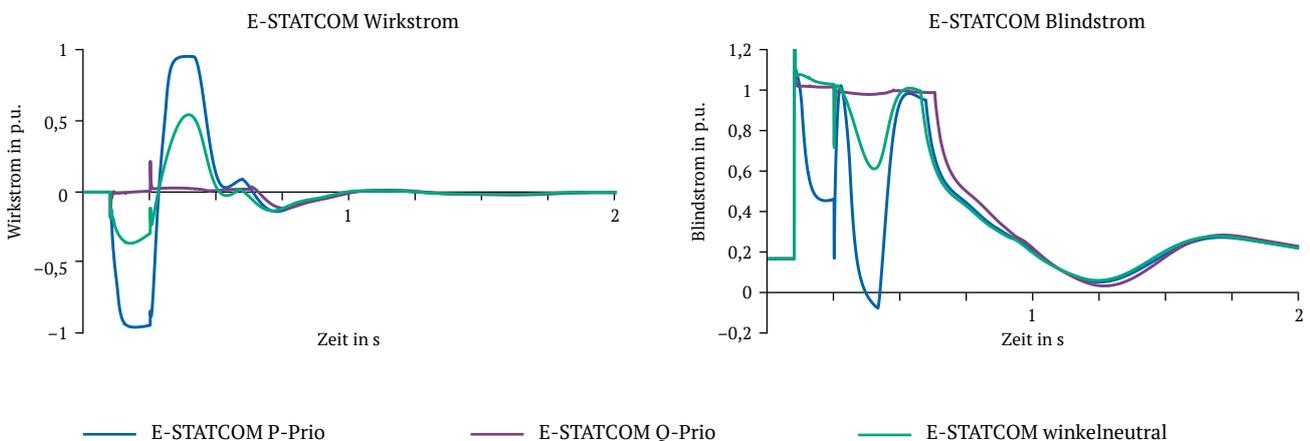


3.1.4.3 Untersuchung netzbildender Regelungsverfahren von STATCOM-Anlagen

Im Falle einer Strombegrenzung kann bei einer E-STATCOM entweder der Blind- oder der Wirkstrom priorisiert werden oder eine winkelneutrale Strompriorisierung vorgenommen werden. Zu den Regelungen der STATCOM-Anlagen und der Modellabbildung ist Näheres im Kapitel 3.1.2 beschrieben.

Bei der Untersuchung der unterschiedlichen Regelungsparametrierungen in der Strombegrenzung für netzbildende STATCOM, E-STATCOM und Netzbooster zeigt sich, dass die winkelneutrale Regelung im Allgemeinen zu bevorzugen ist. In Abbildung 10 und Abbildung 11 ist dafür exemplarisch das Verhalten der drei Varianten in der Strombegrenzung bei einem dreipoligen Kurzschluss dargestellt. Der Kurzschluss wird auf einem Stromkreis mit anschließender Freischaltung des Stromkreises bei konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms simuliert. Bei den Wirk- und Blindstromverläufen einer E-STATCOM ist dabei zu sehen, dass diese in die Strombegrenzung geht und im Falle der Blindstrompriorisierung fast nur Blindstrom und so gut wie kein Wirkstrom einspeist. Bei der Wirkstrompriorisierung ist umgekehrt zu beobachten, dass einerseits ein hoher Wirkstrom eingespeist und damit die Bereitstellung von Momentanreserve umgesetzt wird, weiterhin aber, auch aufgrund des tiefen Spannungseinbruchs, ein gewisser Anteil an Blindstrom bereitgestellt wird. Bei der winkelneutralen Regelung wird der Winkel zwischen Wirk- und Blindstrom gemäß den resultierenden Impedanzverhältnissen zwischen Stromrichter- und Netzimpedanz in der Strombegrenzung beibehalten. Die resultierenden Stromverläufe bewegen sich grundsätzlich zwischen den Verläufen bei Wirk- und Blindstrompriorisierung.

Abb. 10 Wirk- und Blindströme einer E-STATCOM-Anlage bei einem beispielhaften dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis mit anschließender Freischaltung des Stromkreises und konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms-Variation des netzbildenden Regelungsverhaltens in der Strombegrenzung zwischen winkelneutralem, wirkstrom- und blindstrompriorisiertem Verhalten

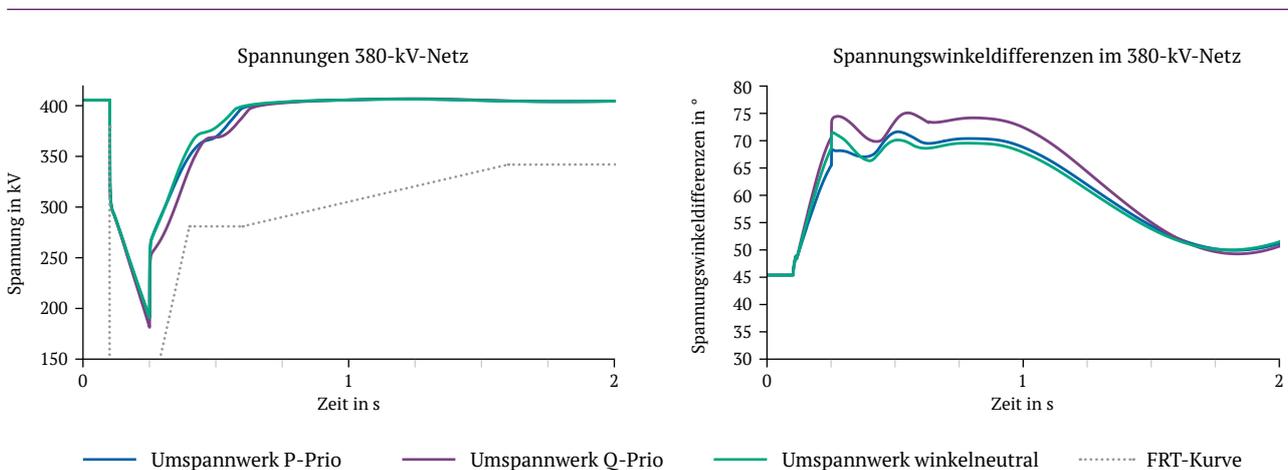


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Sowohl in der winkelneutralen als auch in der wirkstrompriorisierten Variante ist zu erkennen, dass während des Fehlers Wirkstrom durch die Anlage aufgenommen wird. Aufgrund des Kurzschlussereignisses mit Auswirkung auf den Transitzkorridor kann die vorherige großräumige Nord-Süd-Leistungsübertragung im Netz nicht aufrechterhalten werden, die überspeiste Region im Norden beschleunigt. Die netzbildenden Anlagen wirken über die Aufnahme von Wirkleistung dieser Beschleunigung entgegen. Nach Fehlerklärung bildet sich wieder die großräumige Nord-Süd-Leistungsübertragung im Netz aus, die netzbildenden Anlagen speisen kurzzeitige Wirkleistung aus, auch um ihre interne Bilanzierung des Energiespeichers zu gewährleisten. In der blindstrompriorisierten Variante ist zu erkennen, dass die Anlage keinerlei Wirkstrom mit dem Netz austauscht, solange sie sich in der Strombegrenzung befindet.

Wie in Abbildung 11 zu sehen, ist in den Netzspannungen und Spannungswinkeldifferenzen kein großer Unterschied zwischen den verschiedenen Priorisierungsvarianten in der Strombegrenzung zu sehen. In dem gewählten Fehlerfall ist für die Blindstrompriorisierung eine leichte Verschlechterung in der Spannungserholung sowie der größte Ausschlag im Verlauf der Spannungswinkeldifferenzen zu beobachten. Das winkelneutrale Verhalten zeigt die beste Spannungserholung. Während des Fehlerereignisses zeigt sich für die Wirkstrompriorisierung die geringste Beschleunigung in den Spannungswinkeldifferenzen, nach Fehlerklärung weist das winkelneutrale Verhalten eine leicht schnellere Rückführung der Spannungswinkeldifferenzen auf. Abhängig von der Verortung der Anlagen, vom Fehlerfall und von der Netzsituation kann in Einzelfällen auch eine Blind- oder Wirkstrompriorisierung gegenüber dem winkelneutralen Verhalten vorteilhaft sein. In den Untersuchungen zeigt sich insgesamt kein klarer Vorteil einer Blind- oder Wirkstrompriorisierung in der Strombegrenzung, sodass eine winkelneutrale Regelungseinstellung empfohlen wird. Sofern davon abgewichen wird und in bestimmten Netzregionen bzw. an ausgewählten Anlagenstandorten eine Wirk- oder Blindstrompriorisierung gewählt wird, so sind dazu gesonderte Untersuchungen notwendig.

Abb. 11 Netzspannungen und Winkeldifferenzen an einem Umspannwerk bei einem beispielhaften dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis mit anschließender Freischaltung des Stromkreises und konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms-Variation des netzbildenden Regelungsverhaltens in der Strombegrenzung zwischen winkelneutralem, wirkstrom- und blindstrompriorisiertem Verhalten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

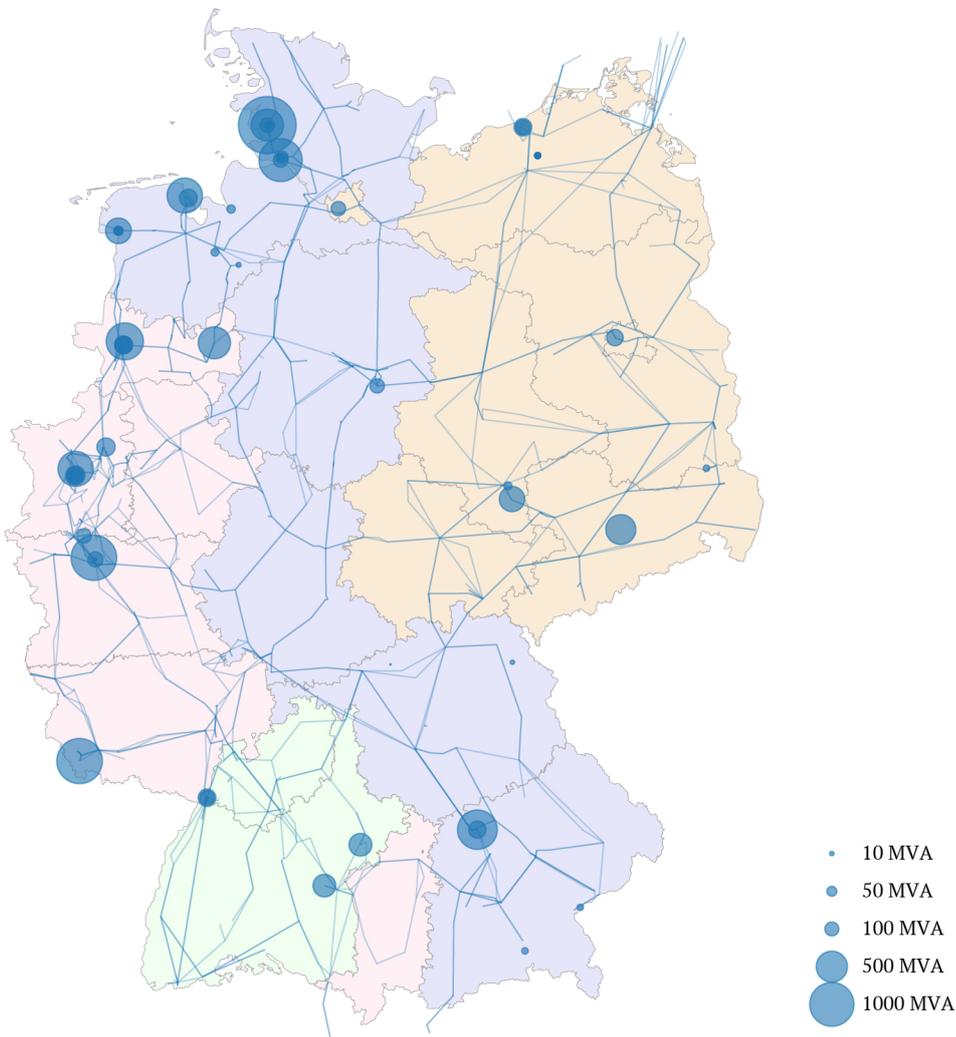
Dieses Thema wurde in einer neuen Handlungsempfehlung 37 „Verhalten netzbildender Stromrichteranlagen in der Strombegrenzung“ aufgenommen. Die Umsetzbarkeit dieses Themas ist mit keinen signifikanten Mehrkosten verbunden und kann bei der Planung, Spezifikation und Projektierung netzbildender Anlagen durch die ÜNB berücksichtigt werden. Es werden keine Mehraufwände in der Anlagen- und Regelungsauslegung erwartet.

3.1.4.4 Untersuchung zu Systemauswirkungen von Elektrolyseuren

Für die kommenden Jahre ist ein Zubau mehrerer Gigawatt von Elektrolyseanlagen im deutschen Stromnetz prognostiziert¹. Im untersuchten Szenario der LA2030 sind 9,3 GW an installierter Leistung von Elektrolyseanlagen, vor allem im Norden und Westen Deutschlands, verortet. Dies entspricht weniger als der Hälfte des prognostizierten Zubaus von 26–40 GW. In Abbildung 12 sind die Standorte sowie die angenommene installierte Leistung der im Netzmodell abgebildeten Elektrolyseanlagen dargestellt.

¹ Nach dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025) wird je nach Szenario ein Zubau zwischen 26 GW und 40 GW für Elektrolyseanlagen prognostiziert. [18]

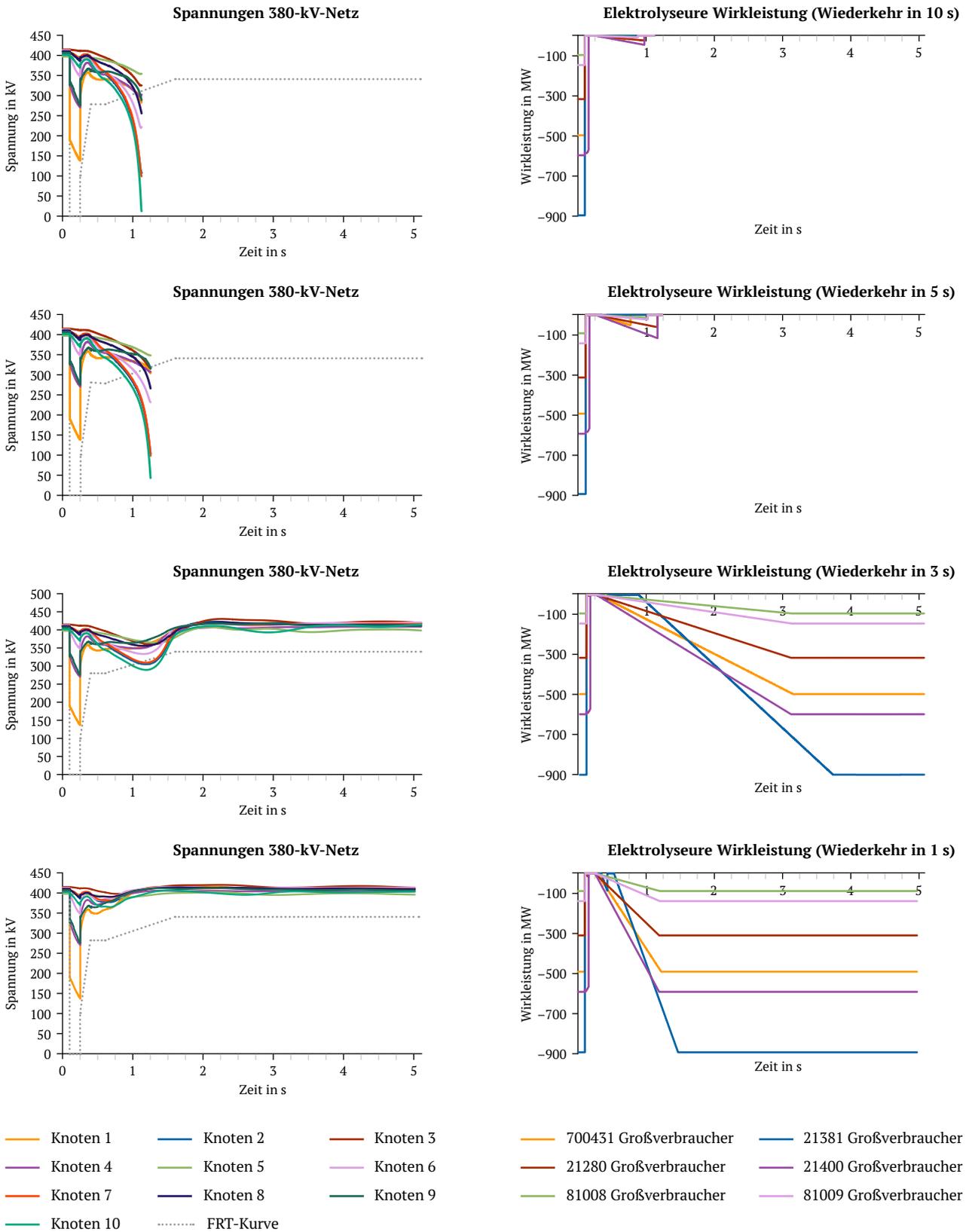
Abb. 12 Verteilung und Größe von Elektrolyseanlagen im Modell



Elektrolyseanlagen werden das zukünftige Systemverhalten des Stromnetzes maßgeblich beeinflussen. Bereits bei der hier noch geringen Durchdringung mit Elektrolyseanlagen sind deutliche Auswirkungen auf das Systemverhalten zu erkennen. Daher werden aktuell verschiedene Systemanforderungen an Elektrolyseure diskutiert. Konkret wird seitens der ÜNB eine robuste FRT-Fähigkeit (also das Durchfahren von netzseitigen Spannungseinbrüchen ohne Trennung der Anlagen vom Netz) sowie nach Fehlerklärung eine Wirkleistungswiederkehr innerhalb einer Sekunde auf den Vorfehlerleistungswert gefordert [11].

Nachfolgend ist der Einfluss unterschiedlicher Wirkleistungswiederkehrzeiten detailliert dargestellt. Konkret wird in der Simulation eine Wiederkehrzeit von 1 s, 3 s, 5 s und 10 s abgebildet. Eine Wiederkehrzeit von 10 s entspricht dabei der Grundannahme im Basisszenario aus Kapitel 3.1.4.1. Als Fehlerszenario wird ein Sammelschienenfehler in einem Umspannwerk betrachtet. Der Fehler wird konzeptgemäß nach 150 ms geklärt und der betroffene Sammelschienenabschnitt anschließend durch Ausschalten der angeschlossenen Netzelemente freigeschaltet. Der Einfluss der verschiedenen Wirkleistungswiederkehrzeiten auf das Systemverhalten ist in Abbildung 13 dargestellt.

Abb. 13 Netzspannungen und Wirkleistungen ausgewählter Elektrolyseanlagen bei einem beispielhaften Sammelschienenfehler in einem Umspannwerk mit Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Sammelschienenabschnitts bei unterschiedlichen Wirkleistungswiederkehraten der Elektrolyseanlagen

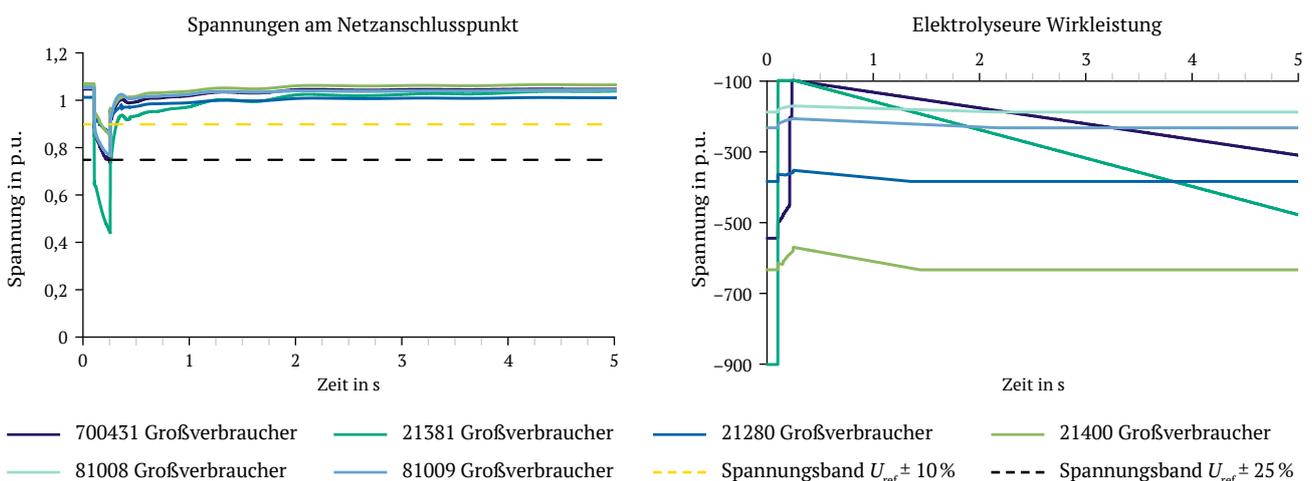


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Simulation zeigt, dass nur für die Wirkleistungswiederkehrzeiten von 1 s bzw. 3 s ein stabiles Systemverhalten erreicht wird. Langsamere Wiederkehrzeiten von 5 s bzw. 10 s resultieren in einem instabilen Systemverhalten. Allerdings wird bei einer Wiederkehrzeit von 3 s die FRT-Kennlinie verletzt, was eine nicht zulässige, großflächige Trennung von Erzeugungsanlagen zur Folge haben kann. Ursächlich für das instabile Systemverhalten ist, dass eine schnelle Wirkleistungswiederkehr das Übertragungsnetz entscheidend entlastet, da dieses die Leistung der Elektrolyseanlagen nicht zusätzlich aufnehmen muss. Durch den Spannungseinbruch in Folge des Sammelschienenfehlers in einem Umspannwerk bricht auch der Wirkleistungsbezug der Elektrolyseanlagen ein. Durch eine hinreichend schnelle Wirkleistungswiederkehr der Elektrolyseanlagen wird der Wirkleistungsbezug der Anlagen nach Fehlerklärung wieder auf den Vorfehlerwert zurückgeführt.

Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse unter Annahme eines erweiterten Spannungsbandes für den Start der Wirkleistungswiederkehr von $U_{ref} \pm 25\%$. Durch das erweiterte Spannungsband beginnt zum einen die Wirkleistungswiederkehr früher, zum anderen wird während des Fehlers der Leistungsbezug der Elektrolyseanlagen weniger stark reduziert. Da die Spannungen an den Anschlussknoten der jeweiligen Anlagen in Folge des Fehlers unterschiedlich stark einbrechen, verbleiben mehr Anlagen während des Fehlers innerhalb des (erweiterten) Spannungsbandes und reduzieren ihren Wirkleistungsbezug nur in geringem Maße.

Abb. 14 Spannungen und Wirkleistungen ausgewählter Elektrolyseanlagen bei einem beispielhaften Sammelschienenfehler in einem Umspannwerk mit Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Sammelschienenabschnitts unter Annahme eines erweiterten Spannungsbandes für den Start der Wirkleistungswiederkehr von $U_{ref} \pm 25\%$ der Elektrolyseanlagen

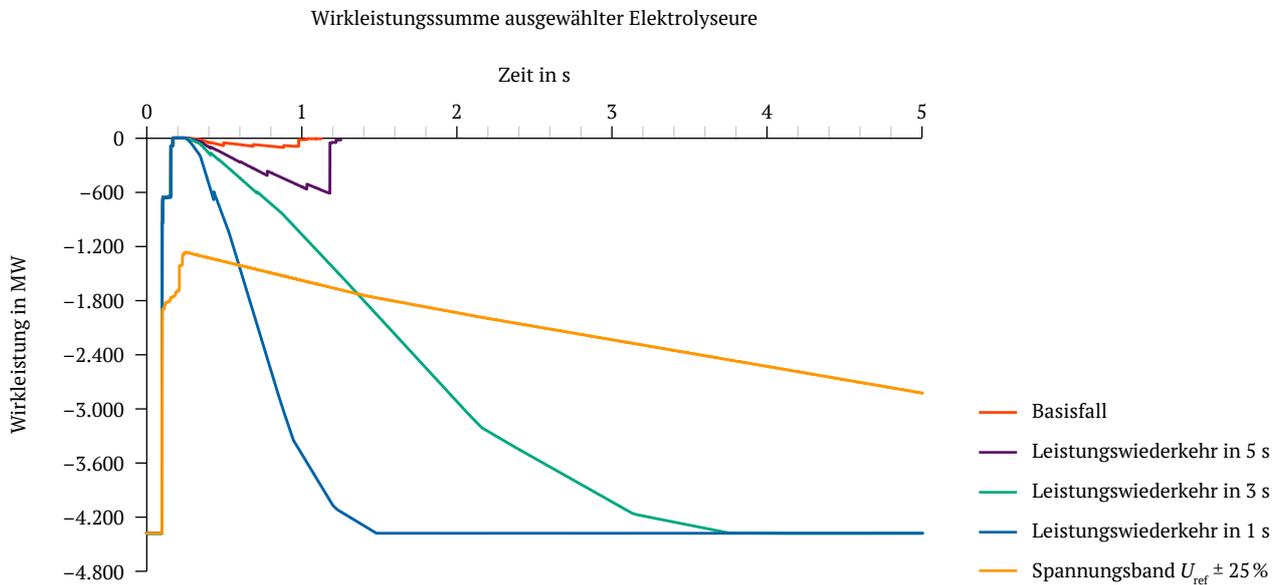


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Ergebnisse der Sensitivität einer früheren Wirkleistungswiederkehr zeigen, dass viele instabile Fehlerfälle durch die Maßnahme nun sicher beherrscht werden. Die Wirkleistungswiederkehrzeit liegt in beiden Fällen bei 10 s. Die Ergebnisse zeigen, dass das erweiterte Spannungsband für den Start der Wirkleistungswiederkehr sowie die weniger starke Reduktion des Wirkleistungsbezugs während des Fehlers einen positiven Effekt auf das Systemverhalten haben.

Verglichen mit einer schnelleren Wirkleistungswiederkehrzeit von 1 s zeigt die Annahme eines erweiterten Spannungsbandes für den Start der Wirkleistungswiederkehr insgesamt einen positiveren Einfluss auf das Systemverhalten. Bei der früheren Wirkleistungswiederkehr der Elektrolyseur (25 % der Sollspannung und 1 p.u. in 10 s) lässt sich erkennen, dass ebenfalls eine hohe Anzahl der im Basisfall instabilen Fehlerfälle nun sicher beherrscht werden kann. Aus der Gegenüberstellung wird deutlich, dass die geringere Reduktion des Wirkleistungsbezugs der Elektrolyseanlagen (aufgrund des erweiterten Spannungsbands) in den betrachteten Untersuchungsfällen einen besseren Einfluss auf das Systemverhalten hat als eine schnellere Wirkleistungswiederkehr kombiniert mit einem schmalen Spannungsband. Somit können die schnelle Wirkleistungswiederkehr und das erweiterte Spannungsband als Alternativen hinsichtlich eines netzdienlichen Systemverhaltens von Elektrolyseuren in der Anlagenauslegung berücksichtigt werden.

Abb. 15 Wirkleistungssumme ausgewählter Elektrolyseanlagen bei einem beispielhaften Sammelschienenfehler in einem Umspannwerk mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Sammelschienenabschnitts bei unterschiedlichen Wirkleistungswiederkehrzeiten der Elektrolyseanlagen (Basisszenario mit Leistungswiederkehr in 10 s und Spannungsband $U_{ref} \pm 10\%$)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 15 sind die Ergebnisse der unterschiedlichen Wirkleistungswiederkehrzeiten sowie unter Annahme eines erweiterten Spannungsbandes zusammengefasst. Es ist ersichtlich, dass eine schnelle Wirkleistungswiederkehr das System um insgesamt ca. 4,5 GW entlastet. Ist die Wirkleistungswiederkehr zu langsam, müssen diese 4,5 GW zusätzlich vom Übertragungsnetz transportiert werden, was im vorliegenden Fall nicht möglich ist und zu einem instabilen Systemverhalten führt. Die Annahme eines erweiterten Spannungsbandes führt ebenfalls dazu, dass das System entlastet wird, da während des Fehlers die Elektrolyseanlagen den Wirkleistungsbezug besser aufrechterhalten.

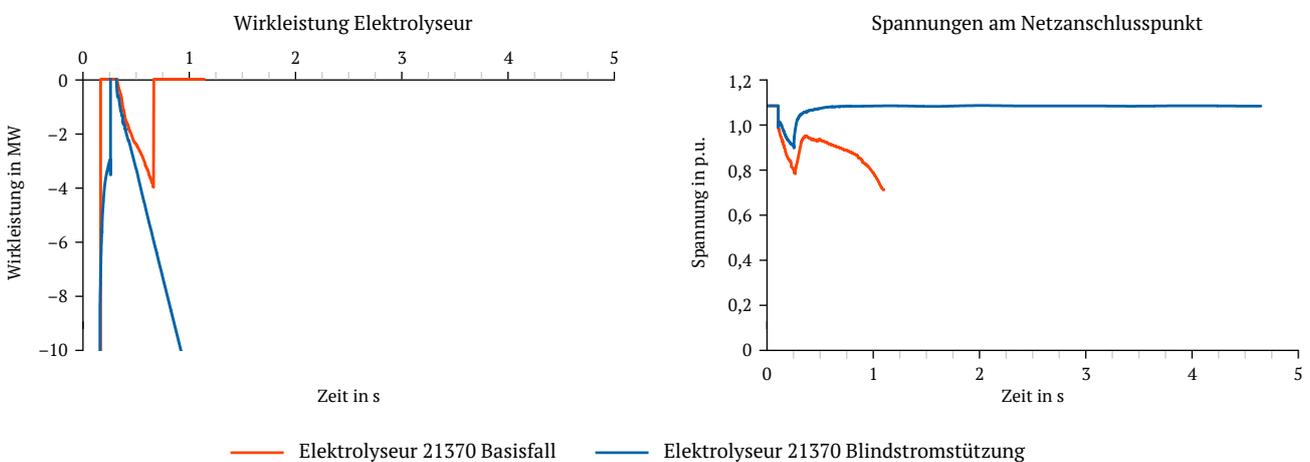
Beide Untersuchungen (Variation der Wirkleistungswiederkehrzeit sowie Variation des Spannungsbandes für den Start des Wirkleistungsbezugs) zeigen, dass der Wirkleistungsbezug der Elektrolyseure während des Fehlers und nach Fehlerklärung das Systemverhalten stark beeinflusst.

Neben einer robusten FRT-Fähigkeit und einer schnellen Wirkleistungswiederkehr nach Fehlerklärung ist auch eine Beteiligung der Elektrolyseanlagen an der Blindstromstützung im Fehlerfall im Gespräch. Durch die Blindstromstützung der Elektrolyseure können sehr viele Fehlerfälle, die im Basisfall zu einer Instabilität führen, nun sicher beherrscht werden.

Werden die Elektrolyseure zur Blindstromstützung eingesetzt, sorgt dies dafür, dass die Anlagen bei einem netzseitigen Spannungseinbruch ihren Wirkleistungsbezug besser aufrechterhalten und ebenfalls nach Spannungswiederkehr schneller wieder hochfahren. Zudem reduzieren insgesamt deutlich weniger Anlagen ihren Wirkleistungsbezug, da durch die lokale Blindstromstützung die Spannung an den Anlagen gar nicht erst unter den Schwellwert zur Einschränkung der aufgenommenen Wirkleistung fällt. Wird die Wirkleistungsaufnahme in hoch belasteten Netzgebieten stark zurückgefahren, werden die Übertragungsleitungen stärker belastet, sodass die Spannungen weiter sinken und es zum Spannungskollaps sowie einem Auseinanderdrehen von Netzgruppen kommen kann.

In Abbildung 16 ist beispielhaft die Wirkleistungseinspeisung und die Spannung am Knoten einer Elektrolyseanlage bei einem dreipoligen Kurzschluss auf einer Leitung mit anschließender Freischaltung des Stromkreises und konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms abgebildet. Im Basisfall ist zu sehen, dass die Elektrolyseanlage die Wirkleistungsaufnahme mit Fehlereintritt sofort komplett reduziert. Nach Fehlerklärung wird die Wirkleistungsaufnahme erst wieder aufgenommen, wenn die Spannungen am Knoten der Anlage 90 % der Referenzspannung erreicht haben. Da dieses Verhalten die Spannungen im Netz weiter reduziert, kommt es zum Spannungskollaps. Mit einer zusätzlichen Blindstromstützung dagegen reduziert die Anlage ihre Wirkleistung langsamer und kann die Wirkleistungsaufnahme früher wieder aufnehmen, da aufgrund der Blindstromstützung die lokale Spannung am Anschlussknoten der Anlage höher ist. Die Abbildung 16 zeigt eine beispielhafte Anlage, die aufgrund des Spannungseinbruchs ihre Wirkleistung reduziert. Da einige Anlagen aufgrund der Blindstromstützung am eigenen Knoten ihre Wirkleistung jedoch gar nicht reduzieren, ist in Summe wesentlich weniger zusätzliche Wirkleistung im Netz, die übertragen werden muss. So wird das Netz weniger zusätzlich belastet.

Abb. 16 Wirkleistung und Spannungen am Knoten eines Elektrolyseurs im Basisfall und mit Blindstromstützung bei einem beispielhaften dreipoligen Kurzschluss auf einer Leitung mit anschließender Freischaltung des Stromkreises und konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die hier gezeigten Ergebnisse zu den Systemauswirkungen von Elektrolyseanlagen sind bereits in die Diskussionen mit Anlagenbetreibern und Herstellern eingeflossen. In Zusammenarbeit mit dem Deutschen Wasserstoff-Verband wurden verschiedene Systemanforderungen an zukünftige Elektrolyseanlagen erarbeitet. Die gemeinsam erstellten Anforderungen umfassen unter anderem das robuste Durchfahren von netzseitigen Spannungseinbrüchen ohne Trennung der Anlagen vom Netz (FRT-Fähigkeit) sowie eine möglichst schnelle Wirkleistungswiederkehr nach Fehlerklärung. Zusätzlich wird zukünftig eine stationäre Blindleistungsbereitstellung sowie eine dynamische Netzstützung (hiervon kann projektspezifisch abgewichen werden) gefordert.

Diese Punkte werden zusätzlich durch die Handlungsempfehlung 3 „Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten“ adressiert, die entsprechend den Ergebnissen der Untersuchungen des erweiterten Spannungsbandes angepasst wurde.

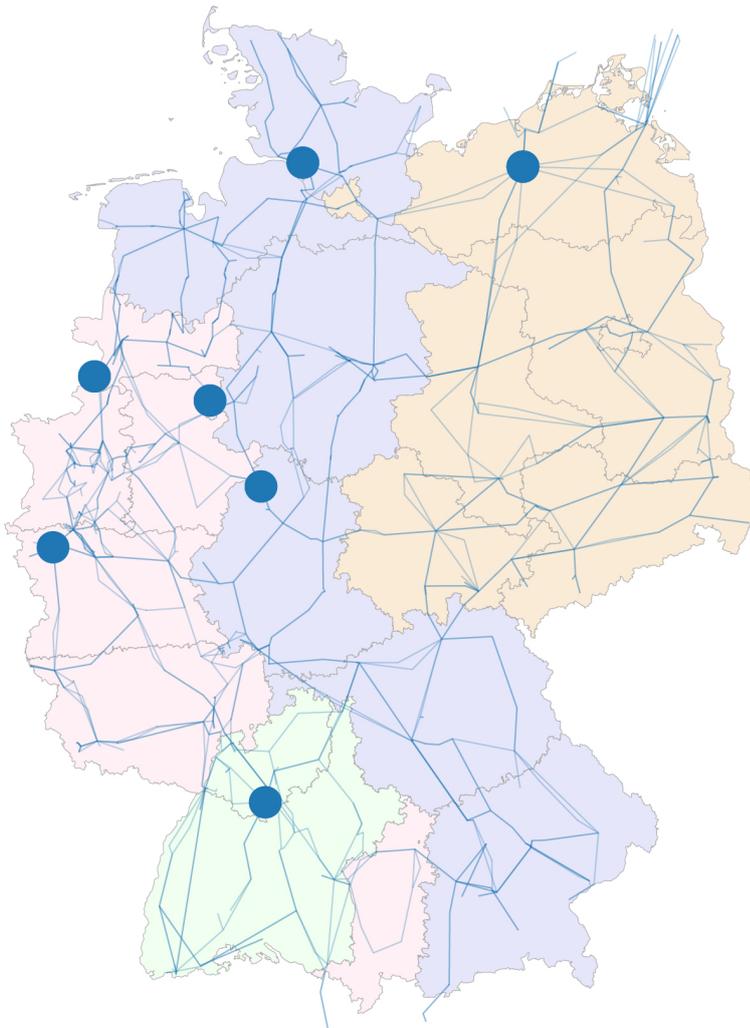
Die Umsetzbarkeit der dynamischen Netzstützung ist technisch für Elektrolyseanlagen möglich, aber mit Mehrkosten in der Anlagenauslegung verbunden (Notwendigkeit von „Voltage-Sourced Converter“ (VSC)-Technik). Die Ermöglichung einer schnellen Wirkleistungswiederkehr und der Erweiterung des Spannungsbandes ist abhängig von der verwendeten Technologie des Elektrolyseprozesses. Die konkreten Grenzen der Umsetzung einer schnelleren Wirkleistungswiederkehr und Erweiterung des Spannungsbandes können aufgrund fehlender konkreter Informationen (Hersteller, Prozess) nicht eingeordnet werden. Eine konkrete Bewertung der Mehrkosten, z. B. gegenüber einer Bereitstellung der notwendigen Systemdienstleistungen aus ÜNB-Betriebsmitteln, kann aufgrund fehlender Informationen zu konkreten Projektkosten und Mehraufwänden momentan nicht erfolgen.

3.1.4.5 Untersuchung zum Einfluss von Querregeltransformatoren

QRT werden durch die ÜNB als Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung bereits vielfach eingesetzt und in größerem Umfang weiterhin geplant. Das Ziel ist, eine den thermischen Übertragungsfähigkeiten angepasste und gleichmäßige Auslastung der Stromkreise zu erreichen. QRT sind spezielle Transformatoren, die den Wirkleistungsfluss durch Verändern des Spannungswinkels steuern. Durch die Veränderung des Winkels kann der Wirkfluss von einer Leitung auf eine andere parallele Leitung im Netz verlagert werden. Jedoch stellen QRT zusätzliche Impedanzen im Netz dar, welche die Blindleistungsverluste für die Leistungsübertragung sowie den Bedarf an synchronisierender Leistung erhöhen. Durch die Erhöhung der Netzimpedanz kann es somit negative Auswirkungen auf die Spannungserholung und den Verlauf der Spannungswinkeldifferenzen während und nach eines Fehlerereignisses geben. In einer theoretischen Betrachtung werden im Folgenden die QRT idealisiert angenommen. Das heißt, die Steuerung des Leistungsflusses wird beibehalten, aber der ursprüngliche Einfluss der zusätzlichen Impedanzen im Netz durch die QRT wird entfernt, indem die Kurzschlussspannung dieser Transformatoren auf null Prozent gesetzt wird.

Bei der Untersuchung wurden nur QRT idealisiert, die noch nicht im Netz verbaut sind bzw. sich in der Planungsphase befinden. Dabei wurden die sieben Standorte, die in der Abbildung 17 zu sehen sind, berücksichtigt.

Abb. 17 Verteilung idealisierter Querregeltransformatoren

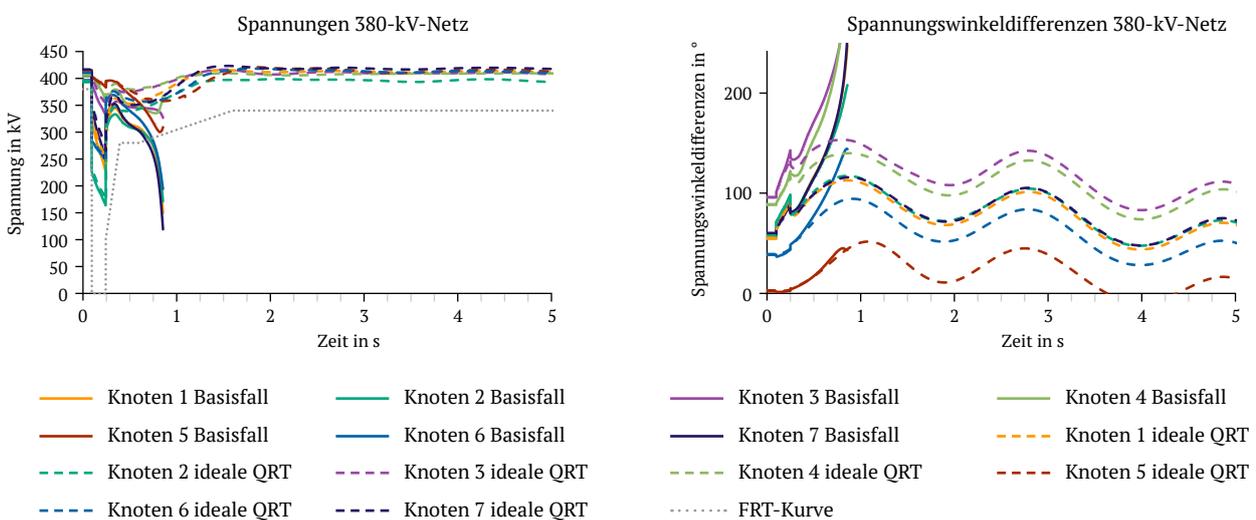


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bestimmte Fehlerfälle in allen Netzbereichen stabilisiert werden, nicht nur in direkter Nähe der betrachteten QRT.

Der dreipolige Fehler auf einer Leitung mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms wird in der Abbildung 18 näher betrachtet. Dabei werden die Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen an den Standorten der betrachteten QRT dargestellt. Die Verläufe mit durchgezogenen Linien zeigen jeweils den Verlauf der Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen für den zuvor im Kapitel 3.1.4.1 definierten Basisfall. Die gestrichelten Linien stellen die Verläufe der Simulationen mit der Annahme der idealisierten QRT dar. Hier zeigt sich, dass mit dem Wegfall der zusätzlichen Impedanz der Transformatoren die Spannungswinkeldifferenzen teilweise bereits während des Fehlers aber vor allem nach Fehlerklärung nicht so stark beschleunigen und das Netz damit stabil bleibt. Genauso zeigt sich in den Spannungsverläufen, dass ohne die zusätzlichen Impedanzen der QRT die Spannungen nach dem Fehler auf den Vorfehlerwert zurückkehren.

Abb. 18 Gegenüberstellung Spannungs- und Spannungswinkeldifferenzverläufe im Basisfall (durchgezogene Linie) und mit idealisierten Querregeltransformatoren (gestrichelte Linie) bei einem beispielhaften dreipoligen Kurzschluss auf einer Leitung mit anschließender Freischaltung des betroffenen Stromkreises und konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei den Untersuchungen zeigt sich, dass der Ersatz von realen durch ideale QRT (ohne zusätzliche Impedanz) zur Leistungsflusssteuerung die Stabilität positiv beeinflusst. Bei individuellem Einsatz und auf Wirkleistungssteuerung bezogenem Fokus ist die Wahl von QRT sinnvoll. Jedoch zeigen sich bei einem großflächigen Einsatz und einem hoch belasteten Netz negative Auswirkungen auf die Stabilität. In der Untersuchung wurden nur Querregeltransformatoren betrachtet, die noch nicht realisiert wurden, sodass die Planung noch beeinflusst werden kann. Neben den QRT gibt es Konzepte für eine Lastflusssteuerung auf Grundlage von Leistungselektronik, welche keine negativen Auswirkungen auf die Stabilität mit sich bringen. Beispiele dafür sind z. B. der auf VSC-Technik basierte sogenannte „Unified Power Flow Controller“ (UPFC) und der auf Thyristor-Technik basierte sogenannte „Thyristor Controlled Series Capacitor“ (TCSC). Der UPFC kann über die lastflusssteuernde Funktion hinaus Blindleistung bereitstellen und so einen zusätzlichen stabilisierenden Beitrag in Fehlersituationen liefern. Damit das Thema in Zukunft adressiert wird, wurde eine neue Handlungsempfehlung Nr. 36 „Vermeidung des großflächigen Einsatzes von Querregeltransformatoren“ im Kapitel 5 Handlungsempfehlungen aufgenommen.

Die Umsetzbarkeit alternativer Lastflusssteuerung über TCSC ist technisch möglich und am Markt verfügbar. UPFC sind bisher nur als einzelne Piloten im internationalen Übertragungsnetzumfeld im Einsatz. Sowohl TCSC als auch UPFC sind mit erheblichem Mehraufwand (u. a. Flächenbedarf) und Mehrkosten verbunden. Eine konkrete Bewertung der Mehrkosten gegenüber einer Umsetzung durch QRT und der Deckung der notwendigen Systemdienstleistungen aus anderen Quellen kann aufgrund fehlender Informationen zu konkreten Projektkosten und der fehlenden Quantifizierung des Bedarfs an Systemdienstleistungen momentan nicht erfolgen.

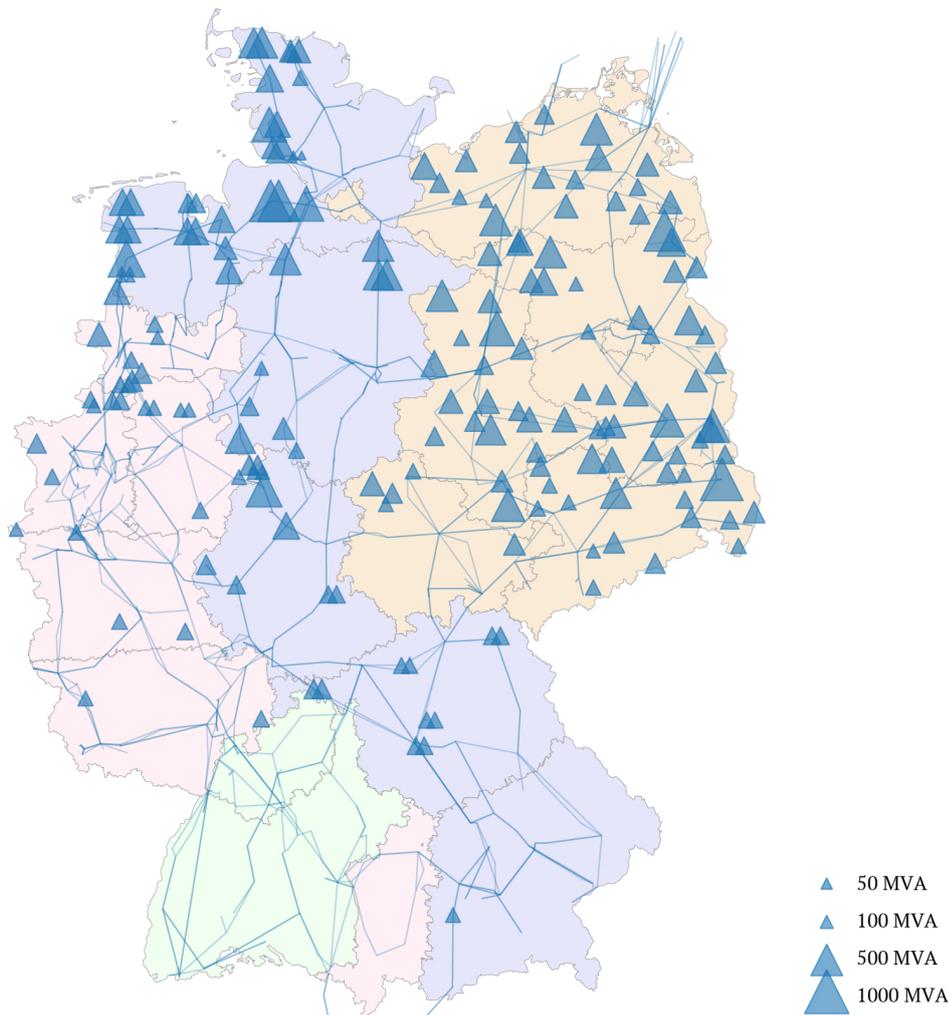
3.1.4.6 Bereitstellung von Momentanreserve aus Windenergieanlagen

Die in dieser Analyse verwendeten Modelle für WEA mit netzbildender Regelung müssen in der Lage sein, in Abhängigkeit des Spannungswinkels und der Netzfrequenz Wirkleistung an das Netz abzugeben oder Wirkleistung vom Netz aufzunehmen. Diese Eigenschaften helfen dem Netz sicherzustellen, dass alle Generatoren synchron umlaufen und stützen die Frequenz im Fall eines Wirkleistungsungleichgewichts. Sie sind in der Lage, die elektrische Wirkleistung bei höheren Spannungswinkeldifferenzen (zwischen dem virtuellen Rotorwinkel und dem Spannungswinkel am Netzanschlusspunkt) anzuheben und bei geringen Spannungswinkeldifferenzen abzusenken (synchronisierende Leistung).

WEA mit netzbildenden Eigenschaften können nicht zu jedem Zeitpunkt die von einer Turbine erzeugte Leistung direkt in das Netz einspeisen, sondern müssen in der Lage sein, Energie für kurze Zeiträume (Zeitbereich weniger Sekunden) zwischenspeichern. In dieser Analyse werden zwei Technologien bei netzbildenden WEA verwendet, nämlich netzbildender Windgenerator mit zusätzlichem Speicher im Gleichspannungszwischenkreis (GFM-WEA mit Speicher) und netzbildender Windgenerator mit Nutzung des Antriebsstrang als Energiespeicher (GFM-WEA Antriebsstrang). Bei netzbildenden WEA mit Trägheit aus dem Zwischenkreis wird die Energie im Speicher aufgenommen aber bei den netzbildenden WEA mit Trägheit aus dem Antriebsstrang werden die Differenzen zwischen der mechanischen Wirkleistung und der elektrischen Wirkleistung in Form von kinetischer Energie im Antriebsstrang gespeichert.

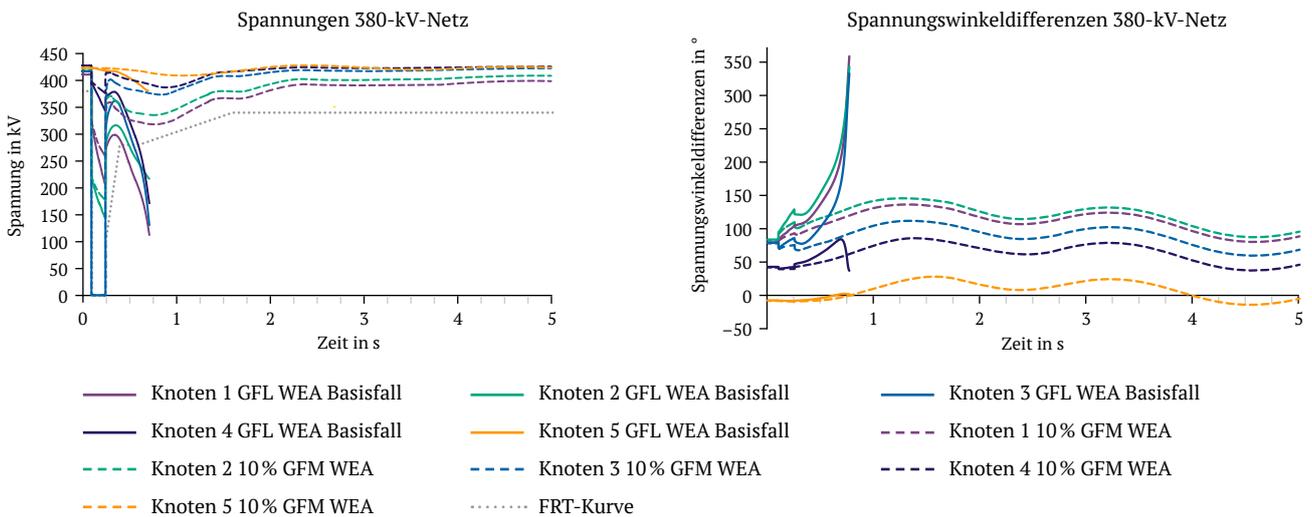
In Abbildung 19 sind die Standorte sowie die angenommene installierte Leistung der im Datensatz mit einem dynamischen Simulationsmodell abgebildeten WEA dargestellt. An diesen Standorten wird ein Teil der Anlagenleistung über ein Modell mit netzbildenden Eigenschaften abgebildet. Dies entspricht 10 % der gesamten Einspeisung aus Onshore-WEA (ca. 7 GW).

Abb. 19 Verteilung Windenergieanlagen mit einem dynamischen Simulationsmodell im Netz



Die Abbildung 20 zeigt den Vergleich des Basisfalls mit netzfolgenden WEA und den Fall mit 10 % der gesamten Onshore-Windeinspeisung als netzbildend. Die Momentanreservebereitstellung bei netzbildenden WEA trägt dazu bei, dass die Spannungswinkeldifferenzen während und nach dem Fehler weniger ansteigen und die Synchronisation der Netzgruppen ermöglicht wird.

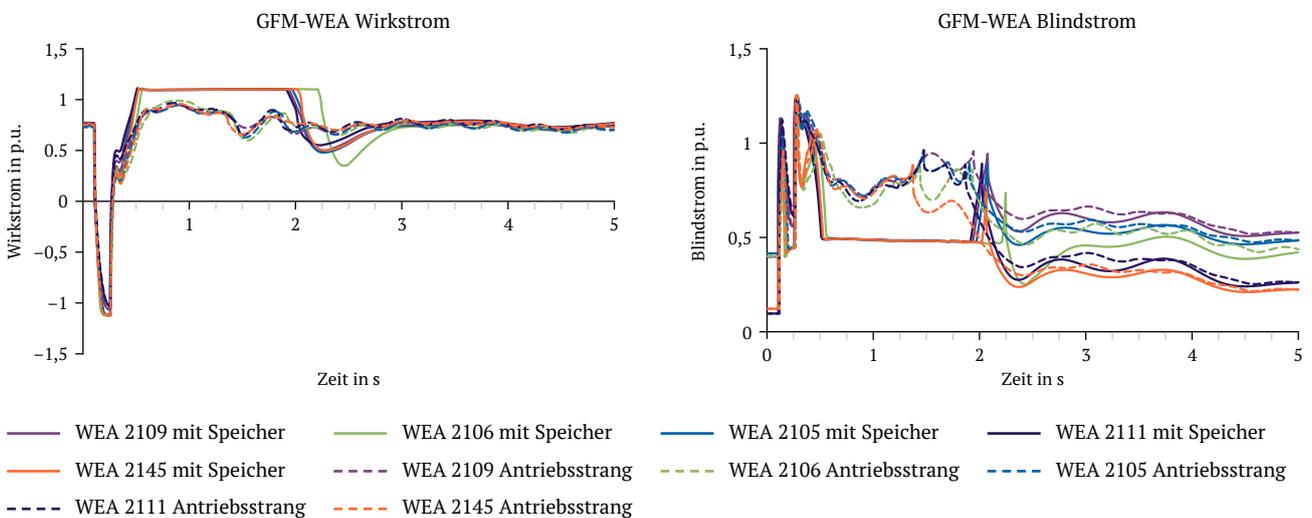
Abb. 20 Gegenüberstellung Spannungs- und Spannungswinkeldifferenzverläufe im Basisfall und mit GFM-WEA (netzbildend) bei einem beispielhaften dreipoligen Kurzschluss mit Ausfall von zwei Stromkreisen mit anschließender Freischaltung der betroffenen Stromkreise und konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 21 zeigt den Unterschied zwischen den zwei vorgestellten Technologien bei einem dreipoligen Kurzschluss mit Ausfall von zwei Stromkreisen. Nach Fehlerklärung wird von den netzbildenden WEA mit Speicher mehr Wirkstrom eingespeist, was dazu führt, dass weniger Blindstrom eingespeist wird als bei netzbildenden WEA mit Trägheit aus dem Antriebsstrang. Die Wirkleistung wird in beiden Technologien priorisiert.

Abb. 21 Gegenüberstellung Wirk- und Blindströme der netzbildenden WEA mit Speicher (durchgezogene Linien) und Antriebsstrang (gestrichelte Linien) bei einem beispielhaften dreipoligen Kurzschluss mit Ausfall einer Doppelleitung mit anschließender Freischaltung der betroffenen Stromkreise und konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



In der Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse des Basisfalls und des Falls mit den netzbildenden WEA zeigt sich, dass zusätzliche Momentanreserve positive Auswirkung auf die Transiente Stabilität hat. Fast alle im Basisfall instabilen Fehlerfälle können mit Hilfe der netzbildenden WEA sicher beherrscht werden. Dabei ist die Annahme von 10 % netzbildenden WEA (ca. 7 GW) für 2030 eher unrealistisch. Die Momentanreserve kann jedoch auch aus anderen Quellen zur Verfügung gestellt werden. So adressiert die Handlungsempfehlung 1 das Thema Momentanreserve bezogen auf den Neubau von Kraftwerken, ebenso wird Momentanreserve ins Netz gebracht durch die Maßnahmen der Handlungsempfehlung 2 durch Kraftwerksumrüstungen zu RPSA. Zusätzliche Momentanreserve kann ebenso durch Batteriespeicher bereitgestellt werden. Anforderungen dafür sind bereits im Positionspapier Batteriespeicher [13] enthalten und die Handlungsempfehlung 34 greift das Thema nochmal auf. Die Handlungsempfehlungen 10 und 17 beziehen sich auf die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve und adressieren somit ebenfalls dieses Thema, wobei die Verortung eher im nördlichen Teil des Netzes für die Transiente Stabilität vorteilhaft erscheint. Zur besseren Quantifizierung der Bedarfe aus Sicht der Transienten Stabilität soll nach Handlungsempfehlung 8 eine Methodik entwickelt werden.

Darüber hinaus zeigt die vorliegende Untersuchung, dass die Bereitstellung der Momentanreserve aus dem Antriebsstrang oder aus dem Zwischenkreisspeicher sich im Hinblick auf das Gesamtsystemverhalten nur geringfügig unterscheiden. Daher bestehen derzeit keine Einschränkungen an die Umsetzungsvariante zur Bereitstellung von Momentanreserve aus WEA.

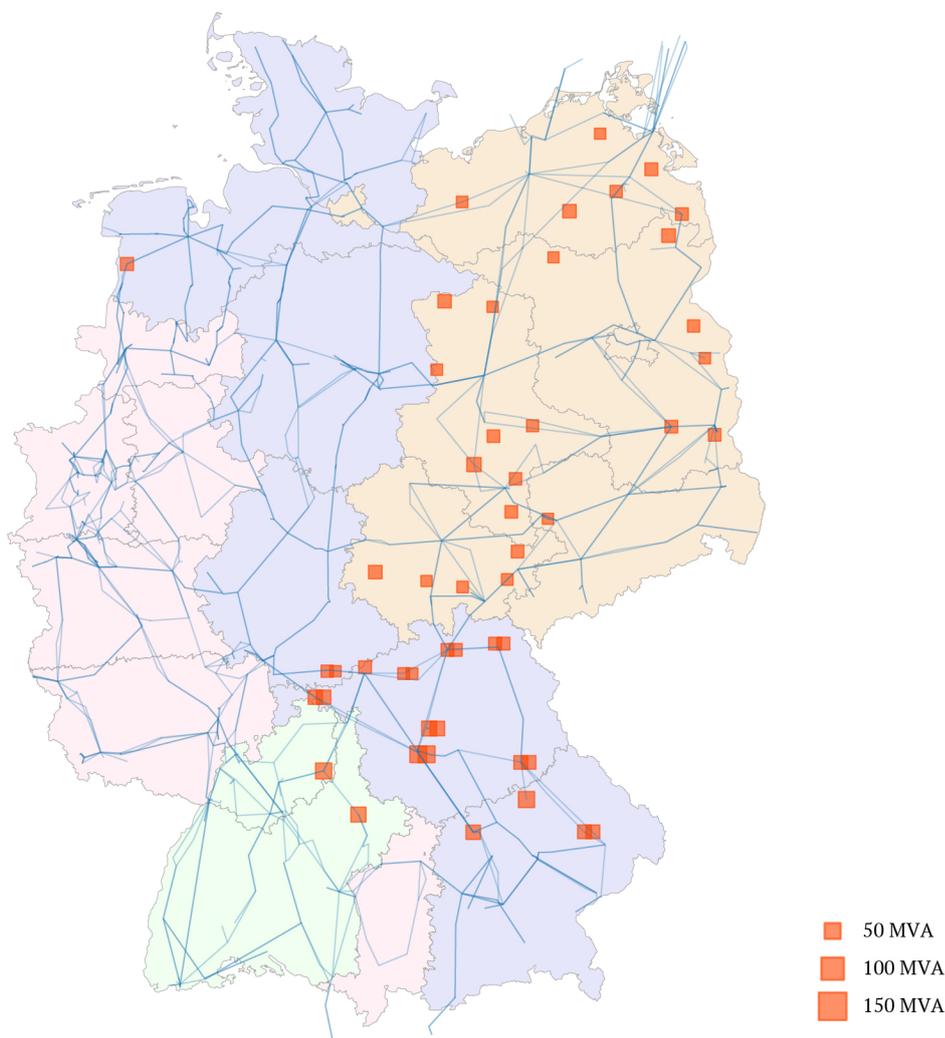
Die Umsetzbarkeit der Bereitstellung von Momentanreserve aus WEA ist technisch möglich, aber mit Mehrkosten in der Anlagenauslegung verbunden (z. B. zusätzlicher Speicher im DC-Zwischenkreis, Anpassung der mechanischen Auslegung des Antriebsstrangs). Die Annahme einer Durchdringung von 10 % für WEA im Jahr 2030 ist eine optimistische Abschätzung, realistisch sind deutlich kleinere Durchdringungsraten. Eine konkrete Bewertung der Mehrkosten, z. B. gegenüber der Bereitstellung von Momentanreserve aus ÜNB-Betriebsmitteln, kann aufgrund fehlender Informationen zu konkreten Anlagenkosten momentan nicht erfolgen.

3.1.4.7 STATCOM-Fähigkeit von Photovoltaikanlagen

Im untersuchten Szenario sind ca. 215 GW PV-Anlagen in Deutschland installiert. Sie speisen aber im Basisfall weder Wirkleistung noch Blindleistung ins Netz ein, da es sich bei dem gewählten Netznutzungsfall um eine Nachtstunde handelt. PV-Anlagen können grundsätzlich auch Blindleistung ohne Wirkleistungsabgabe bereitstellen, wenn die Anlagen mit zusätzlichen Hardware-Komponenten ausgestattet werden. In diesem Fall verhält sich die PV-Anlage wie eine netzfolgende STATCOM.

In der Untersuchung wird angenommen, dass 15 % der Wechselrichter in PV-Parks, deren installierte Leistung größer als 400 MW ist, mit dieser STATCOM-Funktionalität ausgestattet sind. Dadurch sind ca. 4,4 GW PV-Anlagen (2 % der gesamten installierten PV-Leistung) in 50 Standorten in Deutschland ausgewählt. Die Verteilung aller PV-Anlagen mit STATCOM-Fähigkeit ist in Abbildung 22 dargestellt.

Abb. 22 Verteilung PV-Anlagen mit STATCOM-Fähigkeit

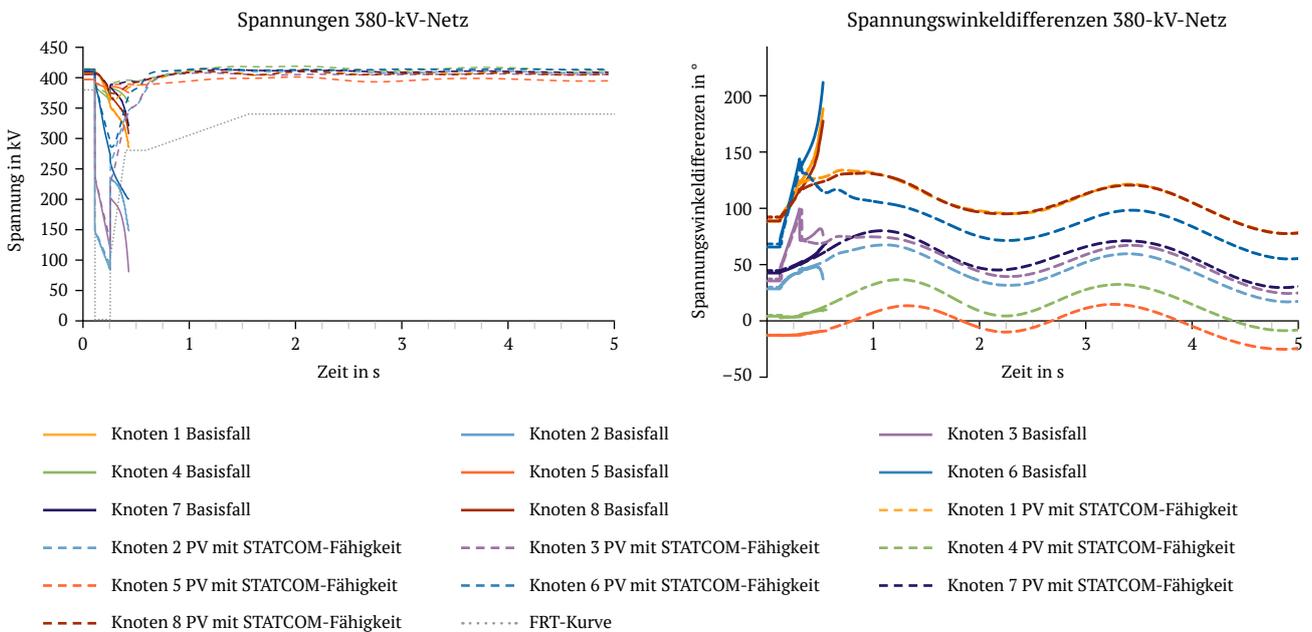


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Simulationsergebnisse der beschriebenen Maßnahme PV-Anlagen mit STATCOM-Fähigkeit zeigen, dass einige im Basisfall instabile Fehlerfälle durch diese Maßnahme sicher beherrscht werden können.

Abbildung 23 zeigt den detaillierten Vergleich bei einem dreipoligen Fehler auf einem Stromkreis mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms. Im Vergleich zum Basisfall ist der Spannungstrichter durch die verbesserte Blindstromstützung kleiner und der Transit zwischen den Netzgruppen kann besser wiederhergestellt werden. Damit bleibt das Netz stabil.

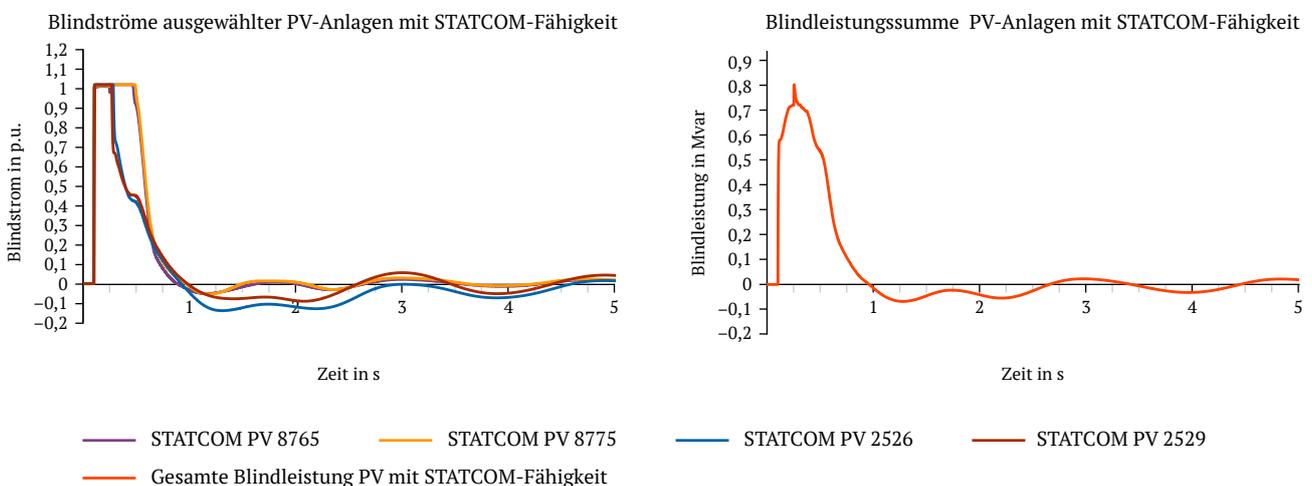
Abb. 23 Netzspannungen und Spannungswinkeldifferenzen bei einem beispielhaften dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis mit anschließender Freischaltung des Stromkreises und konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms im Basisfall (durchgezogene Linie) und bei Annahme von PV mit STATCOM-Fähigkeit (gestrichelte Linie)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 24 zeigt das Verhalten der PV-Anlagen mit STATCOM-Fähigkeit bei dem gleichen Fehlerereignis. Im Bild ist zu sehen, dass während und kurz nach dem Fehler die PV-Anlagen mit STATCOM-Fähigkeit ca. 3,5 Gvar Blindleistung ins Netz bereitstellen. Da dieses Verhalten die Spannungen im Netz stark unterstützt, ist die Netzstabilität dadurch wieder gewährleistet.

Abb. 24 Blindstrom und Blindleistung von PV-Anlagen mit STATCOM-Fähigkeit bei einem beispielhaften dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis mit anschließender Freischaltung der betroffenen Stromkreise und konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Die Untersuchung zeigt, dass die zusätzliche regelbare Blindleistung von PV-Anlagen mit STATCOM-Fähigkeit einen positiven Einfluss auf die Transiente Stabilität hat. Diese zusätzliche regelbare Blindleistung kann jedoch prinzipiell auch aus anderen Quellen stammen. So wird mehr regelbare Blindleistung ins System gebracht durch die Handlungsempfehlung 1 mit Anforderungen an Neubau-Kraftwerke, Handlungsempfehlung 2 „Bedarfsdeckung durch Kraftwerksumrüstungen“ sowie die Anforderungen an Großverbraucher (Handlungsempfehlung 3). Zusätzliche regelbare Blindleistung kann ebenso durch Batteriespeicher erbracht werden, die Handlungsempfehlung 34 deckt das Thema ab. Die Handlungsempfehlung 8 adressiert dabei das Thema der Quantifizierung der benötigten regelbaren Blindleistung, die aktuell noch nicht vorgenommen werden kann für die Transiente Stabilität, da noch keine geeignete Methodik entwickelt wurde. Zusätzlich wurde eine neue Handlungsempfehlung (Nr. 38) formuliert: „Deckung der Bedarfe an regelbarer Blindleistung“. Diese adressiert direkt die Deckung der Bedarfe von regelbarer Blindleistung.

Die Umsetzbarkeit der STATCOM-Fähigkeit von PV-Anlagen ist technisch möglich, aber mit Mehrkosten (zusätzliche Komponenten im DC-Zwischenkreis) verbunden. Eine konkrete Bewertung der Mehrkosten, z. B. gegenüber der Blindleistungsbereitstellung aus ÜNB-Betriebsmitteln, kann aufgrund fehlender Informationen zu konkreten Projektkosten momentan nicht erfolgen.

3.1.4.8 Kombinationen der Maßnahmen

Um eine Kombination verschiedener Maßnahmen zu untersuchen, wurde ein netzdienliches Verhalten der Elektrolyseure bezogen auf eine schnelle Wirkleistungswiederkehr von einer Sekunde und eine Blindstromstützung durch diese Anlagen angenommen. Zusätzlich werden die geplanten Querregeltransformatoren idealisiert modelliert. Die jeweiligen Auswirkungen dieser Maßnahmen im Einzelnen wurden bereits in den vorangegangenen Kapiteln detailliert betrachtet. Aus der Gegenüberstellung der Ergebnisse des Basisszenarios und einer Kombination der Maßnahmen idealisierte Querregeltransformatoren, Wirkleistungswiederkehr der Elektrolyseure in 1 Sekunde und Blindstromstützung durch Elektrolyseure zeigt sich, dass Fehlerfälle weiträumig sicher im gesamtdeutschen Netzgebiet beherrscht werden können, jedoch verbleiben vereinzelt weiterhin Fälle, die nicht beherrscht werden können.

Um eine weitere Kombination von verschiedenen Maßnahmen aufzuzeigen, wurde das netzdienliche Verhalten von Elektrolyseuren (schnelle Wirkleistungswiederkehr und Blindstromstützung) mit der STATCOM-Fähigkeit von PV-Anlagen kombiniert. Da die Untersuchung mit netzbildenden WEA mit einer recht hohen Durchdringungsrate von 10 % bereits im Jahr 2030 rechnet und dies eher als unrealistisch eingeschätzt wird, wurde diese Maßnahme nicht in der Kombination untersucht. Genauso stellt die QRT-Sensitivität eher eine theoretische Betrachtung dar und wurde deswegen in dieser zweiten Kombination nicht aufgenommen. Aus der Gegenüberstellung der Ergebnisse des Basisszenarios und einer Kombination der Maßnahmen PV-Anlagen mit STATCOM-Fähigkeit, Wirkleistungswiederkehr der Elektrolyseure in 1 Sekunde und Blindstromstützung durch Elektrolyseure, zeigt sich, dass Fehlerfälle größtenteils weiträumig beherrscht werden können. Jedoch verbleiben weiterhin vereinzelt Fehlerfälle, die nicht sicher beherrscht werden können. Dies zeigt, dass die Umsetzung von Einzelmaßnahmen nicht ausreichend ist, um die Transiente Stabilität in einem zukünftigen System zu gewährleisten. Mit weiteren Maßnahmen, wie zusätzlicher Momentanreserve aus WEA oder einer früheren Wirkleistungswiederkehr von Elektrolyseuren, kann die Beherrschbarkeit der Fehlerfälle noch weiter gesteigert werden. Dies zeigt, dass vielmehr die vorgeschlagenen Handlungsempfehlungen jeweils für sich umgesetzt werden müssen.

3.1.5 Fazit

Als Erweiterungen gegenüber den bisherigen Untersuchungen im NEP 2037/2045 (2023) und dem SB 2023 wurde das Netzmodell der LA2030 angepasst. Dazu wurde die Momentanreserve im Randnetz gemäß Marktszenario berücksichtigt, rotierende Phasenschieber sowie STATCOM-Anlagen gemäß des aktuellen Planungsstands abgebildet sowie diverse Modellverbesserungen vorgenommen. Es wurde speziell für die STATCOM-Anlagen zwischen netzfolgenden und netzbildenden Anlagen mit und ohne Speicher unterschieden und ein neu erstelltes Modell für Anlagen mit netzbildender Regelung eingebracht. Bei der Auswertung der Fehlerfälle im Basisszenario zeigt sich wie auch in den bisherigen Untersuchungen, dass eine Vielzahl von Fehlerfällen nicht beherrschbar sind. Teilweise sind bereits (n-1)-Fehler nicht sicher beherrschbar.



Es werden Maßnahmen mit Einfluss auf die Transiente Stabilität untersucht. Dabei wird betrachtet, welche Regelung für netzbildende STATCOM (ohne Energiespeicher) und E-STATCOM in der Strombegrenzung vorteilhaft ist. Weiterhin wird ein netzdienliches Verhalten von Elektrolyseanlagen bezogen auf die Wirkleistungswiederkehr, einer Blindstromstützung sowie einer Variation des Spannungsbandes für den Start der Wirkleistungswiederkehr analysiert. Zudem wird in einer idealisierten Betrachtung der Einfluss der zusätzlichen Impedanzen der Querregeltransformatoren gezeigt.

Die Untersuchung zu den Querregeltransformatoren zeigt, dass durch die zusätzlichen Impedanzen, die diese ins Netz bringen, die Stabilität negativ beeinflusst wird. Diese Impedanzen erhöhen die Blindleistungsverluste sowie den Bedarf an synchronisierender Leistung. Dadurch wird der Asynchronlauf von Netzgruppen bei bestimmten Fehlerfällen verstärkt. Jedoch ist kein direkter Zusammenhang mit der Verortung der Querregeltransformatoren auszumachen. Die Handlungsempfehlung 36 „Vermeidung des großflächigen Einsatzes von Querregeltransformatoren“ wurde neu erstellt, um dieses Thema zu adressieren.

Bei den Ergebnissen zu den Untersuchungen des netzdienlichen Verhaltens der Elektrolyseanlagen zeigt sich deutlich, dass der Einbruch des Wirkleistungsbezugs während und nach Fehlerereignissen im Netz problematisch ist. Das bereits zuvor stark ausgelastete System muss aufgrund des Rückgangs des Wirkleistungsbezugs mehr Wirkleistung transportieren. Dies führt zu einem weiteren Absinken der Spannungen und damit nehmen noch mehr Anlagen ihren Wirkleistungsbezug zurück, sodass die Spannungen wieder weiter sinken bis zum Spannungskollaps. Die Blindstromstützung am eigenen Knoten verbessert das Wirkleistungswiederkehrverhalten, sorgt jedoch vor allem dafür, dass viele Anlagen ihren Wirkleistungsbezug gar nicht erst reduzieren. Andere wichtige Faktoren sind die schnelle Wirkleistungswiederkehr, die ebenso dafür sorgt, dass das System schneller entlastet wird, aber auch die Spannung, ab der die Elektrolyseure ihren Wirkleistungsbezug wieder hochfahren, spielt eine wichtige Rolle. Die Ergebnisse unterstreichen Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich eines netzdienlichen Verhaltens von Elektrolyseanlagen. Im derzeitigen Kompromisspapier mit dem Deutschen Wasserstoff-Verband werden diese Forderungen berücksichtigt.

Diese Punkte werden durch die Handlungsempfehlung 3 „Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten“ adressiert, die entsprechend den Ergebnissen der Untersuchungen des erweiterten Spannungsbandes angepasst wurde. Die Modelle für die netzbildenden STATCOM und E-STATCOM wurden für diesen Bericht weiterentwickelt und die Frage der Strompriorisierung in der Begrenzung näher betrachtet. Bei Wirk- oder Blindstrompriorisierung zeigt sich kein nennenswerter Vorteil gegenüber der winkelneutralen Priorisierung in der Strombegrenzung. Abhängig vom Fehlerort, des Anlagenstandortes und der Netzsituation kann in Einzelfällen auch eine Wirk- oder Blindstrompriorisierung vorteilhafter sein. Dies muss durch projektspezifische Untersuchungen geprüft werden, dabei sind andere Aspekte wie die Frequenzstabilität ebenfalls zu berücksichtigen. Dieses Thema wird in der neu erstellen Handlungsempfehlung 37 „Verhalten netzbildender Stromrichteranlagen in der Strombegrenzung“ adressiert.

Die Untersuchungen zeigen, dass sich zusätzliche Momentanreservebereitstellung durch netzbildende WEA positiv auf die Transiente Stabilität auswirkt. Die beiden untersuchten technologischen Umsetzungsvarianten netzbildender WEA zeigen positive Auswirkung auf die Transiente Stabilität. Die Momentanreserve kann jedoch auch aus anderen Quellen zur Verfügung gestellt werden. So adressieren die Handlungsempfehlungen 1, 2, 10 und 17 die Momentanreservebereitstellung und die Handlungsempfehlung 8 die Methodenentwicklung zur Quantifizierung der Momentanreservebedarfe.

Zusätzliche regelbare Blindleistung hat einen positiven Einfluss auf die Transiente Stabilität. Dies zeigt die Untersuchung zur STATCOM-Fähigkeit von PV-Anlagen. Einige kritische Fehlerfälle, die zuvor instabil waren, können dadurch sicher beherrscht werden. Die zusätzlich eingebrachte regelbare Blindleistung muss jedoch nicht zwingend aus PV-Anlagen kommen, sondern kann prinzipiell auch aus anderen Quellen stammen und wird in den Handlungsempfehlungen 1, 2, 3, 38 und 14 adressiert. Die Handlungsempfehlung 8 greift die Methodenentwicklung zur Quantifizierung der Bedarfe an regelbarer Blindleistung auf.

Zur Weiterentwicklung und Verbesserung der Analysen benötigt es eine geeignete Datengrundlage. Da die Erzeugung von der Hoch- bzw. Höchstspannungsebene immer mehr in die Verteilnetze wandert, müssen diese entsprechend detaillierter bzw. in besserer Qualität modelliert werden oder eine geeignete Vereinfachung vorgenommen werden. Ebenso zeigte sich bereits im letzten SB 2023, dass das europäische Randnetz einen starken Einfluss auf die Ergebnisse der Transienten Stabilität hat. Dementsprechend ist auch hier eine Verbesserung der Qualität der Datengrundlage zur Verbesserung der Analysen erforderlich. Diese beiden Aspekte werden über die Handlungsempfehlungen 19 und 25 abgedeckt.

Für eine Detailbetrachtung bzw. Abwägung von Kosten und Machbarkeit der untersuchten Maßnahmen sind zusätzliche Informationen u. a. von Anlagenbetreibern und Herstellern notwendig.

Bei der Betrachtung einzelner Maßnahmen zeigt sich, dass diese jeweils für sich gesehen nicht ausreichend sind, um die Transiente Stabilität sicherzustellen. Aus diesem Grund wurden Kombinationen dieser Maßnahmen zusätzlich untersucht. Die erste Maßnahmenkombination umfasst ein netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Wirkleistungswiederkehr innerhalb von 1 Sekunde und Blindstromstützung) sowie die Idealisierung der QRTs. Die zweite Maßnahmenkombination beinhaltet ebenfalls das netzdienliche Verhalten von Elektrolyseuren sowie die STATCOM-Fähigkeit von PV-Anlagen. Diese stellt die Maßnahmen-Kombination dar, die mit höherer Wahrscheinlichkeit umgesetzt werden kann bis zum Jahr 2030. Beide Kombinationen helfen dabei, den größten Teil der Fehlerfälle sicher zu beherrschen, wobei vereinzelte Fehlerfälle übrig bleiben, die nicht beherrscht werden können. Dies zeigt, dass es nicht ausreicht, nur einen Teil der Handlungsempfehlungen umzusetzen.

3.2 Spannungsstabilität

3.2.1 Einleitung

Für einen sicheren und stabilen Betrieb des Stromnetzes muss die Netzspannung stets innerhalb eines definierten Spannungsbandes gehalten werden. Spannungsstabilität liegt vor, wenn das Netz nicht nur nach Kleinsignalstörungen – wie Last- und Einspeiseänderungen, sondern auch nach Großsignalstörungen, wie Kurzschlüssen infolge von Blitzeinschlägen, zu einem eingeschwungenen Zustand mit Spannungen innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte zurückfindet. Last- und Einspeiseänderungen oder Störungen haben unter Umständen einen signifikanten Einfluss auf die Spannungen im Netz und können zu einem geänderten Blindleistungsbedarf führen. Wird diese Bedarfsänderung nicht gedeckt, kann es zu Spannungen außerhalb des zulässigen Spannungsbands kommen. Dies bedeutet in der Folge, dass eine Beschädigung von Betriebsmitteln aufgrund von zu hohen Spannungen oder ein kaskadierender Spannungskollaps aufgrund von zu niedrigen Spannungen nicht mehr ausgeschlossen werden kann. Der Verlust der Spannungsstabilität mit einem konsekutiven Netzzusammenbruch wird unter folgenden Umständen zusätzlich begünstigt:

- ▶ Stark ausgelasteter Grundzustand der Betriebsmittel
- ▶ Große Distanzen zwischen Erzeuger- und Lastzentren
- ▶ Geringe Blindleistungsreserven
- ▶ Umweltbedingte Einflüsse wie Wind, Feuer, Erdbeben etc.

In derartigen Situationen kann es durch eines der folgenden initialen Ereignisse (oder Kombinationen) zu einem lokalen Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last kommen, in dem der Lastbedarf nicht mehr gedeckt werden kann:

- ▶ Kurzschlüsse
- ▶ Ausfälle von Betriebsmitteln
- ▶ Fehlerhafte Schutzauslösungen
- ▶ Schalthandlungen
- ▶ Unerwartete Last- und Erzeugungsverschiebungen oder -Erhöhungen

Die Spannungsstabilität eines Stromnetzes lässt sich weiter in Kurz- und Langzeitspannungsstabilität unterteilen, wobei sich beide Phänomene durch die betrachteten Zeiträume und dominierenden Mechanismen unterscheiden. Kurzzeitspannungsstabilität bezieht sich auf die Fähigkeit des Netzes, innerhalb von wenigen Sekunden nach Auftreten einer Störung wieder einen stabilen Gleichgewichtszustand zu erreichen. Hier sind schnelle dynamische Prozesse von entscheidender Bedeutung, sodass deren Abbildung mithilfe von dynamischen Reglermodellen unumgänglich ist. Da diese Anforderungen ebenso für die Untersuchungen der Transienten Stabilität gelten, ist die Betrachtung der Kurzzeitspannungsstabilität durch Kapitel 3.1 inhärent bereits erfolgt.

Im Gegensatz dazu bezieht sich die Langzeitspannungsstabilität auf die Reaktion des Systems über einen längeren Zeitraum hinweg (bis zu mehreren Minuten oder länger). Dabei dominieren nicht-transiente Aspekte wie bspw. stationäre Blindleistungsgrenzen, thermische Grenzen oder Schaltmaßnahmen das Systemverhalten. Die Langzeitspannungsstabilität wird im Kapitel 3.2 untersucht.

Die Blindleistungsbedarfe des Netzes ergeben sich aus dem Blindleistungsverhalten aller Netzbetriebsmittel im Übertragungsnetz, insbesondere Leitungen und Transformatoren, sowie den direkt angeschlossenen Kundenanlagen und angeschlossenen Verteilnetzen. Das Blindleistungsverhalten und damit der Einfluss auf die Spannung ist abhängig vom NNF. Bei schwacher Netzauslastung dominiert das kapazitive Verhalten der Leitungen (unternatürlicher Betrieb) und die Spannungen im Netz sind eher hoch. Dahingegen ist in Zeiten von einer starken Netzauslastung das induktive Verhalten der Leitung maßgebend (übernatürlicher Betrieb) und die Spannungen sinken. Aus der quadratischen Abhängigkeit der induktiven Blindleistungsbedarfe zum Strom geht hervor, dass ein Betrieb mit großen Strömen höhere Anforderungen an die Blindleistungskompensation stellt, insbesondere wenn in solchen Situationen ein Fehler auftritt.



Deshalb ist es für die Sicherstellung eines robusten Systemdesigns unumgänglich, dass genügend Blindleistungskompensationsanlagen geplant und gebaut werden. Die Planung dieser Anlagen basiert auf den Blindleistungsbedarfen und Potentialen des Netzes und wird im NEP 2037/2045 (2023) genauer beschrieben [6]. Ob das System durch die zunehmend unvorhersehbaren Änderungen des Systemzustands, bspw. durch Fehlerereignisse, Prognoseunsicherheiten, Leistungsverchiebungen etc. aus Sicht der Langzeitspannungsstabilität betreibbar ist, wird in dem vorliegenden Bericht untersucht. Dazu wird für das Zieljahr 2027 in verschiedenen Netzsituationen eine neu entwickelte Methodik zur Analyse von P-V-Kurven (auch „Nasenkurve“ genannt) angewandt.

Sollte es während des Netzbetriebes zu einem aus Spannungssicht kritischen Zustand kommen, der potentiell zu einem Spannungskollaps führen könnte, sind dagegen sogenannte Letztmaßnahmen zu ergreifen. Diese Letztmaßnahmen sollen in kritischen Situationen als letzte Instanz automatisiert gezogen werden, um einen Spannungskollaps im Netz und damit eine großflächige Störung im Übertragungsnetz mit einem resultierenden Ausfall von Erzeugungs- und Verbraucherleistung zu verhindern. Im SB 2023 haben die deutschen ÜNB die aktuell im Systemschutzplan vorgeschriebenen Letztmaßnahmen auf ihre Wirksamkeit überprüft. Das Ergebnis zeigte, dass die aktuell vorgesehenen Letztmaßnahmen (spannungsbedingter Lastabwurf und Blockierung der Transformatorstufungen) oft helfen, den drohenden Spannungseinbruch weiter zu verzögern. Allerdings wurde auch deutlich, dass in vielen Situationen die Letztmaßnahmen den Spannungskollaps sogar förderten und dadurch eine geringere Stabilitätsgrenze vorhanden ist. Zurückgeführt wurde das auf die sich geänderten Netzbedingungen wie bspw. die Zunahme der horizontalen Transite durch das Übertragungsnetz (Transite in der Höchstspannungsebene) die weiträumige, lastflussabhängige Unterspannungen verursachen können. Die im Systemschutzplan vorgesehenen lokalen Maßnahmen hingegen sind primär für den Schutz gegen einen Spannungskollaps geeignet, der durch übermäßige vertikale Transite aus der Höchstspannungsebene verursacht wird. Deshalb werden im Rahmen dieses Berichtes Simulationsergebnisse zu den neu identifizierten Letztmaßnahmen vorgestellt und diese in ihrer Wirksamkeit bewertet. Die Simulationen wurden auf Basis eines generischen Netzes durchgeführt, um die theoretischen Überlegungen mittels Simulationen bewerten zu können.

3.2.2 Methodik

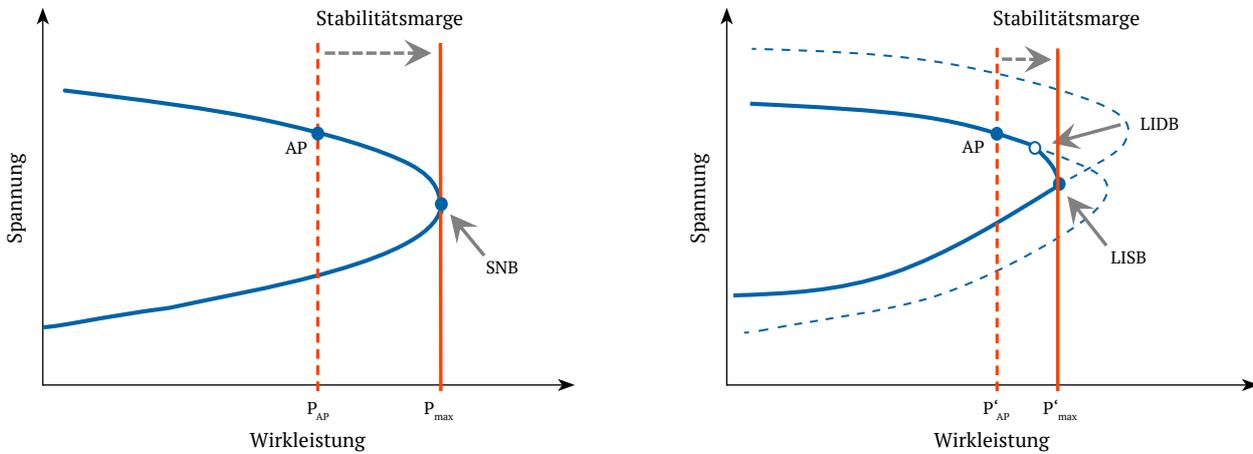
Im folgenden Kapitel wird zunächst die Theorie zur Erstellung von P-V-Kurven dargestellt. Anschließend wird auf die Vorgehensweise im vorliegenden SB 2025 eingegangen. Das Vorgehen umfasst neben den gewählten Bewertungskriterien auch die Erstellung von Richtungsvektoren, mit welchen ausgewählte Stundenwechsel untersucht wurden. Abschließend wird das Vorgehen zur Ermittlung eines optimierten Last- und Erzeugungsabwurfs als Letztmaßnahme auf Basis von P-V-Kurvenanalysen erläutert.

3.2.2.1 Theoretischer Ansatz

Für Untersuchungen der Langzeitspannungsstabilität stellt der „Continuation Power Flow“ (CPF) eine weit verbreitete Methode dar. Dieser stellt eine iterative Leistungsflussberechnung zur Abbildung quasistationärer Gleichgewichtszustände dar, bei dem ein oder mehrere Parameter kontinuierlich verändert werden [19]. Im vorliegenden Kontext werden als Parameter in der Regel der Wirk- und Blindleistungsbezug der Lasten verwendet, um die charakteristischen Leistungs-Spannungs-Kurven bzw. P-V-Kurven zu erzeugen und um den Abstand zur Stabilitätsgrenze zu bestimmen [20, 21].

Die Untersuchung fokussiert sich damit auf die Sensitivität der Spannung in einem Lastzustandsraum. Je nach Anwendungsfall werden alle oder auch nur einzelne Lasten bzw. Residuallasten ausgehend von der gegebenen Last- und Einspeisesituation, im Folgenden als Arbeitspunkt (AP) bezeichnet, erhöht. Mit der iterativen Erhöhung lässt sich der Zustand der höchstmöglichen Lasterhöhung bzw. -verschiebung bestimmen, der sich mathematisch durch eine statische oder limitierende dynamische Bifurkation beschreiben lässt. Bifurkationen werden allgemein hin als Übergänge bezeichnet, in denen sich das qualitative Verhalten eines Systems signifikant ändert. Die unterschiedlichen Bifurkationen sind exemplarisch für ein Zwei-Knoten-System in Abbildung 25 dargestellt.

Abb. 25 P-V-Kurve mit (links) und ohne Berücksichtigung von Blindleistungsgrenzen (rechts)



Quelle: [22]

Diese Bifurkationspunkte bedeuten bei ihrer Überschreitung entweder eine sprunghafte Veränderung der Spannungs-Leistungssensitivität. Im Zeitbereich könnte das bedeuten, dass auf eine vermeintlich stabile Spannungshaltung ein plötzlicher Spannungsabfall folgt. Andernfalls kann eine Bifurkation auch einen Spannungskollaps des Systems bedeuten und somit eine Stabilitätsgrenze des Systems darstellen. Der Abstand im Lastzustandsraum (Loading Margin bzw. im Folgenden Stabilitätsmarge genannt) zwischen dem aktuellen AP und einer solchen Bifurkation (Kollapspunkt) bildet die Grundlage für die Bewertung der Spannungsstabilität [23, 24]. Eine kleine Stabilitätsmarge weist auf eine Gefährdung des Systems hin, dessen Netz womöglich stark ausgelastet ist und unzureichenden Blindleistungsreserven vorhanden sind [25].

In Abbildung 25 links ist eine sogenannte Saddle-Node-Bifurcation (SNB) dargestellt. Es gibt jedoch unterschiedliche Arten von Bifurkationen, die die Stabilität des Systems entscheidend beeinflussen können. Diese sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tab. 1 Bifurkationstypen

Bifurkation		Eigenschaften
Saddle-Node-Bifurcation (SNB)		Statische Stabilitätsgrenze bei Erreichen der physikalisch maximal möglichen Übertragungsleistung. Der Übergang verläuft kontinuierlich.
Limit-Induced-Dynamic-Bifurcation (LIDB)		Begrenzung durch ein Betriebsmittel (Erreichen der Blindleistungsgrenze) oder Auftreten einer topologischen Änderung mit Wechsel auf einen stabilen AP einer anderen P-V-Kurve. Der Übergang verläuft diskret.
Limit-Induced-Static-Bifurcation (LISB)		Vergleichbar mit LIDB, jedoch mit Wechsel auf einen instabilen AP auf einer anderen P-V-Kurve. Der Übergang verläuft diskret.
Hopf-Andronov-Bifurcation	Super-kritisch	Nach anfänglichem Aufschwingen folgt der kontinuierliche Übergang in den oszillatorischen Grenzzyklus der Hopf-Bifurkation. Die Oszillation nimmt ab und das System wird wieder in einen stabilen Zustand überführt
	Sub-kritisch	Im Gegensatz zur super-kritischen Hopf-Bifurkation geht das System nach dem oszillatorischen Grenzzyklus in einen oszillatorisch aufschwingenden Zustand über.

Quelle: [22]



Neben der SNB ist die Limit-Induced-Bifurcation (LIB) ein weiterer wichtiger Bifurkationstyp, der bei Erreichen einer Betriebsmittelgrenze oder einer unstetigen Änderung der Topologie auftritt [26]. Hierbei spielt die Beschränkung der verfügbaren Blindleistung eine entscheidende Rolle. Im Übertragungsnetz führt die steigende Last zu höheren Leitungsströmen und damit zu einem höheren Blindleistungsbedarf der Leitung. Der Spannungsabfall über der Leitung erhöht wiederum den Blindleistungsbedarf und führt dazu, dass die Blindleistungspotentiale der im Betrieb befindlichen Anlagen zunehmend genutzt werden [27].

Erreicht eine Komponente, wie bspw. ein Generator oder eine regelbare Kompensationsanlage, die maximal mögliche Blindleistungseinspeisung, so wird bei einer weiteren Lasterhöhung keine zusätzliche Blindleistung bereitgestellt. Das System ändert in diesem Moment auf diskontinuierliche Weise das Blindleistungsverhalten. Diese Diskontinuität stellt eine LIB dar. Findet sich jenseits dieser Bifurkation ein weiteres Gleichgewicht, bedeutet diese Bifurkation nicht die Instabilität des Systems, sondern lediglich eine Veränderung des qualitativen Verhaltens durch die Blindleistungsbegrenzung. Sie wird als Limit-Induced-Dynamic-Bifurcation (LIDB) bezeichnet (s. Abbildung 25 rechts). An diesem Punkt ist die P-V-Kurve nicht stetig differenzierbar und der Spannungsabfall steigt bei steigender Last sprunghaft an. Existiert bei einer weiteren inkrementellen Erhöhung der Last über den Punkt des LIB hinaus kein Gleichgewichtszustand und kreuzen sich stattdessen zwei Lösungszweige im Zustandsraum, handelt es sich um eine Limit-Induced-Static-Bifurcation (LISB), die sich ähnlich wie eine SNB verhält [28].

Wie die SNB steht auch eine LISB in Zusammenhang mit einer maximalen Belastungsgrenze und damit auch der statischen Stabilitätsgrenze. Der Vergleich der P-V-Kurven zeigt, dass bei der Berücksichtigung der Blindleistungsgrenzen die Stabilitätsmarge erheblich verkürzt werden kann. Allgemein können neben den Blindleistungsbegrenzungen auch andere Restriktionen, wie thermische Begrenzung, Spannungsbegrenzungen und Topologieänderungen eine LIB hervorrufen.

Eine weitere wichtige Bifurkation ist die Hopf-Bifurkation oder Hopf-Andronov-Bifurkation. Die Hopf-Bifurkationen zeichnen sich dadurch aus, dass ein System bei der Erhöhung der Lasten aus seinem Gleichgewicht heraus die Stabilität verliert und in einen oszillatorischen Grenzyklus übergeht. Je nachdem, ob der Grenzyklus stabil oder instabil ist, handelt es sich um eine super-kritische oder eine sub-kritische Hopf-Bifurkation. Obwohl eine super-kritische Hopf-Bifurkation in einem stabilen Gleichgewichtszustand endet, sind beide Arten der Hopf-Bifurkation aus technischer Sicht aufgrund der Belastungen für das Netz und die Generatoren unerwünscht [25]. Für die Analysen der Hopf-Bifurkation ist eine genaue Kenntnis aller Reglerstrukturen und Reglerparametrierungen notwendig. Darüber hinaus stellen Hopf-Bifurkationen keine feste Grenze für die Spannungsstabilität dar, sondern repräsentieren Kleinsignalinstabilitäten, die durch Änderungen der Reglerparametrierungen behoben werden können. Hopf-Bifurkationen werden daher in den folgenden Untersuchungen nicht betrachtet.

3.2.2.2 Vorgehensweise im Systemstabilitätsbericht 2025

Während sich die obigen theoretischen Überlegungen zur P-V-Kurvenanalyse auf Zwei-Knoten-Systeme beziehen, werden im Folgenden Untersuchungen auf einem Modell des deutschen Übertragungsnetzes durchgeführt. Damit ist es möglich, dass für jeden Übertragungsnetzknoten eine P-V-Kurve erstellt und analysiert werden kann. Dabei ist das Spannungsverhalten an jedem Knoten und damit auch die LIDB, die bspw. bei Erreichen einer Blindleistungsquellen erreicht werden können, für jeden Knotenpunkt individuell. Der SNB oder LISB hingegen stellen jeweils (partial-)systemische Grenzen dar und treten überregional und gleichzeitig auf, auch wenn nur einzelne Betriebsmittel bzw. Leistungsflüsse über diese Betriebsmittel für die Bifurkation verantwortlich sind.

Das Erreichen der Blindleistungsgrenze einer Anlage bedeutet zunächst, dass sich lokal die qualitative Spannungssensitivität ändert und ein steigender Transit oder eine steigende Last zu einem stärkeren Spannungsabfall führt. Ein steigender Transit ist aber dennoch möglich, solange es weiter kontinuierlich regelnde Blindleistungspotentiale gibt, die den höheren Blindleistungsbedarf decken können, und keine SNB auftritt, die durch die Topologie und die Impedanzverhältnisse bestimmt wird. Stehen keine weiteren Blindleistungspotentiale zur weiteren Erhöhung des Leistungstransits zur Verfügung, tritt ein LISB auf. Der maximale Transit ist erreicht. Zur Ermittlung des theoretisch maximal übertragbaren Leistungsflusses wird nach Erreichen der LISB die Blindleistungsbegrenzung aller Anlagen aufgehoben und die P-V-Kurvenanalyse bis zum Erreichen der SNB fortgeführt. Damit soll der Einfluss der Blindleistungsbegrenzung, die Lage der maximalen Stromtragfähigkeit oder auch die Entfernung zur topologisch bedingten maximalen Leistungsübertragungsfähigkeit bestimmt werden.



Die Berechnung der P-V-Kurven wird mit der Simulationssoftware PowerFactory von DlgSILENT durchgeführt. Das dafür verwendete Modell leitet sich aus der BA24t+3, mit Zieljahr 2027, ab. Alle Netzausbaumaßnahmen und ÜNB-Betriebsmittel, die zu diesem Betrachtungszeitraum voraussichtlich fertiggestellt sind, werden für die Untersuchungen berücksichtigt. Des Weiteren ist das Hochspannungsnetz in den meisten Netzregionen detailliert abgebildet. Das europäische Randnetz ist in verschiedenen Detailstufen ebenfalls im Datensatz modelliert. Die Netze der unmittelbaren Nachbarländer sind hierbei auf Höchstspannungsebene (HöS-Ebene) detailliert abgebildet, um deren Einfluss auf das Netzverhalten adäquat abzubilden.

3.2.2.3 Bewertungskriterien

Bei der Bewertung von P-V-Kurven können verschiedene Aspekte herangezogen werden, die im Folgenden dargestellt sind.

▶ Differenz zwischen initial übertragener Wirkleistung und maximal übertragbarer Wirkleistung

Ein früher Bifurkationspunkt (bei geringer Lasterhöhung) deutet auf eine begrenzte zusätzliche Übertragungsfähigkeit des Netzes ausgehend vom aktuellen AP hin. Dies kann ein Hinweis auf ein schwaches Netz sein, das durch geringe Übertragungskapazitäten oder unzureichende Bereitstellung von Blindleistung gekennzeichnet ist. Der Bifurkationspunkt sollte in einem Bereich liegen, der mit der prognostizierten Steigerung der Transportaufgabe kompatibel ist.

▶ Spannungsprofil

Eine Gleichmäßigkeit des Spannungsprofils deutet auf eine gute Netzstabilität hin. Stark abfallende Spannungen bzw. Spannungssprünge oder lokale Schwachstellen können auf Engpässe oder Blindleistungsdefizite hinweisen. Die Einhaltung des Spannungsbands über die P-V-Kurve hinweg kann dabei ebenfalls überprüft werden.

▶ Relative Spannungsänderung der Knotenspannungen

Die relative Spannungsänderung der Knotenspannungen pro Laständerung gibt Aufschluss darüber, ob lokale Schwachstellen bzw. Engpässe vorhanden sind.

Die Untersuchung der P-V-Kurven auf die beschriebenen Aspekte hin gibt Aufschluss über das Verhalten des Gesamtsystems und lässt unterschiedliche Schlussfolgerungen bzw. Erkenntnisse zu.

- ▶ Identifikation von neuralgischen Netzgebieten, die aus Sicht der Langzeitspannungsstabilität anfällig für instabiles Verhalten sind.
- ▶ Das Deaktivieren der Blindleistungsgrenzen gibt Aufschluss darüber, welche Rolle die Verfügbarkeit von Blindleistung für die maximale Übertragungsfähigkeit des Netzes spielt.
- ▶ Indikation, ob es Netzgebiete bzw. Transitkorridore gibt, in denen eine Erhöhung der maximalen Stromtragfähigkeit auf bspw. 4 kA ggf. zu einer stabilitätsgefährdenden Situation führen kann.
- ▶ Ermittlung der Stabilitätsmarge bzw. des Abstands des Systems von einem Spannungskollaps.

3.2.2.4 Erstellen des Richtungsvektors

Trajektorien zur Untersuchung definierter Transitkorridore

In der vorliegenden Analyse werden Richtungsvektoren verwendet, um eine Richtung für die Last- und Erzeugungsskalierung zu definieren. Im Gegensatz zum akademischen Ansatz bei der Analyse der P-V-Kurve, bei dem alle Lasten gleichzeitig bis zum Erreichen des Bifurkationspunkts skaliert werden, wird hier lediglich eine Skalierung ausgewählter Lasten bzw. Erzeugungsanlagen in je einer vorab definierten Import- bzw. Exportregion in Abhängigkeit der gewünschten Transitrichtung vorgenommen. Anstelle die AP der im Netzmodell vorhandenen Lastelemente zu skalieren, werden fiktive Lastelemente in der Importregion hinzugefügt und anschließend skaliert. Die fiktiven Erzeugungsanlagen und Lasten werden entsprechend der Kurzschlussleistung der Knoten verteilt, d. h. der Knoten mit der höchsten Kurzschlussleistung erhält einen höheren Last- bzw. Erzeugungsanteil. Dieses Vorgehen bei der Verteilung der fiktiven Elemente bei einer dezidierten Betrachtung einer Import- sowie einer Exportregion verbessert das Konvergenzverhalten der sukzessiven Leistungsflussberechnungen erheblich.



Um das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Last sicherzustellen, werden in der Exportregion nach demselben Prinzip fiktive Erzeugungsanlagen zur Modellierung einer Erzeugungsregion hinzugefügt. Die hinzugefügten fiktiven Erzeugungsanlagen und Lasten werden iterativ bis zum Erreichen des Bifurkationspunkts erhöht. Um bspw. den Nord-Süd-Transit nachbilden zu können, werden die Lasten im Süden sowie die Erzeugungsanlagen im Norden gleichzeitig und im selben Maße hochskaliert. Die iterative Skalierung der Erzeugungsanlagen und Lasten kann durch die folgende Formel beschrieben werden:

$$P_j = P_{akt} + k \cdot P_{ini} \quad (3.4)$$

k ist der Skalierungsfaktor und wird mit dem Initialwert der Last bzw. Erzeugung (P_{ini}) innerhalb jeder Iteration (j) multipliziert, um die Last- und Erzeugungsänderung pro Iteration zu bestimmen.

Aus Stundenwechseln resultierende Trajektorien

Im Gegensatz zur Verwendung fiktiver Erzeugungs- und Lastelemente ändert sich bei jedem Stundenwechsel die Last- und Einspeisesituation in eine vorgegebene Richtung, die sich aus der Differenz zwischen Einspeisung und Last vor und nach dem betrachteten Stundenwechsel ergibt. Daraus lässt sich je Erzeugungs- sowie Lasteinheit ein Richtungsvektor über den Stundenwechsel definieren. Anschließend kann der resultierende Richtungsvektor skaliert werden, um eine P-V-Kurvenanalyse vornehmen zu können. Dies lässt sich anhand der folgenden Formel beschreiben:

$$P_j = P_{ini}^{NNF2} + k \cdot (P_{ini}^{NNF2} - P_{ini}^{NNF1}) \cdot \frac{j}{j_{max}} \quad (3.5)$$

k beschreibt den Skalierungsfaktor und wird mit der Differenz der Last bzw. Einspeisung beim Stundenwechsel multipliziert. Daraus ergibt sich ein Vektor, der die Richtung der Last- und Erzeugungsänderung angibt. j steht für den aktuellen Iterationsschritt, während j_{max} die maximale Anzahl der Iterationen bezeichnet.

In beiden Analysen werden die Stufenstellungen der Transformatoren und der stufbaren statischen Kompensationsanlagen bei der initialen Lastflussberechnung ermittelt und für die sukzessiven Lastflussberechnungen konstant gehalten. Zudem werden die zusätzlichen Wirkleistungsverluste des Netzes auf alle Generatoren verteilt (verteilter Slack).

3.2.3 Untersuchungsrahmen

Im Folgenden wird der Untersuchungsrahmen der P-V-Kurvenanalyse dargestellt. Es wurden insgesamt drei verschiedene Szenarien untersucht:

- ▶ Stunde 8085 mit moderater Netzauslastung und Erhöhung des Ost-West-Transits
- ▶ Stunde 8085 mit moderater Netzauslastung und Erhöhung des Nord-Süd-Transits
- ▶ Stundenwechsel von Stunde 3081 auf Stunde 3082 mit starker Erhöhung der PV-Einspeisung

In den Untersuchungen wurde die Annahme getroffen, dass die automatische Stufenstellung der Transformatoren und Schaltung von Blindleistungskompensationsanlagen deaktiviert sind. Es wird von einer festen Stufung dieser Elemente ausgegangen. Daher können nur regelbare Anlagen wie Kraftwerke, STATCOM, HGÜ-Konverter, Erzeugungsanlagen etc. Blindleistung bereitstellen. Es wird also davon ausgegangen, dass die Vorgänge auf dem Weg einer etwaigen Instabilität innerhalb von wenigen Sekunden und damit vor einer mechanischen Schaltung von Blindleistungskompensationsanlagen oder der automatischen Stufung von Transformatoren stattfindet. Diese Annahme repräsentiert die Betrachtung eines Worst-Case-Szenarios, da nicht alle zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Spannungshaltung ausgeschöpft werden können. In der Realität kann es sein, dass die automatische Stufung der Transformatoren sowie die Aktivierung bzw. Deaktivierung sowie Stufung von statischen Kompensationsanlagen vor der für die Stabilität kritischen Last- bzw. Transitzunahme stattfindet und die Situation damit entschärft wird. In internen Analysen hat sich gezeigt, dass dies für die betrachteten Netznutzungsfälle zutrifft und sich die übertragene Leistung durch die Berücksichtigung der Trafostufungen nur geringfügig erhöht. Aufgrund der geringen Auswirkungen und für eine systemische Betrachtung für die Bestimmung der Größenordnung des Abstands zur Stabilitätsgrenze, sind die getroffenen Annahmen dennoch sachgerecht.



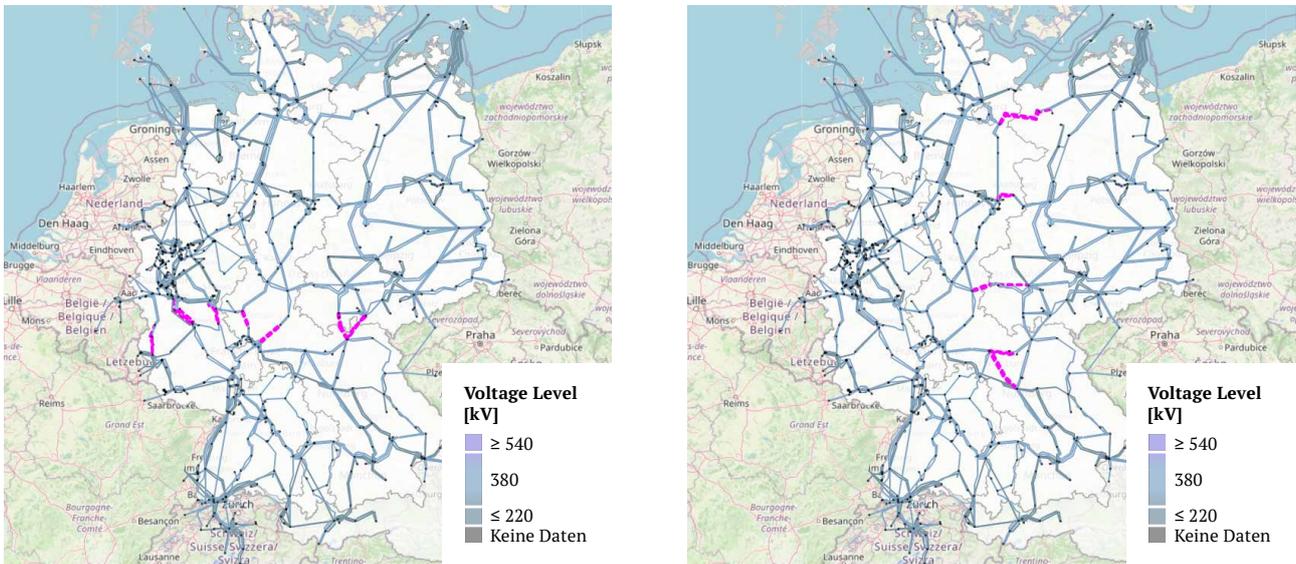
In der nachfolgenden Ergebnisdarstellung wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit auf eine Darstellung sämtlicher Drehstromkreise des deutschen Übertragungsnetzes verzichtet und lediglich zwei Tupel von ausgewählten Stromkreisen – jeweils ein Tupel für den Nord-Süd-Transit und den Ost-West-Transit – ausgewertet. Dabei wurden die Tupel so gewählt, dass die enthaltenen Stromkreise die innerdeutschen Leistungsflüsse über die jeweils betrachtete Transitachse abbilden. Stromkreise im Ausland, die aufgrund der Erzeugungs- und Lasterhöhung ebenfalls einen Teil dieses Transits realisieren, werden hier nicht betrachtet. Die Tupel der betrachteten Stromkreise für den Nord-Süd- und Ost-West-Transit sind in Tabelle 2 aufgelistet. Eine Visualisierung der ausgewählten Tupel von Stromkreisen ist in Abbildung 26 dargestellt.

Tab. 2 Betrachtete Stromkreise im Rahmen der P-V-Kurvenanalyse

Nummer	Betrachtete Stromkreise Nord-Süd-Transit	Betrachtete Stromkreise Ost-West-Transit
1	Oberzier - Niederstedem I	Krümmel - Güstrow I
2	Oberzier - Niederstedem II	Krümmel - Güstrow II
3	Sechtem - Weißenthurm I	Wahle - Hattorf I
4	Sechtem - Weißenthurm II	Wahle - Hattorf II
5	Brauweiler - Koblenz I	Mecklar - Vieselbach - Eisenach I
6	Limburg - Dauersberg	Grafenrheinfeld - Würgau I
7	Dauersberg - Gießen/Nord	Grafenrheinfeld - Würgau II
8	Gießen/Nord - Karben I	Grafenrheinfeld - Raitersaich I
9	Gießen/Nord - Karben II	Grafenrheinfeld - Raitersaich II
10	Dipperz - Großkrotzenburg I	
11	Dipperz - Großkrotzenburg II	
12	Altenfeld - Redwitz	
13	Redwitz - Remptendorf I	
14	Redwitz - Remptendorf II	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 26 Visualisierung der ausgewählten Stromkreise (magenta gestrichelt) zur besseren Darstellung von Nord-Süd- (links) bzw. Ost-West-Transiten (rechts)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.4 Ergebnisse der P-V-Kurvenanalysen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der drei Untersuchungsszenarien vorgestellt.

Stunde mit moderater Netzauslastung – Stunde 8085

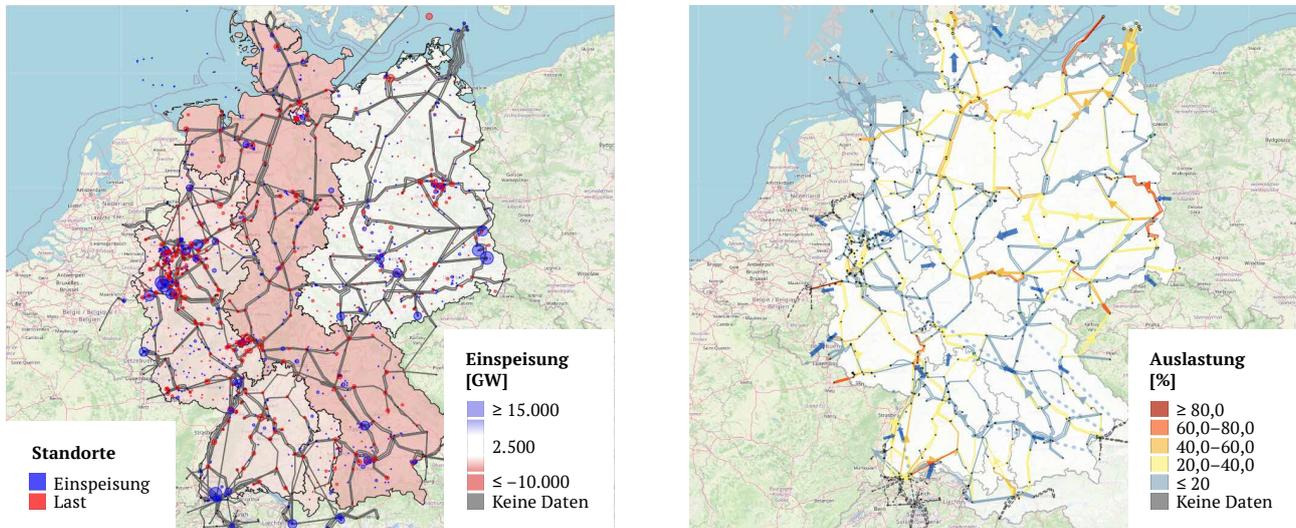
In Tabelle 3 ist die Last- und Einspeisesituation in der Stunde 8085 (03.12.2027, 20:00 Uhr) aufgelistet. Es handelt sich hierbei um eine Situation mit moderater Last und einer hohen Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken sowie relativ geringer Einspeisung aus Onshore- und Offshore-WEA und keiner PV-Einspeisung.

Tab. 3 Last- und Einspeisesituation nach Redispatch in NNF 8085

NNF	Last	Konventionell	PV	Wind offshore	Wind onshore	Import (+)/ Export (-)
8085	67,3 GW	35,4 GW	0 GW	0,5 GW	6,9 GW	+ 2,4 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 27 (links) Erzeugungs- (blau) und Bezugsleistungen (rot) sowie (rechts) Darstellung der Leitungsauslastungen und Leistungsflüsse im NNF 8085



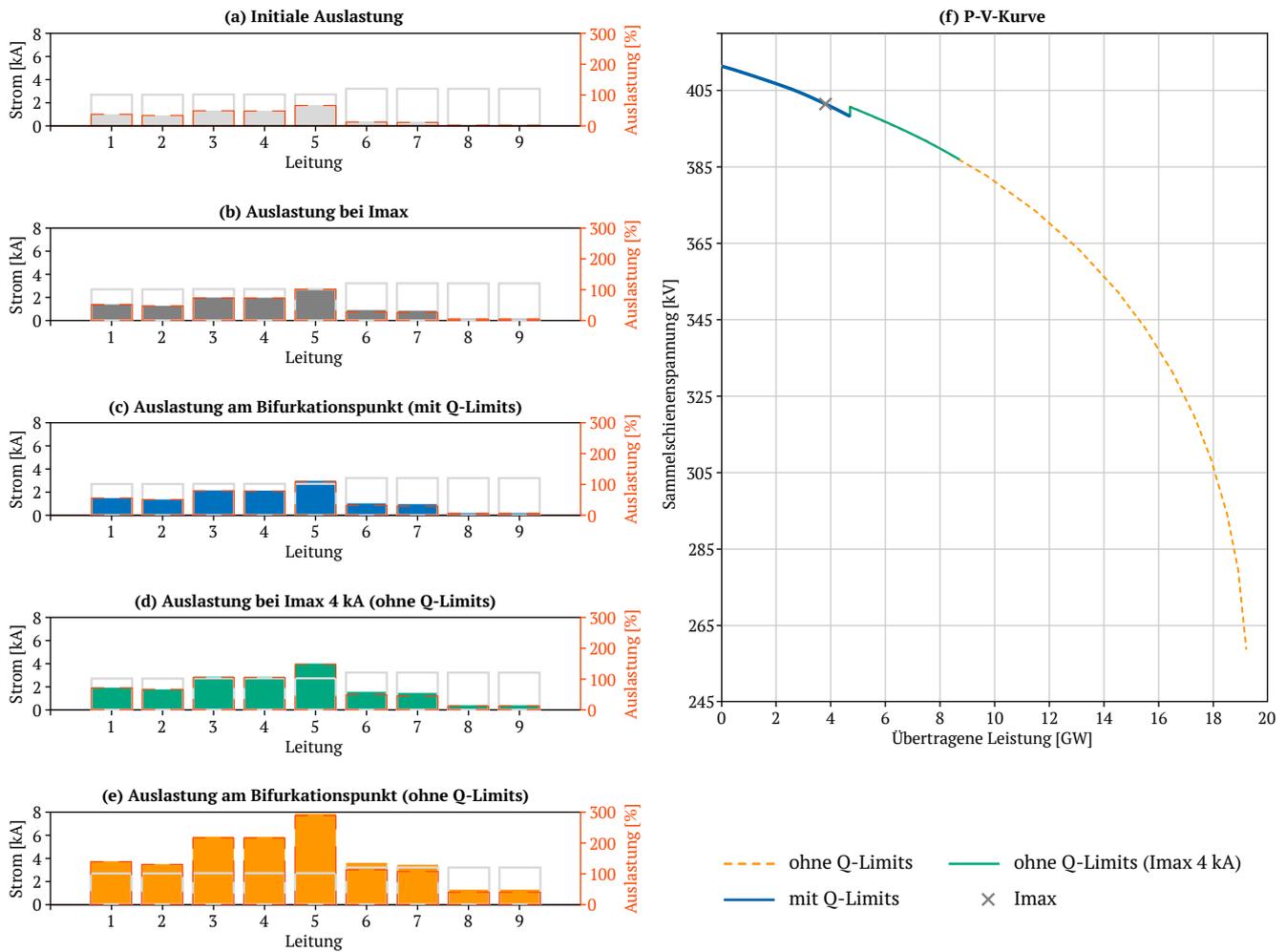
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 27 links zeigt die Verteilung von Einspeisung und Last. Die rot gefärbten Flächen zeigen, dass alle ÜNB in diesem NNF eine höhere Last als Einspeisung haben. Eine dunklere Rot-Färbung steht dabei für einen höheren Lastüberschuss. Es handelt sich insgesamt um eine Importstunde. Die Größe der Kreise zeigt in rot (Einspeisung) oder blau (Last) die Höhe der Einspeisung/Last an dem jeweiligen Punkt. Die Abbildung rechts zeigt die Leitungsauslastungen in diesem NNF in Prozent. Auffällig ist hier der Ost-West-Transit mit Leitungsauslastungen von bis zu 60 %.

Stunde 8085 – Ost-West-Transit

In diesem Fall wird eine Verstärkung des Ost-West-Transits durch eine künstliche Erhöhung der Verbraucherleistung in Nordrhein-Westfalen und gleichzeitige Zunahme der Erzeugungsleistung in Brandenburg, Sachsen und Berlin nachgebildet. Abbildung 28 zeigt auf der linken Seite mithilfe von Balkendiagrammen die Auslastung der ausgewählten Stromkreise für verschiedene Punkte der P-V-Kurve. Dabei ist die Leitungsauslastung in Kiloampere (linke y-Achse), die prozentuale Auslastung (rechte y-Achse) sowie die maximale Stromtragfähigkeit der Leitungen (hellgraue Outline-Kästen) dargestellt. Auf der rechten Seite der Abbildung ist die dazugehörige P-V-Kurve einer ausgewählten Sammelschiene zu sehen. Dabei stellt die horizontale Achse die übertragene Leistung zwischen den betrachteten Import- bzw. Exportregionen in Megawatt und die vertikale Achse die Spannung der ausgewählten Sammelschiene in Kilovolt dar. Diese Art der Darstellung wird in gleicher Form für die folgenden Betrachtungsfälle verwendet. Für diesen Fall sind nur die Stromkreise dargestellt, die auf der Ost-West-Transitstrecke liegen (s. Tabelle 2).

Abb. 28 P-V-Kurve bei erhöhtem Ost-West-Transit in NNF 8085



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei einer Erhöhung der übertragenen Leistung um 3,8 GW erreicht die erste Leitung ihre maximale Stromtragfähigkeit von 2,7 kA, wie in Abbildung 38 (b) Auslastung bei I_{max} dargestellt. Der erste Bifurkationspunkt unter Berücksichtigung der Blindleistungsgrenzen wird bei einer Erhöhung der übertragenen Leistung um 4,7 GW erreicht, wie in Abbildung 38 (f) P-V-Kurve zu sehen ist. Bei einer weiteren inkrementellen Erhöhung der Leistungsübertragung über diesen Punkt hinaus findet das System keinen neuen Gleichgewichtszustand mehr und wird sofort instabil. Dieser Punkt bezeichnet somit eine Limit-Induced-Static-Bifurkation. Abbildung 38 (c) Auslastung am Bifurkationspunkt (mit Q-Limits) zeigt die Auslastung der Leitungen an diesem Bifurkationspunkt. Bis auf eine Leitung, die mit 3 kA geringfügig überlastet ist, ist die maximale Stromtragfähigkeit der anderen Leitungen noch nicht erreicht. In diesem Zustand befinden sich alle 380-kV-Knotenspannungen innerhalb des Betriebsspannungsbandes. Vereinzelt 220-kV-Sammelschienen weisen eine Spannung unterhalb des Betriebsspannungsbandes auf. In diesem Fall tritt die Stabilitätsgrenze des Systems kurz nach Überschreiten der maximalen Stromtragfähigkeit einer Leitung, jedoch vor Erreichen der Grenzwerte der 380-kV-Knotenspannungen auf.

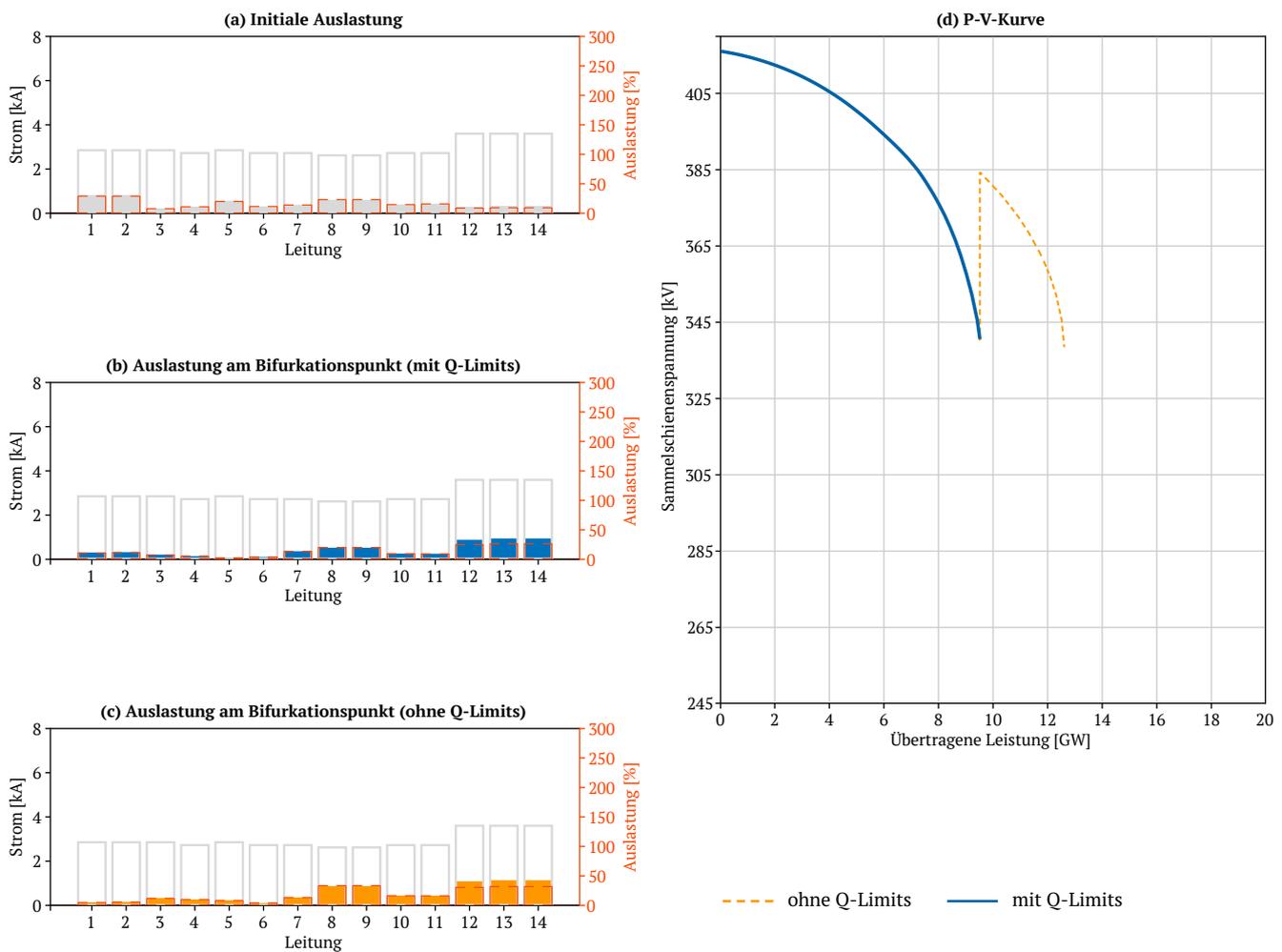
Um die theoretisch übertragbare Leistung zu bestimmen, werden die Blindleistungsgrenzwerte bei Erreichen des LISB-Punktes aufgehoben. Wie in Abbildung 38 (f) P-V-Kurve zu erkennen ist, könnte die übertragbare Leistung bei unbegrenzt vorhandener Blindleistung der angenommenen regelbaren Anlagen bis auf 19,2 GW erhöht werden, bevor eine Saddle-Node-Bifurcation erreicht und das System instabil wird. Dies ist jedoch nur eine theoretische Überlegung, da die meisten Leitungen ihre maximale thermische Grenze bereits vor diesem Punkt erreichen (s. Abbildung 38 (e) Auslastung am Bifurkationspunkt (ohne Q-Limits)) und die Knotenspannungen das vorgeschriebene Spannungsband verlassen. Für eine optimistischere Abschätzung der verfügbaren Stabilitätsmarge wird ein maximal zulässiger Strom von 4 kA angenommen.

Abbildung 38 (f) P-V-Kurve zeigt, dass in diesem Fall eine maximale übertragbare Leistung von 8,7 GW erreicht werden kann, bevor die Leitungen mit 4 kA oder mehr überlastet werden. Ferner ist zu beachten, dass eine Verdoppelung der verfügbaren Stabilitätsmarge in diesem Fall nur erreicht werden kann, wenn lokal ausreichend Blindleistung bereitgestellt wird.

Stunde 8085 – Nord-Süd-Transit

In einer weiteren Untersuchung der Stunde 8085 wurde exemplarisch eine künstliche Erhöhung des Nord-Süd-Transits durch eine schrittweise Erhöhung der Erzeugungsleistung in Niedersachsen bzw. an der Nordsee sowie entsprechende Erhöhung der Verbraucherleistung in Bayern analysiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 39 dargestellt.

Abb. 29 P-V-Kurve bei erhöhtem Nord-Süd-Transit in NNF 8085



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Auf der rechten Seite der Abbildung 39 (d) P-V-Kurve ist die P-V-Kurve der Sammelschiene mit der am Ende der Kurve niedrigsten Spannung für die betrachtete Erhöhung des Leitungstransits dargestellt – hierbei handelt es sich um eine Sammelschiene am Standort Föhring in der Nähe von München. Im Ausgangszustand (s. Abbildung 39 (a) Initiale Auslastung) ist zu erkennen, dass die betrachteten Leitungen auf der Nord-Süd-Transitachse schwach ausgelastet sind. Unter Berücksichtigung der Blindleistungsgrenzen aller Blindleistungsquellen kann der Transit um mehr als 9 GW erhöht werden, bevor ein LISB erreicht wird, wobei ab einer Erhöhung des Transits um ca. 7 GW der zulässige untere Betriebsspannungsgrenzwert von 390 kV unterschritten wird. Somit wäre bei einer schnellen Transiterhöhung um 7 GW ein Mehrbedarf an regelbarer Blindleistung gegeben, der im vorliegenden Fall nicht gedeckt werden kann.



Vergleicht man den erhöhten Leistungstransit von 7 GW mit den im Betrachtungsjahr installierten Leistungen an WEA in Niedersachsen (entspricht etwa der in diesem Fall betrachteten Erzeugungsregion D22) in Höhe von 14,3 GW sowie den Offshore-WEA in Höhe von 7,6 GW wird deutlich, dass Leistungsverschiebungen von ca. 32 % zu unzulässig niedrigen Spannungen führen können. Vor dem Hintergrund des zunehmenden Ausbaus der Onshore- sowie Offshore-WEA in der Nähe der Nordseeküste bzw. in der Nordsee über das Betrachtungsjahr 2027 hinaus und der Zunahme von Prognoseungenauigkeiten (vgl. Kapitel 4.2) scheint der erhöhte Leistungstransit von 7 GW in einer durchaus realistischen Größenordnung zu liegen. Daher ist sowohl die Sicherstellung ausreichender regelbarer bzw. dynamischer Blindleistungspotentiale als auch eine stetige Verbesserung der Prognosegüte für die zu erwartende Einspeisung aus WEA und PV-Anlagen notwendig. Die beiden Aspekte sind in den Handlungsempfehlungen 32 und 38 adressiert.

Bei Erreichen der LISB bei über 9 GW kann für den nächsten Iterationsschritt kein gültiges Leistungsflussresultat gefunden werden. Durch eine Aufhebung der Blindleistungsgrenzen der vorhandenen Blindleistungsquellen kommt es an dieser Stelle zu einer Unstetigkeit in der betrachteten P-V-Kurve. Anstatt einer Spannung von ca. 340 liegt eine Spannung von ca. 384 kV an. Unter der Vernachlässigung der Blindleistungsgrenzen ist eine Erhöhung des Leistungstransits um bis zu ca. 12,6 GW möglich, bevor kein weiteres gültiges Leistungsflussresultat vorliegt. Dies weist auf eine potentielle Instabilität des Systems hin. An dieser Stelle ist es noch zu keiner Leitungsüberlastung gekommen. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass potentiell bereits vor der Überschreitung der maximalen Stromtragfähigkeit der Stromkreise die Stabilitätsgrenze des Systems erreicht wird und Langzeitspannungsinstabilitäten auftreten könnten.

Stundenwechsel mit PV-Anstieg – Stunde 3081 auf 3082

Während es sich bei den zuvor dargestellten Analysen um Betrachtungen bezüglich einer virtuellen Erhöhung der Erzeugung und Last in jeweils zwei definierten Regionen handelt, wird nun die Fortschreibung der aus einem Stundenwechsel resultierenden Anpassungen der Betriebspunkte aller Erzeugungsanlagen und Lasten im kontinentaleuropäischen Verbundsystem betrachtet.

In Tabelle 4 ist die Veränderung der Erzeugung und Last innerhalb Deutschlands sowie die zugehörige Import- bzw. Exportsituation aufgelistet. Es ist zu erkennen, dass es zu einer deutlichen Erhöhung der Leistungseinspeisung durch PV-Anlagen um 22 GW (installierte Leistung 134,9 GW) kommt. Die höhere Einspeiseleistung stammt insbesondere aus dem Nord- bzw. Südosten Deutschlands. Der Leistungsbezug in den Lastzentren im Westen Deutschlands wird leicht verringert (um 1,0 GW), während die Einspeisung aus WEA eine leichte Erhöhung (insgesamt 0,6 GW) erfährt. Diese Veränderung der Last- und Einspeisesituation hat zur Folge, dass sich der Leistungsexport um ca. 15 GW erhöht. Die regionale Verteilung der Erzeugungs- und Bezugsleistungen vor sowie nach dem Stundenwechsel sind in Abbildung 40 und Abbildung 41 dargestellt.

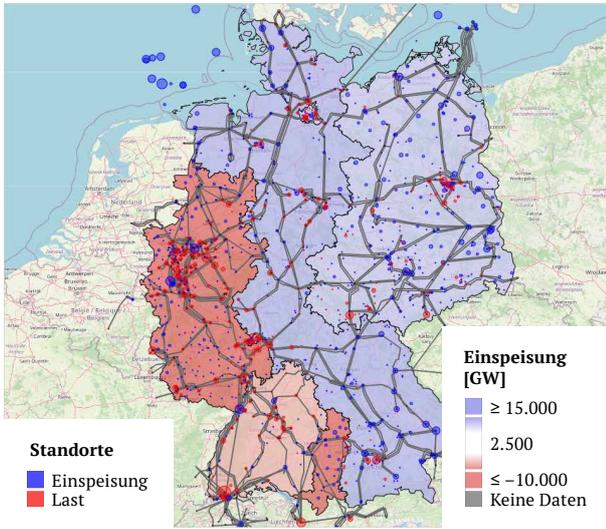
Tab. 4 Last- und Einspeisesituation für den betrachteten Stundenwechsel

NNF	Last	Konventionell	PV	Wind offshore	Wind onshore	Import (+)/ Export (-)
3081	76,7 GW	13,9 GW	55,1 GW	7,6 GW	6,3 GW	-5,6 GW
3082	78,1 GW	13,5 GW	77,1 GW	7,3 GW	7,2 GW	-21 GW
Delta	1,4 GW	0,4 GW	22 GW	0,3 GW	0,9 GW	-15,4 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

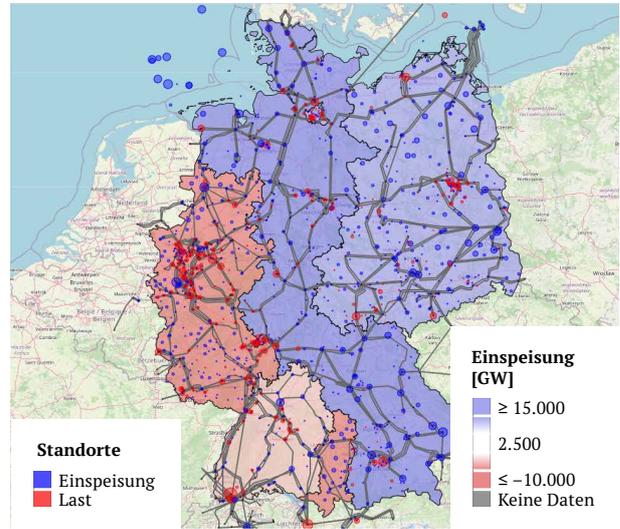
Daraus resultiert ein zunehmender Ost-West-Transit, wodurch weniger Leistung aus Frankreich importiert wird und sich zudem nach einer Importsituation im NNF 3081 (09.05.2027, 09:00 Uhr) eine Exportsituation im NNF 3081 nach Belgien, in die Niederlande, aber auch nach Dänemark, Norwegen und Schweden einstellt. Letzteres hat zudem eine Reduktion der Leistungsflüsse von Nord- nach Süddeutschland zur Folge. Die Richtung der Leistungsflüsse sowie die prozentuale Auslastung der Stromkreise des deutschen Übertragungsnetzes sind in Abbildung 42 (vor dem Stundenwechsel) bzw. Abbildung 43 (nach dem Stundenwechsel) dargestellt.

Abb. 30 Erzeugungs- (blau) und Bezugsleistungen (rot) vor dem Stundenwechsel



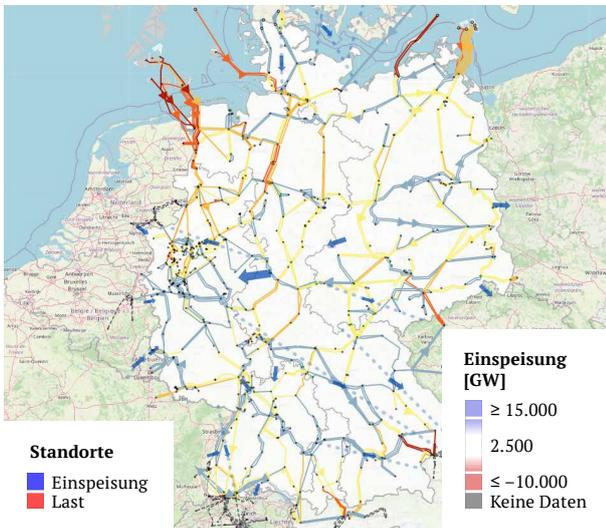
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 31 Erzeugungs- (blau) und Bezugsleistungen (rot) nach dem Stundenwechsel



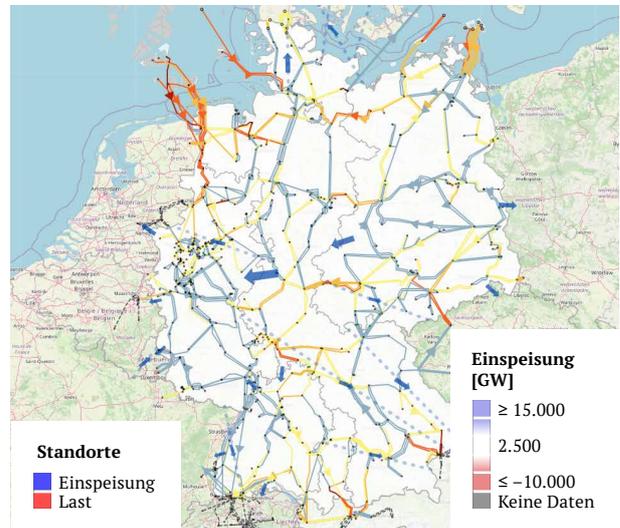
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 32 Darstellung der Leitungsauslastungen und Leistungsflüsse vor dem Stundenwechsel



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

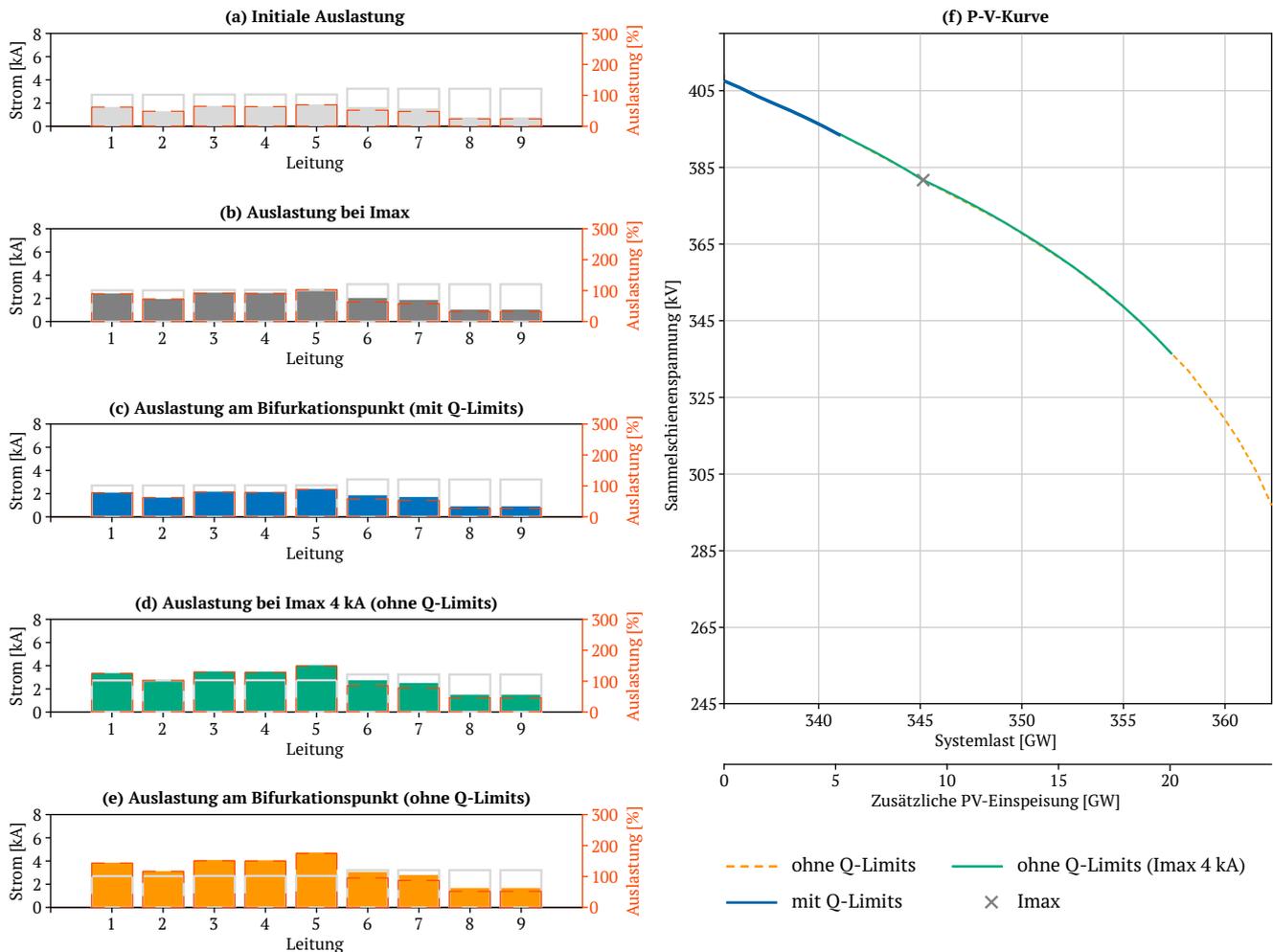
Abb. 33 Darstellung der Leitungsauslastungen und Leistungsflüsse nach dem Stundenwechsel



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Ergebnis der Untersuchung für diesen Fall ist in Abbildung 44 dargestellt. Da hier eine Zunahme des Ost-West-Transits angenommen wird, werden wiederum die zuvor vorgestellten 380-kV-Leitungen, die hauptsächlich für die Leistungsübertragung zuständig sind, betrachtet.

Abb. 34 Stundenwechsel mit PV-Anstieg



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Es ist zu beachten, dass im rechten Teil der Abbildung die x-Achse der P-V-Kurve die gesamteuropäische Netzlast aufgetragen ist und nicht die reine Leistungsflusserhöhung wie in den Abbildungen zuvor. Das liegt daran, dass bei der Betrachtung des Stundenwechsels Lasten und Erzeugungen im gesamten europäischen Netzgebiet berücksichtigt und nach den entsprechenden Trajektorien skaliert werden. Aus der initialen Netzsituation in Stunde 3081 ergeben sich bereits hohe Auslastungen der für den Ost-West-Transit relevanten Leitungen (s. Abbildung 44 (a) Initiale Auslastung). Außerdem ist die Spannung des betrachteten Knotens in D81 mit ca. 406 kV bereits außerhalb des Sollspannungsbands, was auf eine aus Sicht der Spannungsstabilität kritische Stunde schließen lässt. Nach Erhöhung der Last um ca. 6 GW bzw. bei einer ungefähren Last von 341 GW wird eine LISB erreicht und es kann kein gültiges Lastflussresultat mehr gefunden werden. Ohne weitere Bereitstellung von Blindleistung wäre das System in diesem Fall instabil. Keine der hier betrachteten Leitungen ist zu diesem Zeitpunkt überlastet. Das bedeutet, dass die Grenze der Spannungsstabilität unterhalb der maximalen Stromtragfähigkeit der Leitungen erreicht wird. Bei Deaktivierung der Blindleistungsgrenzen bzw. bei der Annahme ausreichender regelbarer Blindleistung, kann die Transiterhöhung in der Theorie zwar noch um weitere 21 GW fortgeführt werden. Allerdings wird das Betriebsspannungsband schon deutlich vorher verlassen und damit ein unzulässiger Zustand erreicht. Die zweite x-Achse wurde eingeführt, um die Zunahme der PV-Einspeisung bei einem verstärkten Ost-West-Transit zu zeigen. Es ist ersichtlich, dass ohne die zusätzliche Blindleistung nur eine Zunahme der PV-Einspeisung von etwa 5,4 GW erreicht werden kann. Sind die Blindleistungsgrenzen aufgehoben, kann die PV-Einspeisung weiter auf 9,2 GW erhöht werden, bevor die maximale Stromtragfähigkeit der Leitungen erreicht ist.

Unter der Annahme des Szenarioeintritts von BA24t+3 und zusätzlich auftretenden Abweichungen der Einspeisung aus PV-Anlagen, ist das Erreichen des oben gezeigten Bifurkationspunktes ein nicht auszuschließendes Szenario. Es zeigt sich also, dass eine ausreichende Bereitstellung von Blindleistung für die Beherrschung von Stundenwechseln essenziell ist. Ferner unterstreicht das Ergebnis die Notwendigkeit Prognoseungenauigkeiten detaillierter zu betrachten und bezüglich der Stabilität zu bewerten.

3.2.5 Systembedarfe an Blindleistung und zeitliche Einordnung

Die Ergebnisse der P-V-Kurvenanalysen unterstreichen die Notwendigkeit an der Verfügbarkeit von stationärer und regelbarer Blindleistung. Die zukünftigen Blindleistungsbedarfe wurden im NEP 2037/2045 (2023) bestimmt und werden in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tab. 5 Zubaubedarfe stationärer und regelbarer Blindleistung für die Jahre 2030 und 2037 aus dem NEP 2023/2045 (2023)

Jahr	Stationär spannungssenkend	Stationär spannungshebend	Regelbar
2030	5.147 Mvar	8.375 Mvar	13.373 Mvar
2037	8.676 Mvar	38.456 Mvar	11.597 Mvar

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die vorliegenden Analysen für das Zieljahr 2027 und die Analysen des NEP 2037/2045 (2023) für die Zieljahre 2030 und 2037 zeigen, dass die Blindleistungsbedarfe mit steigendem EE-Ausbau und den damit verbundenen höheren Transiten weiter ansteigen. Die Bedarfe des Jahres 2037 müssen zu einem Großteil bereits 2030 gedeckt werden. Eine große Rolle wird dabei in Zukunft auch die Blindleistungsbereitstellung durch Dritte spielen.

Für den Transformationspfad ergeben sich für die Deckung der Blindleistungsbedarfe und der Einhaltung der Spannungsstabilität folgende Maßnahmen.

Kurzfristig:

- ▶ Ausschöpfung der Potentiale durch marktgestützte Beschaffung von Blindleistung (s. Handlungsempfehlung 38 – „Deckung der Bedarfe an regelbarer Blindleistung“)
- ▶ Ausschöpfung der Potentiale durch Kraftwerksumrüstungen (s. Handlungsempfehlung 2 – „Bedarfsdeckung durch Kraftwerksumrüstungen“)
- ▶ Rechtliche Grundlage für die Bereitstellung von Blindleistung durch Großverbraucher durch technische Anschlussregeln schaffen (s. Handlungsempfehlung 3 – „Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten“)
- ▶ Anreize schaffen zukünftige Neubau-Kraftwerke mit der Möglichkeit zum Phasenschieberbetrieb zu entwickeln (s. Handlungsempfehlung 1 – „Anforderungen an Neubau-Kraftwerke für ein netzdienliches Verhalten“)

Mittel- bis langfristig:

- ▶ Umsetzung der ausgewiesenen Kompensationsanlagen des NEP 2037/2045 (2023) (s. Handlungsempfehlung 14 – „Bau von ÜNB-Assets“)



3.2.6 Optimierter Last- und Erzeugungsabwurf als Letztmaßnahme gegen Spannungskollaps

Die aktuellen Letztmaßnahmen wurden auf Netzsituationen mit vertikalen Transiten ausgelegt und erweisen sich bei den zunehmenden horizontalen Transiten nicht immer als hilfreich. Deswegen ist eine Anpassung der Letztmaßnahmen notwendig. Es bietet sich an, die Letztmaßnahmen so zu gestalten, dass sie von der Lastflusssituation im Übertragungsnetz abhängen. Nur so können durch horizontale Transite verursachte Spannungsprobleme korrekt identifiziert und behoben werden. Ein solches Verfahren für einen gezielteren Last- und Erzeugungsabwurf wird entwickelt und mit Simulationen getestet. Die Blockierung von Transformatorstufungen ist dabei nicht berücksichtigt. Diese Letztmaßnahme hat sich bei der letzten Untersuchung als sehr unzuverlässig gezeigt. Außerdem kann ein Spannungskollaps am Ende nur durch eine Reduktion des treibenden Transits verhindert werden. Andere Maßnahmen wie die Optimierung der Schaltzustände von spannungsregelnden Betriebsmitteln wie Transformatoren und Kompensationsanlagen sind Teil der Systemführung und stellen keine Letztmaßnahmen im eigentlichen Sinn dar. Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurde für die aktuelle Studie das synthetische Netzmodell aus der vorangegangenen Untersuchung mit wenigen Anpassungen verwendet. Der Datensatz, bestehend aus einer Topologie mit 20 Knoten, Last- und Erzeugungszeitreihen, ist aus dem offenen Modell PyPSA-Eur [29] abgeleitet und bildet qualitativ das deutsche Übertragungsnetz ab. Weitere Details zur Modellierung sind dem SB 2023 [8] zu entnehmen. Im Gegensatz zum dort beschriebenen Modell werden bei der vorliegenden Untersuchung die unterlagerten Netze nur jeweils mit einem Knoten modelliert, der über eine äquivalente Impedanz mit dem entsprechenden Übertragungsnetzknotten verbunden ist. Eine höhere Auflösung nach Spannungsebenen ist bei Nichtberücksichtigung der Blockierung von Trafostufungen nicht notwendig.

Bemessungsgrundlage für die Wirksamkeit von Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps ist wie in der vorangegangenen Untersuchung [8] der Grad der Netzauslastung hinsichtlich bezogener Wirkleistung. Dafür wird ein Skalierungsfaktor λ für die im Netz vorhandenen Wirklasten P_0 eingeführt.

$$P = \lambda P_0 \quad (3.6)$$

Das Wirkleistungsgleichgewicht bleibt durch eine gleichmäßige Skalierung der Einspeisungen erhalten, es ergibt sich jedoch ein neuer Lastfluss. Der Grad der Netzauslastung lässt sich dann mittels der Stabilitätsmarge λ_{\max} quantifizieren. Sie entspricht dem größten Wert λ , für den das System von Lastflussgleichungen lösbar ist. λ_{\max} wird durch wiederholte numerische Lastflussrechnung mit schrittweiser Erhöhung von λ bestimmt. Im Verlauf dieses iterativen Verfahrens werden bei Erreichen von Grenzwerten die entwickelten Maßnahmen angewandt.

Die Lastflusssituation im Netz ist maßgeblich durch Wirkleistung P , Blindleistung Q sowie Spannungsbetrag V und -winkel ϑ charakterisiert. Der Zusammenhang zwischen diesen Größen wird durch die nichtlinearen Lastflussgleichungen beschrieben. Ziel eines Last- bzw. Erzeugungsabwurfs ist es, durch eine Anpassung des Wirkleistungsbezugs an einem oder mehreren Knoten den Spannungsbetrag an kritischen Knoten zu erhöhen. Der optimale Lastabwurf zu diesem Zweck ist durch die Nichtlinearität der Lastflussgleichungen stark vom Betriebspunkt abhängig. Deshalb wird beim hier untersuchten Vorgehen bei Erreichen festgelegter Grenzwerte eine Linearisierung der Lastflüsse um den vorliegenden Betriebspunkt vorgenommen. Auf Grundlage dieser Linearisierung wird der Lastabwurf als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (Mixed Integer Linear Problem, MILP) formuliert. Für dieses Problem kann im Allgemeinen eine optimale Lösung bestimmt werden und der so bestimmte Lastabwurf wird in der nächsten Lastflussiteration angewandt. Dabei ist zu beachten, dass sich durch den Lastabwurf der Lastfluss ändert. Das kann zur Folge haben, dass mit dem Ausmaß des Lastabwurfs die Qualität der Linearisierung sinkt. Außerdem beeinflusst die Nähe zum kritischen Punkt die Güte der Linearisierung, weil die Krümmung bzw. die zweite Ableitung der Spannung über λ dort zunehmend größer wird. Für die hier vorgestellten Ergebnisse wurde dies durch eine geeignete Auswahl der Schrittweite von λ vermieden.



Der lineare Term der Linearisierung des nichtlinearen Gleichungssystems, das die Lastflüsse beschreibt, lautet:

$$\begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \vartheta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial V}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial Q} \\ \frac{\partial \vartheta}{\partial P} & \frac{\partial \vartheta}{\partial Q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Dabei sind ΔP , ΔV , $\Delta \vartheta$ und ΔQ vektorielle Größen und stellen die knotenscharfen Abschätzungen der sich einstellenden Abweichungen vom Betriebspunkt dar. Die partiellen Ableitungen sind die entsprechenden Jacobischen Matrizen. Dann gilt für den Zusammenhang zwischen ΔP und ΔV :

$$\frac{\partial V}{\partial P} \Delta P - \Delta V = 0 \quad (3.8)$$

Damit der Abwurf von Lasten und Erzeugern im Verlauf des Verfahrens bzw. der Störung nicht zurückgenommen werden kann, werden im Optimierungsproblem separate Variablen für den Lastabwurf ΔP_L und den Erzeugerabwurf ΔP_G eingeführt. Deren Summe entspricht ΔP . Das MILP wird dann wie folgt formuliert:

$$\begin{aligned} & \max_{\Delta P, \Delta V} \sum \Delta V \\ \text{s. t. } & \begin{bmatrix} \frac{\partial V}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial P} & -I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_L \\ \Delta P_G \\ \Delta V \end{bmatrix} = 0 \\ & -P_{L,0} \leq \Delta P_L \leq 0 \\ & 0 \leq \Delta P_G \leq P_{G,0} \\ & \sum \Delta P \leq \Delta P_{\max} \end{aligned} \quad (3.9)$$

I bezeichnet die Identitätsmatrix, $P_{L,0}$ und $P_{G,0}$ jeweils Last und Erzeugung im Ausgangszustand bei $\lambda=0$ und ΔP_{\max} die Anzahl zulässiger Abwürfe je Auslösung der Maßnahme. Dabei werden Nebenbedingungen an die Ganzzahligkeit von ΔP_L und ΔP_G gestellt, die darstellen, dass Abwürfe in diskreten Schritten umgesetzt werden. Bei den hier präsentierten Ergebnissen wurde von einem Abwurfpotential von 20 % der Last bzw. Erzeugung je Knoten in einem einzigen Schritt ausgegangen.

Der Punkt kritischer Auslastung, bei dessen Erreichen es zum Spannungskollaps kommt, zeichnet sich dadurch aus, dass der Gradient der Spannungsabfälle über den übertragenen Leistungen dort unendlich groß ist. Der kritische Punkt kann somit prinzipiell schon vor festgelegten Spannungsbeträgen erreicht werden, oder auch erst deutlich später. Ein geeigneteres Kriterium für die Auslösung von Letztmaßnahmen mit dem Ziel, einen Spannungskollaps zu verhindern, wäre daher ein hoher Spannungsgradient. Dieses Kriterium wurde in der vorliegenden Untersuchung ebenfalls überprüft. Dafür wird im Laufe der Erhöhung von λ bei jeder Iteration die Steigung der Sekanten an $V(\lambda)$ herangezogen.



3.2.7 Ergebnisse der Wirksamkeitsüberprüfung von optimierten Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps

Die beschriebene Methodik wurde auf einen Jahreslauf mit einstündiger Auflösung im synthetischen Übertragungsnetz mit 20 Knoten angewandt. Dabei wurden knotenscharfe $V(\lambda)$ -Charakteristiken je Netznutzungsfall für folgende Szenarien bestimmt:

▶ Keine Letztmaßnahmen:

Der Parameter λ wird iterativ erhöht, bis der kritische Punkt erreicht wird. Im Verlauf der Iterationen bleiben Topologie und Verteilung von Last und Erzeugung konstant, es werden keine Maßnahmen angewandt. Dies entspricht der klassischen P-V-Kurve und dient als Referenz für die Bewertung der Wirksamkeit von Letztmaßnahmen. Das ist notwendig, weil λ_{\max} schon ohne Berücksichtigung von Gegenmaßnahmen stark vom Netznutzungsfall abhängt. Sind etwa die Leistungsbilanzen an allen Netzknoten ausgeglichen, ist λ_{\max} unbeschränkt.

▶ Konventioneller Lastabwurf:

Bei Erreichen einer fest vorgegebenen Spannungsgrenze (hier 0,89 p.u.) werden unabhängig von den Folgen auf Spannungsänderung dort einmalig 20 % der Last abgeworfen. Dies gilt für beide modellierten Spannungsebenen (HöS und Hochspannung (HS)). Nach dem Lastabwurf wird der Leistungsfluss und somit die Knotenspannungen neu berechnet und der Prozess wird fortgeführt, bis es dennoch zum Spannungskollaps kommt – entweder aufgrund des beschränkten Lastabwurfpotentials oder weil der kritische Punkt bei einer Knotenspannung oberhalb der Abwurfgrenze auftritt.

▶ Optimierter Abwurf:

Bei Erreichen derselben Spannungsgrenze wie im konventionellen Lastabwurf (0,89 p.u.) wird der Lastfluss linearisiert und durch Lösung des oben beschriebenen MILP der lokal optimale Abwurf von Lasten und Erzeugern ermittelt. Unterspannung an einem Knoten kann also zu Abwurf an einem anderen Knoten führen, der in der aktuellen Lastflusssituation zur Spannungshebung günstiger gelegen ist. Eine Umsetzung dieser Methodik wäre als Automatismus in der Systemführung umsetzbar.

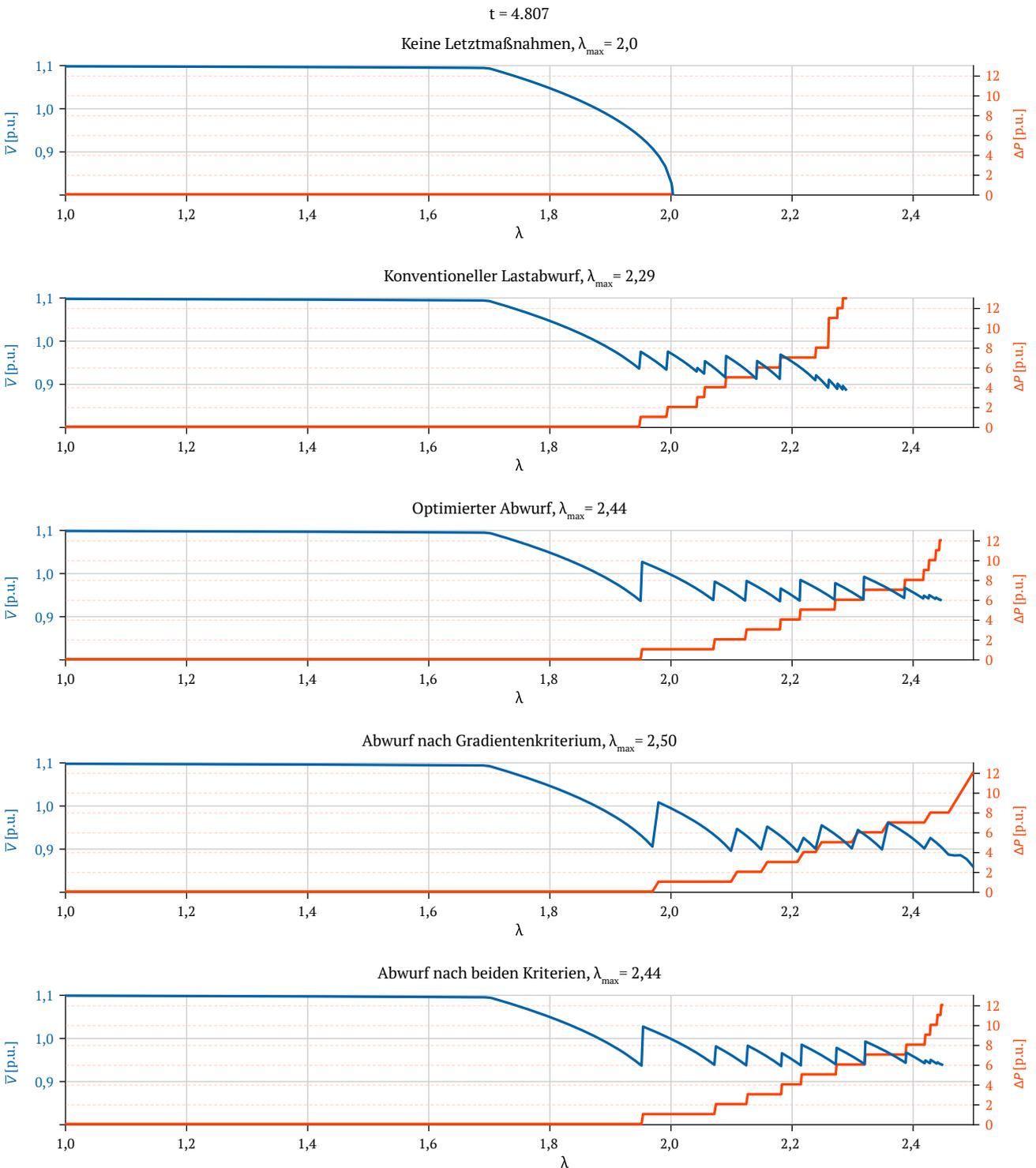
▶ Abwurf nach Gradientenkriterium:

Der Abwurf von Lasten und Erzeugern erfolgt wie im optimierten Abwurf. Unterscheidend ist das Kriterium, nach dem der Abwurfprozess ausgelöst wird. Hier wird anstelle der minimalen Spannung der minimale Gradient der Spannungen über der Wirkleistungsskalierung bzw. λ verwendet. In den vorgestellten Ergebnissen wurde als Grenzwert für den Gradienten -1 p.u. gewählt. Ein Grenzwert mit zu kleinem Betrag kann zu vorzeitigem Lastabwurf führen und ist deshalb zu vermeiden. Größere Beträge führen den Abwurfpunkt hingegen näher an den kritischen Punkt. Das erhöht das Risiko, dass Maßnahmen zu spät ausgelöst werden oder dass bei der Bestimmung des Gradienten numerische Probleme auftreten. Der Grenzwert sollte daher für jeden Netzknoten unter Berücksichtigung von dessen Lage in der Topologie und üblicher Netznutzungsfälle einzeln festgelegt werden.

In Abbildung 45 ist beispielhaft das Ergebnis für eine Morgenstunde im Sommer (Stunde 4.807 im Jahreslauf) dargestellt. Die blauen Kurven bilden die mittlere Spannung aller Netzknoten in p.u. ab (linke Achsenbeschriftung), die orangenen Kurven die kumulative Anzahl der Last- oder Erzeugerabwürfe (rechte Achsenbeschriftung). $\lambda = 1,0$ repräsentiert die Ausgangslage. Bis ca. $\lambda = 1,7$ bleibt die mittlere Spannung fast konstant. Das liegt daran, dass bis zu diesem Punkt ausreichend Blindleistungspotentiale aus Generatoren/Kompensationsanlagen vorhanden sind, um die Nennspannung im Übertragungsnetz aufrecht zu erhalten. Danach kommt es innerhalb weniger Iterationsschritte zu einem starken Abfall der Spannung, im Szenario ohne Letztmaßnahmen bei $\lambda \approx 2$ und einer mittleren Spannung von $\bar{V} \approx 0,85$. In diesem Fall trägt schon der konventionelle Lastabwurf signifikant zur Erhöhung der Stabilitätsmarge bei. Durch sukzessiven Abwurf von 20 % der Last an 13 Knoten wird der kritische Punkt zu $\lambda \approx 2,3$ verschoben.

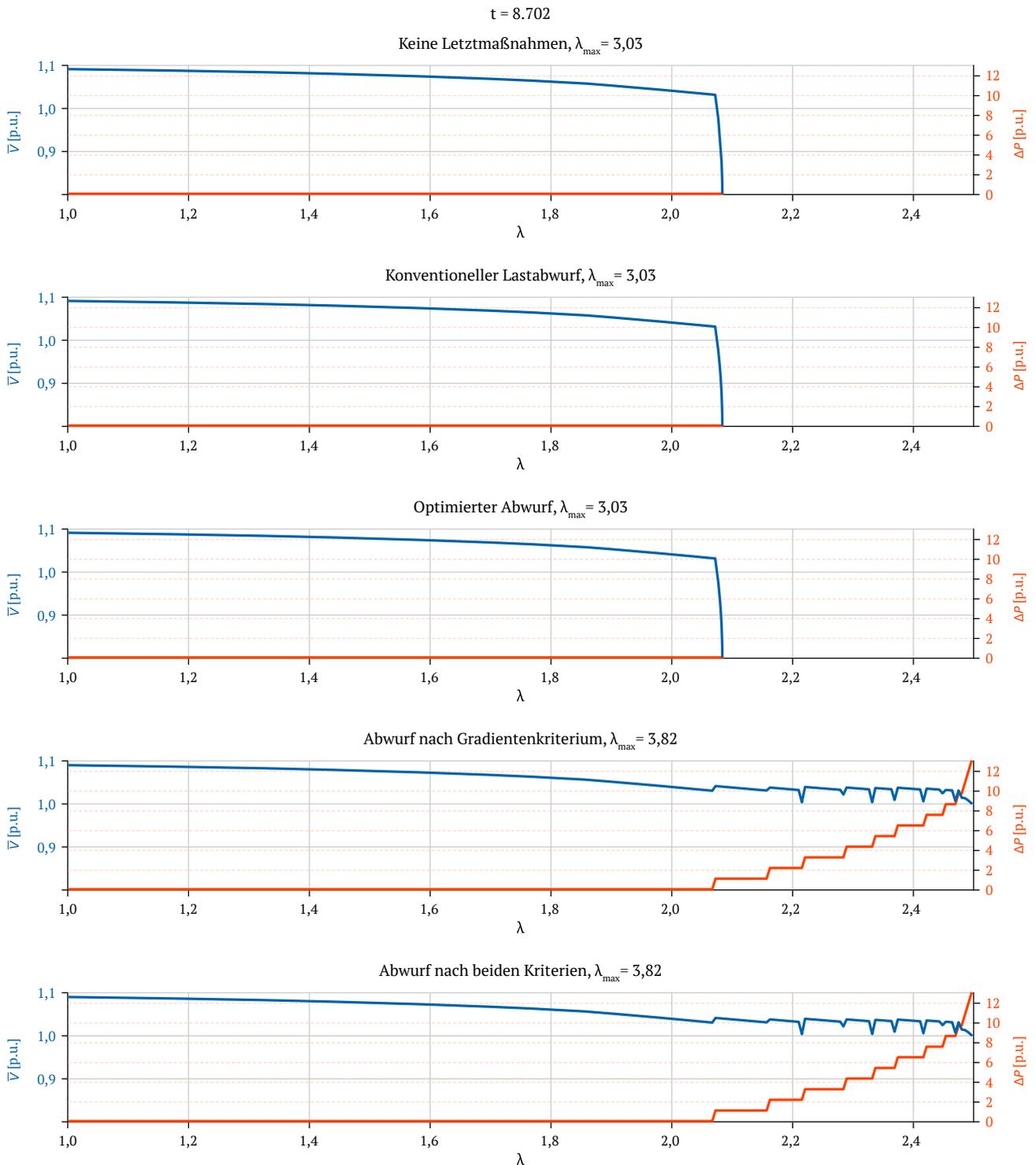
Mit optimiertem Abwurf hingegen kann eine Stabilitätsmarge von $\lambda \approx 2,4$ bei Auslösung von nur zwölf Abwürfen erreicht werden. Bereits beim ersten Abwurf bei $\lambda \approx 1,95$ zeigen sich die Vorteile der optimierten Auswahl der abzuwerfenden Lasten. Obwohl die Spannungsgrenze am selben Knoten wie beim konventionellen Lastabwurf erreicht wird, findet der Lastabwurf im optimierten Fall an einem nahegelegenen, lastintensiven Knoten statt. So wird eine deutlich stärkere Spannungserholung erreicht. So bleibt auch ein größeres $\Delta\lambda$ bis zum nächsten Abwurf. Bei zusätzlicher Verwendung des Gradientenkriteriums zur Auslösung des Abwurfs wird $\lambda \approx 2,5$ erreicht. Hier kommt es erst später zum ersten Abwurf und $\Delta\lambda$ zwischen aufeinanderfolgenden Abwürfen ist meist größer.

Abb. 35 $V(\lambda)$ -Charakteristiken für eine Morgenstunde im Juni



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 46 zeigt deutlich den Vorteil eines gradientenbasierten Abwurfkriteriums. In diesem winterlichen Hochlastfall (Stunde 8.702 im Jahreslauf) ist das System stark ausgelastet, sodass nur eine schwache Überlastung jenseits der Blindleistungsreserven zum Spannungskollaps führt, noch bevor an einem Knoten die Spannungsgrenze für den herkömmlichen Lastabwurf erreicht wird. Als Konsequenz haben weder konventioneller noch optimierter Abwurf eine Auswirkung auf den Verlauf. Im Gegensatz dazu unterschreitet der Spannungsgradient sofort die festgelegte Grenze von -1 p.u. und durch die optimale Auswahl von 12 Abwurfstellen kann die Stabilitätsmarge um ca. 80 % der Nennbelastung erhöht werden.

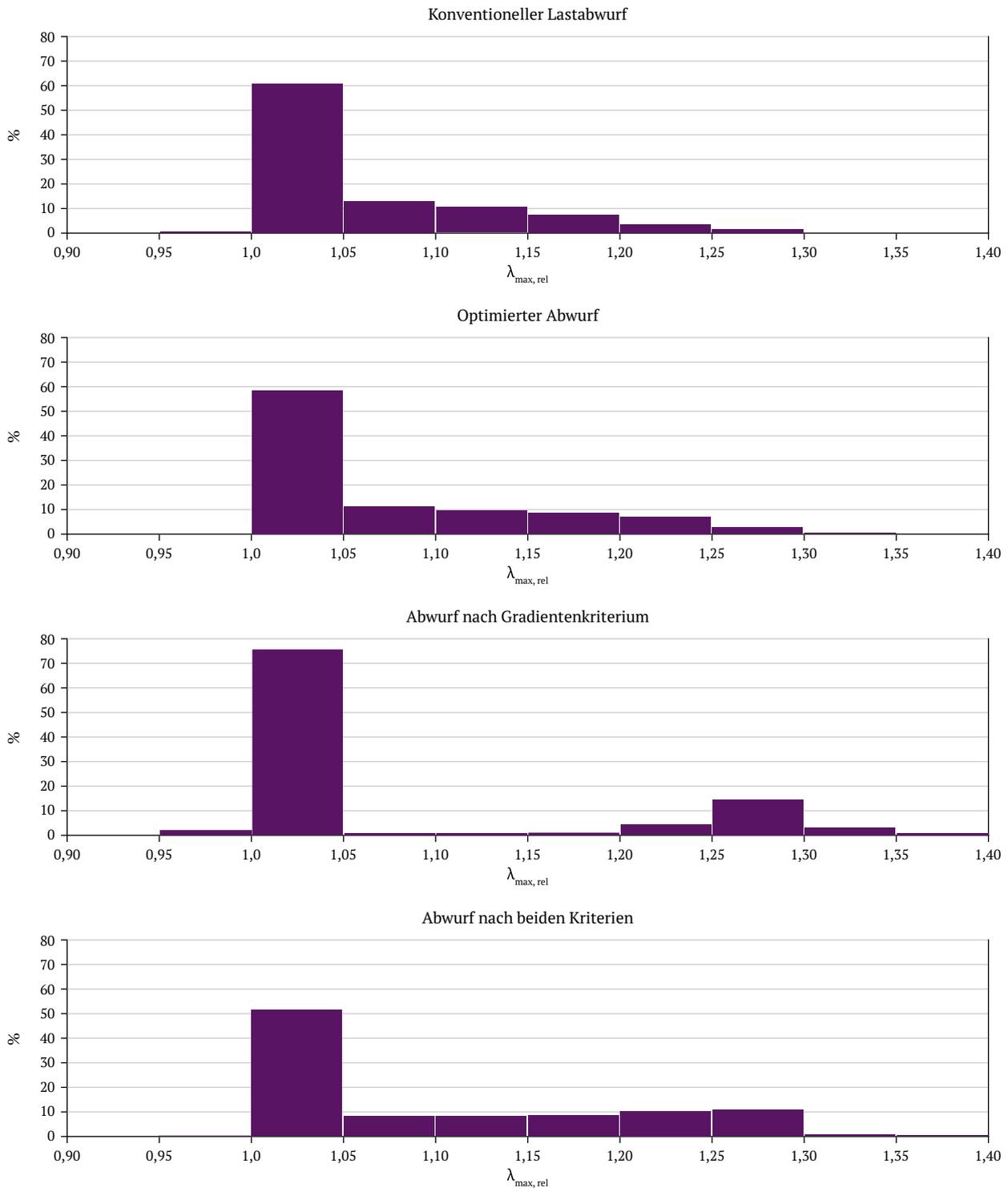
Abb. 36 $V(\lambda)$ -Charakteristiken für eine Morgenstunde im Dezember

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weil der Abwurf der Last an dem Knoten mit Spannungsbandverletzung immer auch im Lösungsraum einer Abwurfoptimierung liegt, ist der optimierte Abwurf stets mindestens so wirksam wie der konventionelle. In ca. 20 % der untersuchten Intervalle wird die Stabilitätsmarge durch die Optimierung erhöht. Insbesondere sind dadurch jene Fälle betroffen, in denen der konventionelle Lastabwurf zu einer Verringerung der Stabilitätsmarge gegenüber dem maßnahmenfreien Fall führt. Eine solche Verringerung tritt mit dem optimierten Abwurf im untersuchten Jahreslauf nicht auf.

Allerdings kann der Einsatz eines Gradientenkriteriums zur Auslösung des Abwurfprozesses zu einer Verschlechterung der Performance gegenüber dem konventionellen Verfahren führen, wenn der Abwurf dadurch zu spät ausgelöst wird oder die Bestimmung des Gradienten durch Nähe zum kritischen Punkt aus numerischen Gründen ungenau ist. In einigen Fällen, wie dem in Abbildung 46 dargestellten, ist das Gradientenkriterium dem Betragskriterium prinzipiell überlegen und so können dort deutliche Verbesserungen der Performance erzielt werden.

Abb. 37 Performance-Vergleich der untersuchten Abwurfmethoden



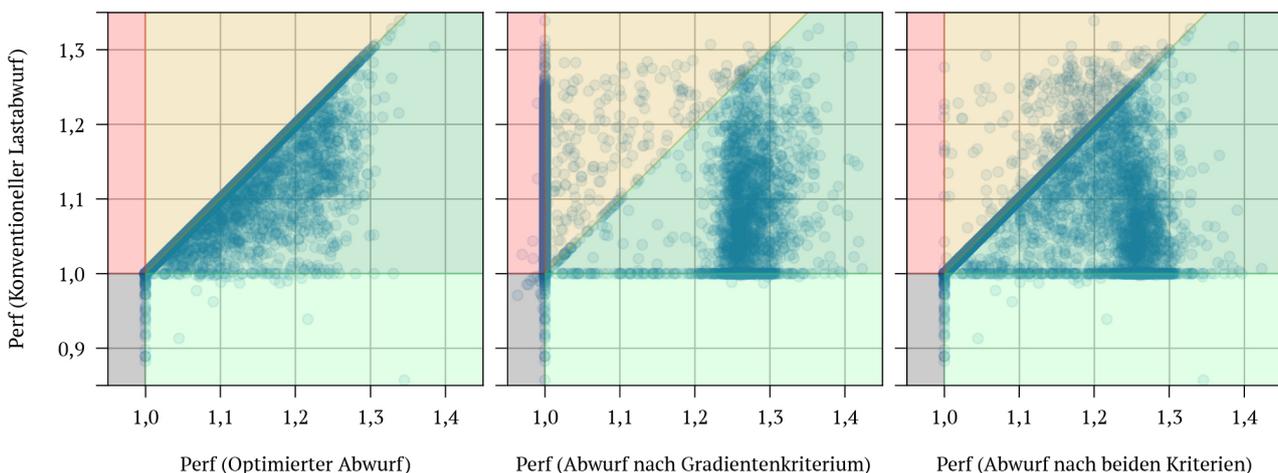
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Die Kombination beider Kriterien (Verbindung beider Kriterien durch eine „oder“-Verknüpfung) bietet den Vorteil, dass sowohl bei gravierenden Spannungsbandverletzungen als auch bei einem innerhalb des zulässigen Spannungsbands auftretenden Spannungskollaps, die Letztmaßnahme eingeleitet wird. Die Übersicht in Abbildung 47 zeigt die erreichten Werte für die Größe $\lambda_{\max,rel}$, welche das mit der jeweiligen Methodik erreichte λ_{\max} bezogen auf den entsprechenden Wert ohne Anwendung von Letztmaßnahmen, beschreibt. Anhand der Höhe der Balken ist die Häufigkeit der Ergebnisse im Jahreslauf abzulesen. Daran ist zu sehen, dass der optimierte Lastabwurf öfters bessere Werte von λ_{\max} erzielt als der herkömmliche Lastabwurf. Auch wird deutlich, dass der optimierte Lastabwurf nie eine kontraproduktive Wirkung hat.

In Abbildung 48 ist für alle untersuchten Netznutzungsfälle ein direkter Vergleich der entwickelten Methoden mit dem konventionellen Lastabwurf dargestellt. In den hellgrünen, grünen und gelben Sektoren führt die jeweilige Methode zu einer Erhöhung der Stabilitätsmarge über den maßnahmenfreien Fall hinaus. Im gelben Sektor erreicht das konventionelle Lastabwurfverfahren eine höhere Stabilitätsmarge als die vorgeschlagene Methode. Im hellgrünen Sektor führt die jeweilige Methode zu einer Verbesserung der Stabilitätsmarge gegenüber dem konventionellen und dem maßnahmenfreien Fall. Im roten Sektor steigt die Marge durch konventionellen Abwurf, sinkt aber durch die jeweils vorgeschlagene Methode. Im schwarzen Sektor führen beide Maßnahmenvarianten zu einer Abnahme der Stabilitätsmarge. Mithilfe der Abbildung wird deutlich, dass der optimierte Abwurf immer mindestens die gleiche Stabilitätsmarge herbeiführt, wie der konventionelle Lastabwurf. Außerdem ist der optimierte Abwurf nie kontraproduktiv (d. h. $\lambda_{\max,rel} < 1$). Der Abwurf nach Gradientenkriterium führt häufig zu keiner Verbesserung gegenüber dem maßnahmenfreien Fall, weil der auslösende Gradient oft erst zu nah am kritischen Punkt auftritt (Werte mit $\lambda_{\max,rel} = 1$ auf der x-Achse im mittleren Plot). Dieses Problem ließe sich durch eine konservativere Auswahl des Gradienten oder robustere numerische Verfahren für dessen Bestimmung beheben. Gleichzeitig hebt das gradientenbasierte Verfahren die Stabilitätsmarge in einigen Starklastfällen ähnlich dem in Abbildung 46 dargestellten deutlich über die Marge, die mit dem konventionellen Verfahren erzielt werden kann. Wird der optimierte Abwurf durch Gradienten- und Betragskriterien ausgelöst, können weitgehend die Vorteile der beiden anderen Verfahren kombiniert werden. Das Gradientenkriterium löst jedoch in einigen Fällen zu früh einen Lastabwurf aus, was sich negativ auf die Stabilitätsmarge auswirkt. Auch hier könnte eine konservativere Auswahl des Gradienten Abhilfe schaffen.

Abb. 38 Vergleich der entwickelten Methoden mit dem konventionellen Lastabwurf für jeden der untersuchten Netznutzungsfälle



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.8 Zusammenfassung / Fazit

Im vorliegenden SB 2025 wurden erstmals P-V-Kurvenanalysen auf einen Planungsdatensatz angewendet. Mithilfe von konsekutiven Lastflussberechnungen wurden dabei drei ausgewählte Szenarien untersucht:

- ▶ Stunde 8085 mit moderater Netzauslastung und Erhöhung des Ost-West-Transits
- ▶ Stunde 8085 mit moderater Netzauslastung und Erhöhung des Nord-Süd-Transits
- ▶ Stundenwechsel von Stunde 3081 auf Stunde 3082 mit starker Erhöhung der PV-Einspeisung

Diese Szenarien wurden mittels verschiedener Kriterien bewertet. Hierbei wurde unter anderem die Differenz zwischen initial übertragener Wirkleistung und maximal übertragbarer Wirkleistung, das resultierende Spannungsprofil sowie die relative Änderung der Knotenspannungen ausgewertet.

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass es zu Verletzungen von Spannungsstabilitätsgrenzen kommen kann, bevor die maximale Stromtragfähigkeit der Stromkreise erreicht wird. Zusätzlich zeigen die Ergebnisse, dass es Netzsituationen gibt, bei denen bereits eine geringfügige Erhöhung des überregionalen Transits zu einer Langzeitspannungsinstabilität führen kann. Auffällig ist ebenfalls, dass die Stabilitätsgrenze des Systems auch innerhalb des Betriebsspannungsbandes auftreten kann.

Da Betriebsmittelausfälle oft das initiale Ereignis darstellen, auf das ein Spannungskollaps folgt, muss der Einfluss von Betriebsmittelausfällen in zukünftigen Analysen berücksichtigt werden. Für eine zusätzliche Weiterentwicklung und Verbesserung der Analysen ist eine verbesserte Abbildung der Verteilnetze und des Randnetzes notwendig. Dies wird in den Handlungsempfehlungen 19 – „Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch Verteilnetzbetreiber“ und 25 – „Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch europäische Nachbar-ÜNB“ berücksichtigt.

Weiterhin hat sich in den Untersuchungen herausgestellt, dass die regional verfügbare regelbare Blindleistung ein wesentlicher Einflussfaktor für die Langzeitspannungsstabilität ist. Dies unterstreicht die Notwendigkeit alle theoretisch verfügbaren Potentiale an regelbarer Blindleistung auszuschöpfen (Handlungsempfehlung 38 – „Deckung der Bedarfe an regelbarer Blindleistung“). Dazu gehört die Umsetzung der bereits im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) ausgewiesenen und teilweise durch die BNetzA bestätigten Blindleistungskompensationsanlagen (s. Handlungsempfehlung 14 – „Bau von ÜNB-Assets“). Des Weiteren muss die marktgestützte Beschaffung von „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ vorangetrieben werden. Außerdem müssen Anforderungen an ein netzdienliches Verhalten von Neubau-Kraftwerken (Handlungsempfehlung 1 – „Anforderungen an Neubau-Kraftwerke für ein netzdienliches Verhalten“) und an Großverbraucher (Handlungsempfehlung 3 – „Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten“) gestellt werden. Des Weiteren muss geprüft werden, inwieweit Potentiale durch Kraftwerksumrüstungen gehoben werden können. (s. Handlungsempfehlung 2 – „Bedarfsdeckung durch Kraftwerksumrüstungen“). Die bereits im Netz befindliche bzw. prognostizierte installierte Leistung von EE-Erzeugungsanlagen liegt in einer Größenordnung, in der Prognoseungenauigkeiten den Bereich der Grenzen der Langzeitspannungsstabilität überschreiten können. Daher ist eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Prognose- und Netzsicherheitsprozesse notwendig (s. Handlungsempfehlung 32 – „Prognoseungenauigkeit und Prüfung systemdienliches Marktdesign“). Eine stetige Prüfung, ob aus Aspekten im Kontext des stabilen Systembetriebs (Kapitel 4) Anforderungen oder Bedarfe hinsichtlich der Systemstabilität resultieren, ist daher durchzuführen. Dies unterstreicht neben der Erkenntnis, dass die Stabilitätsgrenzen innerhalb des Betriebsspannungsbandes auftreten können, ebenfalls die Notwendigkeit von Stabilitätsanalysen im Rahmen von DSA-Prozessen in der Netzbetriebsplanung sowie im Echtzeitbetrieb (Handlungsempfehlung 12 – „Monitoring der Systemstabilität (DSA)“).



Die Untersuchungen zu Letztmaßnahmen zeigen, dass die neu vorgestellte Methodik gut funktioniert und immer ein optimaler Lastabwurf identifiziert wird. In vielen Fällen (ca. 80 %) ist dieser optimale Lastabwurf identisch mit dem Lastabwurf der bisherigen Methodik. In den restlichen 20 % der Fälle zeigt die neue Methodik nicht nur ein besseres Verhalten, sondern verhindert kontraproduktive Lastabwürfe, die zu einer Verschlechterung der Spannungsstabilität führen könnten. Dies zeigt sich in den Simulationsfällen, in denen im letzten Bericht ein negativer Einfluss des Lastabwurfs zu erkennen war. In diesen Situationen zeigt die neue Methode ein verbessertes Verhalten. Damit zeigt vorgestellte Methode deutliche Vorteile gegenüber der aktuellen Vorgehensweise, da die Stabilitätsmarge durch den Lastabwurf immer verbessert wird. Durch eine Kombination des optimierten Abwurfs mit dem Gradientenverfahren können in manchen Situationen nochmal deutlich bessere Ergebnisse erzielt werden. Hier bedarf es einer geeigneten Parametrierung des Auslösekriteriums für den Gradienten und einer Validierung der neu entwickelten Methodiken in einem Planungsdatensatz.

Im nächsten Schritt steht die Umsetzung der neuen Methodik an. Da es sich nicht mehr um eine Schutzeinrichtung, sondern eine leitsystemnahe Implementierung handelt, muss dies im nächsten Schritt mit den Leitwarten auf Umsetzbarkeit geprüft und getestet werden. Nach Umsetzung der neuen Methodiken muss eine regelmäßige Überprüfung der Wirksamkeit und eine ggf. notwendige Aktualisierung der Maßnahmen stattfinden. Die entsprechenden Schritte zur Entwicklung, Umsetzung und zum Monitoring von neuen Letztmaßnahmen des Systemschutzplans gegen Spannungskollaps und die mögliche Implementierung über Systemautomatiken werden in den Handlungsempfehlungen 5 – „Entwicklung, Umsetzung und Monitoring von neuen Letztmaßnahmen des Systemschutzplans gegen Spannungskollaps“ und 26 – „Einführung von Systemautomatiken“ adressiert.

3.3 Frequenzstabilität

3.3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge

Die Frequenzstabilität beschreibt, inwiefern das elektrische Verbundsystem in der Lage ist, eine stationäre Netzfrequenz auch nach einer schweren Störung wiederherzustellen [3]. Während die Frequenz bei einem Erzeugungüberschuss ansteigt, sinkt die Frequenz infolge eines Mangels an Erzeugung im System. Die Frequenz muss innerhalb definierter Frequenzgrenzen stabilisiert werden, um eine Schutzauslösung und Netztrennung von Erzeugungsanlagen und Lasten zu vermeiden.

Für die Frequenzstabilität besteht im kontinentaleuropäischen Verbundsystem bei einem auslegungsrelevanten 3-GW-Kraftwerksausfall für den Zeithorizont 2037 kein Risiko, wenn ein systemkonformes Verhalten der Erzeugungseinheiten vorausgesetzt werden kann und das Verbundsystem intakt bleibt. Eine besondere Herausforderung stellen hingegen Netzauftrennungen dar, bei denen es infolge von kaskadierenden Schutzauslösungen und Leitungsabschaltungen zu einer Trennung des Verbundnetzes in mehrere Teilnetze kommt. Solche Netzauftrennungen traten bspw. am 04.11.2006 [30], sowie am 08.01.2021 [31] und am 24.07.2021 [32] auf. Auch wenn sich die Ereignisse in ihrer genauen Ursache, der Abfolge und den Störungsauswirkungen unterscheiden, sind diese in der Regel durch einen hohen überregionalen Wirkleistungs-transport charakterisiert, da ein Ausfall einer oder mehrerer Transitleitungen unmittelbar zur Überlastung der parallelen Leitungen führen kann. Gleichzeitig ist auch die Beherrschbarkeit einer Netzauftrennung umso anspruchsvoller, je höher der Leistungsaustausch zwischen den Teilnetzen vor Eintritt der Störung ist, da der Leistungsaustausch vor der Netzauftrennung dem Leistungsungleichgewicht in den sich bildenden Teilnetzen entspricht.

Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem stehen daher Netzauftrennungen beim Thema Frequenzstabilität im Fokus. Das Ziel bei der Beherrschung von Netzauftrennungen ist es, einen möglichen Zusammenbruch auf kleine Teilbereiche (einzelne, sich aus der Netzauftrennung ergebende Netzinseln) zu beschränken und einen kompletten Systemzusammenbruch des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes zu verhindern. Hierzu ist zum einen ausreichend Momentanreserve und zum anderen ein zuverlässig funktionierender Systemschutzplan notwendig. Zusätzlich ist eine ausreichende Robustheit der Anlagen gegenüber auftretenden Frequenz- und Spannungsänderungen und Winkelsprüngen sowie ein stabiles Reglerverhalten im Teilnetzbetrieb bzw. fiktiven Inselnetz erforderlich [33], um auch bei niedriger Kurzschlussleistung stabil betrieben werden zu können und einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten. Darüber hinaus muss eine ungewollte Netztrennung von Anlagen durch den Rückleistungsschutz vermieden werden (vgl. Kapitel 3.3.6).

Der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen liegt auf der Ermittlung der zukünftigen Systembedarfe an Momentanreserve, um den systemischen Frequenzgradienten auf betragsmäßig 1 Hz/s zu begrenzen. Damit wird zum einen sichergestellt, dass lokal keine unzulässig hohen Frequenzgradienten auftreten, die zu einer großflächigen Netztrennung von Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern führen können. Zum anderen wird die Wirksamkeit des Systemschutzplans auch unter Berücksichtigung der erforderlichen Messzeiten für die Frequenzbestimmung sowie der Reaktionszeiten einzelner Maßnahmen, wie z. B. Lastabwurf oder Überfrequenzleistungsreaktion, ermöglicht [34, 35].

Gleichzeitig soll mit den vorliegenden Simulationsergebnissen und Sensitivitäten eine Grundlage für die Definition übergeordneter Resilienzkriterien im Prozess V1 der Roadmap Systemstabilität und damit für die Festlegung auslegungsrelevanter Störfälle für die Dimensionierung der Momentanreserve geschaffen werden.

3.3.2 Vorgehensweise zur Ermittlung der Bedarfe an Momentanreserve in Deutschland

Im Fokus der Analysen zur Frequenzstabilität steht die Ermittlung der Bedarfe an Momentanreserve in Deutschland für die Beherrschung von Netzauftrennungen. In Kapitel 3.3.2.1 wird zunächst die verwendete Methodik beschrieben. Das Kapitel 3.3.2.2 beschreibt die zugrunde gelegten auslegungsrelevanten Netzauftrennungen. Anschließend werden im Kapitel 3.3.2.3 die untersuchten Stützjahre und Szenarien erläutert und im Kapitel 3.3.2.4 die Annahmen hinsichtlich möglicher Potentiale für Momentanreserve beschrieben, die als Grundlage für nachfolgende Analysen dienen.



3.3.2.1 Methodik zur Bestimmung der Bedarfe an Momentanreserve

Um die Wirksamkeit frequenzbezogener Maßnahmen aus dem Systemschutzplan sicherzustellen und die Frequenzstabilität bei einer möglichen Netzauftrennung zu gewährleisten, ist es entscheidend, den Frequenzgradient (Rate of Change of Frequency, RoCoF) auf ± 1 Hz/s zu begrenzen. Entsprechend Formel (3.10) hängt der Frequenzgradient von der vorhandenen Momentanreserve in einer Netzregion ($E_{\text{kin, NR}}$) bei Nennfrequenz (f_N) und dem Wirkleistungsungleichgewicht (ΔP_{NR}) in der Region ab:

$$\frac{df}{dt_{\text{NR}}} = \frac{\Delta P_{\text{NR}} \cdot f_N}{2 \cdot E_{\text{kin, NR}}} \quad (3.10)$$

Die vorhandene Momentanreserve in einer Netzregion wird aus dem Summenprodukt aller Anlaufzeitkonstanten $T_{A,j}$ und Nennleistungen $P_{N,j}$ aller in Betrieb befindlichen Anlagen in der Region mit Formel (3.11) berechnet.

$$E_{\text{kin, NR}} = \frac{\sum_j T_{A,j} \cdot P_{N,j}}{2} \quad (3.11)$$

Auf dieser Grundlage kann für jede Netzauftrennung der resultierende Frequenzgradient ermittelt werden. Bei Überschreitung des maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s ist nicht gewährleistet, dass der Systemschutzplan ausreichend wirksam ist. Diese Stunden werden daher im weiteren Verlauf als nicht beherrschte Stunden ausgewiesen.

Zur Ausweisung des Momentanreservebedarfs für die Begrenzung des RoCoF auf ± 1 Hz/s muss zunächst die vorhandene Momentanreserve sowie das aus der Netzauftrennung resultierende Wirkleistungsungleichgewicht ermittelt werden. Als Grundlage zur Abschätzung der vorhandenen Momentanreserve werden die Marktergebnisse nach Redispatch aus den Planungsprozessen herangezogen. Aus diesen Daten wird für jedes Teilnetz zunächst die Leistungsbilanz sowie die verfügbare Momentanreserve zu jeder Stunde des Jahres bestimmt. Dabei wird das Ausland länderscharf betrachtet, während Deutschland in 21 ÜNB-Netzgruppen unterteilt wird, die in Abbildung 39 dargestellt sind.

Abb. 39 Netzgruppen in Deutschland





Bei einer vorgegebenen Netzauftrennung werden die Regionen (Länder und Netzgruppen) jeweils einem Teilnetz zugeordnet. Bedingt durch den Ex- und Import der jeweiligen Netzregionen im ungestörten Betrieb ergibt sich dadurch für jedes Teilnetz ein Leistungsungleichgewicht nach einer Netzauftrennung $\Delta P_{\text{Teilnetz}} = \sum_{i=1}^n (P_{\text{export},i} - P_{\text{import},i})$. Auf Basis dieses Leistungsungleichgewichts lässt sich die minimal notwendige Gesamtmenge an Momentanreserve $E_{\text{kin},\text{min}}$ bestimmen, die benötigt wird, um den RoCoF auf ± 1 Hz/s zu begrenzen, welche mit Formel (3.12) berechnet werden kann.

$$E_{\text{kin},\text{min}} = \frac{\Delta P_{\text{Teilnetz}} \cdot 50 \text{ Hz}}{1 \text{ Hz/s} \cdot 2} \quad (3.12)$$

Die benötigte Momentanreserve des Teilnetzes wird anhand der Nennleistung aller aktiven Erzeugungsanlagen einer Netzgruppe in Bezug zur gesamten Nennleistung der Erzeugungseinheiten im Teilnetz auf die einzelnen Netzgruppen und Länder verteilt. Im Gegensatz zu vorangegangenen Planungsprozessen werden zusätzlich auch Großbatteriespeicher und Pumpspeicher im Lastbetrieb berücksichtigt, da diese je nach Netznutzungsfall einen signifikanten Anteil an der Erzeugung bzw. Last haben.

Anhand von Formel (3.13) lässt sich die zusätzlich benötigte Momentanreserve $E_{\text{kin},\text{Bedarf}}$ aus der Differenz der minimal notwendigen Momentanreserve $E_{\text{kin},\text{min}}$ und der vorhandenen Momentanreserve E_{kin} berechnen.

$$E_{\text{kin},\text{Bedarf}} = E_{\text{kin},\text{min}} - E_{\text{kin}} \quad (3.13)$$

Da einige Technologien wie z. B. Offshore-HGÜ mit angeschlossenem Windpark lediglich ein hohes Potential an negativer Momentanreserve besitzen, jedoch kaum oder kein Potential für positive Momentanreserve, wird bei der Auswertung der zusätzlichen Bedarfe zwischen positiver und negativer Momentanreserve unterschieden. Bei Unterfrequenzereignissen wird positive Momentanreserve benötigt, für die Erzeugungsanlagen die eingespeiste Leistung erhöhen müssen. Negative Momentanreserve dagegen wird bei Überfrequenzereignissen benötigt. In diesen Situationen müssen Erzeugungsanlagen dafür ihre eingespeiste Leistung reduzieren. Damit kann für verschiedene Netzauftrennungen jeweils ein Bedarf an positiver und negativer Momentanreserve ermittelt werden.

Die Potentiale an Momentanreserve für unterschiedliche Technologien berechnen sich analog zu Formel (3.11) auf Grundlage einer technologiespezifischen Anlaufzeitkonstante T_A sowie der installierten Leistung P_N .

3.3.2.2 Auslegungsrelevante Netzauftrennungen

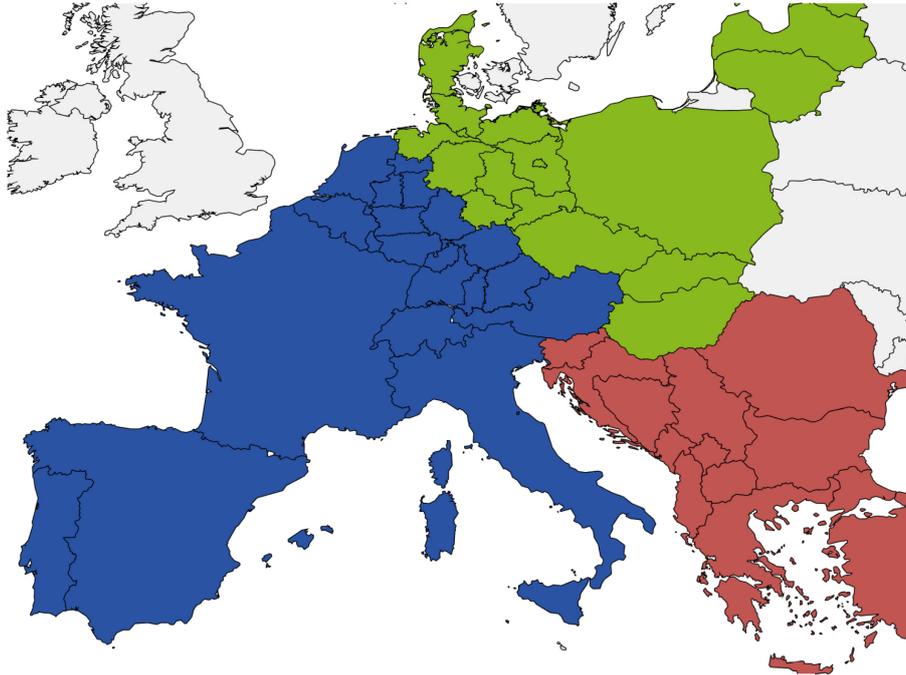
In Anlehnung an bisherige Analysen in den Netzentwicklungsplänen NEP 2035 (2021) [36] und NEP 2037/2045 (2023) [6] sowie den SB 2023 [8] werden zwei charakteristische Netzauftrennungen für die Bedarfsbestimmung der Momentanreserve herangezogen².

Für die nachfolgende Bestimmung der notwendigen Bedarfe an negativer Momentanreserve bei einem Überfrequenzszenario wird die in Abbildung 40 dargestellte Netzauftrennung betrachtet. Sie ist an die Netzauftrennung vom 04.11.2006 angelehnt, bei welcher das europäische Verbundnetz in drei Netzinseln zerfiel. Diese Netzauftrennung teilte auch das deutsche Netzgebiet in ein nordöstliches und südwestliches Teilnetz. Durch die Unterbrechung des Leistungstransports in Nord-Süd Richtung ergaben sich hohe Leistungsüberschüsse im nordöstlichen Teilnetz (grün) und in diesem demnach hohe Bedarf an negativer Momentanreserve sowie weitere Maßnahmen zur Leistungsreduktion.



² Die Ukraine und die Türkei sind mit dem kontinentaleuropäischen Verbundsystem verbunden, sind aber in den verwendeten Planungsdaten nicht abgebildet und werden daher in den nachfolgenden Analysen auch nicht weiter berücksichtigt.

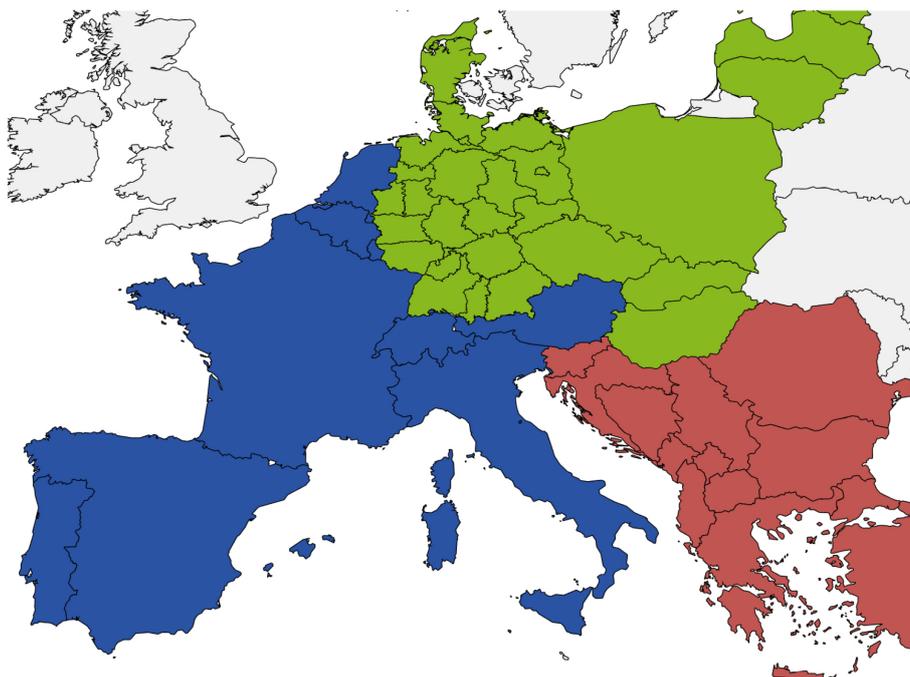
Abb. 40 Netzauftrennung zur Bewertung von Überfrequenz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Bedarfe für positive Momentanreserve infolge von Unterfrequenzszenarien werden auf Grundlage der in Abbildung 41 dargestellten Netzauftrennung bestimmt. Dieses Szenario ist ebenfalls an die Netzauftrennung vom 04.11.2006 angelehnt, jedoch verläuft die Trennlinie entlang der südwestlichen Grenze von Deutschland. Dadurch liegt die gesamte deutsche Netzregion in dem resultierenden nordöstlichen Teilnetz. Bei dieser Netzauftrennung entstehen teilweise Situationen mit hohen Importen nach Deutschland, die zu kritischen Unterfrequenzsituationen führen. Dies ermöglicht eine Bestimmung der Bedarfe an positiver Momentanreserve und Maßnahmen zur Leistungserhöhung.

Abb. 41 Netzauftrennung zur Bewertung von Unterfrequenz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

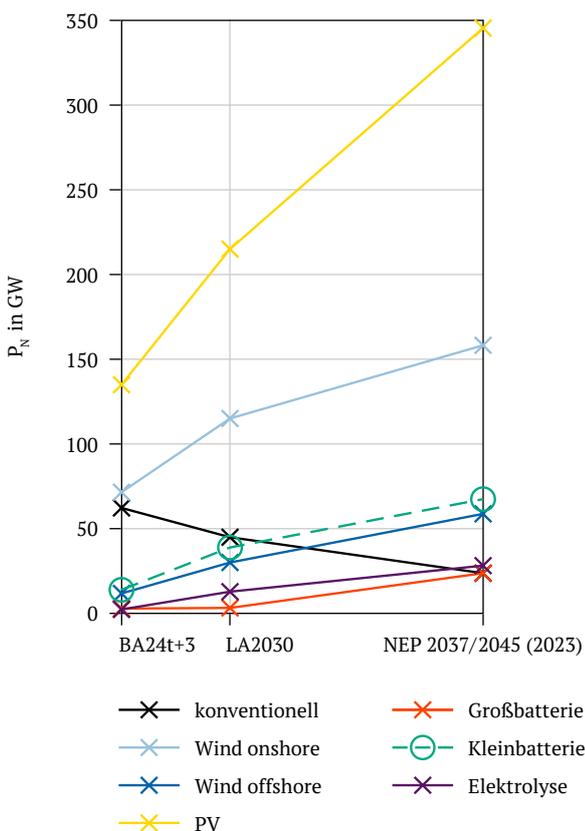
Die beiden Netzauftrennungsszenarien haben sich bereits in vorherigen Systemstudien als geeignet für die Bedarfsbestimmung von Momentanreserve herausgestellt.

Ergänzend sei erwähnt, dass bei der auslegungsrelevanten Netzauftrennung für Überfrequenz keine Bedarfsbestimmung für negative Momentanreserve für die Netzregionen des südwestlichen Teilnetzes möglich ist. Deshalb wird für diese Netzregionen (D71-D76, D41 und D42 sowie D24-D26) nur die Netzauftrennung nach Abbildung 41 zur Ermittlung der Bedarfe für negative Momentanreserve herangezogen.

3.3.2.3 Untersuchte Szenarien

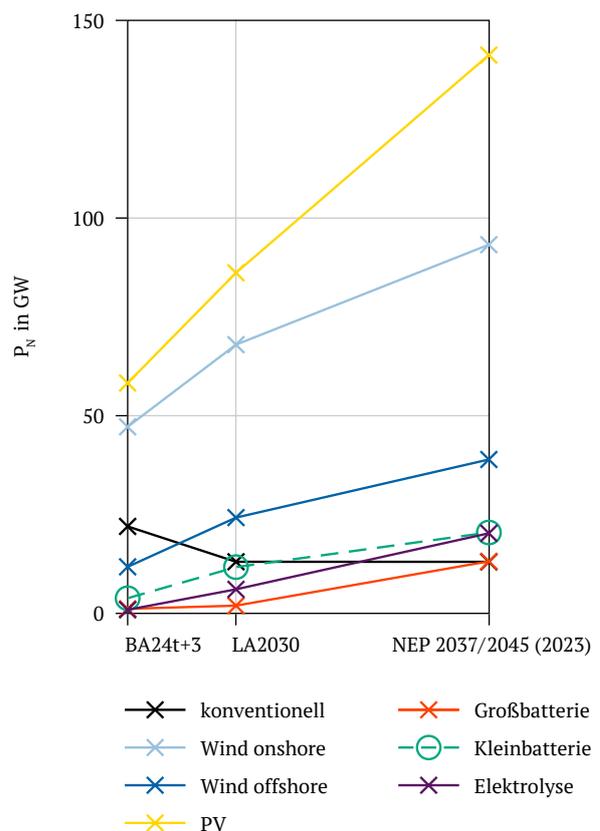
Der Systemstabilitätsbericht analysiert drei verschiedene Szenarien – die BA24t+3 (Zieljahr 2027), die LA2030 (Zieljahr 2030) und das NEP 2037/2045 (2023) Szenario aus dem Jahr 2023 (Zieljahr 2037). Damit lässt sich die Entwicklung des Übertragungsnetzes besser nachvollziehen und es kann geprüft werden, welchen Einfluss Zwischenszenarien auf die Frequenzstabilität haben. Abbildung 42 und Abbildung 43 zeigen die Entwicklung der installierten Leistungen von konventionellen Kraftwerken (Kohle, Gas), der größten regenerativen Energieträger (PV, Wind onshore und Wind offshore) sowie Batteriespeicher und Elektrolyseanlagen. Abbildung 43 stellt dabei eine Teilmenge des gesamten Deutschen Netzes – das nordöstliche Teilnetz der Netzauftrennung von 2006 (s. Abbildung 40: grüne Insel) dar. Beide Abbildungen zeigen die gleichen Trends. Der Anteil regenerativer Energiequellen nimmt deutlich zu, während der Anteil an konventioneller Erzeugung deutlich abnimmt.

Abb. 42 Installierte Leistung in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 43 Installierte Leistung im Nordosten Deutschlands

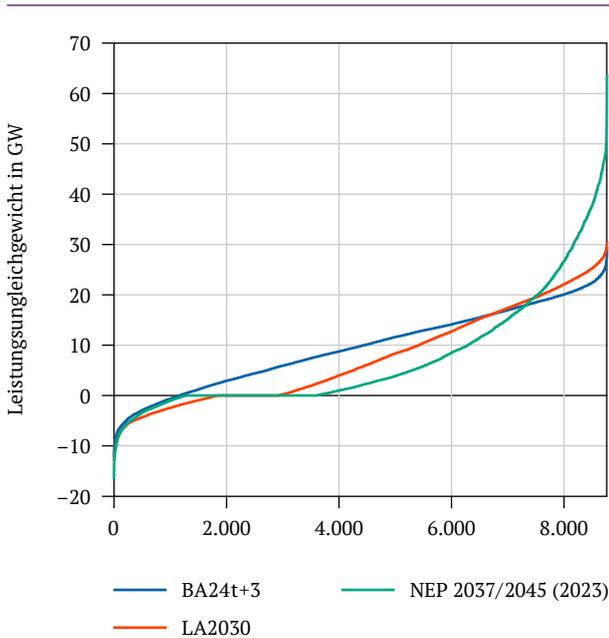


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die untersuchten Szenarien zeigt Abbildung 44 den Leistungsstrom über das AC-Netz (und damit das Leistungsgleichgewicht nach einer potentiellen Netzauftrennung) im geordneten Jahreslauf zwischen nordöstlichem und südwestlichem Teilnetz der Netzauftrennung von 2006 gemäß Abbildung 40. Auch hier steigen die Absolutwerte der höchsten Leistungsungleichgewichte über die Zeit immer weiter an.

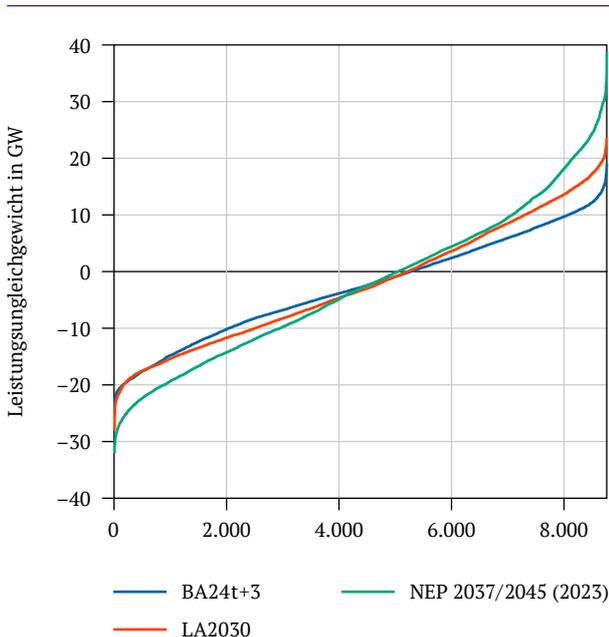
Dies ist vor allem auf Stunden mit besonders hoher Einspeisung aus WEA im Norden Deutschlands zurückzuführen. Allerdings führen die innerdeutschen HGÜ-Verbindungen, wie im Begleitdokument Systemstabilität zum NEP 2037/2045 (2023) ausgeführt, ab 2030 zu einer deutlichen Reduktion des mittleren Leistungsungleichgewichtes gegenüber dem BA24t+3 Szenario. Dafür wird angenommen, dass die HGÜs im Falle einer Netzauftrennung in Betrieb bleiben, über netzbildende Eigenschaften verfügen und damit den Wirkleistungstransport im AC-Netz reduzieren können.

Abb. 44 Aufsteigend sortiertes Leistungsungleichgewicht für den Überfrequenzfall



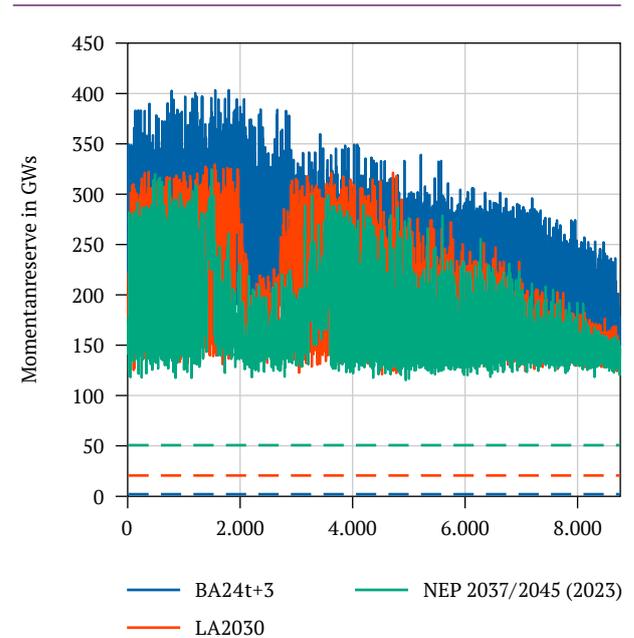
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 46 Aufsteigend sortiertes Leistungsungleichgewicht für den Unterfrequenzfall



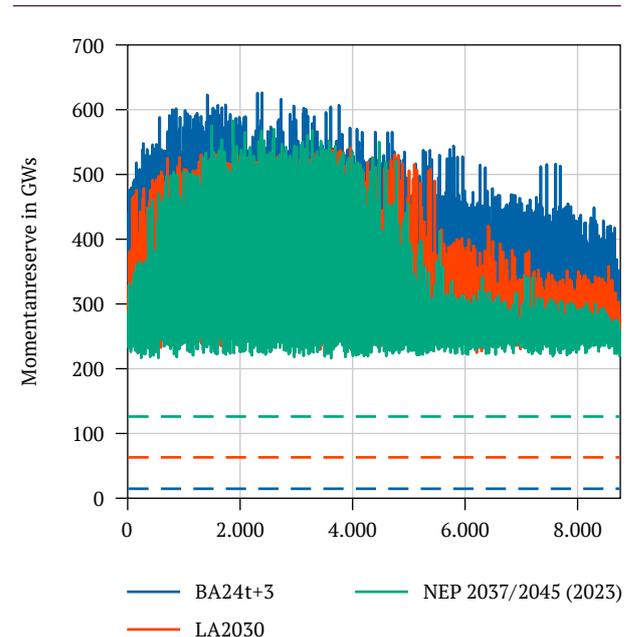
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 45 Nach aufsteigendem RoCoF sortierte vorhandene Momentanreserve im nordöstlichen Teilnetz für den Überfrequenzfall, in gestrichelt der Anteil aus ÜNB-Assets



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 47 Nach aufsteigendem RoCoF sortierte vorhandene Momentanreserve in Deutschland für den Unterfrequenzfall, in gestrichelt der Anteil aus ÜNB-Assets



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 45 zeigt die verfügbare Momentanreserve aus Erzeugungsanlagen im nordöstlichen Teilnetz als geordneter Jahreslauf nach den Leistungsungleichgewichten in Abbildung 44. Hierbei werden noch keine Potentiale aus möglichen netzbildenden Einheiten, wie Erzeugungseinheiten oder Speichern, berücksichtigt. Es ist deutlich zu erkennen, dass zum einen die verfügbare Momentanreserve über den Jahresverlauf stark schwankt und infolge des steigenden EE-Ausbaus und des gleichzeitigen Rückbaus konventioneller Erzeugung über die Jahre, insbesondere von 2027 (BA24t+3) bis 2030 (LA2030), deutlich abnimmt. Abbildung 46 und Abbildung 47 zeigen analog dazu die gleichen Größen für den auslegungsrelevanten Unterfrequenzfall gemäß Abbildung 41. Der Trend ist analog zu dem zuvor betrachteten Überfrequenzfall. Allerdings fallen die Leistungsungleichgewichte im Vergleich zum Überfrequenzfall deutlich geringer aus. Zudem ist tendenziell ein höheres Niveau an Momentanreserve festzustellen.

Die gestrichelten Linien in Abbildung 45 und Abbildung 47 zeigen die Beiträge zur Momentanreserve von geplanten Betriebsmitteln der deutschen ÜNB in Form von rotierenden Phasenschiebern mit Schwungmassenerweiterung sowie E-STATCOMs. Da diese Anlagen unabhängig vom Arbeitspunkt Momentanreserve bereitstellen können und – bis auf kurze Unterbrechungen zur Wartung – immer in Betrieb sind, ist deren Beitrag über den gesamten Jahreslauf als konstant angenommen. Der Beitrag von Betriebsmitteln der ÜNB liegt bei ca. 12 GWs für den Zeitraum der BA24t+3, bei ca. 67,9 GWs in der LA2030 und bei etwa 130,5 GWs im NEP 2037/2045 (2023).

3.3.2.4 Ausbaupotentiale für Momentanreserve

Nachfolgend werden die Annahmen für die Bestimmung der möglichen zusätzlichen Ausbaupotentiale für Momentanreserve dargestellt. Die möglichen Beiträge unterschiedlicher Technologien zur Momentanreserve unterscheiden sich zum einen stark aufgrund technologie- bzw. anlagenspezifischer Restriktionen. Zum anderen bestehen deutliche Unterschiede im Hinblick auf den aktuellen Stand der Technik netzbildender Regelungskonzepte für diese Anlagen. Eine abschließende Einschätzung ist daher zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich. Für die nachfolgenden Untersuchungen werden daher auf Basis von Herstellergesprächen und Studien für jede Technologie Annahmen hinsichtlich der Anlaufzeitkonstante getroffen, die in Tabelle 6 zusammengefasst sind. Hierbei wird zwischen einem potentiellen Beitrag zur positiven Momentanreserve bei Unterfrequenz oder negativer Momentanreserve bei Überfrequenz unterschieden, indem jeweils spezifische Anlaufzeitkonstanten angegeben sind.

Tab. 6 Anlaufzeitkonstanten in Sekunden für jede Technologie für Unter- (positive Momentanreserve) und Überfrequenzfall (negative Momentanreserve) in Abhängigkeit des Szenarios

Technologie	Frequenzbereich	BA24t+3	LA2030	NEP 2037/2045 (2023)
Großbatteriespeicher	Unterfrequenz	25,0 s	25,0 s	25,0 s
	Überfrequenz	25,0 s	25,0 s	25,0 s
Kleimbatteriespeicher	Unterfrequenz	0,0 s	2,5 s	10,0 s
	Überfrequenz	0,0 s	2,5 s	10,0 s
Offshore-HGÜ inkl. Offshore-Windpark	Unterfrequenz	0,0 s	0,0 s	0,0 s
	Überfrequenz	0,0 s	25,0 s	25,0 s
Onshore-Windenergieanlagen	Unterfrequenz	0,0 s	0,0 s	0,0 s
	Überfrequenz	0,0 s	10,0 s	10,0 s

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

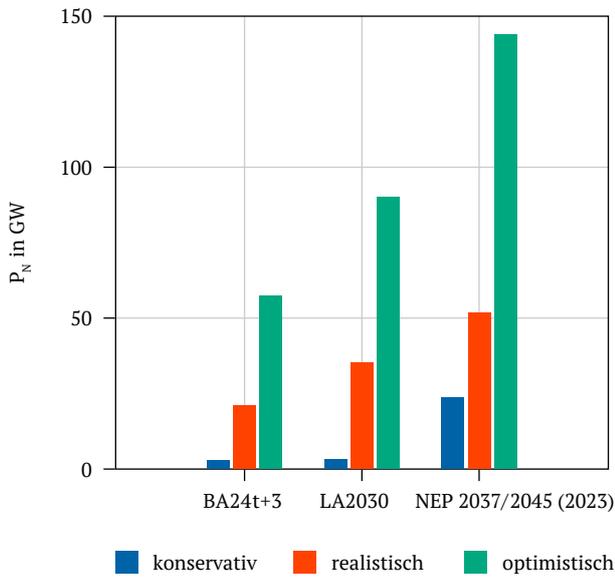


Aus Tabelle 6 wird ersichtlich, dass Großbatteriespeicher und die Offshore-HGÜ inkl. der angeschlossenen Offshore-Windparks (OWP) allgemein die größten Potentiale bieten. Um sicherzustellen, dass Großbatteriespeicher Momentanreserve zur Verfügung stellen können, müssen entsprechende Leistungs- und Energiereserven zur Ein- und Ausspeicherung mit einer hohen Verfügbarkeit vorhanden sein. Aufgrund der im Verhältnis sehr großen Speicherkapazität einer Großbatterie wird diese Anforderung als problemlos umsetzbar angenommen. Darüber hinaus müssen zur vollständigen Bereitstellung der angenommenen Momentanreserve zusätzlich (Mindest-) Leistungs- bzw. Stromreserven betrieblich freigehalten oder der netzseitige Umrichter im Kurzzeitbereich überdimensioniert werden, um in jedem Betriebszustand (z. B. bei voller Leistung) die angenommene Momentanreserve bereitstellen zu können. Da die Entwicklung aber bereits weit fortgeschritten ist und zahlreiche Pilotprojekte existieren, wird ein relevanter Beitrag bereits in wenigen Jahren erwartet und daher für die weiteren Analysen ein recht hohes Potential für positive und negative Momentanreserve zugrunde gelegt. Weiterhin wird aktuell davon ausgegangen, dass zukünftig auch Kleinbatteriespeicher einen begrenzten Beitrag zur positiven und negativen Momentanreserve liefern können. Aufgrund von Restriktionen im Verteilnetz insbesondere im Hinblick auf bestehende Schutzkonzepte und zur Vermeidung ungewollter Inselnetze wird mit ersten Beiträgen erst ab dem Szenario LA2030 gerechnet. Für Offshore-HGÜ inkl. OWP wird bereits ab 2030 ein signifikanter Beitrag zu negativer Momentanreserve erwartet. Hier kann der standardmäßig eingebaute Wärmewiderstand (Chopper) angesteuert werden, um Leistung und Energie abzuführen. Erste Projekte, die diese Anforderung erfüllen, befinden sich bereits in der Umsetzung. Für Onshore-WEA wird davon ausgegangen, dass lediglich eine inhärente Abregelung (bspw. mit Chopper) durchgeführt werden und somit ein Beitrag zur negativen Momentanreserve in Abhängigkeit der verfügbaren Leistungseinspeisung geleistet werden kann. Eine zusätzliche Aufnahme von Energie/Leistung aus dem Netz ist hier im Gegensatz zu den Offshore-HGÜ nicht vorgesehen.

Da die getätigten Annahmen einer hohen Unsicherheit unterliegen, werden nachfolgend drei unterschiedliche Ausbauszenarien – ein konservatives, ein realistisches und ein optimistisches Szenario – analysiert. Die Unterschiede liegen in dem zu erwartenden zukünftigen Ausbau von Anlagen mit netzbildenden Eigenschaften, die einen Beitrag zur Momentanreserve leisten. Die Beiträge zur positiven und negativen Momentanreserve einer Technologie selbst sind identisch. Sie werden anhand der verfügbaren Leistung in einer Stunde und der technologiespezifischen Anlaufzeitkonstanten für Über- und Unterfrequenz gemäß Tabelle 6 berechnet.

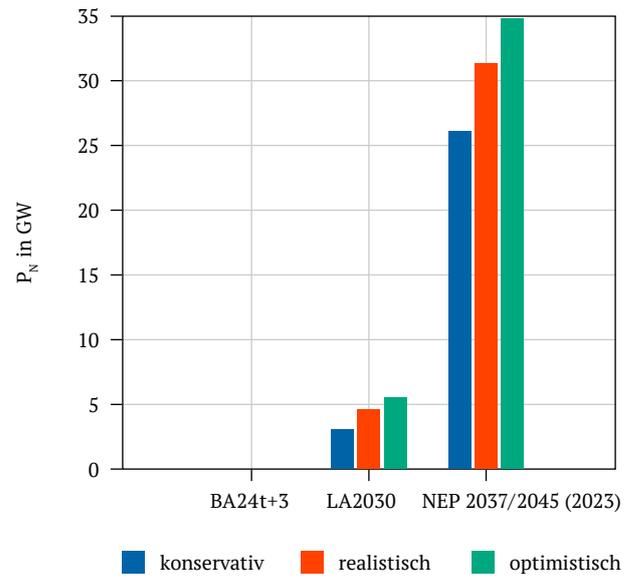
Die Potentiale für Großbatteriespeicher, Offshore-HGÜ, Kleinbatteriespeicher und Onshore-WEA sind in Abbildung 48, Abbildung 49, Abbildung 50 und Abbildung 51 dargestellt. Für Großbatteriespeicher basieren die Annahmen für das realistische und optimistische Szenario auf einer Auswertung der aktuell vorliegenden Anschlussanfragen bei den Übertragungsnetzbetreibern. Für Großbatteriespeicher wurde für das realistische Szenario angenommen, dass 50 % der Netzananschlussanfragen mit einer hohen Umsetzungswahrscheinlichkeit realisiert werden. Für das optimistische Szenario wurde angenommen, dass alle Netzananschlussanfragen unabhängig von der aktuellen Umsetzungswahrscheinlichkeit realisiert werden. Dies stellt bewusst ein Extremszenario dar, bei welchem u. a. netztechnische Restriktionen für den Anschluss dieser Anlagen vernachlässigt werden und folglich die größtmöglichen Potentiale für die Momentanreservebereitstellung durch Großbatteriespeicher angenommen werden. Das konservative Szenario ist an den bestehenden Szenariorahmen der Planungsprozesse (BA24t+3, LA2030 und NEP 2037/2045 (2023)) angelehnt. Aufgrund der aktuell sehr hohen Anzahl von Netzananschlussanfragen von Batteriespeichern übersteigen die Potentiale des realistischen und optimistischen Szenarios das konservative Szenario signifikant. Dadurch ergibt sich für Großbatteriespeicher im NEP 2037/2045 (2023) Szenario ein Potential zwischen ca. 24 GW und 140 GW – eine sehr große Bandbreite aufgrund des aktuell sehr dynamischen Umfeldes. Für Offshore-HGÜ inkl. OWP wurden alle Systeme ab 2029 berücksichtigt und abhängig vom jeweiligen Szenario ein Anteil von 75 % bis 100 % der zugebauten Systeme für die Bereitstellung von Momentanreserve angenommen. Dadurch ergibt sich für Offshore-HGÜ inkl. OWP ein Potential zwischen ca. 26 GW und 35 GW. Für Kleinbatteriespeicher wurde angenommen, dass diese ab ca. 2030 (optimistisch) bzw. ab 2037 (realistisch) einen Beitrag zur Momentanreserve leisten können. Hierbei wurde jedoch nur ein Anteil von 10 %–20 % der gemäß Szenariorahmen zugebauten Leistung berücksichtigt, wodurch sich ein geringes Potential von maximal 11 GW ergibt. Für Onshore-WEA wird angenommen, dass im optimistischen Szenario 50 % der ab 2030 zugebauten Anlagen und im realistischen Szenario 25 % der zugebauten Anlagen einen Beitrag zur negativen Momentanreserve leistet. Dadurch ergibt sich ein maximales Potential von ca. 28 GW.

Abb. 48 Potentiale Großbatteriespeicher



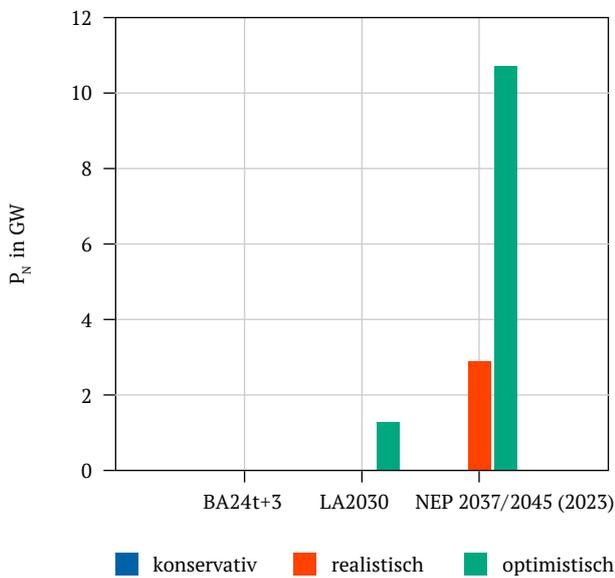
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 49 Potentiale Offshore-HGÜ inkl. OWP



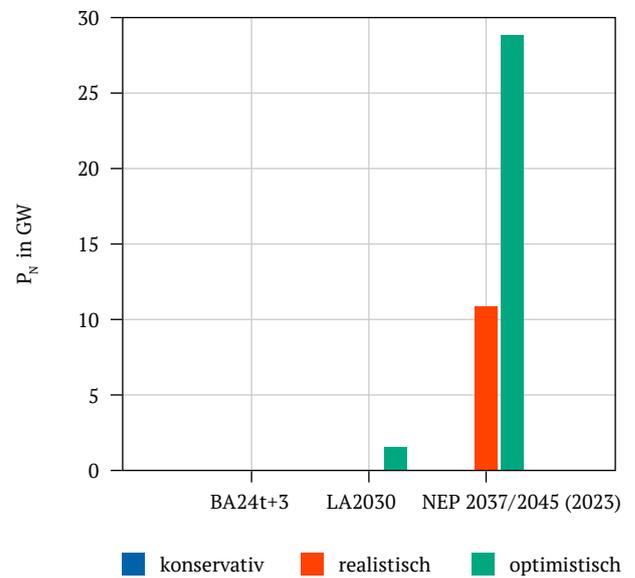
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 50 Potentiale Kleinbatteriespeicher



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 51 Potentiale Onshore-Windenergieanlagen



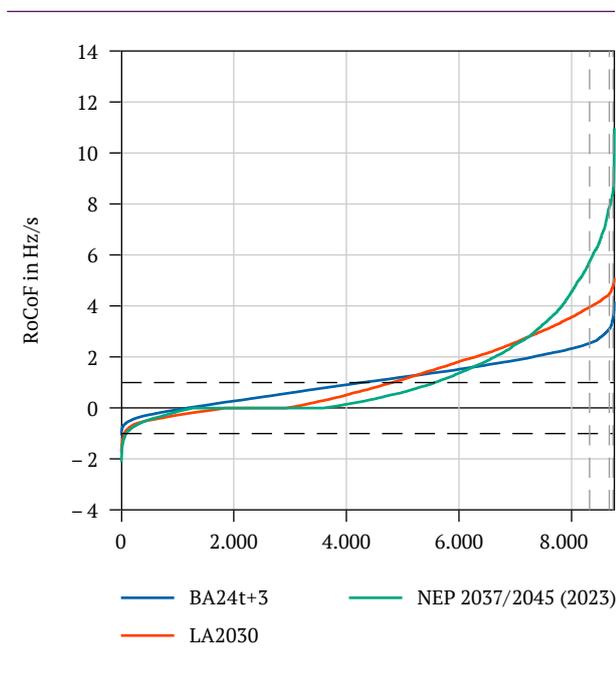
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.3 Systembedarfe an zusätzlicher Momentanreserve in Deutschland

Im folgenden Kapitel erfolgt eine Auswertung der Systembedarfe an zusätzlicher Momentanreserve in Deutschland. Grundlage hierfür sind die zuvor beschriebenen Netzauftrennungen und Szenarien.

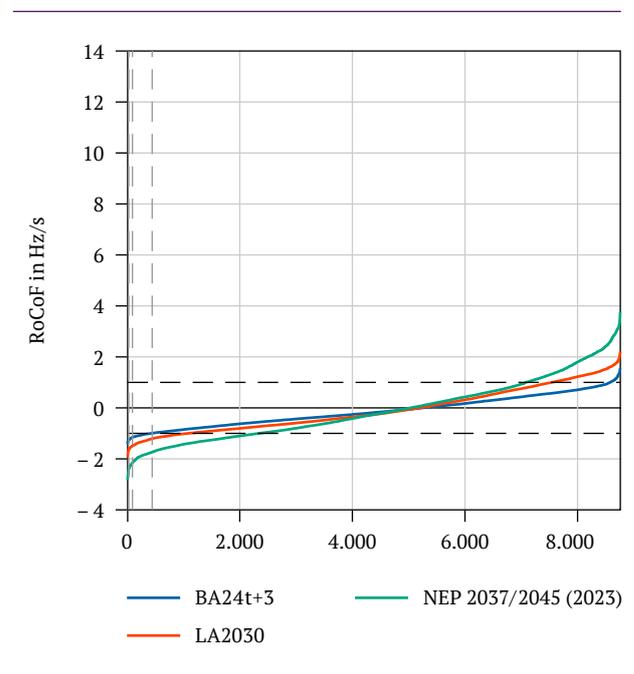
Abbildung 52 zeigt den aufsteigend sortierten Jahreslauf des resultierenden Frequenzgradienten (RoCoF) für die drei betrachteten Szenarien BA24t+3, LA2030 und NEP 2037/2045 (2023) für die auslegungsrelevante Netzauftrennung für Überfrequenz (in Anlehnung an den Störfall 2006) nach Abbildung 40. Analog dazu zeigt Abbildung 53 den aufsteigend sortierten Jahreslauf des resultierenden Frequenzgradienten für die auslegungsrelevante Netzauftrennung für Unterfrequenz nach Abbildung 41. Hierbei werden keine Ausbaupotentiale für Momentanreserve, sondern lediglich die vorhandene Momentanreserve aus konventionellen Kraftwerken berücksichtigt.

Abb. 52 Aufsteigend sortierter RoCoF in der nord-östlichen Region bei auslegungsrelevanter Netzauftrennung Überfrequenz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 53 Aufsteigend sortierter RoCoF in der nord-östlichen Region bei auslegungsrelevanter Netzauftrennung Unterfrequenz



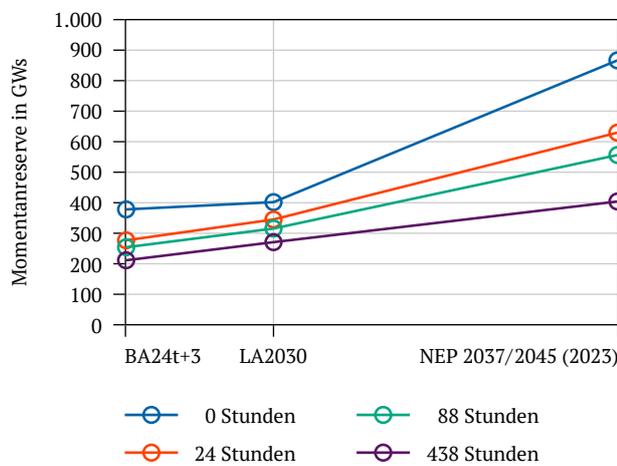
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Es ist deutlich zu erkennen, dass der resultierende Frequenzgradient für beide auslegungsrelevanten Netzauftrennungen zu einem großen Teil des Jahreslaufs die Auslegungsgrenze des Systemschutzplans von 1 Hz/s überschreitet. Eine Netzauftrennung wäre in diesen Stunden ohne weitere Gegenmaßnahmen nicht sicher beherrschbar. Die innerdeutschen HGÜ-Projekte (SuedLink, SuedOstLink, Korr. A Nord und Ultranet) sorgen zwar ab 2030 dafür, dass die Anzahl der Stunden mit einem Frequenzgradient über 1 Hz/s im Überfrequenzszenario deutlich sinkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mithilfe der HGÜ der Wirkleistungstransport über das AC-Netz reduziert werden kann. Dafür wird angenommen, dass die HGÜs im Falle einer Netzauftrennung in Betrieb bleiben und maximal netzdienlich eingesetzt werden können. Dies ist aber nur möglich, wenn eine HGÜ zwei sich bildende Teilnetze verbindet und dem entstandenen Leistungsungleichgewicht durch ihren Leistungstransport maximal entgegenwirkt. Diese Annahmen unterliegen naturgemäß einer gewissen Unsicherheit, da eine neuerliche Netzauftrennung nie exakt vorhergesagt werden kann. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass die HGÜ eine ausreichende Robustheit gegenüber den auftretenden Frequenz- und Spannungsänderungen sowie über ein netzbildendes Regelungskonzept verfügt, um dem Leistungsungleichgewicht inhärent entgegenzuwirken. Die ÜNB haben dies in den Spezifikationen aller geplanten und in Umsetzung befindlichen HGÜ-Projekte berücksichtigt. Aber auch mit der Annahme eines maximal möglichen systemdienlichen Verhaltens aller HGÜ liegt der maximale, betragsmäßige Frequenzgradient im LA2030 und NEP 2037/2045 (2023) Szenario deutlich über denen des BA24t+3 Szenarios und wie eingangs erwähnt über 1 Hz/s. Dies ist auf weiter steigende großräumige Leistungstransite im AC-Netz durch die zunehmend lastferne Erzeugung zurückzuführen.

Um eine Wirksamkeit des Systemschutzplans und damit eine Beherrschbarkeit der auslegungsrelevanten Netzauftritten sicherzustellen, muss der systemische Frequenzgradient betragsmäßig auf maximal 1 Hz/s begrenzt werden. Diese Randbedingung dient als Grundlage für die Bestimmung der zusätzlich benötigten Momentanreserve.

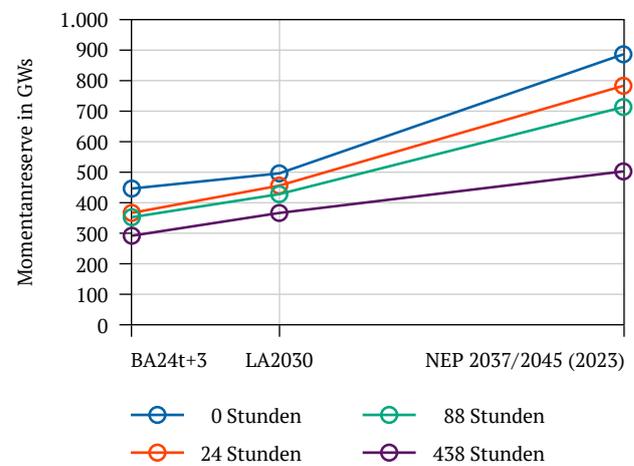
In Abbildung 54 sind die zusätzlichen Momentanreservebedarfe im Nordosten Deutschlands dargestellt. Da die Bedarfe an Momentanreserve in den kritischsten Stunden stark ansteigen, werden zusätzlich zum Bedarf der kritischsten Stunde (Worst Case) unterschiedliche Perzentile gezeigt. Hierbei werden für die Bedarfsbestimmung jeweils die kritischsten 24 h (ca. 0,27 %), 88 h (ca. 1 %) und 438 h (ca. 5 %) Stunden vernachlässigt. In vorangegangenen Untersuchungen, wie z. B. NEP 2035 (2021) oder NEP 2037/2045 (2023), wurden zur Bedarfsbestimmung von Momentanreserve in der Regel nur die 24 kritischsten Stunden vernachlässigt.

Abb. 54 Zusätzliche negative Momentanreservebedarfe im Nordosten Deutschlands abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der 2006er Netzauftritten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 55 Summe zusätzlicher negativer Momentanreservebedarfe der Netzgruppen im Nordosten Deutschlands abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der 2006er Netzauftritten



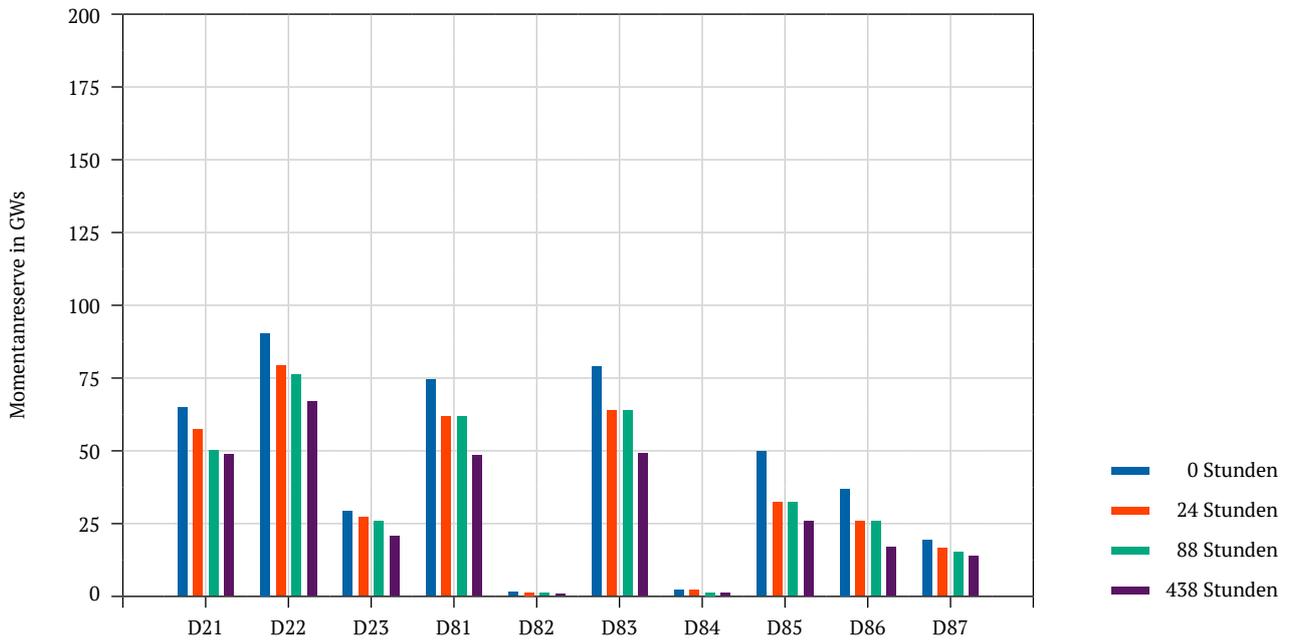
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die Auswertung werden die maximalen Bedarfe an Momentanreserve der deutschen Region innerhalb eines Teilnetzes dargestellt, bei denen die individuellen Bedarfe der darin befindlichen Netzgruppen variieren. Es ist deutlich zu sehen, dass der Bedarf an Momentanreserve umso stärker abnimmt, je mehr kritische Stunden vernachlässigt werden. Insbesondere eine Vernachlässigung der kritischsten Stunde wirkt sich besonders stark auf die resultierenden Bedarfe aus. Eine Auslegung des Systems auf die kritischsten Situationen zieht also zwangsläufig die größten Systembedarfe nach sich. Eine vollständige Vernachlässigung der kritischsten Stunden ist jedoch nicht zu empfehlen, da gerade in diesen Situationen mit hohen Leistungstransiten mit einer erhöhten Eintrittswahrscheinlichkeit einer Netzauftritten zu rechnen ist.

Abbildung 55 zeigt zusätzlich die Summe der individuellen negativen Bedarfe aller deutschen Netzgruppen innerhalb des nordöstlichen Teilnetzes. Diese sind höher als der Gesamtbedarf der deutschen Regionen im nordöstlichen Teilnetz nach Abbildung 54. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die maximalen Bedarfe an Momentanreserve der einzelnen Netzgruppen zu unterschiedlichen Stunden auftreten und damit zu insgesamt höheren Gesamtbedarfen führen. Eine netzgruppenscharfe Bestimmung und Ausweisung der Bedarfe vernachlässigt Synergieeffekte bei der Bedarfsdeckung innerhalb eines Teilnetzes, führt immer zu einer tendenziellen Überschätzung der Bedarfe und wird nicht empfohlen. Während dieser Effekt für die kritischste Stunde nicht allzu stark ausgeprägt ist, führt dies bei Vernachlässigung der 88 kritischsten Stunden zu einer Überschätzung der Bedarfe von ca. 25 %.

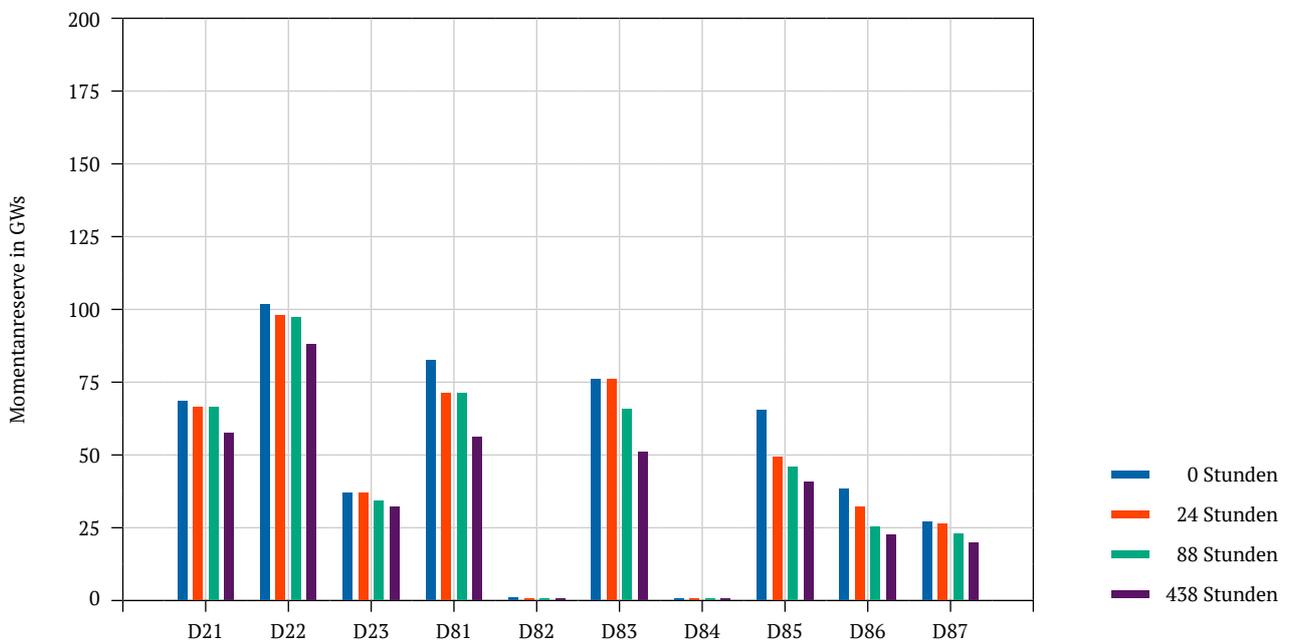
Abbildung 56, Abbildung 57 und Abbildung 58 zeigen die zusätzlichen negativen Momentanreservebedarfe für die deutschen Netzgruppen im nordöstlichen Teilnetz in den unterschiedlichen Szenarien. Insgesamt ist für alle Netzgruppen ein tendenzieller Anstieg der Bedarfe zu erkennen. Im Maximum steigen die Bedarfe für D22 von 90 GWs im BA24t+3 Szenario auf bis zu ca. 157 GWs im NEP 2037/2045 (2023) Szenario an.

Abb. 56 Negative Momentanreservebedarfe im BA24t+3 Szenario der nordöstlichen Netzgruppen abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der 2006er Netzauftrennung



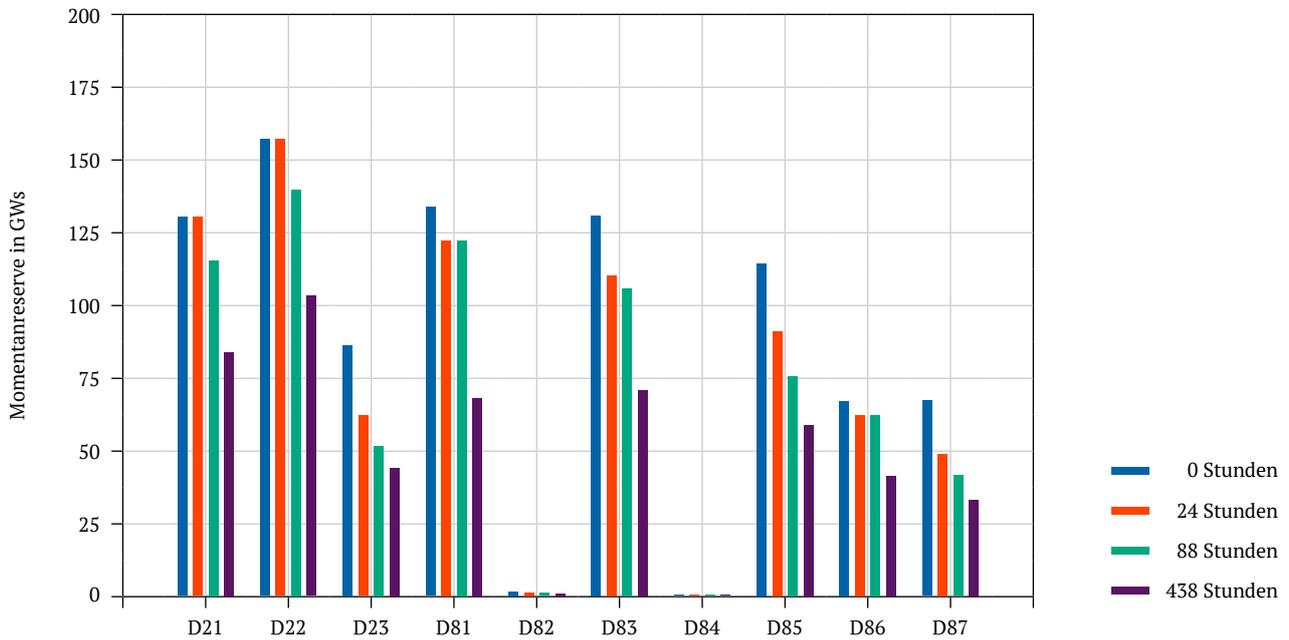
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 57 Negative Momentanreservebedarfe im LA2030 Szenario der nordöstlichen Netzgruppen abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der 2006er Netzauftrennung



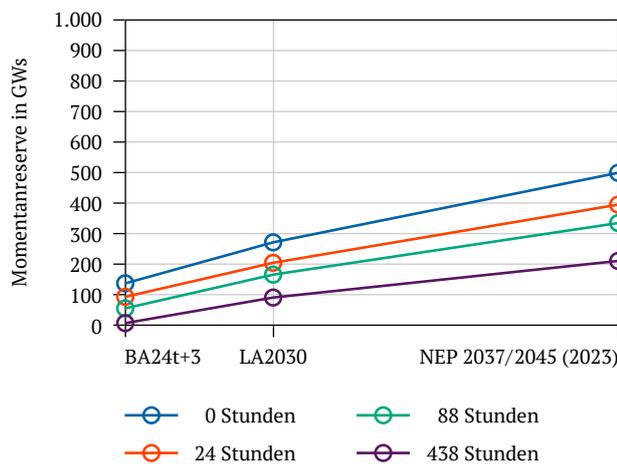
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 58 Negative Momentanreservebedarfe im NEP 2037/2045 (2023) Szenario der nordöstlichen Netzgruppen abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der 2006er Netzauftrennung



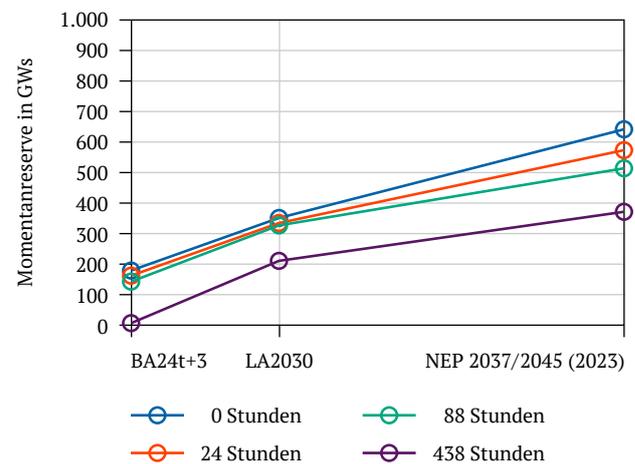
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 59 Zusätzliche negative Momentanreservebedarfe Deutschlands abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

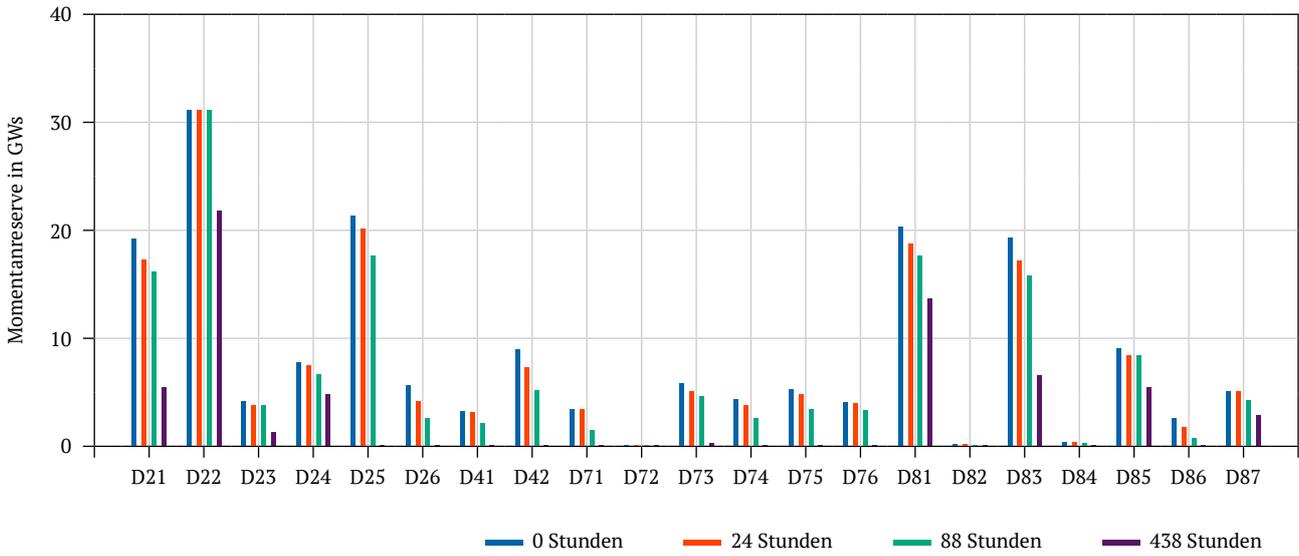
Abb. 60 Summe zusätzlicher negativer Momentanreservebedarfe der Netzgruppen Deutschlands abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

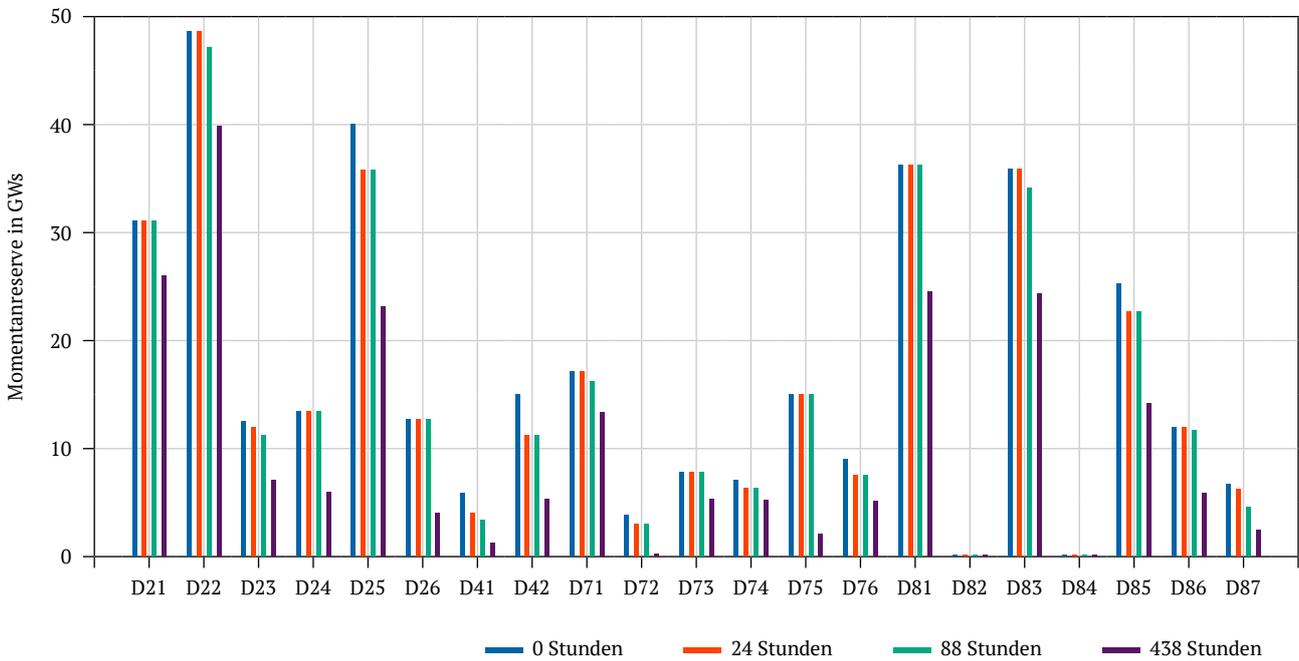
Für die Ermittlung der negativen Momentanreservebedarfe in den südwestlichen Netzgruppen wird zusätzlich die modifizierte Netzauftrennung nach Abbildung 41 betrachtet. In Abbildung 59 sind die zusätzlichen Bedarfe an negativer Momentanreserve in Deutschland abgebildet. In Abbildung 60 ist die Summe der maximalen negativen Momentanreservebedarfe der einzelnen Netzgruppen darstellt. In Abbildung 61 bis Abbildung 63 sind die negativen Bedarfe netzgruppenscharf dargestellt. Auch aus dieser Netzauftrennung ergibt sich für die südwestlichen Netzgruppen ein (deutlich geringerer) Bedarf an negativer Momentanreserve.

Abb. 61 Negative Momentanreservebedarfe im BA24t+3 Szenario der Netzgruppen abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



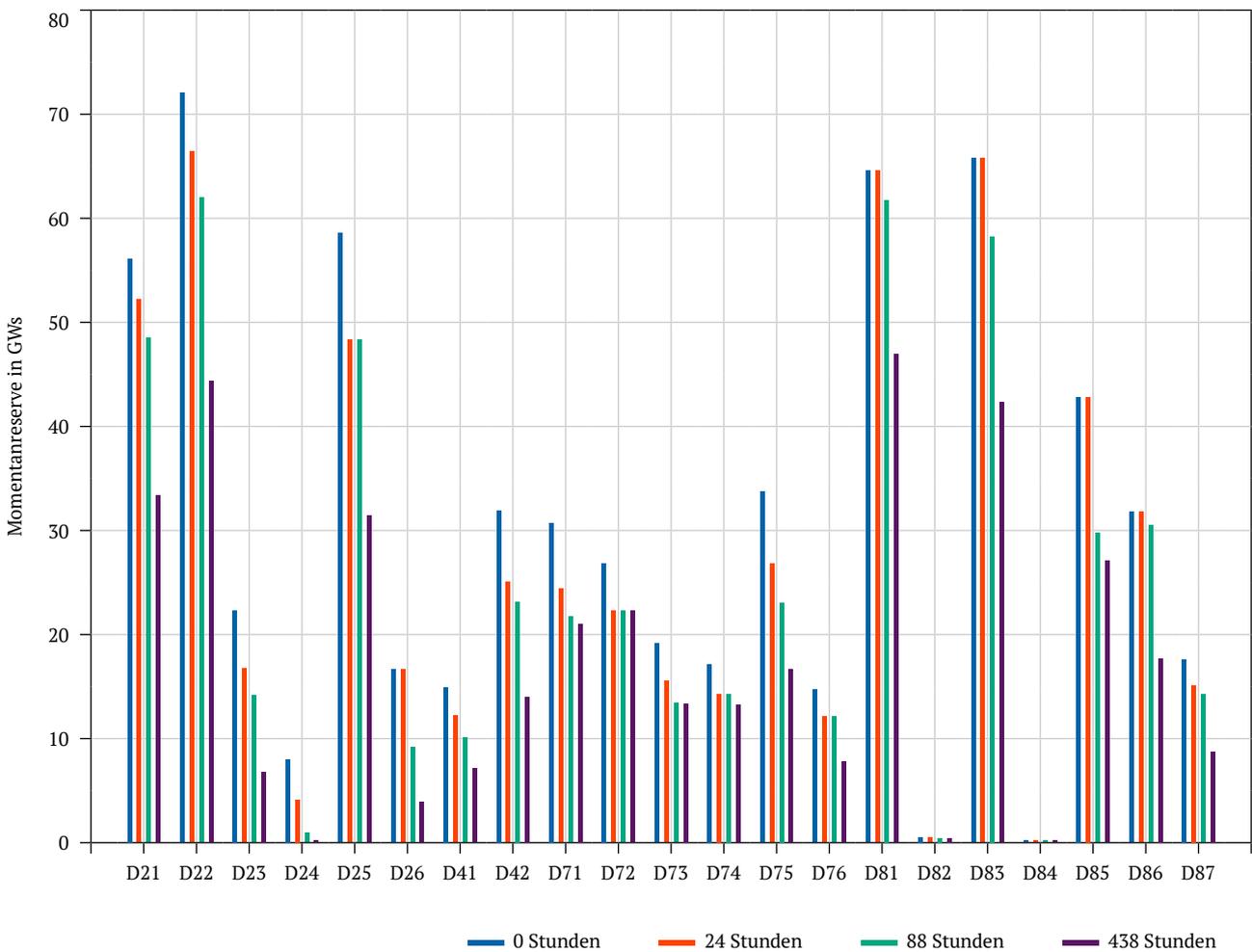
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 62 Negative Momentanreservebedarfe im LA2030 Szenario der Netzgruppen abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

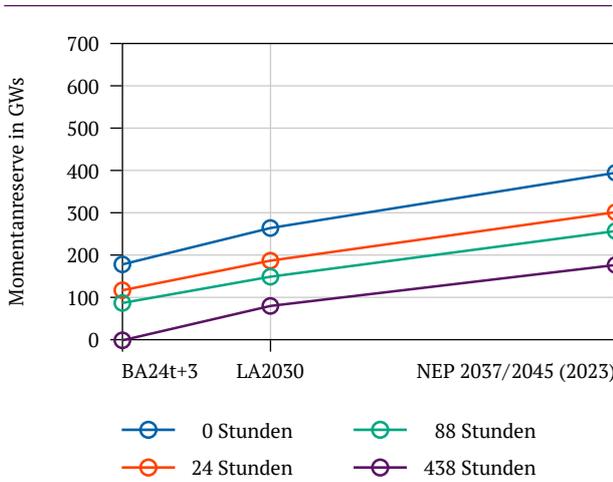
Abb. 63 Negative Momentanreservebedarfe im NEP 2037/2045 (2023) Szenario der Netzgruppen abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

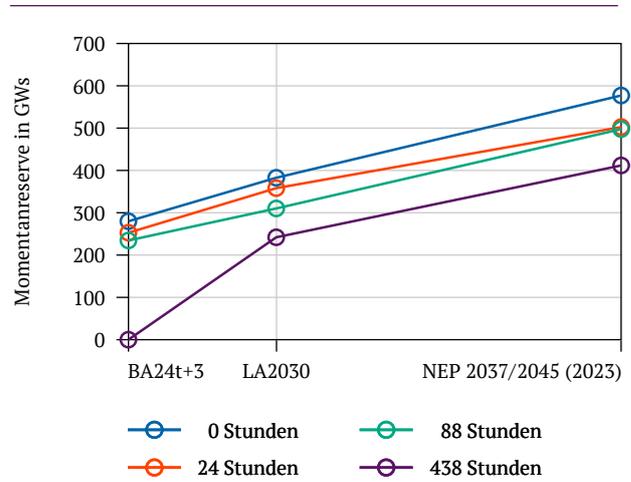
Abbildung 64 und Abbildung 65 zeigen analog die zusätzlichen Bedarfe an positiver Momentanreserve in Deutschland für die auslegungsrelevante Netzauftrennung für Unterfrequenz nach Abbildung 41. Auch hier ist bei Vernachlässigung der 24 kritischsten Stunden in Deutschland eine deutliche Reduktion der zusätzlichen Momentanreservebedarfe sichtbar. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass die Überschätzung bei einer netzgruppenscharfen Ausweisung der Bedarfe an Momentanreserve deutlich stärker ausfällt als bei der negativen Momentanreserve.

Abb. 64 Zusätzliche positive Momentanreservebedarfe Deutschlands abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

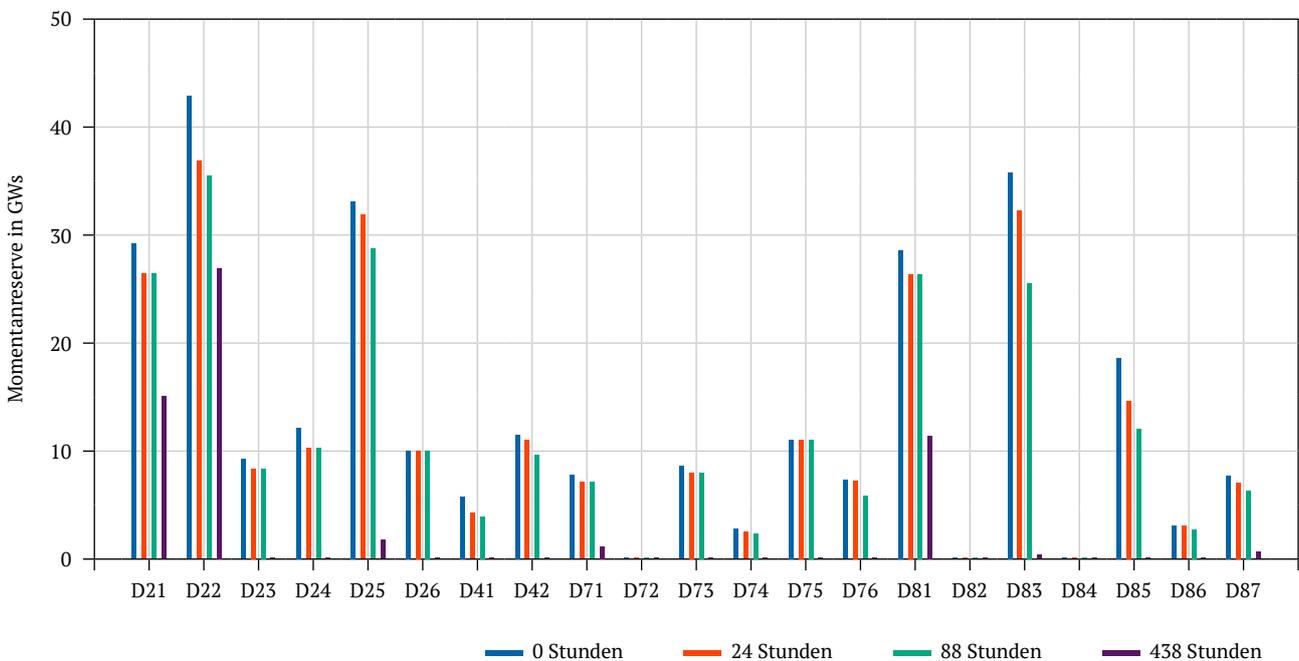
Abb. 65 Summe zusätzlicher positiver Momentanreservebedarfe der Netzgruppen Deutschlands abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

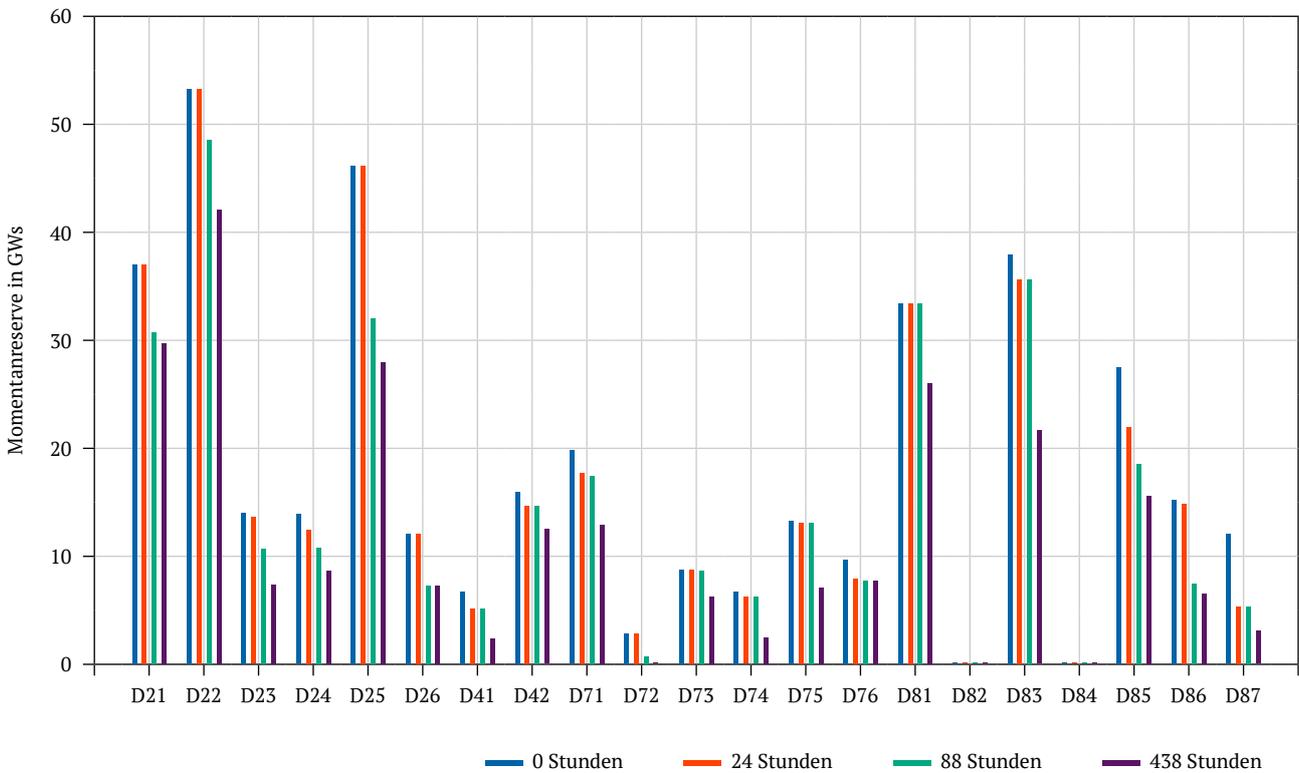
Abbildung 66, Abbildung 67 und Abbildung 68 zeigen jeweils netzgruppenscharf die zusätzlichen Bedarfe an positiver Momentanreserve.

Abb. 66 Positive Momentanreservebedarfe im BA24t+3 Szenario der Netzgruppen abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



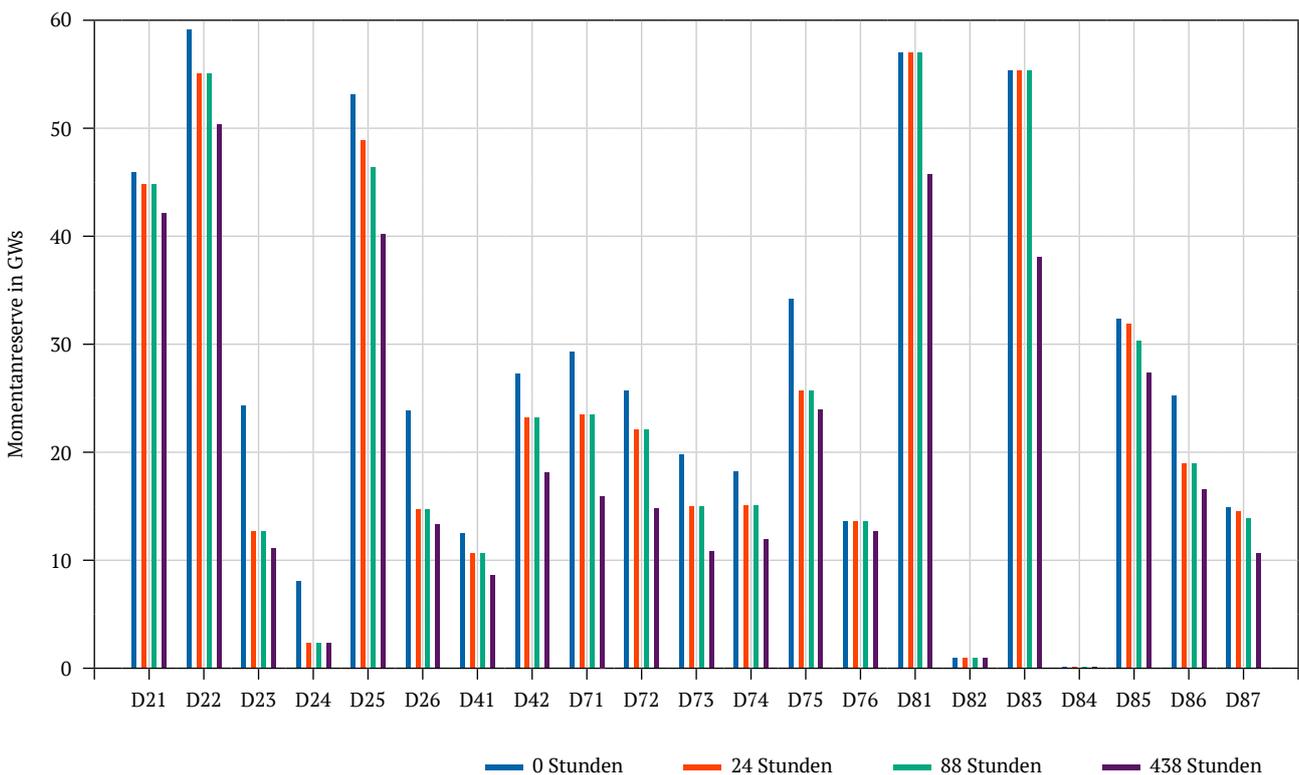
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 67 Positive Momentanreservebedarfe im LA2030 Szenario der Netzgruppen abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 68 Positive Momentanreservebedarfe im NEP 2037/2045 (2023) Szenario der Netzgruppen abzüglich verschiedener kritischer Stunden bei der modifizierten Netzauftrennung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.4 Bewertung der Ausbaupotentiale an Momentanreserve

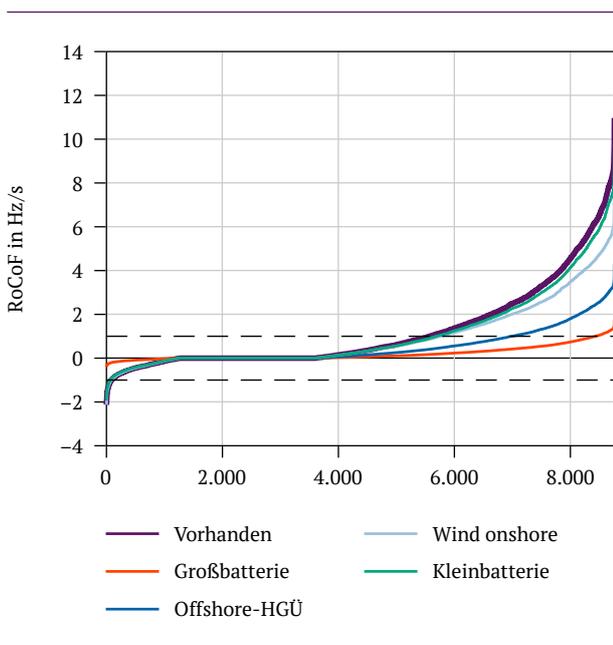
Basierend auf den im Kapitel 3.3.2.4 getroffenen Annahmen zur Bereitstellung positiver und negativer Momentanreserve einzelner Technologien widmet sich dieses Kapitel der Bewertung der Ausbaupotentiale für Momentanreserve im Hinblick auf die Beherrschbarkeit von Netzauftritten. Abbildung 70 und Abbildung 72 zeigen die Beiträge der betrachteten Technologien zur Momentanreserve für das optimistische Szenario im NEP 2037/2045 (2023).

Wie bereits im Kapitel 3.3.2.4 erläutert, wird erwartet, dass Großbatteriespeicher einen signifikanten Beitrag zur positiven und negativen Momentanreserve leisten (rot). Ein deutlich kleinerer Beitrag wird von Kleinbatteriespeicher erwartet (grün). Für Offshore-HGÜs wird durch Nutzung der eingebauten HGÜ-Chopper ein signifikanter Beitrag zur negativen Momentanreserve angenommen, welcher nur bei Überfrequenzsituationen wirksam ist (blau). Auch für Wind onshore wird nur ein kleiner Beitrag zur negativen Momentanreserve erwartet, welcher zudem vom Arbeitspunkt der Windkraftanlagen abhängig ist (hellblau).

In Abbildung 69 und Abbildung 71 ist der Einfluss der einzelnen Potentiale an Momentanreserve auf den resultierenden Frequenzgradienten der auslegungsrelevanten Netzauftritten für Über- und Unterfrequenz dargestellt. Grundsätzlich ist zu erkennen, dass ohne zusätzliche Momentanreserve im Überfrequenzfall Frequenzgradienten von über 10 Hz/s auftreten können, während für den Unterfrequenzfall maximale Frequenzgradienten von ca. -3 Hz/s zu erkennen sind (lila Kurven). Durch die Nutzung der zukünftigen Potentiale an Momentanreserve können sowohl die maximal auftretenden Frequenzgradienten als auch die Anzahl der nicht beherrschten Stunden deutlich reduziert werden.

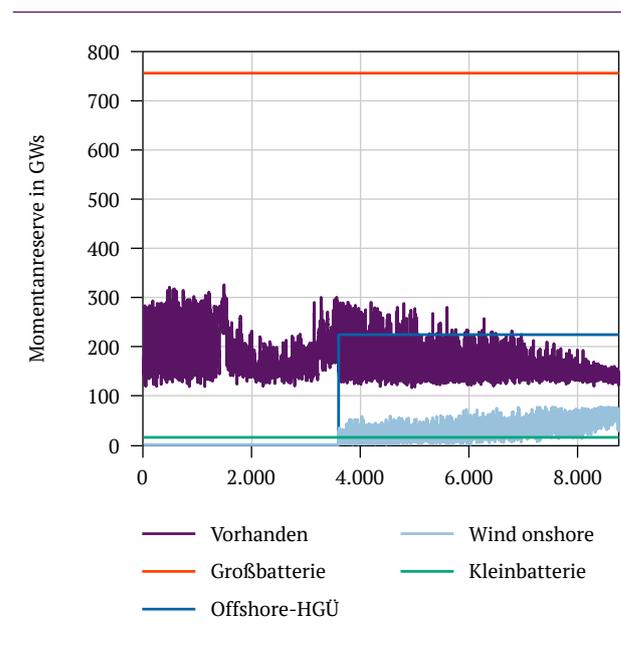
Wie im Kapitel 3.3.3 beschrieben, sind die Bedarfe an positiver Momentanreserve für die Beherrschung des auslegungsrelevanten Unterfrequenzszenarios generell geringer als die negativen Momentanreservebedarfe. Dies liegt zum einen daran, dass die Leistungsimporte nach Deutschland geringer ausfallen als die Leistungstransporte innerhalb Deutschlands von Nord nach Süd. Zusätzlich ist aufgrund des größeren Teilnetzes (Gesamtdeutschland im nordöstlichen Teilnetz) eine höhere Momentanreserve verfügbar. Auch die zukünftigen Momentanreservepotentiale werden dadurch größer, da in dem entstehenden Teilnetz mehr Anlagen installiert werden.

Abb. 69 RoCoF bei auslegungsrelevanter Netzauftritt Überfrequenz für optimistisches Entwicklungsszenario im NEP 2037/2045 (2023)



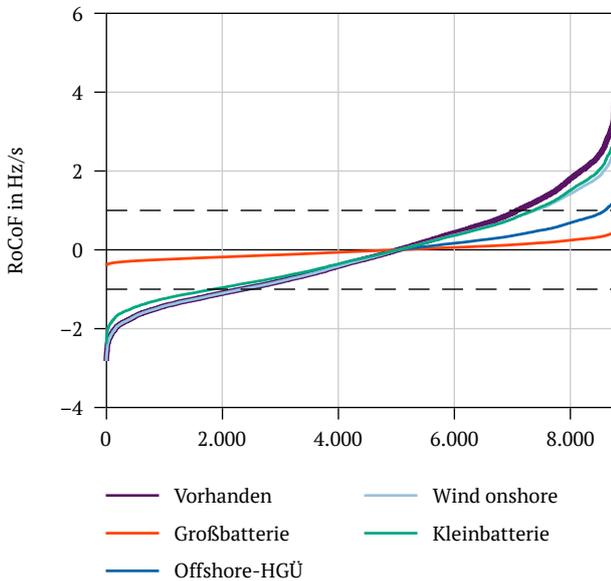
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 70 Beiträge einzelner Technologien zur Momentanreserve im nordöstlichen Teilnetz für optimistisches Entwicklungsszenario im NEP 2037/2045 (2023)



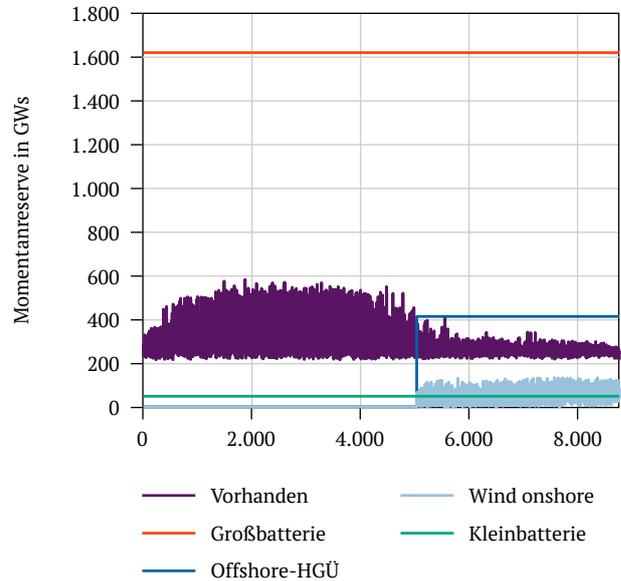
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 71 RoCoF bei auslegungsrelevanter Netzauf-trennung Unterfrequenz für optimistisches Entwicklungsszenario im NEP 2037/2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 72 Beiträge einzelner Technologien zur Momentanreserve in Deutschland für optimistisches Entwicklungsszenario im NEP 2037/2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

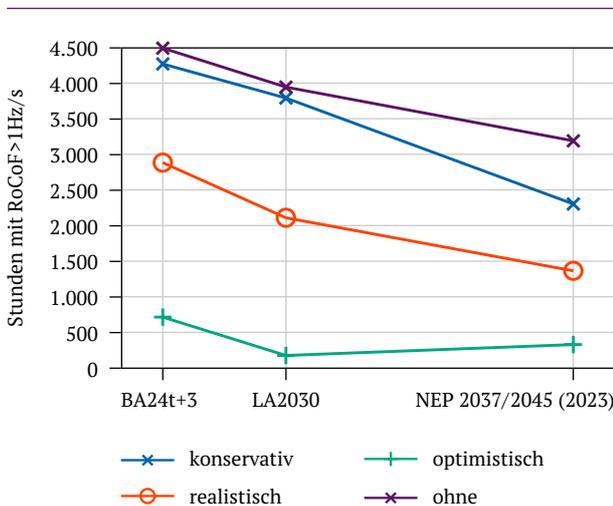
In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Beiträge der unterschiedlichen Technologien zur negativen und positiven Momentanreserve betrachtet. Hierbei werden die drei eingeführten Szenarien für die Ausbaupotentiale für Momentanreserve sowie die drei untersuchten Szenarien BA24t+3, LA2030 und NEP 2037/2045 (2023) berücksichtigt. Für die Bewertung der potentiellen Beiträge zur Momentanreserve wird für jedes Szenario (konservativ, realistisch, optimistisch) die Anzahl der Stunden mit einem betragsmäßigen Frequenzgradienten größer 1 Hz/s und damit die Anzahl der nicht beherrschten Stunden ausgewertet. Darüber hinaus wird vereinfacht ein theoretisches Redispatchvolumen bestimmt, welches zusätzlich notwendig wäre, um bei einer Unterdeckung der benötigten Momentanreserve den überregionalen Leistungstransport zu reduzieren und damit im Falle einer Netzauf-trennung den betragsmäßigen RoCoF auf maximal 1 Hz/s zu begrenzen. Hierfür findet keine detaillierte Redispatchberechnung statt, sondern es wird die abzuregelnde Jahresenergie berechnet. Ein netzbedingter Redispatch zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit ist in den Netzberechnungsergebnissen bereits berücksichtigt.

3.3.4.1 Negative Momentanreserve (Überfrequenz)

Großbatteriespeicher

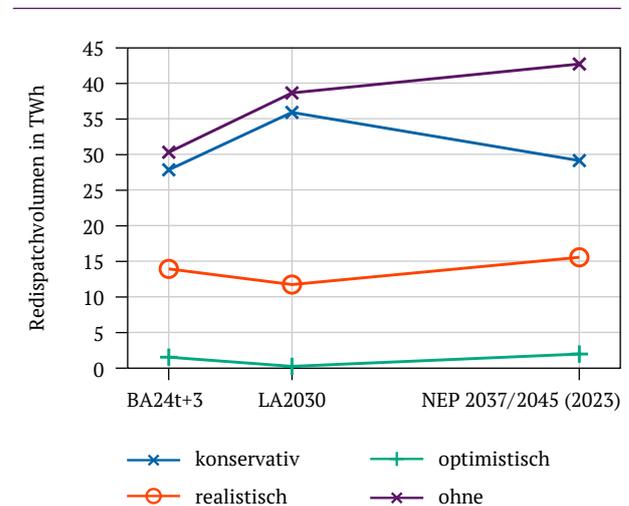
Für die nachfolgenden Betrachtungen wird angenommen (s. Kapitel 3.3.2.4), dass Großbatterien aufgrund ihrer hohen Speicherkapazität, dem Anschluss in der Hoch- und Höchstspannung sowie der weit fortgeschrittenen Entwicklung netz-bildender Regelungsverfahren den größten Beitrag zur negativen Momentanreserve beisteuern werden. Erste Beiträge zur Momentanreserve werden schon für 2027 erwartet. Abbildung 73 zeigt die Anzahl der nicht beherrschten Stunden in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios. Das konservative Szenario (blau) ist an die Zubauzahlen für Großbatteriespeicher in den Planungsprozessen angelehnt und weist insbesondere für die BA24t+3 und LA2030 geringe Potentiale auf. Aufgrund der aktuell vorliegenden Netzanschlussbegehren bei den ÜNB und der großen Dynamik bei Großbatteriespeicherprojekten wird davon ausgegangen, dass die Potentiale in diesem Szenario stark unterschätzt werden. Im realistischen Szenario wurden 50 % der aktuell vorliegenden Netzanschlussbegehren für Großbatteriespeicher mit hoher Umsetzungswahrscheinlichkeit berücksichtigt und für den NEP 2037/2045 (2023) extrapoliert. Für das optimistische Szenario wurden zudem noch mit Unsicherheit behaftete Netzanschlussbegehren berücksichtigt. Aufgrund dieser Annahmen zeigt Abbildung 73 im konservativen Szenario erst ab 2030 nennenswerte Auswirkungen auf die Anzahl der beherrschten Stunden. Dies ist aber nicht der Fähigkeit eines Momentanreservebeitrags an sich (s. Tabelle 6), sondern der konservativen Abschätzung des Zubaus geschuldet. Schon im realistischen Szenario sinkt die Anzahl der nicht beherrschten Stunden mit einem betragsmäßigen RoCoF über 1 Hz/s auf 2.110 Stunden bis 2030 im Zeitraum der Bedarfsanalyse und auf 1.365 Stunden bis 2037. Im optimistischen Szenario kann nur mit dem potentiellen Momentanreservebeitrag aus Großbatterien die Anzahl nicht beherrschter Stunden bis 2030 auf 176 Stunden reduziert werden. Der leichte Anstieg auf 329 Stunden bis 2037 erklärt sich aus dem größeren Zubau von regenerativen Erzeugungsanlagen, der Inbetriebnahme von AC-Netzausbaumaßnahmen und damit weiter steigenden weiträumigen Transiten über das AC-Netz. Dies können auch die hohen Potentiale der Großbatteriespeicher nicht vollständig kompensieren.

Abb. 73 Stunden über 1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Großbatteriespeichern zur Momentanreserve



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 74 Redispatchvolumen zur Begrenzung des RoCoF auf 1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Großbatteriespeichern zur Momentanreserve

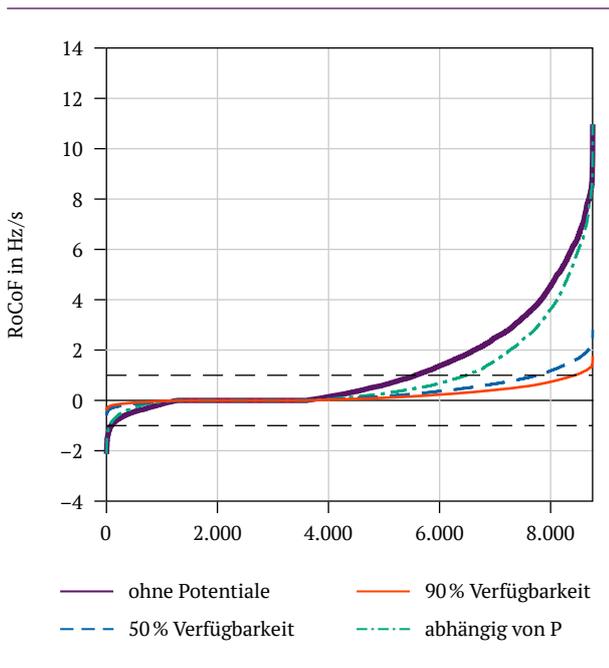


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Um eine Beherrschbarkeit der Netzauftrennung in den verbleibenden kritischen Stunden sicherzustellen und den betragsmäßigen RoCoF auf maximal 1 Hz/s zu begrenzen, müsste zusätzlich der Transit zwischen den Netzgebieten reduziert werden. Das hierfür benötigte theoretische Redispatchvolumen ist in Abbildung 74 als jährliche Energiemenge ausgewiesen. Ohne die Nutzung jeglicher Potentiale wäre im NEP 2037/2045 (2023) ein Redispatchvolumen von fast 45 TWh notwendig. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in großem Umfang der Leistungstransport im AC-Netz reduziert werden müsste. Zum Vergleich betrug das gesamte Redispatchvolumen zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit in 2023 lediglich etwa 34 TWh. Durch die konsequente Nutzung der Potentiale von Großbatteriespeichern kann das theoretische Redispatchvolumen im realistischen Szenario im gesamten betrachteten Zeitraum auf unter 15 TWh und bei optimistischen Annahmen sogar auf unter 2 TWh reduziert werden.

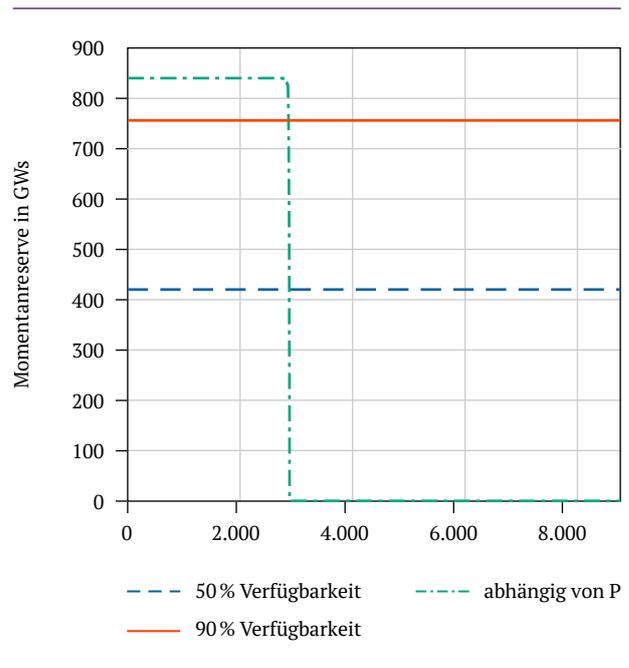
Das Potential für die Bereitstellung von Momentanreserve ist hochgradig von der Verfügbarkeit der Batteriespeicher abhängig, da die Beiträge zur Momentanreserve insbesondere in Stunden mit hohen Bedarfen benötigt werden. Dies verdeutlicht eine Gegenüberstellung von drei verschiedenen Anforderungen an die Verfügbarkeit von Batteriespeichern in Abbildung 76 (sortiert nach dem Beitrag zur Momentanreserve). In Abbildung 75 ist der Einfluss auf den daraus resultierenden Frequenzgradienten dargestellt. Ohne explizite Anforderungen an die Verfügbarkeit der Momentanreservebereitstellung durch den Batteriespeicher wird deutlich, dass die Momentanreserve vor allem in Stunden mit geringen Bedarfen bereitgestellt wird und die Anlagen ansonsten nicht am Netz sind. Dadurch stehen die Potentiale gerade in Situationen mit hohen Bedarfen an Momentanreserve nicht zur Verfügung. Bei einer Verfügbarkeit von 90 % über das gesamte Jahr – entsprechend dem Premiumprodukt im aktuellen Konzept für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve – zeigt sich ein sehr hohes und zuverlässiges Potential, wodurch auch die resultierenden Frequenzgradienten in kritischen Situationen deutlich reduziert werden können. Bei einer niedrigeren Verfügbarkeit von nur 50 % ist der Beitrag entsprechend geringer. Insbesondere in kritischen Netzsituationen muss daher eine hohe Verfügbarkeit der Momentanreserve sichergestellt werden. Ein Beitrag zur Momentanreservebereitstellung von Großbatterien sollte daher arbeitspunktunabhängig sein. Dies hat direkt zur Folge, dass Großbatterien auch dann Momentanreserve bereitstellen sollten, wenn diese eigentlich zur eigenen, wirtschaftlichen Optimierung und Vermeidung elektrischer Verluste abgeschaltet werden könnten. Zusätzliche Einschränkungen können sich aus der im Kapitel 3.3.2.4 erläuterten notwendigen Vorhaltung von Energie- und Leistungsreserven ergeben.

Abb. 75 RoCoF bei verschiedenen Verfügbarkeiten von Großbatteriespeichern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 76 Absteigend sortierter Momentanreservebeitrag von Großbatteriespeichern bei verschiedenen Verfügbarkeiten



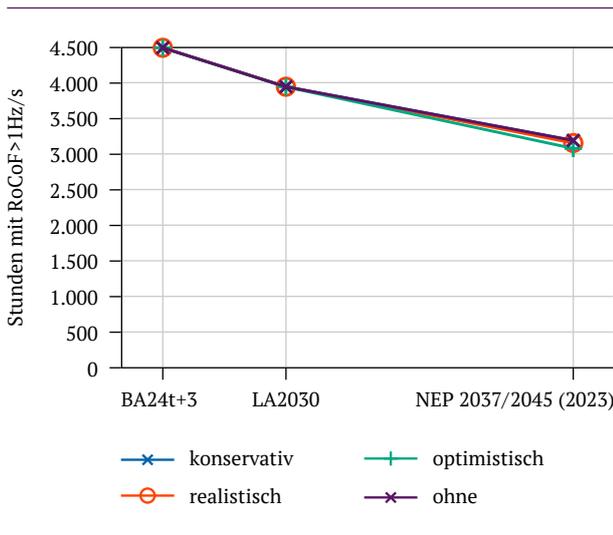
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kleinbatteriespeicher

Auch wenn mit einem hohen Zubau an Kleinbatteriespeichern gerechnet wird (vgl. Kapitel 3.3.2.4) werden diese in der Regel im Verteilnetz, oft in Kombination mit PV-Anlagen, angeschlossen. Aufgrund der Bedenken von Verteilnetzbetreibern (VNB) bezüglich ungewollter Inselnetzbildung und anderer Restriktionen im Verteilnetz wird das Potential von Kleinbatteriespeichern zur Bereitstellung von Momentanreserve daher eher als gering eingestuft. Wie in Abbildung 77 und Abbildung 78 zu sehen, kann lediglich im NEP 2037/2045 (2023) für das optimistische Szenario die Anzahl der nicht beherrschten Stunden um ca. 100 Stunden verringert werden. Auch das theoretische Redispatchvolumen beträgt lediglich rund 2 TWh.

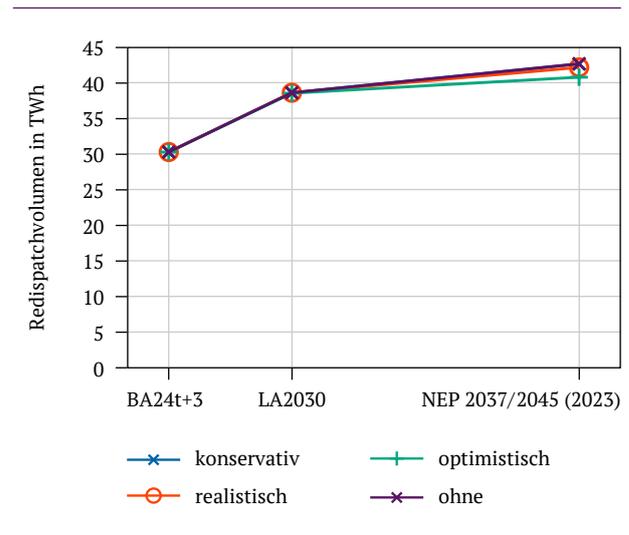
Aufgrund der in Kapitel 3.3.2.4 beschriebenen Restriktionen und der deshalb getätigten konservativen Annahmen bei Kleinbatteriespeichern ist erwartungsgemäß auch der mögliche Beitrag zur Momentanreserve gering. Dennoch ist zu empfehlen, die Potentiale der Kleinbatteriespeicher möglichst frühzeitig überall dort zu nutzen, wo es technisch möglich und sinnvoll ist. Neben dem anzunehmenden stetig größer werdenden Gesamtbeitrag zur Momentanreserve wird – auch bei geringen Potentialen bzw. Ausbauraten – gerade in Netzgebieten mit einer hohen Umrichterdurchdringung ein stabilisierender Effekt erwartet.

Abb. 77 Stunden über 1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Kleinbatteriespeichern zur Momentanreserve



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 78 Redispatchvolumen zur Begrenzung des RoCoF auf 1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Kleinbatteriespeichern zur Momentanreserve



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

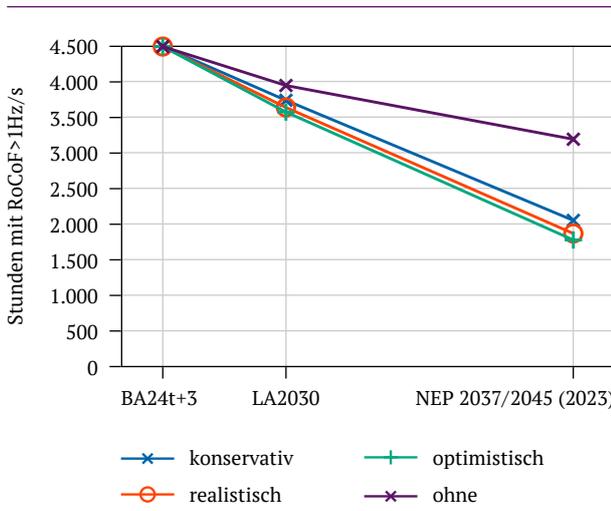
Offshore-HGÜ und daran angeschlossene Offshore-Windenergieanlagen

Offshore-HGÜ inkl. OWP haben ein hohes Potential für die Bereitstellung negativer Momentanreserve. Dies zeigen auch Abbildung 70 und Abbildung 72 (dunkelblau). Dies ist vor allem auf die Nutzung des Choppers im landseitigen Offshore-Konverter zurückzuführen. Diese Chopper-Widerstände, die elektrische Energie in Wärme umwandeln, sind so ausgelegt, dass sie die gesamte Nennleistung für mindestens 2 s aufnehmen können. Bei zukünftigen Offshore-HGÜ kann (in Überfrequenzfällen) nicht nur die offshore-seitig durch die WEA erzeugte Energie aufgenommen (und damit nicht mehr in das Onshore-Netz eingespeist) werden, sondern zusätzlich und zeitgleich auch eine Leistungsaufnahme aus dem Onshore-Netz erfolgen. Dadurch ergibt sich ein großes Potential an negativer Momentanreserve. Alternativ hierzu existieren auch erste Konzepte, um die überschüssige Leistung und Energie durch die Offshore-WEA auszugleichen, die hier aufgrund des geringeren Potentials nicht weiter betrachtet werden.

Da eine Energieabführung nur bei Überfrequenzereignissen sinnvoll ist, wurde die Darstellung so gewählt, dass das (negative) Momentanreservepotential nur in Stunden mit einem positiven Frequenzgradienten berücksichtigt wird. Dadurch ergeben sich die idealisierten (eckigen) Verläufe in Abbildung 70 und Abbildung 72.

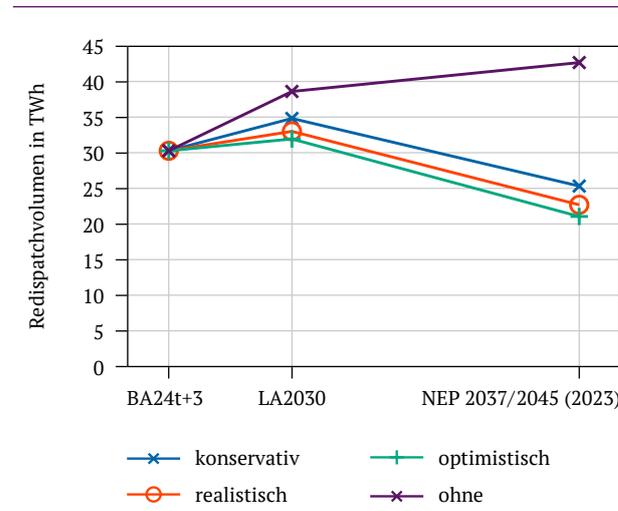
Da die Umsetzung der Offshore-HGÜ in der Hand der ÜNB liegt und es einen sehr konkreten zeitlichen Fahrplan für die Integration von Offshore-Wind gibt, liegen die Annahmen für alle drei Szenarien nahe beisammen. Mit einer Inbetriebnahme der ersten Offshore-HGÜ mit entsprechender netzbildender Regelung inklusive zusätzlichem Momentanreservebeitrag wird für 2028/2029 gerechnet, sodass für die BA24t+3 noch keine Potentiale angenommen werden können. Im NEP 2037 (2023) dagegen können die Stunden über 1 Hz/s um mehr als 1/3 reduziert werden. Auch der Redispatchbedarf, notwendig, um den Frequenzgradienten in den verbleibenden kritischen Stunden auf 1 Hz/s zu reduzieren, kann nahezu halbiert werden.

Abb. 79 Stunden über 1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Offshore-Wind zur Momentanreserve



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 80 Redispatchvolumen zur Begrenzung des RoCoF auf 1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Offshore-Wind zur Momentanreserve

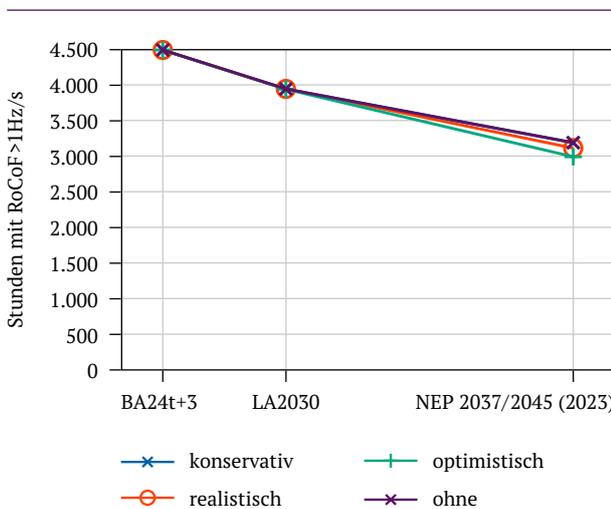


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Wind onshore

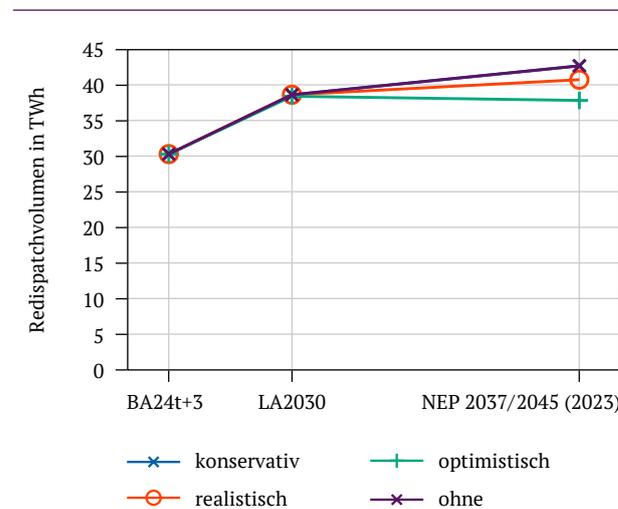
Im Gegensatz zu den im vorherigen Absatz beschriebenen Möglichkeiten der Offshore-HGÜ ist die Technik zur Bereitstellung von (negativer) Momentanreserve aus Onshore-WEA noch nicht ausgereift. Daher werden Potentiale erst für den NEP 2037/2045 (2023) angenommen. Denkbar ist eine Nutzung der in den Rotoren gespeicherten Rotationsenergie oder auch die Nutzung des meist sehr klein ausgelegten Choppers in der WEA. Bei Konzepten, die auf die in den Rotoren gespeicherte Rotationsenergie abzielen, sind die Potentiale zudem arbeitspunktabhängig, was eine zusätzliche Komplexität mit sich bringt. Weitere Unsicherheiten bei der Potentialabschätzung entstehen durch die variierenden Spannungsebenen des Netzanschlusses sowie die unterschiedlichen Konzepte der WEA (Vollumrichter oder doppelt gespeiste Asynchronmaschinen). Unter Berücksichtigung dieser Voraussetzungen, die sich auch in den Annahmen widerspiegeln, ist der zu erwartende Beitrag von Onshore-WEA zur Momentanreserve gering, wie auch anhand der nicht beherrschten Stunden in Abbildung 81 und des zusätzlich benötigten theoretischen Redispatchvolumens in Abbildung 82 deutlich wird.

Abb. 81 Stunden über 1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Onshore-Wind zur Momentanreserve



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 82 Redispatchvolumen zur Begrenzung des RoCoF auf 1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Onshore-Wind zur Momentanreserve



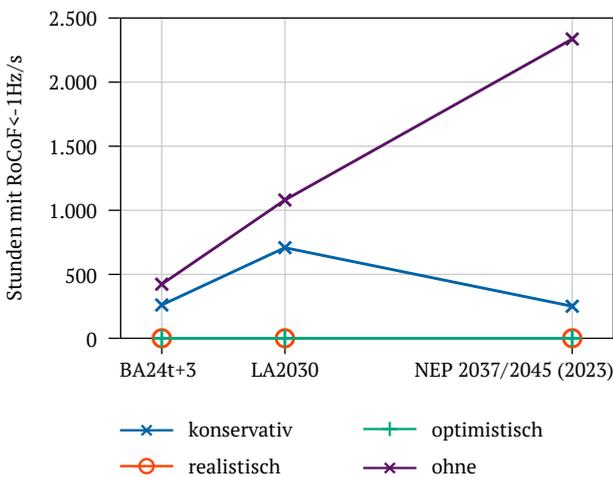
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.4.2 Positive Momentanreserve (Unterfrequenz)

Großbatteriespeicher

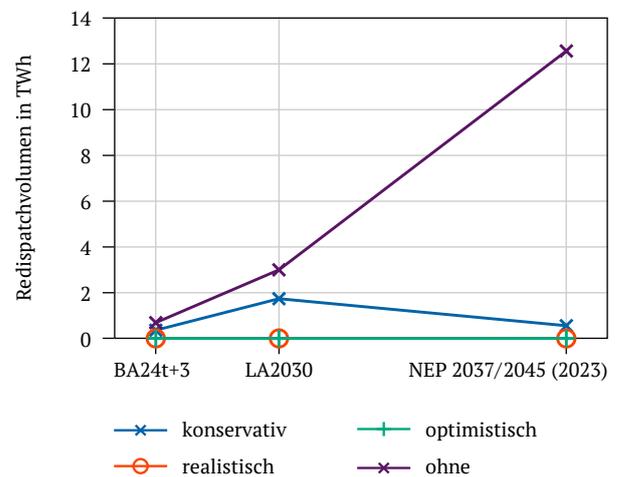
Gemäß den getätigten Annahmen wird davon ausgegangen, dass Großbatteriespeicher im gleichen Maße positive und negative Momentanreserve bereitstellen können. In Abbildung 83 ist zu erkennen, dass schon bei sehr konservativen Annahmen (blau) die Stunden mit einem Frequenzgradienten kleiner -1 Hz/s deutlich reduziert werden können. Auch das Redispatchvolumen (s. Abbildung 84) wird in allen Szenarien auf unter 2 TWh reduziert. In den Szenarien mit realistischen Annahmen und optimistischen Annahmen kann der RoCoF in allen Stunden über -1 Hz/s gehalten werden und damit alle Stunden beherrscht werden. Ein zusätzliches Redispatchvolumen zur Reduktion des Leistungstransits ist in diesen Szenarien daher nicht notwendig. Den Berechnungen folgend wäre allein die konsequente Nutzung der Momentanreservepotentiale von Großbatteriespeichern ausreichend, um den Bedarf an positiver Momentanreserve zur Beherrschung des auslegungsrelevanten Unterfrequenzszenarios in allen Stunden zu decken. Nichtsdestotrotz werden auch die Potentiale der anderen Technologien zur Bereitstellung positiver Momentanreserve in den nächsten Kapiteln kurz ausgeführt.

Abb. 83 Stunden unter -1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Großbatteriespeichern zur Momentanreserve



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 84 Redispatchvolumen zur Begrenzung des RoCoF auf -1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Großbatteriespeichern zur Momentanreserve

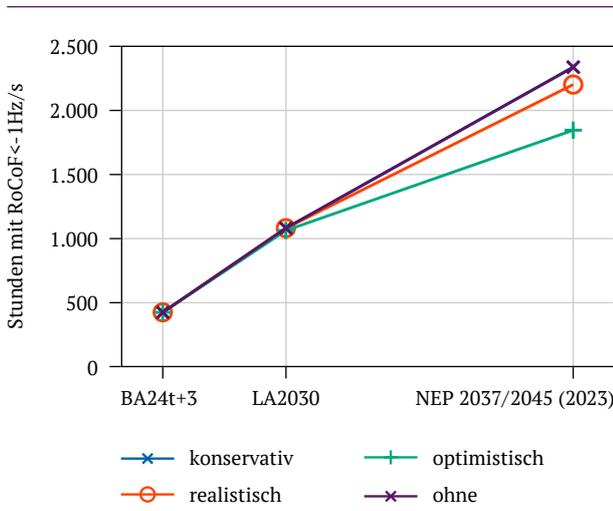


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kleinbatteriespeicher

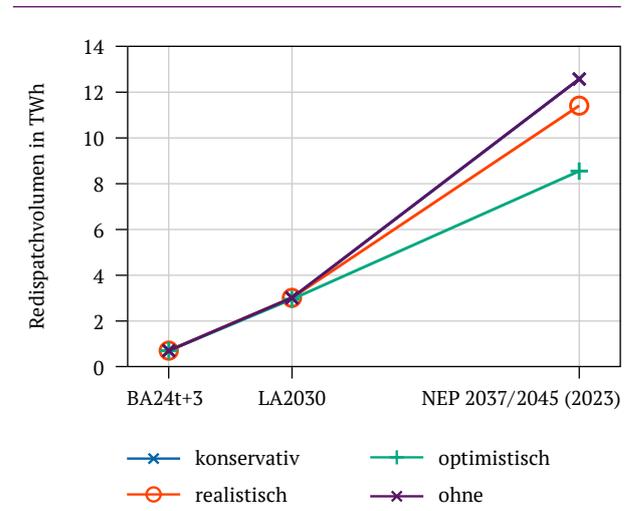
Neben Großbatteriespeichern sind auch Kleinbatteriespeicher grundsätzlich in der Lage, positive Momentanreserve bereitzustellen. Wie schon im Unterfrequenzfall ist trotz der sehr geringen Potentiale auch hier ein positiver Beitrag von Kleinbatterien erkennbar. Abbildung 85 und Abbildung 86 zeigen bei realistischen und optimistischen Annahmen eine geringe Abnahme der Stunden mit einem RoCoF unter -1 Hz/s bzw. eine Reduktion des theoretisch erforderlichen Redispatchvolumens zur Begrenzung des Leistungstransits.

Abb. 85 Stunden unter -1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Kleinbatteriespeichern zur Momentanreserve



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 86 Redispatchvolumen zur Begrenzung des RoCoF auf -1 Hz/s bei verschiedenen Beiträgen von Kleinbatteriespeichern zur Momentanreserve



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Wind onshore und Wind offshore

Für die positive Momentanreserve werden keine wesentlichen Beiträge von Offshore- und Onshore-WEA erwartet. Grundsätzlich sind Konzepte zur Bereitstellung positiver Momentanreserve durch die Nutzung der Rotationsenergie der WEA, z. B. durch einen dauerhaften Betrieb unterhalb des optimalen Betriebspunktes, denkbar. Eine Bereitstellung von positiver Momentanreserve wäre aus Systemsicht positiv und sollte weiterverfolgt werden. Da für derartige Betriebsweisen bisher weder die Wirtschaftlichkeit nachgewiesen noch technische ausgereifte Anlagenkonzepte bekannt sind, werden diese hier vorerst nicht berücksichtigt.

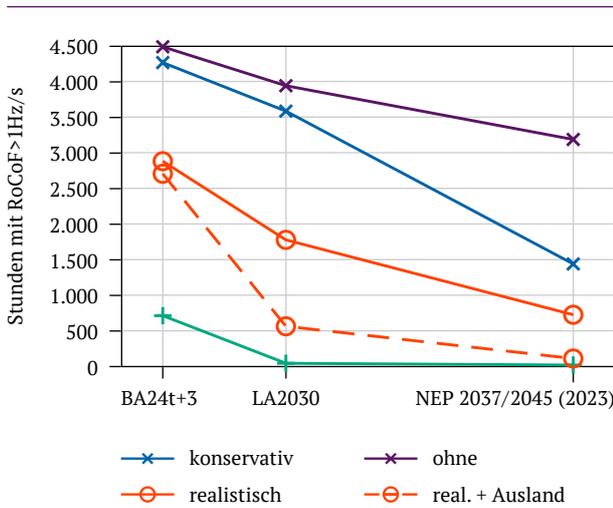
3.3.4.3 Gesamtbewertung

Im folgenden Kapitel wird eine Gesamtbewertung der betrachteten Entwicklungsszenarien durch Gegenüberstellung der nicht beherrschten Stunden und dem zusätzlich benötigten, theoretischen Redispatchvolumen durchgeführt. Hierzu werden für die entsprechenden Szenarien alle Potentiale aus Groß- und Kleinbatteriespeichern sowie Onshore-WEA und Offshore-HGÜ inkl. OWP berücksichtigt.

Abbildung 87 zeigt die Anzahl der nicht beherrschten Stunden, also Stunden mit einem betragsmäßigem RoCoF größer als 1 Hz/s, in Abhängigkeit der drei Entwicklungsszenarien für den Überfrequenzfall. Für das realistische und optimistische Szenario ist zu erkennen, dass die Anzahl der nicht beherrschten Stunden insbesondere ab 2030 stark reduziert werden.

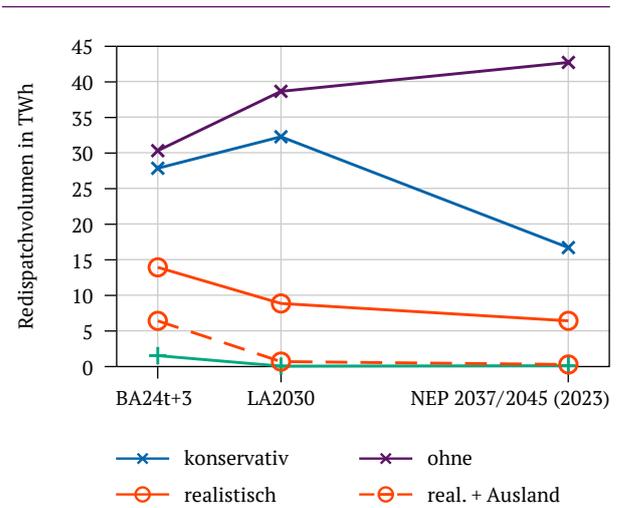
Während bei realistischer Abschätzung der Potentiale noch 1.780 kritische Stunden in der LA2030 und 728 kritischer Stunden im NEP 2037/2045 (2023) verbleiben, können die nicht beherrschten Stunden bei optimistischer Abschätzung der Potentiale auf 46 Stunden in der LA2030 und 21 Stunden im NEP 2037/2045 (2023) reduziert werden. Die verbleibenden nicht beherrschten Stunden für das realistische Szenario sind vor allem auf Bedarfe an Momentanreserve der europäischen Nachbarländer zurückzuführen. Dies wird deutlich, wenn eine Deckung der Bedarfe im Ausland (siehe realistisches Szenario inkl. Ausland) angenommen wird. In diesem Fall können für das realistische Szenario die kritischen Stunden in der LA2030 auf 566 Stunden und im NEP 2037/2045 (2023) auf 113 Stunden (entspricht ca. 1,2 % der Stunden des Jahres) weiter reduziert werden. Es ist folglich wichtig, dass auch Potentiale im Ausland gehoben werden, um das Risiko weiter zu minimieren. Daher sollte auch auf europäischer Ebene weiter für die Problematik sensibilisiert werden und nach Möglichkeit eine verbindliche Regelung für die Deckung der Bedarfe geschaffen werden (s. Handlungsempfehlung 35 – „Festlegung von Auslegungskriterien für die Beherrschung von Netzauftrennungen“).

Abb. 87 Nicht beherrschte Stunden bei Ausnutzung aller Potentiale beim Überfrequenzereignis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 88 Redispatchvolumen zur Begrenzung des RoCoF auf 1 Hz/s bei Nutzung aller Potentiale beim Überfrequenzereignis

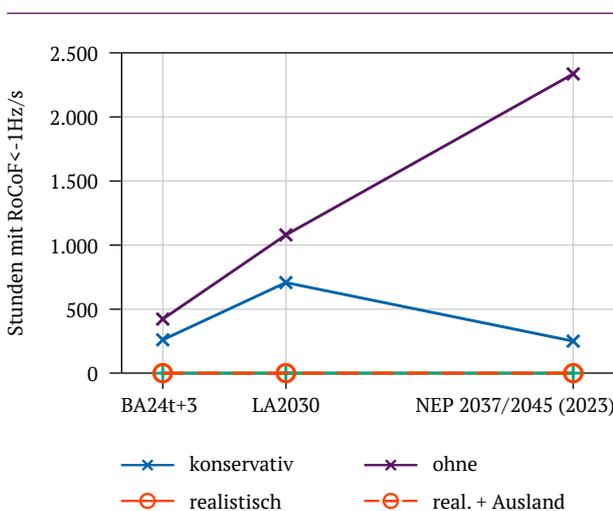


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 88 zeigt in Abhängigkeit der betrachteten Szenarien das zusätzlich benötigte, theoretische Redispatchvolumen zur Reduktion der Leistungstransite und somit zur Sicherstellung einer Beherrschbarkeit der betrachteten Netzauftrennungen. Durch die Reduzierung der nicht beherrschten Stunden, in denen ein derartiger Redispatch eingesetzt werden würde, sinkt allgemein auch das benötigte Redispatchvolumen. Für das realistische (inkl. Ausland) und optimistische Szenario verbleibt für den NEP 2037/2045 (2023) Szenario ein Redispatchvolumen von 0,27 TWh bzw. 0,09 TWh.

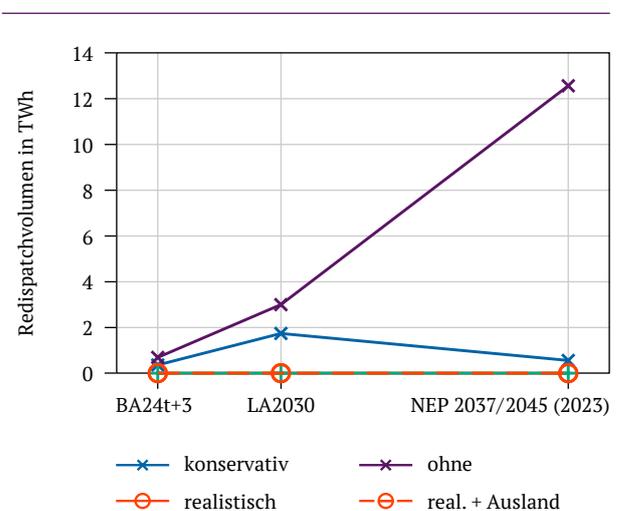
Für den Unterfrequenzfall kann bei konsequenter Nutzung der Potentiale das Risiko für eine potentielle Netzauftrennung schon bei realistischen Annahmen so weit reduziert werden, dass der Frequenzgradient in allen Stunden über -1 Hz/s liegt (s. Abbildung 89). Folglich ist auch kein zusätzlicher Redispatch in Abbildung 90 zu erkennen. Selbst für das pessimistische Szenario kann der Anstieg an kritischen Stunden deutlich reduziert werden und das notwendige Redispatchvolumen um einen RoCoF über -1 Hz/s in jeder Stunde zu erreichen auf unter 2 TWh reduziert werden.

Abb. 89 Nicht beherrschte Stunden bei Ausnutzung aller Potentiale beim Unterfrequenzereignis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

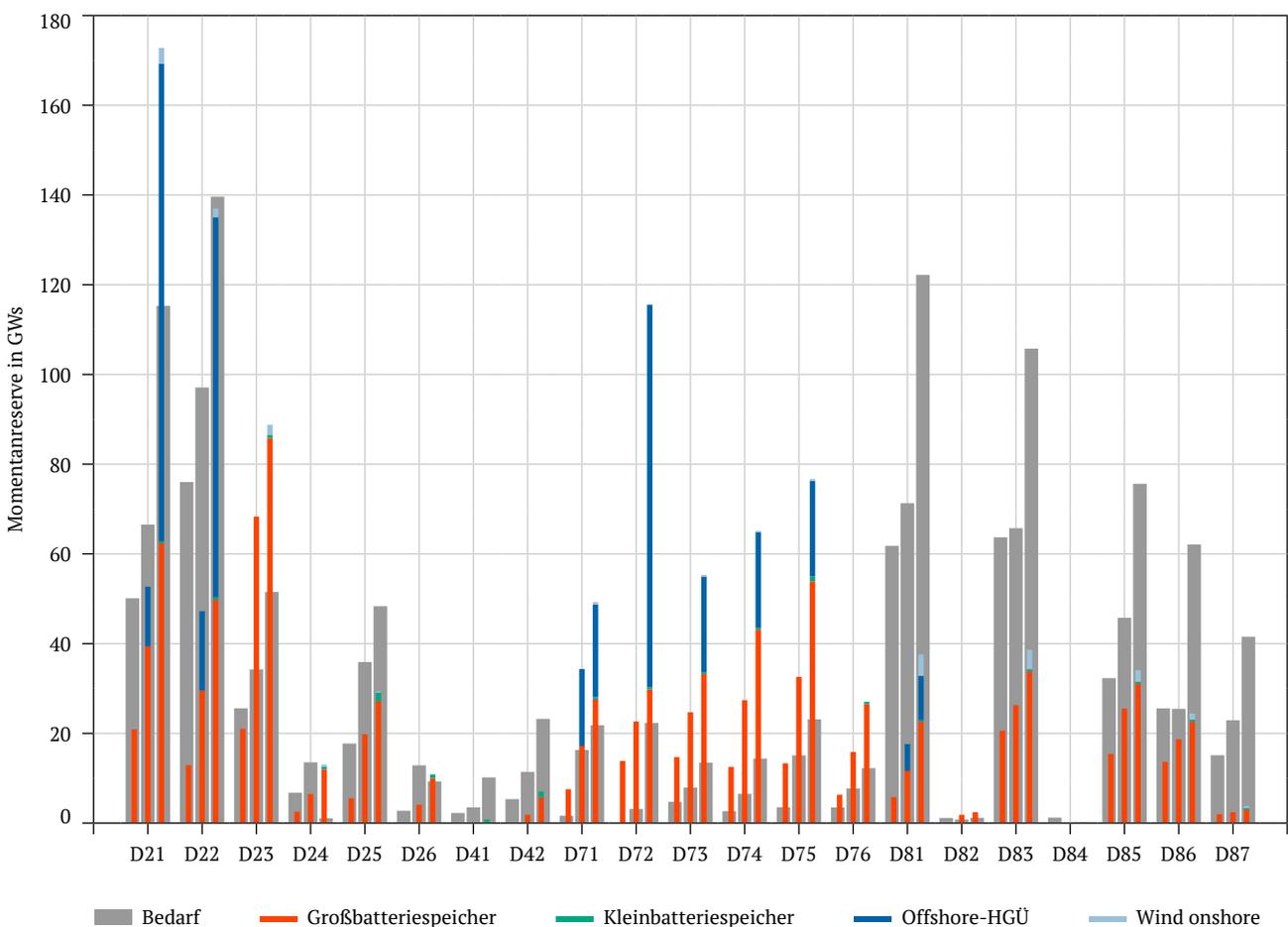
Abb. 90 Redispatchvolumen zur Begrenzung des RoCoF auf 1 Hz/s bei Nutzung aller Potentiale beim Unterfrequenzereignis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Neben einer Bewertung der zeitlichen Entwicklung wird im Folgenden die örtliche Verteilung der Bedarfe und Potentiale diskutiert. Abbildung 91 zeigt eine Gegenüberstellung von realistischen Potentialen und Bedarfen (bei Vernachlässigung der 88 kritischsten Stunden) für die negative Momentanreserve. Hierbei werden nur die Bedarfe der deutschen Netzgruppen betrachtet (vgl. Kapitel 3.3.3), die anhand der jeweils auslegungsrelevanten Netzauftrennung bestimmt wurden. Für jede Netzgruppe sind Bedarfe und Potentiale für die drei betrachteten Szenarien BA24t+3, LA2030 und NEP 2037/2045 (2023) dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Bedarfe, wie im Kapitel 3.3.3 beschrieben, für jede Netzgruppe einzeln ausgewiesen werden und sich dadurch höhere Gesamtbedarfe ergeben können als bei Betrachtung des gesamten Teilnetzes. Für die Regionen D81, D83 und D87 (vgl. Abbildung 39) ist zu erkennen, dass die verfügbaren Potentiale nicht ausreichen, um die netzgruppenscharfen Bedarfe zu decken. In den benachbarten Regionen D21–D23 übersteigen wiederum die Potentiale die Bedarfe teilweise, da in diesen Netzgruppen zahlreiche Offshore-HGÜs geplant sind und in Zukunft in Betrieb genommen werden. Diese Synergien zur Deckung der Bedarfe sollten unbedingt genutzt werden. Eine Ausweisung der regionalen Bedarfe ist folglich nur bedingt möglich, da derartige Synergien ansonsten unberücksichtigt bleiben würden. Dennoch ist eine regionale Komponente bei der Ausweisung der Bedarfe zu berücksichtigen, da nur die Netzregionen innerhalb des gleichen Teilnetzes bei einer Netzauftrennung sich gegenseitig bei der Deckung der Momentanreservebedarfe unterstützen können.

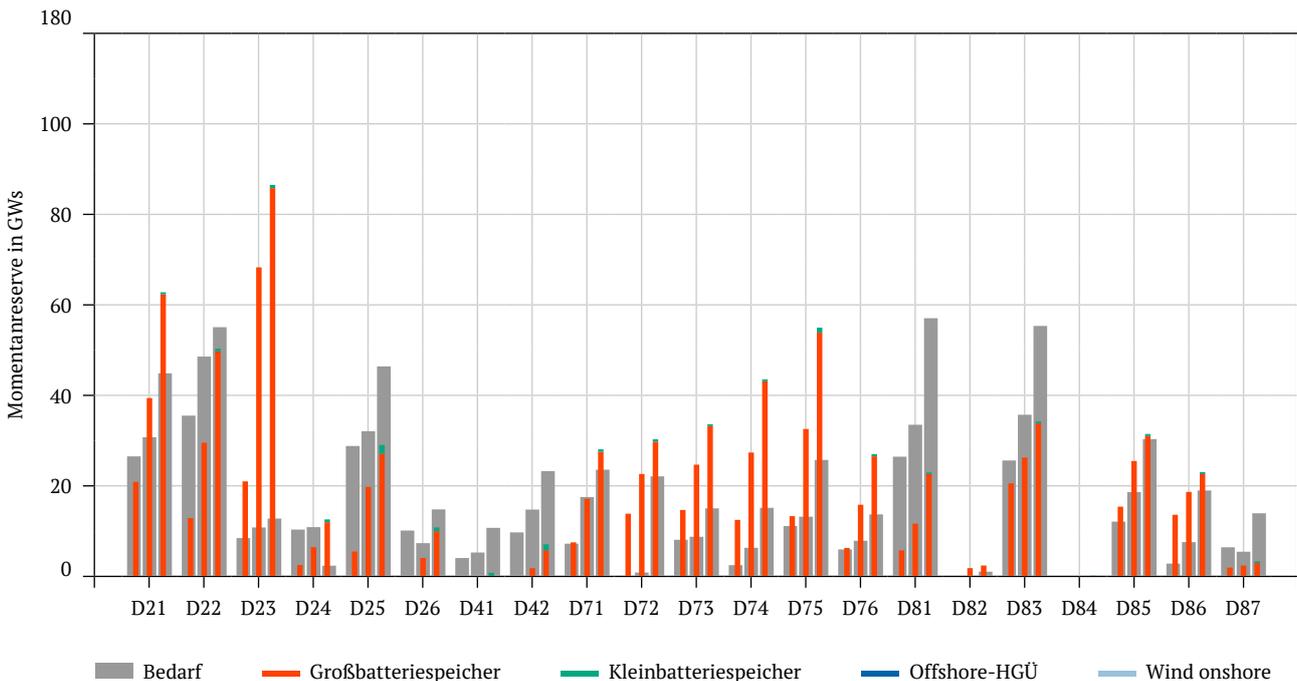
Abb. 91 Realistische Potentiale und Bedarfe bei Vernachlässigung der 1 % Worst-Case-Stunden für negative Momentanreserve in den deutschen Netzregionen für BA24t+3 (jeweils linker Balken), LA2030 (jeweils mittlerer Balken) und NEP 2037/2045 (2023) (jeweils rechter Balken) Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 92 sind analog die Potentiale und Bedarfe der deutschen Netzregionen für die positive Momentanreserve dargestellt. Auch hier existieren einzelne Netzgruppen, in denen die Potentiale nicht ausreichen, um die identifizierten Bedarfe an Momentanreserve zu decken. In anderen Netzgruppen wiederum übersteigen Potentiale den Bedarf, sodass der gesamte Bedarf an positiver Momentanreserve in Deutschland gedeckt werden kann. Auch hier zeigt sich daher, dass eine Ausweisung der regionalen Bedarfe nur bedingt möglich ist und nicht dazu führen sollte, dass verfügbare Potentiale nicht gehoben werden, da ansonsten die Gesamtbedarfe an Momentanreserve möglicherweise nicht gedeckt werden können.

Abb. 92 Realistische Potentiale und Bedarfe bei Vernachlässigung der 1 % Worst-Case-Stunden für positive Momentanreserve in den deutschen Netzregionen für BA24t+3 (jeweils linker Balken), LA2030 (jeweils mittlerer Balken) und NEP 2037/2045 (2023) (jeweils rechter Balken) Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.5 Bewertung der Ergebnisse im Hinblick auf die Festlegung übergeordneter Resilienzanforderungen im Rahmen des Prozesses V1 der Roadmap Systemstabilität

Die Roadmap Systemstabilität zeigt die erforderlichen Maßnahmen und Prozesse für die Erreichung eines stabilen Betriebs mit 100 % erneuerbaren Energien auf. Diese beinhaltet u. a. die „Festlegung übergeordneter Resilienzanforderungen des Systems“ im Rahmen des Roadmap Prozesses V1. Diese Resilienzanforderungen dienen u.a. als Grundlage für die Festlegung auslegungsrelevanter Fälle im Rahmen der Bestimmung von Systembedarfen (Roadmap Prozess F4).

Insbesondere für die Frequenzstabilität und die Bestimmung von Systembedarfen an Momentanreserve zeigt sich die Notwendigkeit für die Festlegung auslegungsrelevanter Fälle, da die berücksichtigten Störfälle einen großen Einfluss auf die Systembedarfe haben. So besteht für ein intaktes Verbundsystem perspektivisch kein Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve. Unterschiedliche Netzaufteilungen führen hingegen zu stark unterschiedlichen Systembedarfen an Momentanreserve (s. [6] Kapitel 3.2.1).



Die vorangegangenen Analysen und Ergebnisse sollen für den weiteren Roadmap Prozess als Diskussions- und Entscheidungsgrundlage für die Festlegung übergeordneter Resilienzanforderungen dienen. Aus Komplexitätsgründen fand keine Variation der betrachteten Netzauftrennungen statt. Stattdessen wurde jeweils eine charakteristische Netzauftrennung für Überfrequenz bzw. negative Momentanreserve sowie Unterfrequenz bzw. positive Momentanreserve herangezogen. Zusätzlich wurden für die zwei untersuchten Netzauftrennungen (für Über- und Unterfrequenz) jeweils drei Szenarien für den Ausbau von Momentanreserve betrachtet, die jeweils unterschiedliche Systemrobustheiten zur Folge haben. Hierbei zeigt sich, dass die Bedarfe an Momentanreserve unter Berücksichtigung realistischer Annahmen gedeckt werden können (s. Kapitel 3.3.4.3). Unter der Voraussetzung, dass auch im Ausland eine Bedarfsdeckung erfolgt, kann bis 2037 in ca. 99 % der Stunden (entspricht 88 nicht beherrschten Stunden pro Jahr) eine Beherrschbarkeit der hier betrachteten Netzauftrennungen sichergestellt werden. Insbesondere für die Beherrschung der kritischsten Stunden steigen die Bedarfe sehr stark an, sodass eine Systemauslegung auf die verbleibenden kritischsten Stunden nicht zielführend ist. Diese können jedoch nicht vollständig vernachlässigt werden, da diese durch hohe Leistungstransporte charakterisiert sind, in denen tendenziell auch eine erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit für eine Netzauftrennung besteht. Folglich sollten in diesen verbleibenden Stunden eher betriebliche Maßnahmen zur Reduktion weiträumiger Leistungstransite eingesetzt werden. Dies kann bspw. in kritischen Netzsituationen (z. B. Sturm, Hitze etc.) mittels eines gezielten Redispatcheinsatzes erfolgen.

Vor diesem Hintergrund sollten folgende Eckpunkte im Rahmen des Roadmap Prozesses V1 diskutiert und festgelegt werden:

- ▶ Netzauftrennungen sind auslegungsrelevant für die Dimensionierung der Momentanreserve und der Maßnahmen des Systemschutzplans.
- ▶ Die Festlegung der auslegungsrelevanten Netzauftrennungen erfolgt in einem iterativen Prozess F4 der Roadmap Systemstabilität. Als Grundlage können zunächst die beiden Netzauftrennungen nach Kapitel 3.3.2.2 herangezogen werden.
- ▶ Die Momentanreserve ist so zu dimensionieren, dass 99 % der Stunden eines Jahres, bei Auftreten der auslegungsrelevanten Netzauftrennungen, beherrscht werden können.
- ▶ Im Falle hoher überregionaler Leistungstransporte und einer erhöhten Eintrittswahrscheinlichkeit von Netzfehlern (z. B. Sturm, Hitzeperioden etc.), die theoretisch zu einer Netzauftrennung führen können, kann Redispatch zur Reduktion des überregionalen Leistungstransports und damit zur Reduktion des Restrisikos eingesetzt werden.

3.3.6 Vermeidung ungewollter Netztrennung von Kraftwerken durch den Rückleistungsschutz

Im vorliegenden Kapitel werden die Erkenntnisse bezüglich ungewollter Netztrennung von Dampfkraftwerken durch den Rückleistungsschutz und die daraus resultierende Auswirkung auf die Frequenzstabilität adressiert. Dampfkraftwerke sind mit einem sogenannten Rückleistungsschutz ausgestattet. Dieser Schutz regt an, wenn ein motorischer Betrieb (also „Rückleistung“) detektiert wird. Die Auslösung erfolgt typischerweise mit einer Verzögerung von ca. 12 Sekunden und trennt den Kraftwerksblock über den Leistungsschalter vom Netz. Diese Schutzfunktion schützt in erster Linie die Dampfturbine vor Beschädigung, für den Fall, dass unbeabsichtigt kein Dampf mehr durch die Turbine strömt und die Turbinenschaufeln damit nicht mehr ausreichend gekühlt werden. Die Funktion des Rückleistungsschutzes wird zusätzlich zur planmäßigen Abschaltung von Dampfturbinen genutzt, da diese Funktion automatisch den Block vom Netz trennt, wenn die Brennstoffzufuhr gestoppt und die Turbinenventile geschlossen werden.

Im Fall von Überfrequenzereignissen kann die Funktion des Rückleistungsschutzes dazu führen, dass Dampfkraftwerke ungewollt vom Netz getrennt werden und damit den ohnehin kritischen Systemzustand insbesondere infolge einer Netzauftrennung zusätzlich belasten. Steht infolge einer Netzauftrennung eine Überfrequenz an, müssen Erzeugungseinheiten entsprechend der jeweils gültigen technischen Netzanschlussregeln ihre Einspeisung über die Überfrequenzabregelung, auch LFSM-O (Limited Frequency Sensitive Mode – Over-Frequency) genannt, reduzieren. Gerade in Netzsituationen mit hoher Einspeisung aus EE, die besonders kritisch hinsichtlich Netzauftrennungen zu bewerten sind, werden verbleibende Dampfkraftwerke typischerweise in Teillast betrieben. Bei Betrieb in Teillast kann die Überfrequenzabregelung dazu führen, dass der Regler abzüglich der Soll-Wirkleistung im Teillastbetrieb eine Wirkleistung kleiner Null fordert. Die Ventile werden komplett geschlossen, wodurch die Dampfturbine in Rückleistung geht und, sofern die Überfrequenz länger als die Verzögerung des Rückleistungsschutzes von ca. 12 Sekunden ansteht, vom Netz getrennt.



Aufgrund dieser Erkenntnis wurde ein Projekt initiiert [37], um an einem realen Dampfkraftwerksblock mittels Offline-Simulationen, Hardware-in-the-Loop-Tests sowie realen Versuchen auf der Anlage aufzuzeigen, wie eine ungewollte Netztrennung bei Überfrequenzereignissen durch eine Anpassung der Regelung vermieden werden kann, ohne das Regelungsverhalten des Blocks an anderer Stelle negativ zu beeinflussen. In dem Projekt konnte einerseits bestätigt werden, dass eine Abtrennung über den Rückleistungsschutz bei Überfrequenz bei Dampfkraftwerksblöcken in Teillast ein reales Problem darstellt. Andererseits konnte durch Einfügen einer Begrenzung in die bestehende Regelungsstruktur die Auslösung des Rückleistungsschutzes unterbunden werden, ohne das Regelungsverhalten des Blocks in anderen Bereichen negativ zu beeinflussen. Auch wenn im Projekt nur ein Kraftwerksblock mit der Turbinenregelung und Leittechnik eines Herstellers untersucht wurde, kann daraus abgeleitet werden, dass die Lösung des Problems auch auf Turbinenregler anderer Hersteller übertragbar ist.

Daraus leiten sich die folgenden Handlungsempfehlungen ab:

- ▶ **Nachweisverfahren für technische Anschlussregeln (s. Handlungsempfehlung 30 – „Anforderungen Vermeidung ungewollter Netztrennung von Kraftwerken durch Rückleistungsschutz“):** Die Vermeidung der ungewollten Netztrennung von Kraftwerksblöcken durch den Rückleistungsschutz bei Überfrequenzszenarien muss in Form eines Nachweisverfahrens den Weg in die technischen Anschlussregeln finden.
- ▶ **Empfehlung für den Umgang mit Bestandsanlagen:** Von einer Umrüstung von Bestandsanlagen sollte aufgrund des hohen Aufwands und des eingeschränkten Nutzens (da es sich hier insbesondere um Kohlekraftwerke handelt, die in den nächsten Jahren ohnehin vom Netz genommen werden) abgesehen werden.
- ▶ **Empfehlung für Neubau-Kraftwerke (s. Handlungsempfehlung 30 – „Anforderungen Vermeidung ungewollter Netztrennung von Kraftwerken durch Rückleistungsschutz“):** Für alle Neubau-Kraftwerke und insbesondere im Rahmen der Kraftwerkstrategie geförderte Kraftwerke muss sichergestellt werden, dass eine ungewollte Netztrennung durch den Rückleistungsschutz bei Überfrequenzszenarien vermieden wird. Bei der Abnahme der Kraftwerke bzw. bei der Zertifizierung muss daher zukünftig das neue Nachverfahren angewendet werden.

3.3.7 Fazit

Im Fokus der durchgeführten Frequenzstabilitätsanalysen stand die Bestimmung der benötigten Momentanreserve zur Beherrschung von Netzauftrennungen. Hierfür wurden zwei charakteristische Netzauftrennungen für Über- und Unterfrequenz betrachtet. Anhand von drei Szenarien BA24t+3, LA2030 und NEP 2037/2045 (2023) (Zieljahre 2027, 2030 und 2037) wurden die zukünftigen Bedarfe an Momentanreserve ermittelt und somit die zeitliche Entwicklung der benötigten Momentanreserve aufgezeigt. Hierbei zeigt sich, dass in Deutschland bereits heute ein Bedarf an Momentanreserve besteht und dieser in den nächsten Jahren weiter steigen wird. Dies ist zum einen auf den Rückbau konventioneller Kraftwerke, vor allem aber auf die Zunahme weiträumiger Leistungstransporte im AC-Netz zurückzuführen. Ohne zusätzliche Gegenmaßnahmen ergeben sich zukünftig für das NEP 2037/2045 (2023)-Szenario Frequenzgradienten von mehr als +10 Hz/s und bis zu -3 Hz/s, wodurch eine Netzauftrennung in über 3.000 Stunden des Jahres nicht beherrschbar wäre.

Die durchgeführten Analysen zeigen insgesamt sehr hohe Bedarfe an positiver und negativer Momentanreserve. Dabei ist zu erkennen, dass gerade in den nordöstlichen Regionen in Deutschland der Bedarf an positiver als auch an negativer Momentanreserve am größten ist. Dennoch existieren auch im Süden und Westen Deutschlands teilweise signifikante Bedarfe an Momentanreserve. Im Kapitel 3.3.3 sind für jede Netzgruppe die identifizierten Bedarfe an positiver und negativer Momentanreserve ausgewiesen. Hierbei ist zu beachten, dass die Bedarfe zu unterschiedlichen Stunden auftreten können und sich somit höhere Gesamtbedarfe ergeben als bei einer Ausweisung der Bedarfe für das gesamte Teilnetz. Dadurch resultiert bei einer netzgruppenscharfen Ausweisung der Bedarfe tendenziell eine Überschätzung der Gesamtbedarfe, weshalb eine rein netzgruppenscharfe Deckung, ausgehend von diesen Analysen, nicht sinnvoll ist.



Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, dass die Bedarfe an Momentanreserve insbesondere für die Beherrschung der kritischen Stunden stark ansteigen. Die Bedarfe an negativer Momentanreserve im Nordosten Deutschlands verdoppeln sich bspw. für das NEP 2037/2045 (2023) Szenario bei einer Auslegung auf die kritischste Stunde im Vergleich zu einer Auslegung auf das 95 % Perzentil (438 vernachlässigte Stunden). Aus diesem Grund sollte keine Systemauslegung auf die kritischste Stunde erfolgen, sondern wie hier vorgeschlagen auf 99 % der Stunden eines Jahres. Da die verbleibenden Stunden durch hohe Leistungstransporte charakterisiert sind, in denen tendenziell auch eine erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit für eine Netzauftrennung besteht, sollten diese nicht vernachlässigt werden. Stattdessen sollte in kritischen Netzsituationen (z. B. Sturm) ein gezielter Redispatch zur Reduktion der weiträumigen Leistungsansprüche eingesetzt werden, um eine Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen sicherzustellen und damit das Restrisiko zu verringern. Diese Auslegungskriterien sind im Rahmen des Prozesses V1 der Roadmap Systemstabilität festzulegen, da sie einen signifikanten Einfluss auf die resultierenden Systembedarfe haben (s. Handlungsempfehlung 35 – „Festlegung von Auslegungskriterien für die Beherrschung von Netzauftrennungen“).

Zur Deckung der Bedarfe an Momentanreserve wurden unterschiedliche Technologien betrachtet. Aufgrund der hohen Unsicherheiten im Hinblick auf den aktuellen Stand der Technik wurden drei unterschiedliche Szenarien berücksichtigt. Insgesamt zeigt sich vor allem für Großbatteriespeicher ein sehr hohes Potential für die Bereitstellung von Momentanreserve, sofern diese eine hohe Verfügbarkeit haben und damit in Situationen mit hohen Bedarfen zur Verfügung stehen. Eine hohe Verfügbarkeit von Batteriespeichern sollte gezielt durch die marktgestützte Beschaffung beanreizt werden. Auch Offshore-HGÜ können mittels des vorhandenen HGÜ-Choppers einen signifikanten Beitrag zur negativen Momentanreserve leisten. Der Beitrag von Kleinbatteriespeichern und Onshore-WEA ist unter Berücksichtigung der Annahmen eher gering. Dennoch sollte vor dem Hintergrund der sehr hohen Systembedarfe auch eine Bereitstellung von Momentanreserve durch diese Technologien weiterverfolgt werden.

Um diese verfügbaren Potentiale an Momentanreserve zeitnah zu erschließen (s. Handlungsempfehlung 17), muss zum einen zeitnah die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve eingeführt werden (s. Handlungsempfehlung 10). Zum anderen müssen aber auch Mindestanforderungen für netzbildende Anlagen inkl. Momentanreserve in den technischen Netzanschlussregeln festgelegt werden (s. Handlungsempfehlungen 4 und 34).

Darüber hinaus sollten weiterhin alle geplanten Blindleistungskompensationsanlagen für die Bereitstellung von Momentanreserve genutzt werden, indem STATCOM mit netzbildenden Eigenschaften und Kurzzeitspeicher sowie rotierende Phasenschieber mit einer Schwungmassenerweiterung umgesetzt werden (s. Handlungsempfehlungen 14 und 18).

Auch die Deckung der Bedarfe an Momentanreserve in den europäischen Nachbarländern hat einen deutlichen Einfluss auf die Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen. Folglich muss auch auf europäischer Ebene für die Problematik sensibilisiert werden und nach Möglichkeit eine verbindliche Regelung für die Deckung der Bedarfe geschaffen werden (s. Handlungsempfehlung 35).

Sofern die theoretischen Potentiale des realistischen Szenarios erschlossen werden und gleichzeitig die Bedarfe an Momentanreserve im Ausland gedeckt werden, können die Systembedarfe zukünftig in 99 % der Stunden gedeckt werden, sodass eine Beherrschbarkeit der hier untersuchten Netzauftrennungen grundsätzlich möglich ist.

Für die zukünftige Beherrschung von Netzauftrennungen ist neben einer ausreichenden Momentanreserve ein zuverlässiger Systemschutzplan (s. Kapitel 5 nach [38] sowie [27]) sowie eine ausreichende Robustheit der Anlagen gegenüber auftretenden Frequenz- und Spannungsänderungen sowie Winkelsprüngen erforderlich. Dies beinhaltet eine Robustheit gegenüber lokal auftretenden Frequenzgradienten, die ein Vielfaches des systemischen Frequenzgradienten von maximal 1 Hz/s, betragen können (s. Handlungsempfehlung 15). Außerdem muss eine ungewollte Netztrennung von Kraftwerken durch den Rückleistungsschutz vermieden werden, die ansonsten frequenzstabilisierenden Maßnahmen aus dem Systemschutzplan entgegenwirken würde (s. Handlungsempfehlung 30).

3.4 Netzstärke

3.4.1 Einleitung und Motivation

Netzfolgende Stromrichter sind zur Leistungseinspeisung auf ein ausreichend starkes Netz bzw. einen ausreichend stabilen Netzspannungszeiger angewiesen. Können die Amplitude sowie der Winkel des Netzspannungszeigers übermäßig durch einen netzfolgenden Stromrichter beeinflusst werden, so kann es zu einem instabilen Regelkreis bestehend aus Stromrichtersynchronisation, Leistungseinspeisung und dem Netz kommen. In diesem Kontext beschreibt die Netzstärke bzw. System Strength qualitativ die Fähigkeit des Netzes, stabile Spannungswellenformen an sämtlichen Netzknoten aufrechtzuerhalten, sowohl im Normalbetrieb als auch bei Anregungen (z. B. Fehler, Last- oder Erzeugungsänderung). Dabei werden Beiträge zur Netzstärke traditionell durch synchrone Generatoren wie Kohle-, Gas- und Wasserkraftwerke, zukünftig aber auch durch netzbildende Stromrichter erbracht. Netzfolgende Stromrichter tragen unter konservativen Annahmen hingegen nicht zur Netzstärke bei.

Die Beiträge zur Netzstärke lassen sich unter Berücksichtigung der Netztopologie netzknotenscharf gewichten, wobei nachfolgend die bereits im SB 2023 angewandte Heuristik des ESCR zum Einsatz kommt. Die Untersuchungen zur Netzstärke bzw. System Strength befassen sich damit im Gegensatz zu den anderen Stabilitätskategorien dieses Berichts nicht mit einem bestimmten Phänomen eines konkreten Frequenzbereichs. Stattdessen geben sie auf Grundlage der angewandten Heuristik ein Bild darüber ab, welche Netzregionen Deutschlands relativ zu anderen über eine weniger hohe Netzstärke verfügen. Eine präzisere Vorhersage des Stabilitätsverhaltens bedarf wiederum umfangreicher „Electro-Magnetic Transient“ (EMT)-Simulationen unter Verwendung eines Netzmodells und sämtlicher detaillierter Anlagenmodelle. Für Untersuchungen des gesamten Übertragungsnetzes sind diese Stand heute weder umsetzbar noch absehbar.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Methodik des eingesetzten Verfahrens zur Bewertung der Netzstärke, die hierfür angewandte Datengrundlage, Modelle und Netznutzungsfälle, sowie die daraus resultierenden Ergebnisse vorgestellt.

3.4.2 Methodik

Eine präzise Bewertung der Stabilität Stromrichter-basierter Netze ist aufgrund des Einflusses innerhalb eines breiten und hohen Frequenzbereichs nur durch EMT-Simulationen mit detaillierten Herstellermodellen möglich. Um die Netzstärke genau zu bestimmen, muss der detaillierte Verlauf der Netzspannungsänderung im Momentanwertbereich analysiert werden, was detaillierte EMT-Modelle des Übertragungsnetzes erfordert. Derzeit werden solche Analysen nur für kleine Netzausschnitte mit wenigen Herstellermodellen durchgeführt. Vereinfachte Methoden oder Screeningmethoden, die keine abschließende Stabilitätsaussage liefern, können dennoch einen Mehrwert bieten, indem sie kritische Szenarien identifizieren und zur Risikoabschätzung beitragen.

Die den Untersuchungen zugrundeliegende Methodik stellt, analog zum SB 2023, das ESCR dar und wird im nachfolgenden vorgestellt. Zudem werden im Vergleich zum vorherigen SB 2023 zusätzliche Methoden zur Berechnung des Interaktionsfaktors (IF) andiskutiert.

Equivalent Short Circuit Ratio

Das ESCR stellt eine Weiterentwicklung des traditionellen Kurzschlussleistungsverhältnisses (SCR) dar. Das SCR dient allerdings nur in Netzen mit geringer Stromrichterdurchdringung oder in von Synchrongeneratoren dominierten Netzen als Stabilitätsindikator, da entweder alle Anlagen an einem Knotenpunkt zusammengefasst oder benachbarte Anlagen ignoriert werden. Diese Annahmen sind jedoch in Szenarien mit hoher Stromrichterdurchdringung nicht mehr gültig. Um die Wechselwirkungen zwischen nahegelegenen (Stromrichter-)Anlagen angemessen zu berücksichtigen, wird die SCR-Berechnung in Gleichung (3.14) um einen IF erweitert [39]:

$$ESCR_i = \frac{S_{k,i}''}{P_{N,SR,i} + \sum_{j=1}^{m,j \neq i} IF_{ji} \cdot P_{N,SR,j}} \tag{3.14}$$

mit

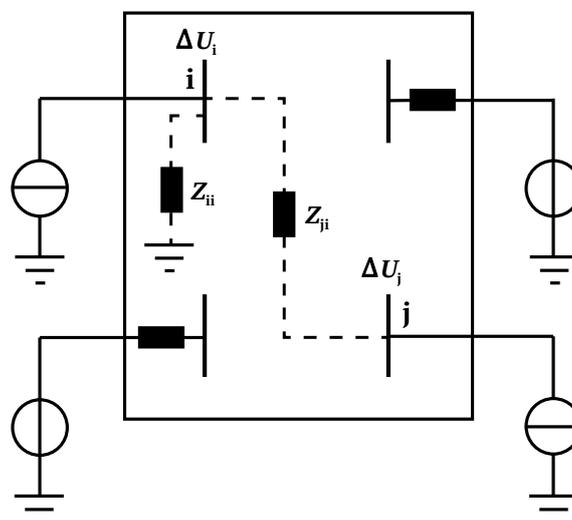
$ESCR_i$	Wert des Equivalent Short Circuit Ratio am Knoten i
$S_{k,i}''$	Subtransiente Kurzschlussleistung am Knoten i
$P_{N,SR,i}$	Nennwirkleistung der netzfolgenden Stromrichter am Knoten i
$P_{N,SR,j}$	Nennwirkleistung der netzfolgenden Stromrichter am Knoten j
IF_{ji}	Interaktionsfaktor zwischen Knoten i und j

Das ESCR stellt somit ein Verhältnis der subtransienten Kurzschlussleistung S_k'' aller netzbildenden Anlagen (d. h. Synchrongeneratoren der Kraftwerke und rotierende Phasenschieber, sowie leistungselektronische Anlagen mit netzbildenden Eigenschaften) zu den netzfolgenden Anlagen dar.

Bestimmung des Interaktionsfaktors

Betrachtet wird das in der Abbildung 93 dargestellte System. Der Interaktionsfaktor zwischen den zwei betrachteten Knoten i und j kann als Spannungssensitivität zwischen diesen oder als Verhältnis der Selbst- und Koppelimpedanzen interpretiert werden. Nachfolgend werden die zugehörigen Methoden zur Bestimmung des IF vorgestellt.

Abb. 93 Äquivalente Darstellung mehrerer Anlagen, die an ein Stromnetz angeschlossen sind, angelehnt an [39]



Quelle: [39]

Spannungssensitivität

Der erste Ansatz zur Ermittlung des IF in Gleichung (3.15) beruht auf der Spannungssensitivität zwischen den Knoten i und j .

$$IF_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} \tag{3.15}$$

mit $\Delta U_{j,i} = U_{j,i_{\text{vor Fehler}}} - U_{j,i_{\text{während Fehler}}}$

$U_{j,i_{\text{vor Fehler}}}$	Spannung vor Kurzschluss am Knoten j oder i
$U_{j,i_{\text{während Fehler}}}$	Spannung während des Kurzschlusses am Knoten j oder i

Dabei kann die Spannungssensitivität mithilfe verschiedener Berechnungsarten ermittelt werden.

1. Kurzschlussrechnung

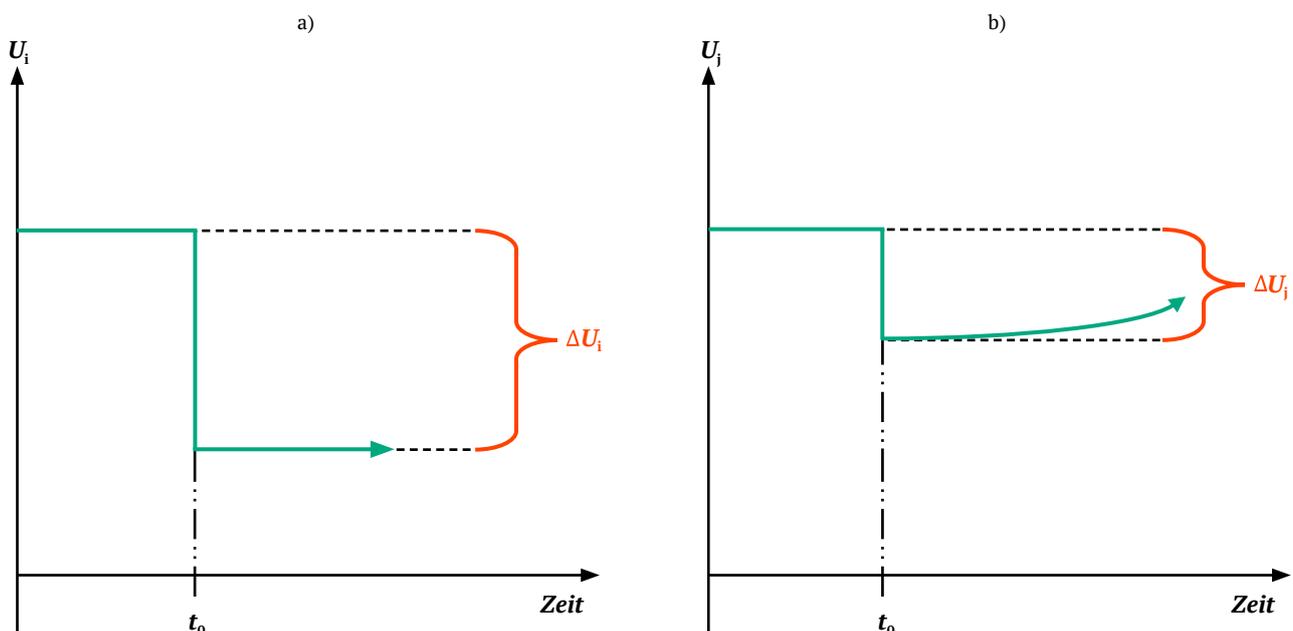
Da sich vor allem im subtransienten Zeitbereich der Unterschied zwischen netzbildenden und netzfolgenden Anlagen zeigt, stellt die Kurzschlussrechnung einen sinnvollen Kompromiss zwischen Genauigkeit und Simulationsperformance für die Bestimmung des IF dar.

Im Detail wurde die Spannungssensitivität mit der Kurzschlussrechnung in DiGSILENT PowerFactory nach der „vollständigen Methode“ berechnet. Dazu wurde ein Kurzschlussereignis am Knoten i angenommen und mittels Änderung des Spannungsbetrags an Knoten i und j der Interaktionsfaktor nach Gleichung (3.15) bestimmt. Zur vollständigen Berechnung des ESCR an Knoten i , werden alle Netzknoten mit einer netzfolgenden Anlage berücksichtigt, wie in [39] diskutiert.

2. Zeitbereichssimulation (RMS)

Alternativ zur zuvor genannten Kurzschlussberechnung lässt sich die Spannungssensitivität auch durch eine dynamische Zeitbereichsberechnung ermitteln. In diesem Zusammenhang bezieht sich der Term ΔU_j auf die Reaktion der beobachteten Spannungsamplitude am Knoten j , während der Term ΔU_i den auftretenden Spannungsfall am zu analysierenden Knoten i angibt, an dem die Spannungsänderung hervorgerufen wird (vgl. Abbildung 94) [40].

Abb. 94 Ermittlung des IF zwischen zwei Netzknoten



Quelle: [40]



Die gewünschte Spannungsänderung ΔU_i kann bspw. durch das Zuschalten einer Impedanz zur Erde erreicht werden, um eine Stufenspannung von 1 bis 5 % zu induzieren [40]. Wichtig ist dabei, dass der Wert der Spannungsänderung unmittelbar nach dem Zuschalten der Impedanz zur Erde am Zeitpunkt t_0 ausgelesen wird, wie in Abbildung 94 dargestellt. Der Grund dafür ist, dass die Spannungsregler nicht unendlich schnell auf ein solches Ereignis reagieren können, wodurch sie keinen Einfluss auf die Berechnung des IF haben. Zur Ermittlung der Spannungsänderung wird eine RMS-Simulation für die dynamische Analyse durchgeführt, wobei der Spitze-Spitze-Wert der RMS-Spannung verwendet wird, um die Spannungsdifferenz zu berechnen (ΔU_i und ΔU_j).

Im Vergleich zur Kurzschlussberechnung benötigt die dynamische Berechnung wesentlich mehr Simulationszeit, da für jeden Durchlauf eine Impedanz für jeden relevanten Netzknoten dimensioniert und zugeschaltet werden muss. Im Anschluss sind die Spannungsänderungen über die Zeit aufzuzeichnen. Als Kompromiss zwischen Genauigkeit und Simulationsaufwand bietet die statische Kurzschlussberechnung in diesem Kontext eine praktikable und effiziente Lösung. Aus diesem Grund wird in diesem Bericht die Kurzschlussberechnung zur Ermittlung der Spannungssensitivität verwendet.

Impedanzbasiert

Neben der Verwendung von Spannungssensitivitäten, können Selbstimpedanzen Z_{ii} und Koppelimpedanzen Z_{ij} der betrachteten Knoten i und j als Alternative zur Berechnung des Interaktionsfaktors herangezogen werden. Die Selbst- und Koppelimpedanzen können aus der Impedanzmatrix des zu analysierenden Netzwerks ermittelt werden. Dabei ist davon auszugehen, dass sich die Änderung des Spannungsbetrags im Netz während eines Kurzschlusses von der Koppelimpedanz zwischen dem Knoten des Kurzschlusses und dem Knoten abhängt, an den der netzfolgende Umrichter angeschlossen ist. Der IF_{ji} ergibt sich zu:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} = \frac{\Delta I_i}{\Delta I_i} \cdot \frac{Z_{ji}}{Z_{ii}} = \frac{Z_{ji}}{Z_{ii}} \quad (3.16)$$

Z_{ij}	Koppelimpedanz zwischen Knoten i und Knoten j
Z_{ii}	Selbstimpedanz am Knoten i

Die Koppelimpedanz Z_{ij} und Selbstimpedanz Z_{ii} lassen sich mithilfe einer Frequenzgangberechnung in PowerFactory bestimmen. Dabei werden zur Berechnung des Interaktionsfaktors lediglich auf die 50-Hz-Komponente der frequenzabhängigen Impedanz zurückgegriffen.

3.4.3 Datengrundlage, Modelle und Netznutzungsfälle

Der Fokus für die ESCR-Analysen liegt in diesem SB 2025 auf dem BA24t+3 Datensatz, welcher primär für stationäre Analysen mit unterschiedlichen Netzsituationen modelliert und verwendet wird. Analog zum SB 2023 werden die Kurzschlussstrommodelle der Anlagen entsprechend ihres Verhaltens im subtransienten Bereich parametrisiert. Dabei wird zwischen netzbildendem und netzfolgendem Verhalten im subtransienten Bereich unterschieden (s. Tabelle 7).

Tab. 7 Übersicht der Kurzschlussmodelle nach Anlagenkategorien

Anlagenkategorie	Verhalten im subtransienten Bereich
Konventionelle Erzeuger	Netzbildend
Biomasse	Netzbildend
Kraft-Wärme-Kopplung	Netzbildend
Laufwasser/Pumpspeicher	Netzbildend
Kernkraft	Netzbildend
Rotierende Phasenschieber	Netzbildend
Windenergie	Netzfolgend
Photovoltaik	Netzfolgend
Elektrolyse	Netzfolgend
Batteriespeicher	Netzfolgend
HGÜ	Projektspezifisch
STATCOM	Projektspezifisch

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der subtransiente Kurzschlussstrom der rotierenden Maschinen stellt sich entsprechend der subtransienten Reaktanz des Maschinentyps ein. Für netzbildende Stromrichter gilt wieder, dass diese genauso wie rotierenden Maschinen einen Anteil zur synchronisierenden Leistung im subtransienten Zeitbereich beitragen. Dieser ist jedoch entsprechend der Leistungsgrenzen leistungselektronischer Anlagen geringer. Netzfolgende Stromrichter hingegen werden als „worst case“ mit einem subtransienten Kurzschlussleistungsbeitrag von Null angenommen. Diese Annahme beruht darauf, dass netzfolgende Stromrichter zwar einen Strom im Kurzschlussfall bereitstellen, dieser aber aufgrund der verzögerten Detektion des Netzwinkels nicht zwangsläufig netzdienlich sein muss („falsches“ Verhältnis zwischen Wirk- und Blindstrom).³ Die Anreicherung des Datensatzes mit Kurzschlussleistungsmodellen erfolgt nach gleicher Logik auch für das Randnetz. Aufgrund der primären Nutzung des Datensatzes für stationäre Jahreslaufberechnung ist das Randnetz vereinfacht abgebildet.

Zur Bewertung der Veränderung der Netzstärke wird eine Variation des Transits, sowie der Einspeisesituationen von konventionellen Kraftwerken, PV- und Windeinspeisung untersucht. Eine Zusammenfassung der analysierten NNF zeigt Tabelle 8. Diese werden im folgenden Kapitel genauer beschrieben.

Tab. 8 Übersicht der untersuchten NNF

NNF	Transit	Synchrongenerator	PV	Wind
885	niedrig	62 GW	0 GW	8 GW
1081	hoch	33 GW	0 GW	51 GW
1094	hoch	32 GW	28 GW	53 GW
1572	niedrig	36 GW	58 GW	4 GW
2555	moderat	24 GW	61 GW	18 GW
2772	niedrig	20 GW	70 GW	16 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

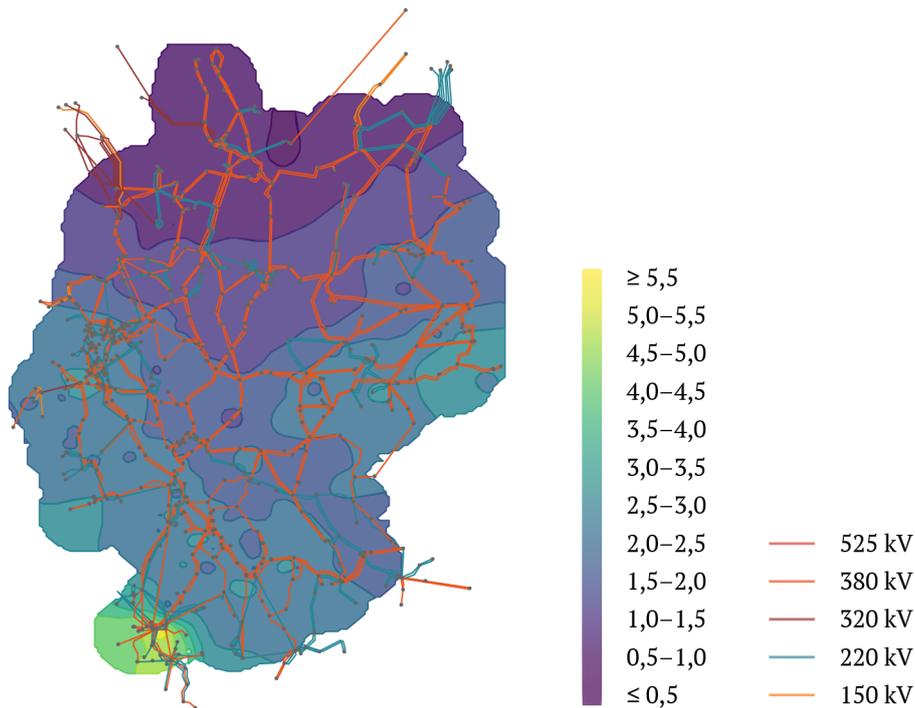
³ Diese Annahme gilt ausschließlich für die Abschätzung der stabilisierenden Wirkung des Kurzschlussstroms im Sinne der Netzstärke. Bei der herkömmlichen Kurzschlussrechnung zur Betriebsmittelauslegung ist diese nicht zulässig, da sie zu einer Unterschätzung des maximalen Kurzschlussstroms führen kann.

Die ESCR-Berechnung erfolgt an allen 380-kV-Netzknoten in Deutschland, wodurch sich ein geografisch verteiltes Bild für Deutschland ergibt.

3.4.4 Ergebnisse

Die Analysen für das BA 2024 t+3 Szenario zeigen bei einem hohen Transit analog zu den LA2030 Ergebnissen ein starkes Süd-Nord-Gefälle mit niedrigem ESCR im Norden und hohem ESCR im Süden. Ein für ein hohes Transit Szenario repräsentativer NNF 1094 ist in Abbildung 95 dargestellt. Das niedrige ESCR im Norden ist geprägt durch eine hohe Onshore-Windeinspeisung im Norden (> 30 GW). Im Süden sind redispatchbedingt konventionelle Kraftwerke mit einer hohen netzstabilisierenden Kurzschlussleistung am Netz.

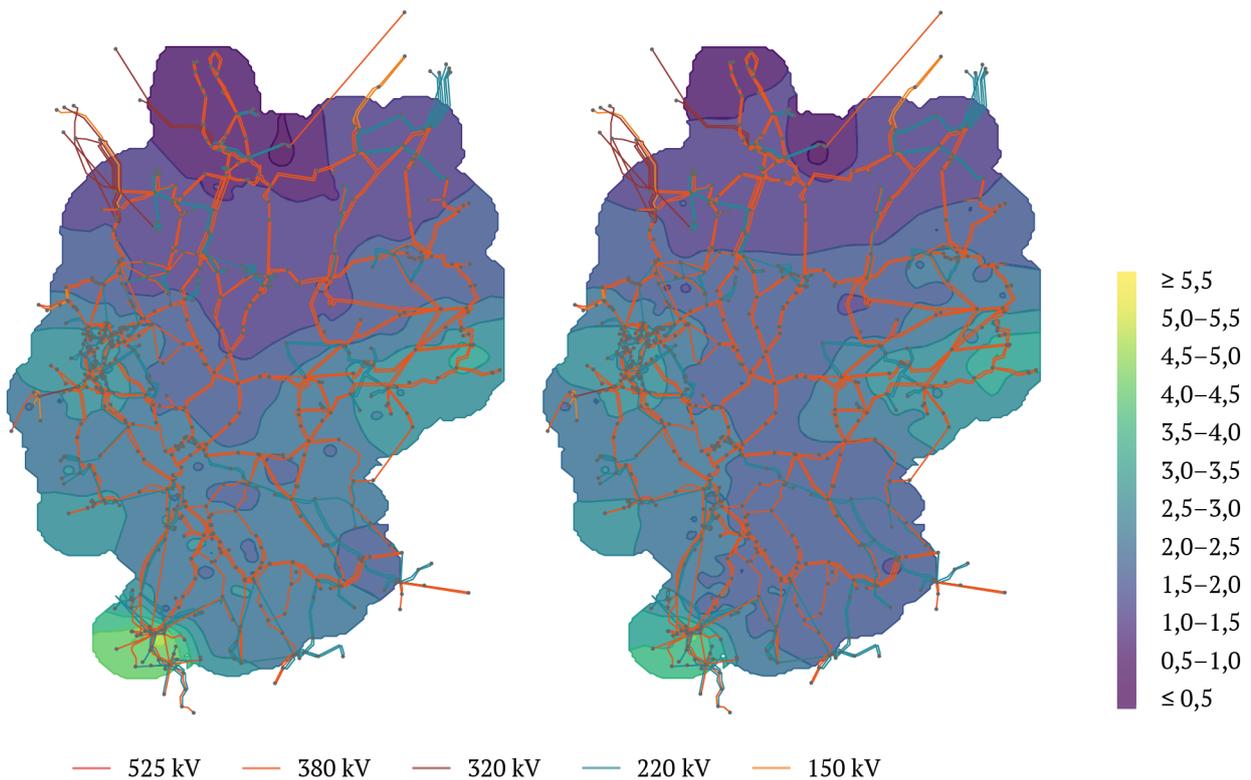
Abb. 95 ESCR für NNF 1094 mit hohem Transit



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Reduziert sich der Transit wird auch die Ausprägung des Süd-Nord-Gefälles geringer, wie in Abbildung 96 für NNF 2555 mit moderatem und NNF 2772 mit niedrigem Transit zu sehen. Dabei bleibt die Summe aus Wind- und PV-Einspeisung zwischen 79 GW und 86 GW in einer vergleichbaren Größenordnung. Wobei mit sinkendem Transit auch die Windeinspeisung geringer und die PV-Einspeisung größer wird. Grundsätzlich ist PV gleichmäßiger als Wind in Deutschland verteilt, weshalb sich beim NNF 2772 mit hoher PV-Einspeisung und wenig synchrongenerator-basierter Erzeugung ein relativ gleichmäßiges niedriges ESCR ergibt. Das größere ESCR in den Randregionen Deutschlands im Vergleich zum Inland und zum Norden ist einerseits auf die erhöhte Konzentration von synchroner Erzeugung in diesen Regionen zurückzuführen. Zusätzlich wirken aber auch große konventionelle Kraftwerke in den östlichen, westlichen und südlichen Nachbarländern positiv auf das ESCR in den Randregionen Deutschlands.

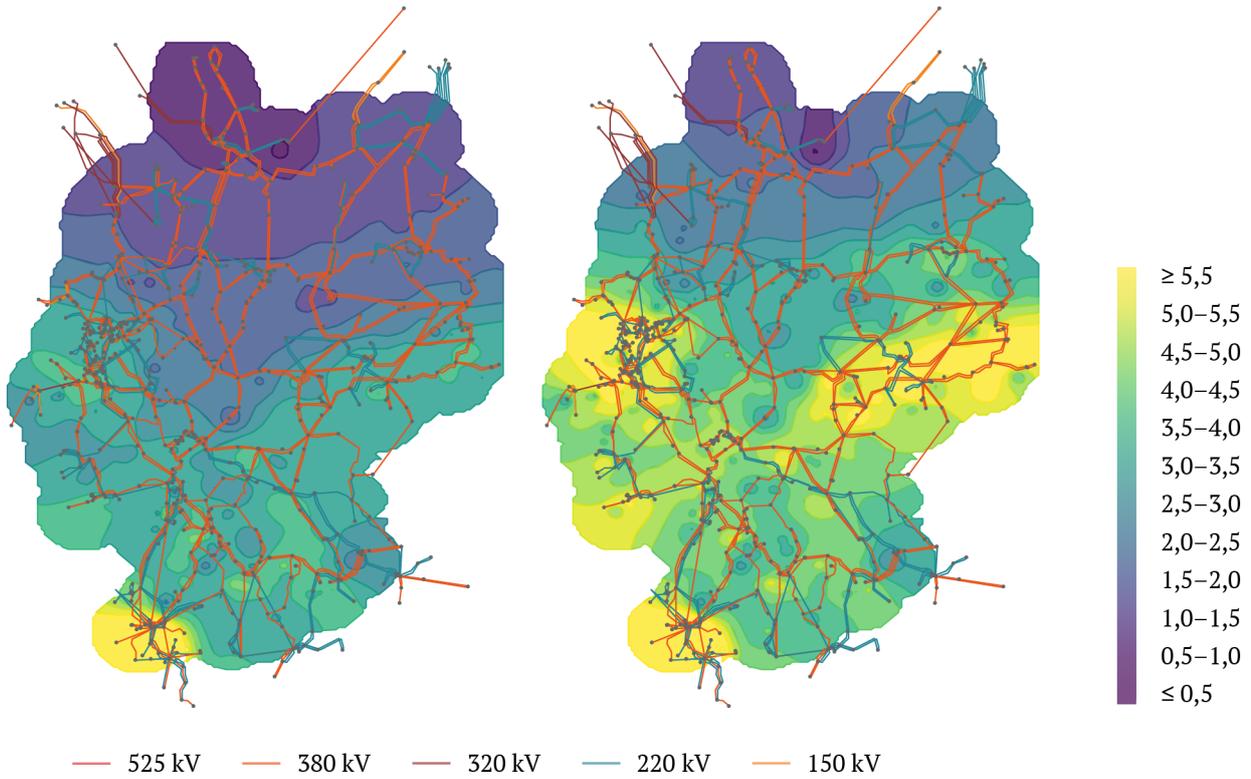
Abb. 96 ESCR links: NNF 2555 (moderater Transit); ESCR rechts: NNF 2772 (niedriger Transit)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Vergrößert sich nun der Anteil an Synchrongeneratoren, steigt erwartungsgemäß das ESCR an. Dies ist beim Vergleich zwischen dem NNF 2772 (rechts) mit wenig konventionellen Kraftwerken am Netz, dem NNF 1081 (links) mit 33 GW konventionellen Kraftwerken und dem NNF 885 (rechts) mit 62 GW konventionellen Kraftwerken erkennbar.

Abb. 97 ESCR links: NNF 1081 (moderate konventionelle Erzeugung); ESCR rechts: NNF 885 (hohe konventionelle Erzeugung)

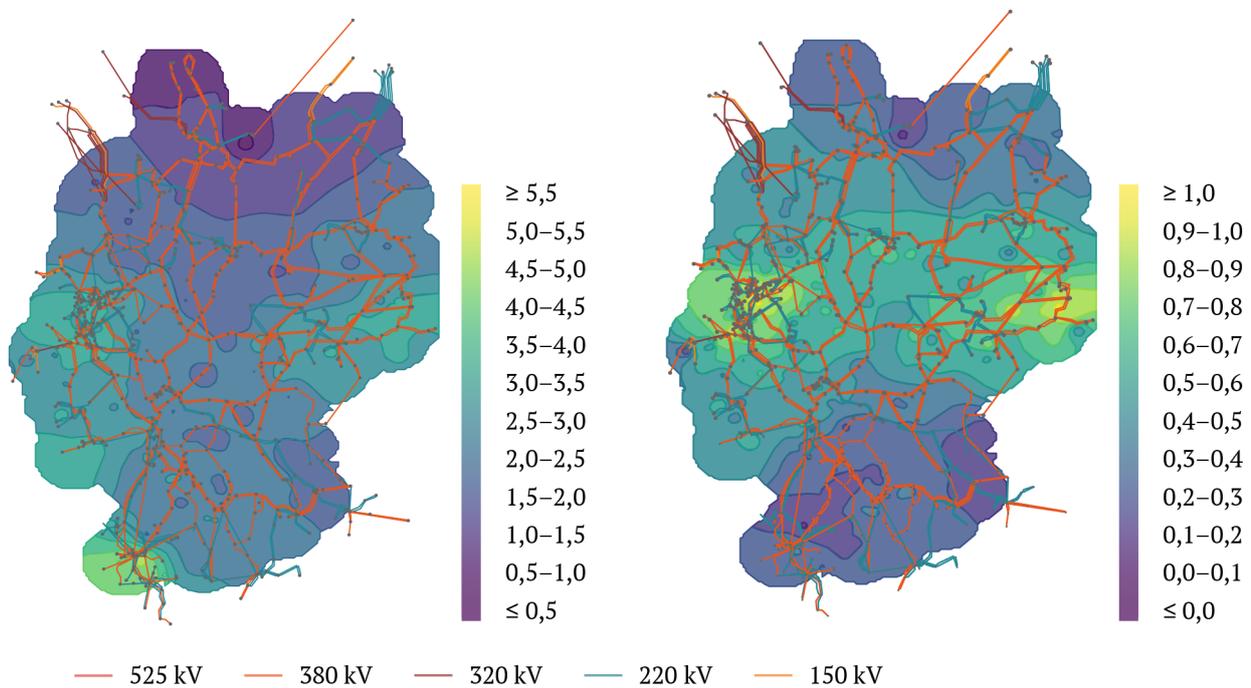


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.4.4.1 Einfluss netzbildender Großbatteriespeicher

Im Basisfall werden die Batteriespeicher als netzfolgende Umrichter berücksichtigt. Zur Analyse des Einflusses netzbildender Batteriespeicher auf das ESCR wurde für den NNF 1572 mit einer Batteriespeicherdurchdringung von 2,7 GW zwischen einer netzfolgenden und netzbildenden Modellierung unterschieden. Aufgrund der im Vergleich zum Kraftwerkspark geringen Batteriespeicherleistung, ist der Einfluss auf das ESCR vernachlässigbar klein. Um den Einfluss einer netzfolgenden bzw. netzbildenden Ausgestaltung des massiven Zubaus von Großbatteriespeichern auf das ESCR zu quantifizieren, werden Analysen auf Basis des realistischen Szenarios für die Potentiale von Großbatteriespeichern aus den Frequenzstabilitätsanalysen aus Abbildung 48 durchgeführt. Dabei werden ca. 20 GW Großbatteriespeicher netzregionenspezifisch in Deutschland in der 380-kV-Ebene zugebaut. Wenn die Großbatteriespeicher netzbildend und nicht netzfolgend sind, führt dies zu einer deutlichen Verbesserung der Netzstärke, wie rechts zeigt. Je nach Region kann das ESCR um bis zu eins erhöht werden.

Abb. 98 NNF 1572 links: ESCR für den Basisfall und rechts Differenz des ESCR zwischen dem Zubau von netzfolgenden und netzbildenden Batteriespeichern

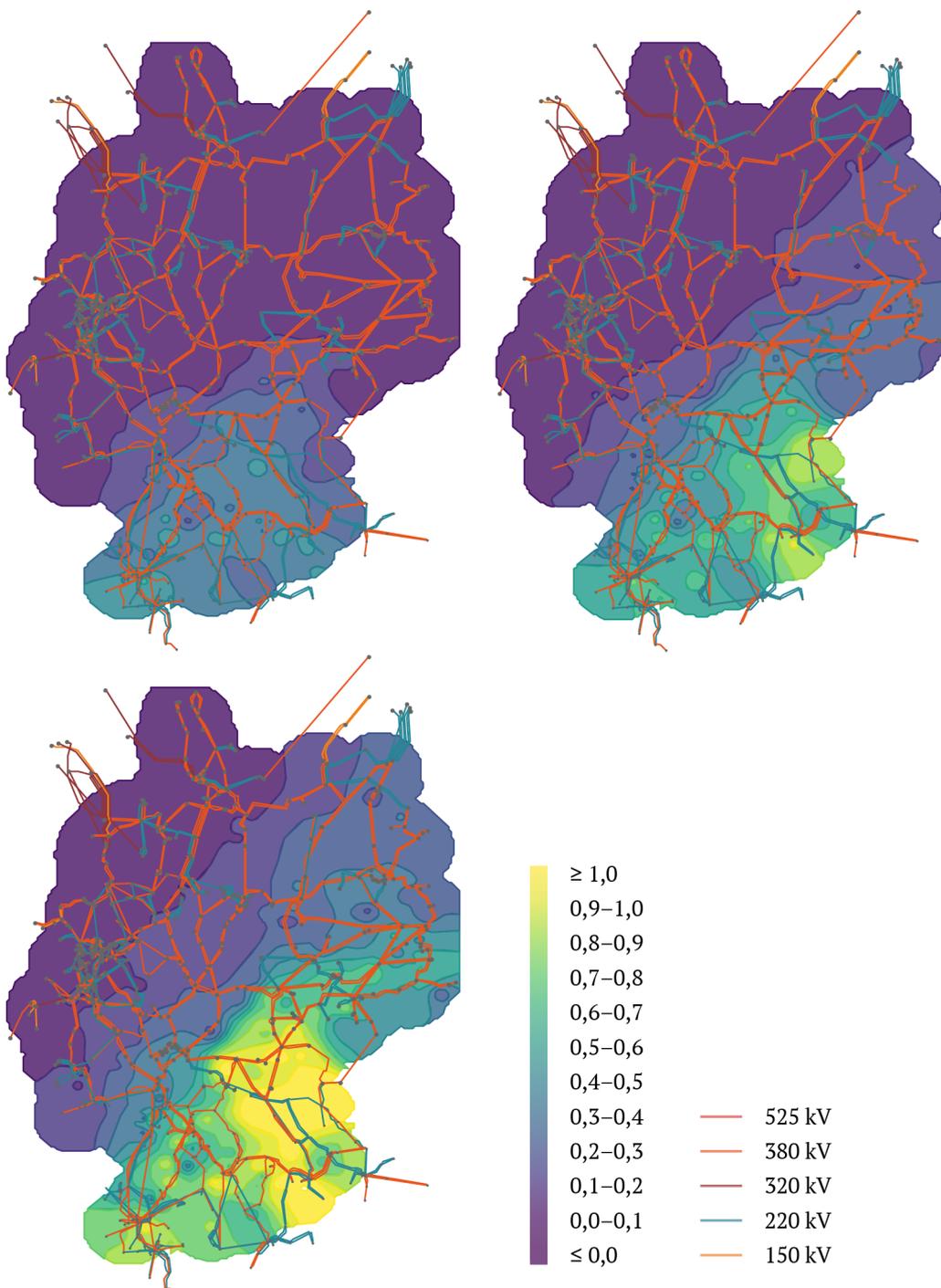


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.4.4.2 Einfluss netzbildender PV-Parks

Zur Betrachtung des Einflusses netzbildender PV-Parks auf das ESCR werden für den NNF 2772 mit einer hohen PV-Einspeisung die netzbildende PV-Anlagen zwischen 10 % (≈ 7 GW), 20 % (≈ 14 GW) und 30 % (≈ 21 GW) variiert. Für diese Sensitivität wird angenommen, dass die größten PV-Parks zuerst netzbildend umgesetzt werden. Daher werden im Modell so lange die größten PV-Parks als netzbildend berücksichtigt, bis die entsprechende Durchdringungsrate erreicht ist. Die daraus resultierenden Differenzen des ESCR zum Basisfall sind in Abbildung 99 dargestellt. Aus den Ergebnissen ist eine deutlich höhere Konzentration der größten PV-Parks im Südosten Deutschlands zu erkennen. Diese führt dort zu einer Verbesserung des ESCR von > 1 für den Fall mit 30 % (21 GW) netzbildenden PV-Anlagen.

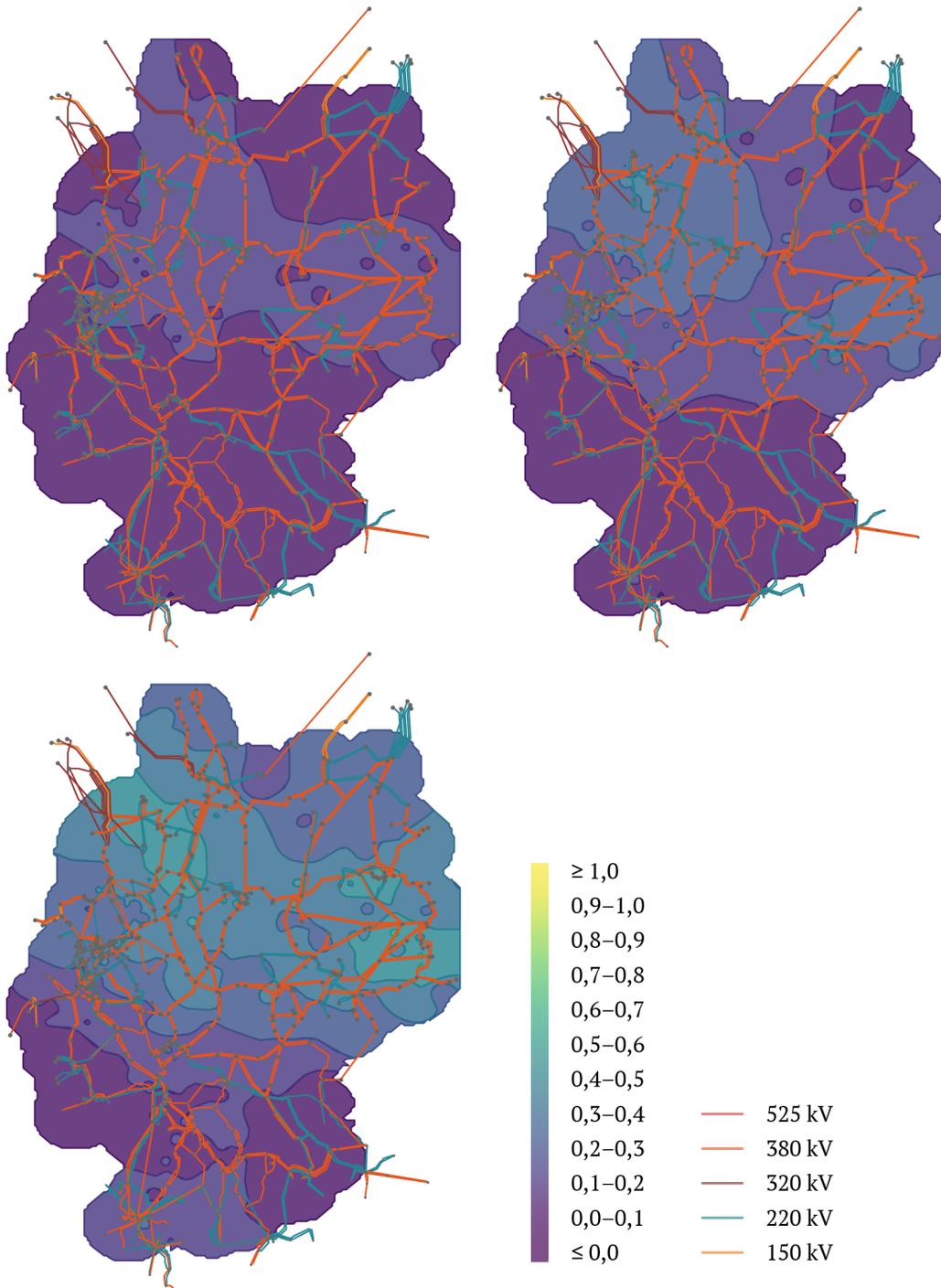
Abb. 99 Differenz des ESCR zwischen Basisfall NNF 2772 und netzbildenden PV-Parks von 10 % (7 GW) links, 20 % (14 GW) rechts und 30 % (21 GW) unten



3.4.4.3 Einfluss netzbildender Windparks

Als weitere Sensitivität wird der NNF 1094 mit hoher Windeinspeisung und analog zur PV-Sensitivität eine Variation der Durchdringung netzbildender WEA zwischen 10 % (5,3 GW), 20 % (10,6 GW) und 30 % (15,9 GW) untersucht. Dabei wird ebenfalls angenommen, dass die größten Windparks zuerst netzbildend sein werden. Die daraus resultierenden Differenzen des ESCR zum Basisfall sind in Abbildung 100 dargestellt. Wie zu erwarten ist für die Stunde mit hohem Transit und viel Windeinspeisung eine Verbesserung des ESCR primär im Norden und der Mitte Deutschlands zu sehen.

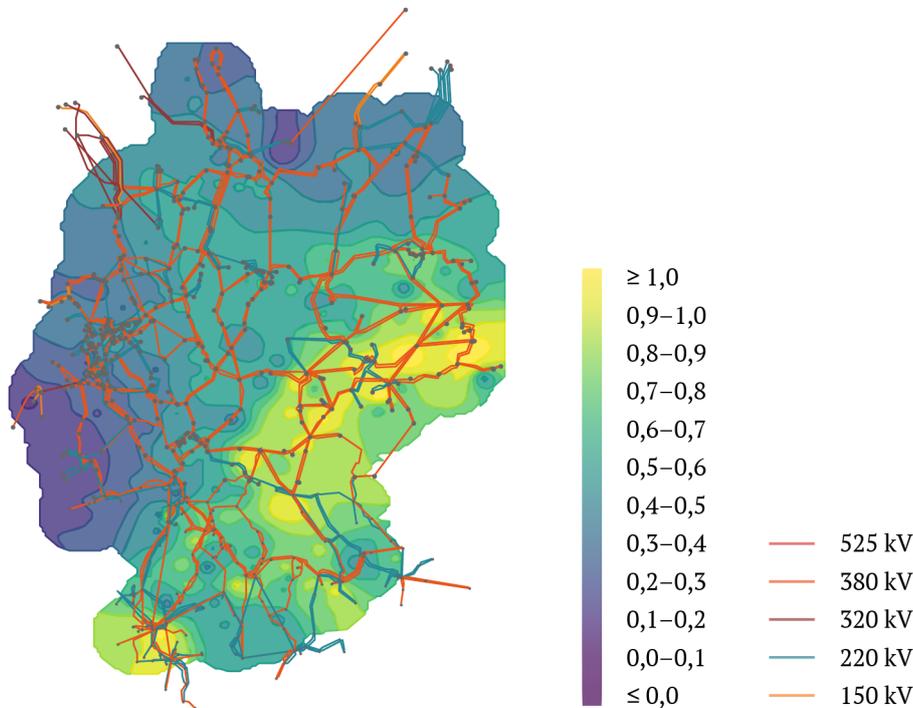
Abb. 100 Differenzen des ESCR zwischen Basisfall und netzbildenden Windenergieanlagen von 10 % (5,3 GW) links, 20 % (10,6 GW) rechts und 30 % (15,9 GW) unten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Folgenden werden die letzten beiden Sensitivitäten für den NNF 1094 kombiniert und angenommen, dass 15 GW PV-Einspeisung und 15 GW Windeinspeisung netzbildend sind. Daraus resultiert, wie in Abbildung 101 zu sehen, eine Verbesserung des ESCR im gesamten deutschen Netz, wobei durch ein erhöhtes Aufkommen an PV-Anlagen im Südosten und WEA im Osten, kommt es in diesem Bereich zu einer überdurchschnittlich hohen ESCR-Anhebung.

Abb. 101 Differenz des ESCR zwischen Basisfall und netzbildender Wind- und PV-Einspeisung von je 15 GW



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zusammengefasst lassen sich aus den Ergebnissen folgende Einflussfaktoren auf die Netzstärke im BA 2024 t+3 Szenario ableiten:

- ▶ In Abhängigkeit der Netzsituation Unterschiede im ESCR.
- ▶ Eine hohe Durchdringung von PV-Anlagen führt tendenziell zu einem relativ gleichverteilten niedrigem ESCR.
- ▶ Der Kraftwerkseinsatz und die Modellierung des Randnetzes haben einen signifikanten Einfluss auf die ESCR Berechnung.
- ▶ Netzsituationen mit hohen Leistungsflüssen zwischen Nord und Süd führen in der Regel zu einem ausgeprägtem Süd-Nord-Gefälle mit niedrigem ESCR im Norden und hohem ESCR im Süden.
- ▶ Für die deutschlandweite Anhebung des ESCR muss regional ausreichend Kurzschlussleistung durch netzbildende Anlagen erbracht werden. Eine Kombination unterschiedlicher Technologien ist hier sinnvoll (z. B. Windparks, PV-Parks, Großbatteriespeicher, Synchrongeneratoren).



3.4.5 Fazit und Ausblick

Die Analysen des systematischen Bewertungsverfahrens zur Netzstärke fußen in diesem Bericht ausschließlich auf dem ESCR und bestätigen im Wesentlichen die Ergebnisse des SB 2023. Zusätzlich zeigen die Ergebnisse die Abhängigkeit des ESCR von dem einspeisenden Kraftwerkspark in unterschiedlichen Netzsituationen. Die ermittelten Zahlenwerte des ESCR zeigen abermals ein ausgeprägtes Süd-Nord-Gefälle und decken somit die Erwartungshaltung einer tendenziell höheren Durchdringung netzfolgender Stromrichter in Norddeutschland. Zudem kommen Netzsituationen mit hoher PV-Durchdringung hinzu in denen zukünftig auch im Süden eine geringe Netzstärke zu erwarten ist.

Anlagen mit netzbildenden Eigenschaften (Synchrongeneratoren der Kraftwerke bzw. rotierender Phasenschieber und netzbildende Stromrichter) zeigen in den Untersuchungen wie erwartet einen positiven Beitrag für die Netzstärke. Sie sind für die Betriebbarkeit netzfolgender Anlagen essenziell, woraus sich die Forderung nach einem Mindestbedarf dieser ableitet. Die vorgestellten Ergebnisse können jedoch gegenwärtig lediglich als Indikator für Regionen bzw. Netzknoten mit einem höheren Risiko für unerwünschte Wechselwirkungen zwischen Stromrichtern sowie Netz und Anlage interpretiert werden [40]. Ein absolutes Kriterium, das eine Bedarfsdimensionierung erlaubt, eine einheitliche Definition zur Bewertung der Netzstärke sowie ihre Stellung im Kontext der Netzstabilität bleiben weiterhin Gegenstand der Untersuchungen. Um zukünftig keine weitere Absenkung der Netzstärke hervorzurufen und um die Bedarfe an netzbildenden Anlagen zur Sicherstellung der Netzstärke präzise ermitteln zu können, ist es notwendig, die folgenden unmittelbaren und langfristigen Handlungsfelder anzugehen:

▶ **Netzbildende Umsetzung von Großbatteriespeichern (s. Handlungsempfehlung 34):**

Wie die Analyse zum Zubau von Großbatteriespeicher aus Kapitel 3.4.4.1 zeigt, verbessert die netzbildende Umsetzung von Großbatteriespeichern das ESCR deutlich im Vergleich zu netzfolgenden Umsetzungen. Langfristig wird dieser Effekt noch verstärkt, wenn man die Potentiale der Frequenzstabilitätsanalysen berücksichtigt.

▶ **Beschleunigung der Durchdringung mit netzbildenden Betriebsmitteln (s. Handlungsempfehlung 18):**

Durch eine frühzeitige Umsetzung netzbildender Betriebsmittel kann das ESCR signifikant angehoben werden. Im Gegensatz dazu führt die Integration netzfolgender Betriebsmittel zu einer Reduktion des ESCR. Diese Zusammenhänge werden durch die Sensitivitätsanalysen zu Großbatteriespeichern, PV-Parks und Windparks aus Kapitel 3.4.4 verdeutlicht.

▶ **Entwicklung eines Planungswerkzeugs zur Bewertung der Netzstärke (s. Handlungsempfehlung 11):**

Einzig eine verifizierte Methode unter Einbeziehung realistischer Daten des (herstellerspezifischen) Anlagenverhaltens und der Verteilnetze erlaubt eine aussagekräftige und zuverlässige Ermittlung netzbildender Bedarfe. Das Handlungsfeld umfasst damit

- ▶ den Vergleich der ESCR-Methode mit weiteren Berechnungsmethoden zur Quantifizierung der Netzstärke,
- ▶ die Weiterentwicklung der ESCR-Methode unter Berücksichtigung weiterer Verfahren zur Ermittlung des Interaktionsfaktors,
- ▶ die Ermittlung von potentiellen Stabilitätsgrenzbereichen auf Basis von EMT- und RMS-Simulationen zur Ableitung von Grenzwerten und
- ▶ die Verbesserung der Kurzschlussmodellierung unter Berücksichtigung des realen Anlagenverhaltens.

▶ **Gezielte Identifikation und Auswertung von Messdaten hinsichtlich Stromrichterinstabilitäten**

(s. Handlungsempfehlung 16): Durch den gezielten Einsatz und die bedarfsgerechte Ertüchtigung bestehender Messtechnik soll ein Konzept zur Überwachung von Regelungsinteraktionen entwickelt werden, um insbesondere die Beobachtbarkeit und Instabilitäten im Zusammenhang mit Stromrichtern zu verbessern.

▶ **Erprobung/Etablierung Stromrichter-basierter Anlagen mit netzbildender Regelung**

(s. Handlungsempfehlung 18): Um die Systemstabilität bei hoher Stromrichterdurchdringung zu gewährleisten, sind Feldtests netzbildender Stromrichter in Zusammenarbeit mit Herstellern notwendig, um praktische Erfahrungen für die Weiterentwicklung von Modellen und Spezifikationen zu sammeln.



3.5 Harmonische Stabilität

Die Harmonische Stabilität beschreibt die Fähigkeit von Stromrichtern im Parallelbetrieb mit dem externen Netz im höherfrequenten Bereich >100 Hz keine unzulässigen Schwingungen auszubilden. Das ist relevant, da solch hochfrequente Schwingungen zu Überlastung und Ausfällen von Betriebsmitteln durch Schutzauslösung oder sogar Schäden an Betriebsmitteln führen können.

Die Grundlagen des Impedanzbasierten Stabilitätskriteriums (IBSK) zur Bewertung der Harmonischen Stabilität sind im Kapitel 4.2.1 des SB 2023 beschrieben. Daher wird in diesem Bericht der Fokus auf die verwendeten Systemmodelle sowie die Ergebnisse gelegt. Da das IBSK eine Screeningmethode darstellt, können finale Stabilitätsbewertungen nur mit anschließenden EMT-Zeitbereichssimulationen erfolgen. Für solche Zeitbereichssimulationen ist die detaillierte Modellierung der realen Anlage inklusive elektrischen Teil (Primär- und Sekundärtechnik) sowie Regelung notwendig. Das Ziel in diesem Bericht ist der Hinweis auf mögliche Risiken beim Anschluss zukünftiger leistungselektronischer (LE)-Anlagen sowie bei Indikation von Risiken die Erarbeitung planerischer Gegenmaßnahmen.

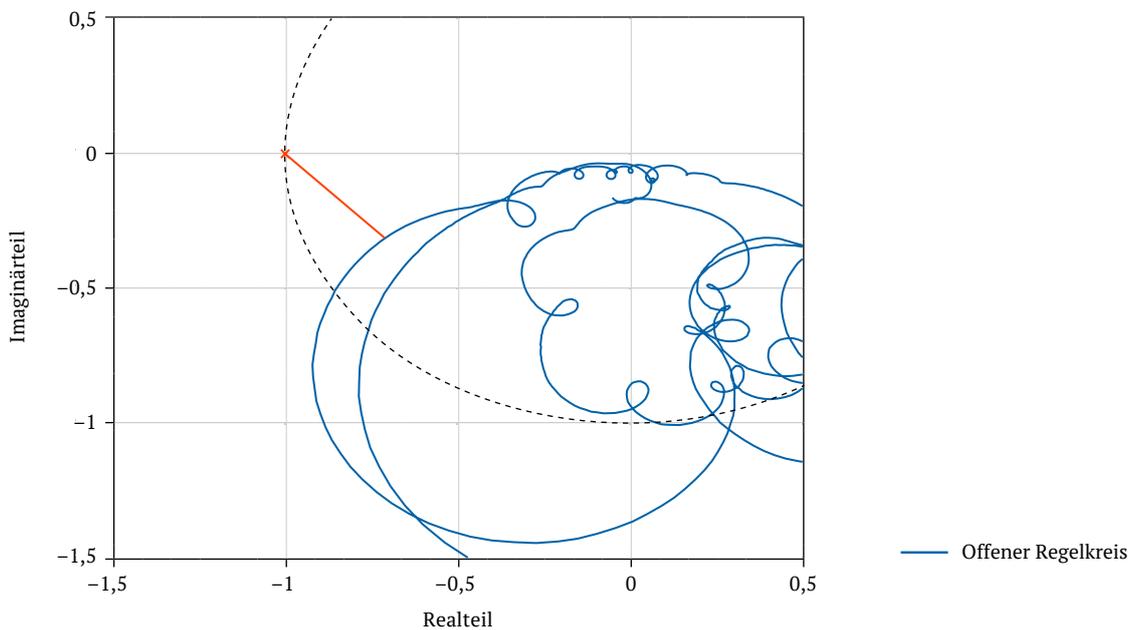
3.5.1 Methodik

Die Auswertemethodik des IBSK-Screenings ist bis auf ein weiteres Bewertungskriterium, welches in diesem Bericht verwendet wird, im Kapitel 4.2.5 des SB 2023 erläutert. Daher wird in diesem Bericht ausschließlich das weitere Bewertungskriterium der „minimalen Distanz“ erläutert und der Fokus auf die Beschreibung der Eingangsdaten und die Quantifizierung der Ergebnisse gelegt.

Das Kriterium der „minimalen Distanz“ (MD) drückt den minimalen Abstand der Ortskurve des offenen Regelkreises zum Nyquist-Punkt $(-1,0)$ aus. Es ist damit ein Maß der Robustheit des Gesamtsystems gegenüber Approximationen, Vereinfachungen und Unsicherheiten der Modellierung. Als eine komplexe Größe kann der Vektor der MD mit dem Amplitudenrand oder der Phasenreserve (PR) übereinstimmen, er muss es jedoch nicht zwangsläufig. Zeigt der Vektor für die minimale Distanz auf den Einheitskreis, bestimmen sowohl die MD als auch die Phasenreserve dieselbe numerische Kenngröße. In diesem Falle lassen sich beide Kriterien in eine eindeutige mathematische Beziehung setzen und anhand eines gleichschenkligen Dreiecks berechnen. Es ergibt sich eine Phasenreserve zu $PR = 2 \cdot \arcsin(MD/2)$. Fällt die minimale Distanz MD mit der Amplitudenreserve (AR) zusammen und sei der Vektor der MD damit rein reell, lassen sich die beiden Kennzahlen durch die mathematische Beziehung $AR = 20 \cdot \log_{10}(1/|1-MD|)$ ineinander umrechnen. Die minimale Distanz kann jedoch auch an einem anderen beliebigen Punkt auf der Ortskurve auftreten (s. Abbildung 102, in welcher die rote Linie die minimale Distanz der Ortskurve zum Nyquist-Punkt darstellt und der Schnittpunkt der Ortskurve (blaue Kurve) mit dem Einheitskreis (gestrichelte schwarze Kurve) die Phasenreserve bestimmt). Für den gezeigten Fall wird die Robustheit des Systems per Amplituden- bzw. Phasenreserve überschätzt. Grundsätzlich wird durch die Betrachtung von ausschließlich Phasen- und Amplitudenreserve, insbesondere im Falle oftmals fehlender Phasenschnittpunkte mit -180° , ein unvollständiges Bild des Gesamtverhaltens wiedergegeben. Für ein vollständiges Bild sollte die Auswertung anhand der minimalen Distanz zum Nyquist-Punkt durchgeführt werden.

Als Akzeptanzkriterium ist in diesem Bericht die minimale Distanz der Ortskurven zum Nyquist-Punkt von 0,47 gewählt. Dieser Wert ist gleichbedeutend mit einer Amplitudenreserve von $20 \cdot \log_{10}(1/|1-0,47|) = 5,52$ dB oder einer Phasenreserve von $2 \cdot \arcsin(0,47/2) = 27^\circ$, falls der Punkt der minimalen Distanz auf der Ortskurve auf den jeweiligen Punkt der Amplitudenreserve bzw. Phasenreserve fällt.

Abb. 102 Beispiel eines Systems bei dem die minimale Distanz der Ortskurve auf einem anderen Punkt der Ortskurve liegt als dem der Phasenreserve bzw. (der in diesem Beispiel nicht vorhandenen) Amplitudenreserve



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.5.2 Harmonische Systemmodelle

Die beiden verwendeten harmonischen Systemmodelle der ÜNB weisen folgende Eigenschaften auf:

- ▶ **Betriebsmittel:** Die klassischen, nicht leistungselektronisch-basierten Betriebsmittel sind in großem Detailgrad für harmonische Analysen modelliert. Hier ist insbesondere die Verbesserung der Modellierungsdetails relevanter Betriebsmittel (MSCDNs, Drosselspulen, Transformatoren, Generatoren etc.) inklusive der Transformator-Sternpunktterdungen zur Abbildung des Verhaltens im harmonischen Frequenzbereich über 50 Hz bis 2.500 Hz zu nennen.
- ▶ **LE-Anlagen:** Berücksichtigung der harmonischen Impedanzen von Bestandsanlagen von HGÜs sowie STATCOMs
- ▶ **Istnetz-Zustand:** Das Netzmodell bildet den gegenwärtigen Ausbauzustand (Anfang 2024) des Höchstspannungsnetzes in Deutschland ab. Das europäische Randnetz ist für stationäre Berechnungen aufbereitet, beinhaltet jedoch keine explizite Modellierung für den harmonischen Frequenzbereich.
- ▶ **Bedarfsanalyse-Zustand (BA24t+3):** Das Netzmodell bildet den Ausbauzustand des Höchstspannungsnetzes in Deutschland im Jahr 2027 ab. Es sind 21 LE-Neuanlagen im deutschen Netzgebiet im Vergleich zum Istnetz-Zustand hinzugekommen. Analog zum Istnetz-Zustand ist das europäische Randnetz für stationäre Berechnungen aufbereitet, beinhaltet jedoch keine explizite Modellierung für den harmonischen Frequenzbereich. Darüber hinaus sind die geplanten Leitungen bis 2027 aufgrund noch nicht vollständig vorhandener Informationen mithilfe von aggregierten PI-Ersatzschaltungen modelliert. Diese Modellierung ist im harmonischen Frequenzbereich nur für kurze Leitungsabschnitte (wenige km) anwendbar. Für längere Abschnitte beinhalten Pi-Äquivalente jedoch keine explizite Modellierung für den harmonischen Frequenzbereich und Resonanzstellen können durch die Modellierungsart verschoben sein oder fälschlicherweise vernachlässigt werden.
- ▶ **Netzzustand und Lastfluss:** Um die Rechenkapazitäten für harmonisch relevante Variantenrechnungen vorzuhalten, wird ein repräsentativer NNF herangezogen.

3.5.3 Bestimmung der frequenzabhängigen Knotenimpedanzen

Für die Bewertung der Harmonischen Stabilität werden im Folgenden die Impedanzen ausgewählter Netzknoten bestimmt. Die als relevant für die bereits vorherrschende leistungselektronische Durchdringung sowie in absehbarer Zukunft relevant für Anschlüsse von LE-Anlagen eingestuft Netzknoten sind in Tabelle 9 gelistet.

Tab. 9 Als relevant eingestufte Netzknoten für die Untersuchungen der Harmonischen Stabilität

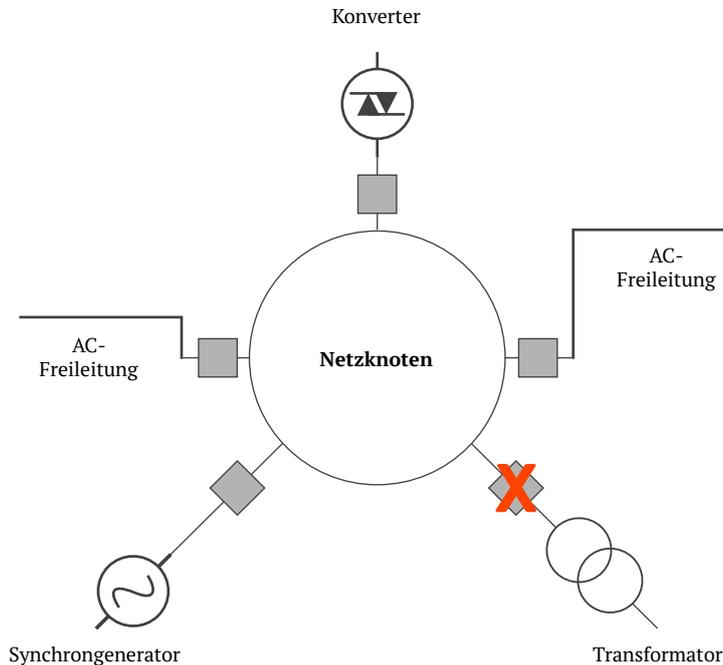
D2	D4	D7	D8
Büttel	Großgartach	Hanekenfähr	Güstrow
Diele	Hüffenhardt	Wehrendorf	Lubmin
Dörpen West	Kupferzell	Westerkappeln	Neuenhagen
Emden Ost	Oberjettingen	Oberzier	Streumen
Wilster West	Philippsburg	Osterath	Wolmirstedt
Sottrum	Großgartach	Emscherbruch	Remptendorf
Redwitz	Eichstetten	Bürstadt	Röhrsdorf
Dollern	Dellmensingen	Opladen	Lauchstädt
	Wendlingen	Rheinau	Ragow
		Kriftel	Weida
		Kusenhorst	
		Dauersberg	
		Gersteinwerk	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für jeden Knoten aus Tabelle 9 wird eine Frequenzgangberechnung durchgeführt. Das Ergebnis ist die Impedanz des Knotens in Abhängigkeit der Frequenz $Z(f)$, welche für eine neu anzuschließende Anlage relevant wäre. Die Frequenzgangberechnung wird mit einer adaptiven Berechnungsschrittweite von maximal 1 Hz zwischen 100 Hz und 2.500 Hz durchgeführt. Die verwendete adaptive Schrittweite erlaubt die weitere Reduktion der Schrittweite bspw. im Falle von Resonanzstellen, sofern notwendig. Die Knotenimpedanzen beinhalten folgende Systemzustände:

- ▶ N-0: Fehlerfreier Systemzustand. Dadurch ergibt sich für jeden relevanten Netzknoten eine Knotenimpedanz.
- ▶ N-1: Für jedes an den Knoten angeschlossene Längselement (Transformator, Freileitung, Kabel) erfolgt eine Ausfallrechnung. Abbildung 103 zeigt dies beispielhaft für einen Transformator. Es ergeben sich für jeden Netzknoten und jedes Ausfallszenario eine Knotenimpedanz.

Abb. 103 Beispielhafte (n-1)-Ausfallrechnung zur Bestimmung der harmonischen Knotenimpedanz



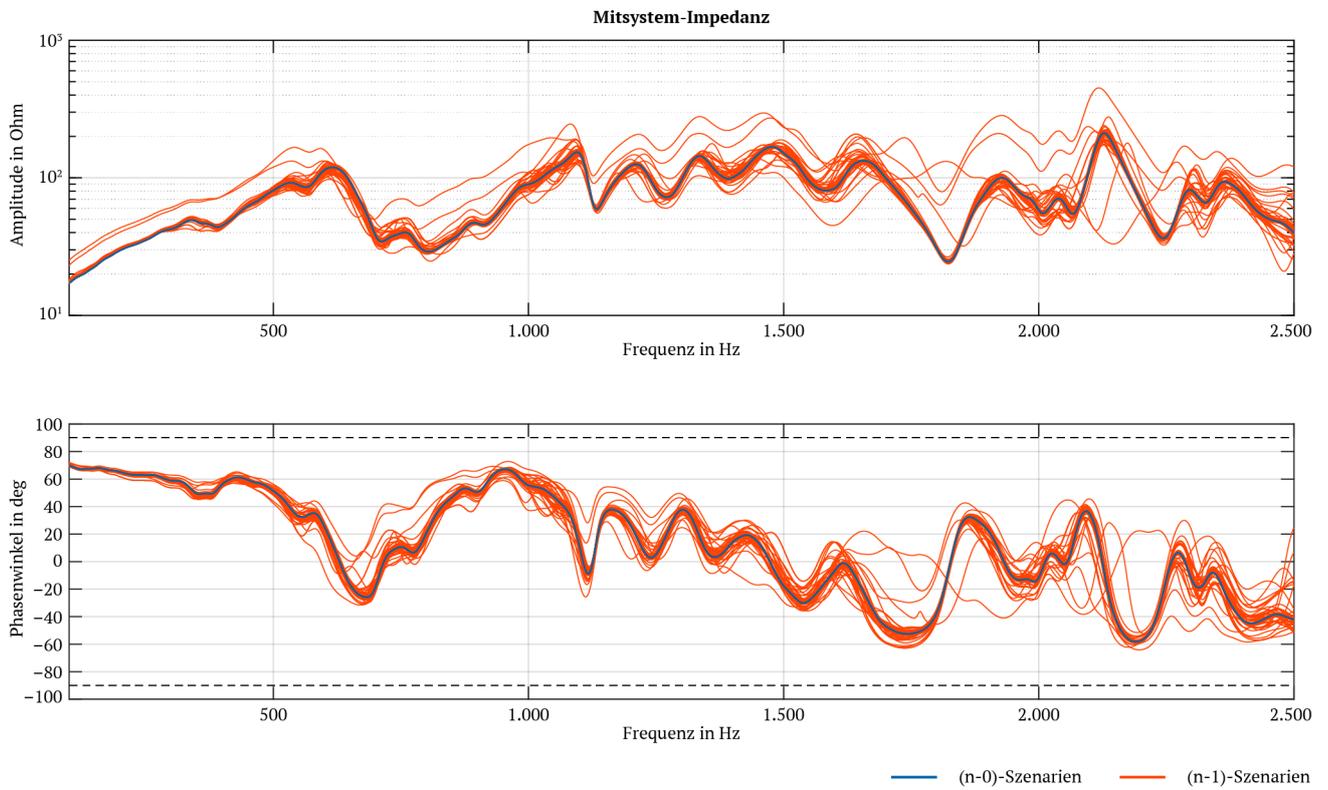
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Frequenzgangberechnung kann grundsätzlich symmetrisch durchgeführt werden. Ein Vergleich zwischen den Knotenimpedanzen bei symmetrischer (Mitsystem) sowie unsymmetrischer (Mit-, Gegen-, Nullsystem) Frequenzgangberechnung wurde angestellt. Einflussfaktoren, wie z. B. unvollständige Verdrillung der Freileitungen, haben nur einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Knotenimpedanzen gezeigt, insbesondere fern der Leitungsresonanzen. Nullsysteme sind aufgrund der Ynd-Transformatorschaltung der LE-Anlagen vernachlässigbar, da die sekundärseitige Dreieckswicklung eine Entkopplung des Nullsystems ermöglicht.

Die ermittelten Knotenimpedanzen sind für alle (n-0)- und (n-1)-Fehlerfälle in Abbildung 104 am Beispiel eines Knoten und in Abbildung 105 für alle Knoten für das Istnetz dargestellt. Für den Bedarfsanalyse-Zustand sind die Knotenimpedanzen in Abbildung 106 dargestellt. Übergeordnet lässt sich zusammenfassen:

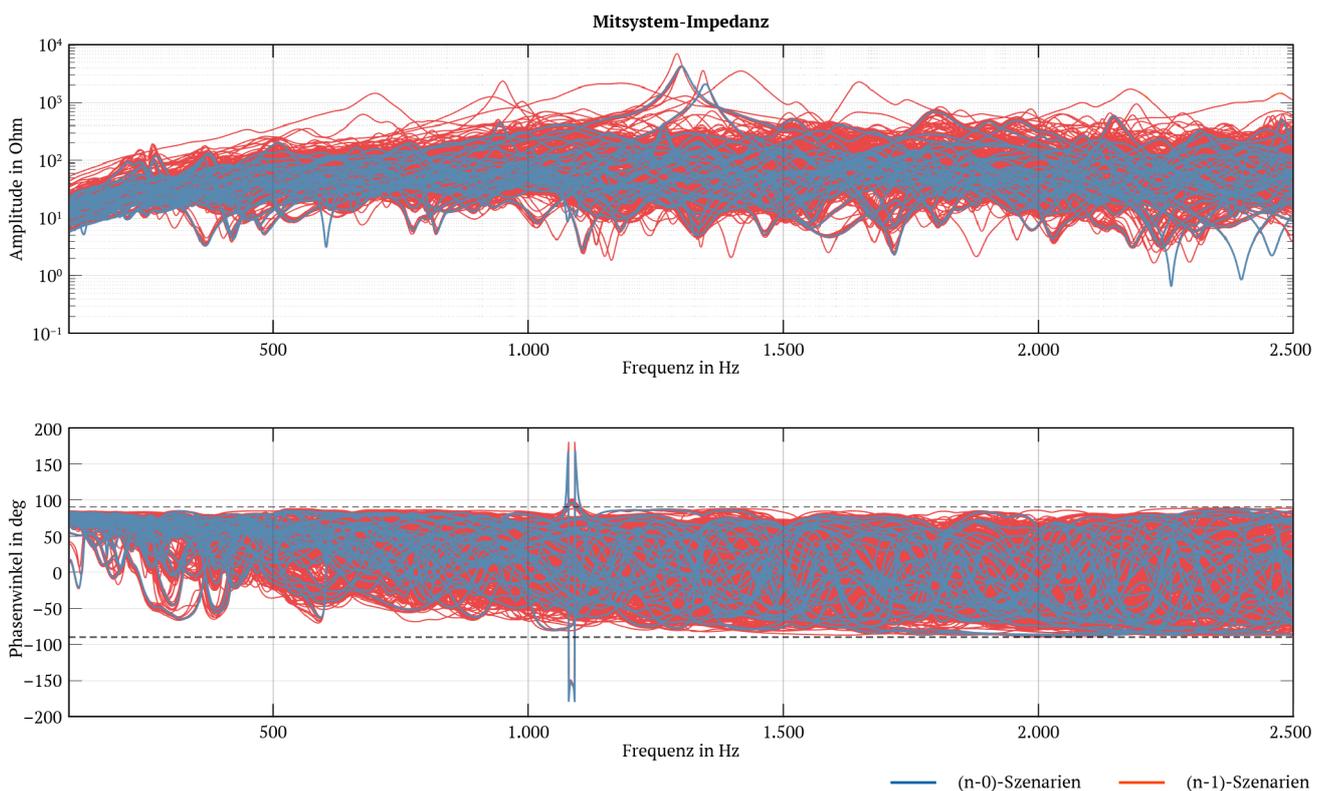
- ▶ Serienresonanzen (niedrige Amplitude) und Parallelresonanzen (hohe Amplitude) können über den gesamten Frequenzbereich auftreten. Relevant für die Harmonische Stabilität sind vor allem die kapazitiven Flanken der Parallelresonanzen. Hierbei kann es zu Schnittpunkten mit dem Impedanzverlauf der LE-Anlage in Frequenzbereichen kommen, welcher bei nicht passiven Anlagen mit einem negativen Widerstand einhergehen kann. Dies erhöht das Risiko für geringe Stabilitätsreserven oder gar instabile Zustände.
- ▶ Die geplanten Netzausbaumaßnahmen und neuen LE-Anlagen bis 2027 führen zu veränderten Knotenimpedanzen und einer Verlagerung von Resonanzstellen.
- ▶ Aufgrund des Anschlusses einer nichtpassiven LE-Anlage sind im Istnetz- als auch im Bedarfsanalyse-Zustand zwei Knoten im Bereich von rund 1.050 Hz bis 1.100 Hz nicht passiv.

Abb. 104 Knotenimpedanz für das Istnetz für (n-0)- und (n-1)-Fehlerfälle eines beispielhaften Knoten



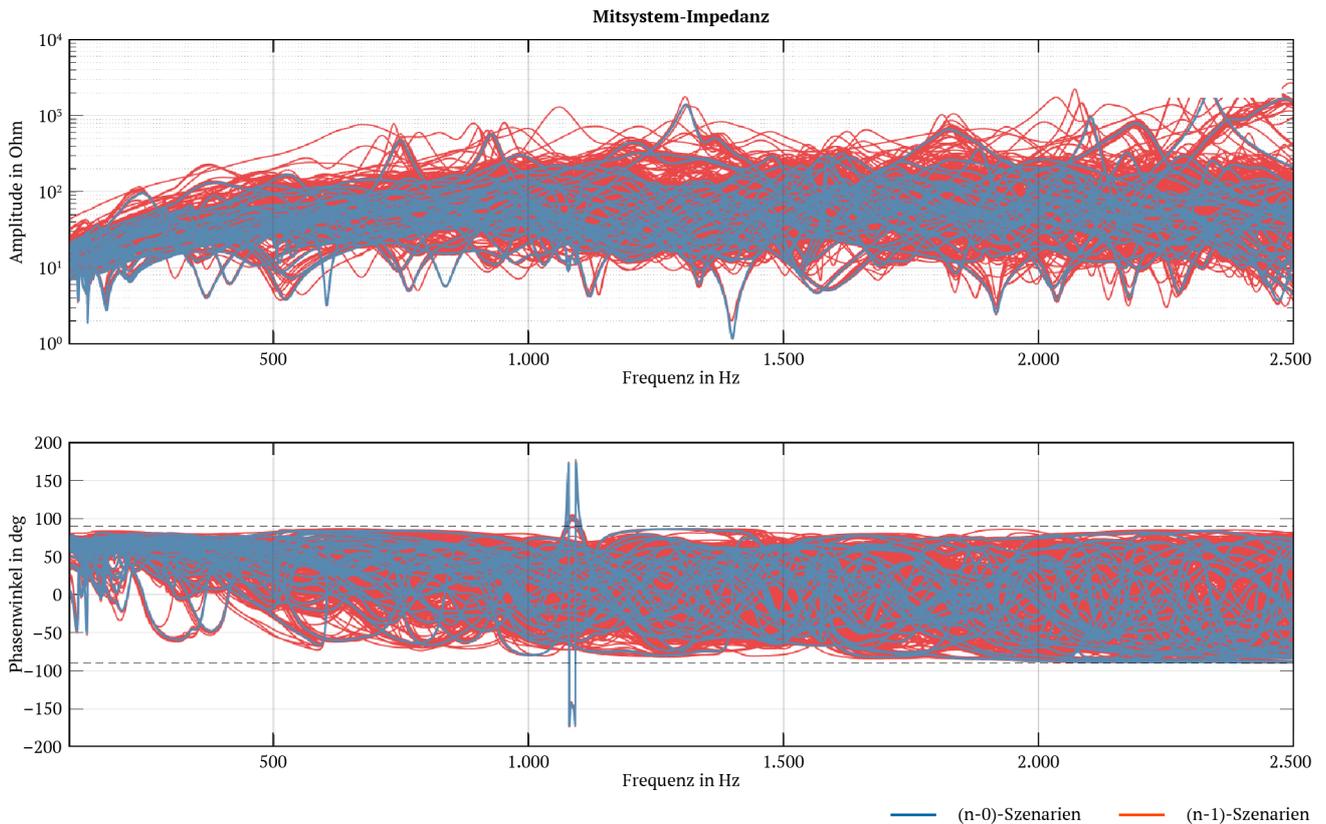
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 105 Knotenimpedanzen aller relevanter Knoten für das Istnetz für (n-0)- und (n-1)-Fehlerfälle



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 106 Knotenimpedanzen aller relevanter Knoten für den Bedarfsanalyse-Zustand für (n-0)- und (n-1)-Fehlerfälle



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

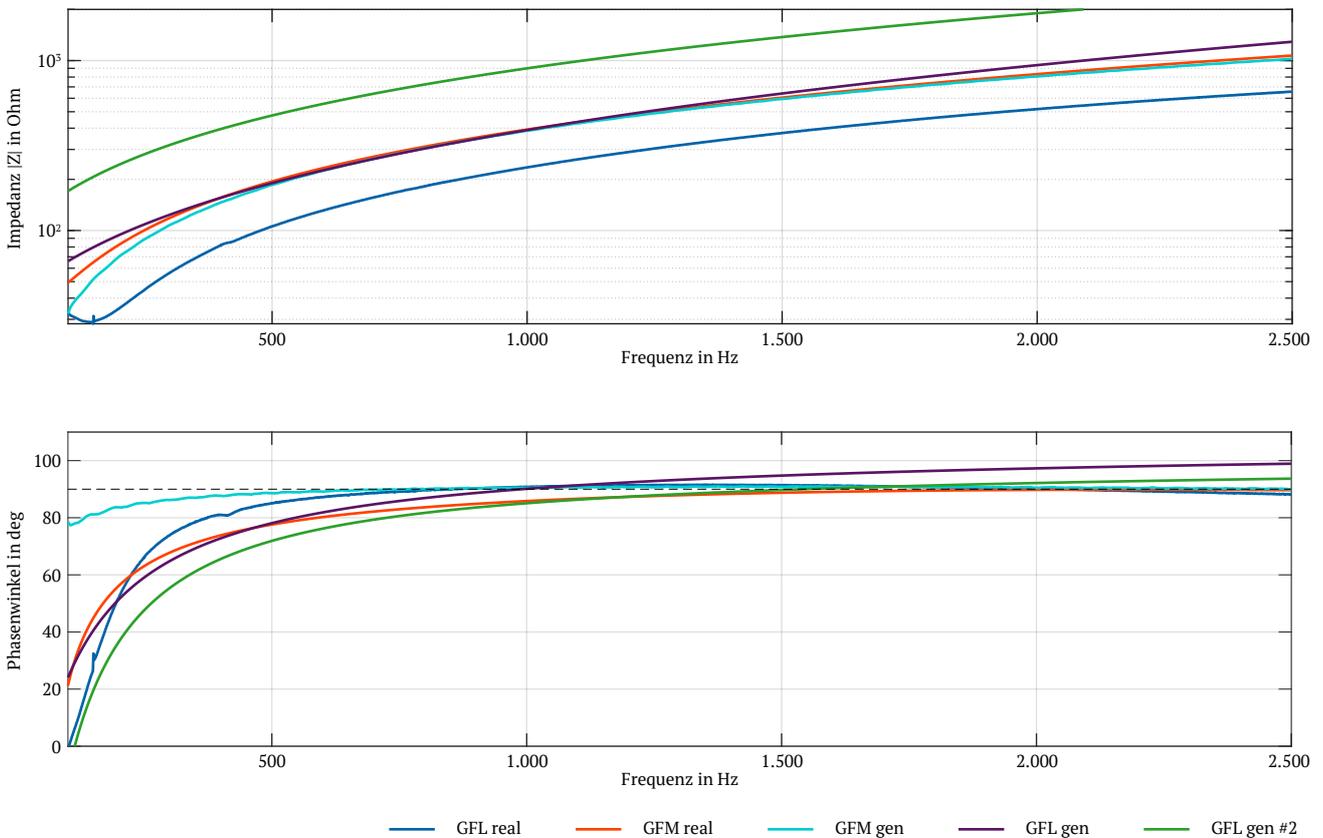
3.5.4 Anlagenimpedanzen von potentiellen LE-Anlagen

Neben den frequenzabhängigen Knotenimpedanzen sind für das IBSK die Impedanzen möglicher neu anzuschließender LE-Anlagen notwendig. Als Eingangsdaten für diese potentiellen Anlagenimpedanzen dienen:

- ▶ Frequenzabhängige Anlagenimpedanzen der LE-Anlagen aus den Netzanschlussverfahren der vier ÜNB sowie realer Großprojekte,
- ▶ Generische frequenzabhängige Anlagenimpedanzen basierend auf Forschungsprojekten.

Abbildung 107 gibt einen Überblick, welche frequenzabhängigen Anlagenimpedanzen bei neu anzuschließenden LE-Anlagen zu erwarten sind. Als besonders kritisch können LE-Anlagen mit einem niedrigen Amplitudenverlauf gepaart mit einem hohen Phasenverlauf angenommen werden. Der Verlauf mit niedriger Impedanzamplitude führt zu einer höheren Anzahl an Amplitudenschnittpunkten mit den Knotenimpedanzen. Der hohe Phasenwinkel resultiert bei Überschreitung von $+90^\circ$ Phasenwinkel in einer Nichtpassivität und führt zu einem erhöhten Risiko für Phasenschnittpunkte mit den Knotenimpedanzen oder Umkreisungen des Nyquist-Punktes durch die offene Regelschleife.

Abb. 107 Reale und generische frequenzabhängige Anlagenimpedanzen der anzuschließenden LE-Anlagen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.5.5 Ergebnisse

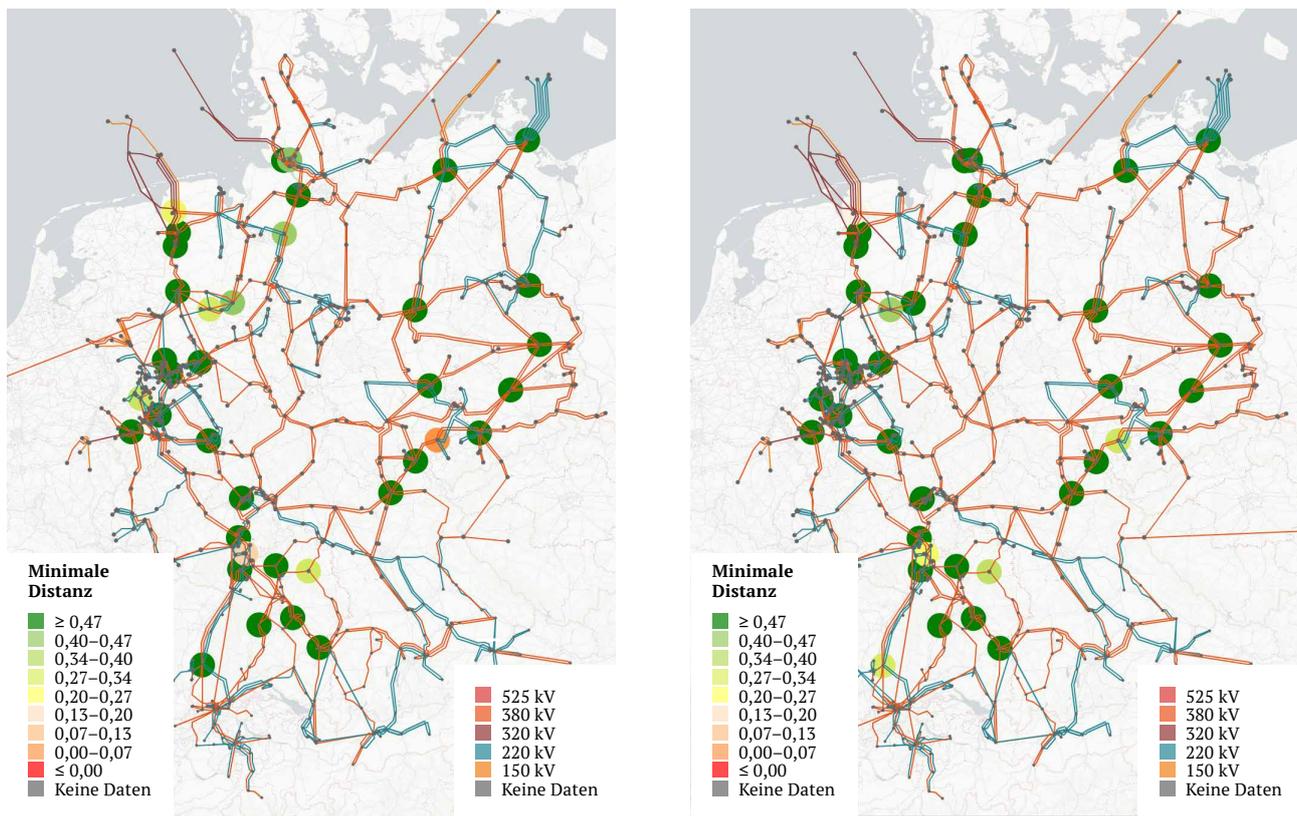
Nachfolgend werden die Ergebnisse der Harmonischen Stabilität anhand der Systemmodelle für den Istnetz- als auch den Bedarfsanalyse-Zustand vorgestellt.

Wie in Kapitel 3.5.3 beschrieben werden für sämtliche (n-0)- und (n-1)-Fehlerfälle Knotenimpedanzen ermittelt und das IBSK-Screening angewendet. Dies führt zu insgesamt 72.400 Auswertungen des IBSK je betrachteten Netzzustand. Dabei konnte für den Istnetz- als auch für den Bedarfsanalyse-Zustand für keinen Fall eine Indikation auf instabiles Verhalten ausgewiesen werden.

Abbildung 108 weist für die beiden betrachteten Systemzustände für alle Knoten aus Tabelle 9 die minimale Distanz der Ortskurven zum Nyquist-Punkt aus, welche über alle Szenarien für die jeweiligen Knoten ermittelt werden konnten. Auffällig ist, dass im Istnetz-Zustand für 32 der 40 Knoten die minimale Distanz der Ortskurven zum Nyquist-Punkt von 0,47 nicht unterschritten wird, während für den Bedarfsanalyse-Zustand für 34 der 40 Knoten die minimale Distanz der Ortskurven zum Nyquist-Punkt von 0,47 nicht unterschritten wird. Der Unterschied lässt sich vor allem auf den Netzausbau zurückführen. Durch den Netzausbau hat sich im Bedarfsanalyse-Zustand die Vermaschung des Netzes im Vergleich zum Istnetz-Zustand erhöht. Durch die erhöhte Vermaschung verringert sich tendenziell die Amplitude der Netzknotenimpedanzen über dem Frequenzbereich, was generell zu weniger Amplitudenschnittpunkten von Neuanlagenimpedanz und Netzimpedanz führen kann. Daraus ist jedoch nicht allgemeingültig auf ein verringertes Risiko von Instabilitäten zu schließen. Der mit der verringerten Netzimpedanz einhergehende verringerte ohmsche Widerstand kann bei ungünstigen Verhältnissen die Wahrscheinlichkeit für Instabilitäten erhöhen.

Für die resultierenden acht bzw. sechs Knoten ist keine systematische geografische Zuordnung feststellbar. Dies ist damit zu erklären, dass die Knotenimpedanzen stark von der Anzahl und der Impedanz der direkt angeschlossenen Anlagen und Leitungen abhängig ist und die Resonanzen zwischen Betriebsmitteln bzw. induktiven und kapazitiven Elementen unabhängig von der Geografie oder elektrischen Distanz sind. Fünf der sechs resultierenden Knoten des Bedarfsanalyse-Zustands sind auch im Istnetz-Zustand als Knoten mit geringer Stabilitätsreserve ausgewiesen.

Abb. 108 Geografischer Überblick der Ergebnisse der Harmonischen Stabilität auf Basis des IBSK für den Istnetz- (links) und den Bedarfsanalyse-Zustand (rechts)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10 wertet die Anzahl minimaler Distanzen je Knoten und Netzscenario im Vergleich zwischen netzfolgenden und netzbildenden Anlagen für die beiden Netzzustände aus. Für den Istnetz-Zustand ist die Anzahl minimaler Distanzen $< 0,47$ im Falle von GFL geregelten Anlagen (5,25 %) gegenüber GFM geregelten Anlagen (5,01 %) geringfügig größer. Im kritischeren Bereich des minimalen Abstands $< 0,235$ zeigt sich, dass bei GFL-Anlagen (4,97 %) die Anzahl ungefähr doppelt so groß ist wie bei GFM-Anlagen (2,48 %). Für den Bedarfsanalyse-Zustand zeichnet der Vergleich der Anzahl minimaler Distanzen von GFL und GFM geregelten Anlagen ein ähnliches Bild bei ungleich größerem minimalem Abstand. So liegt die Anzahl minimaler Distanzen von GFL geregelten Anlagen für den kritischeren Bereich des minimalen Abstands $< 0,235$ nur noch bei 0,01 % und die von GFM-Anlagen bei 0. Die Anzahl minimaler Distanzen $< 0,47$ im Bedarfsanalyse-Zustand ist für GFL (4,96 %) und GFM (2,48 %) geregelte Anlagen prozentual fast identisch zu der Anzahl der GFL und GFM geregelten Anlagen für den kritischeren Bereich des minimalen Abstands $< 0,235$ im Istnetz-Zustand. Daraus lässt sich schließen, dass im Mittel sich der minimale Abstand aller betrachteten Knoten vergrößert hat durch den zugrunde gelegten Netzausbau im Bedarfsanalyse-Zustand.

Die Auswertung der Anzahl von Phasenreserven $< 35^\circ$ und $< 15^\circ$, welche aus dem Schnittpunkt der Ortskurve mit dem Einheitskreis ermittelt sind, zeichnen für GFL- und GFM-Anlagen ein sehr ähnliches Bild wie die minimale Distanz für beide Netzzustände. Die Auswertung der Amplitudenreserven sind nicht im gleichen Maße aussagekräftig, da insbesondere im Istnetz-Zustand nur sehr wenige Phasenschnittpunkte mit unterschrittener minimaler Amplitudenreserve über alle Knoten und Szenarien aufgetreten sind. Jedoch zeigen sich für GFM-Anlagen keine Schnittpunkte mit unterschrittener minimaler Reserve, wohingegen GFL-Anlagen für den Bedarfsanalyse-Zustand Schnittpunkte mit unterschrittener minimaler Reserve in 2,41 % der Fälle aufweisen. Zu erwähnen ist, dass für die Amplitudenreserven der GFL-Anlagen im Bedarfsanalyse-Zustand lediglich ein Knoten verantwortlich ist, dieser jedoch in nahezu allen Szenarien Schnittpunkte aufweisen.

Bei der Ergebnisanalyse des Bedarfsanalyse-Zustands ist zu berücksichtigen, dass in der Modellierung der Plan-Leitungen aufgrund noch nicht vorhandener Informationen die harmonischen Frequenzabhängigkeiten nicht explizit berücksichtigt sind und die Plan-Leitungen als aggregierte PI-Ersatzschaltungen ausgeführt wurden. So ist z. B. auf der einen Seite der Skin-Effekt, der den ohmschen Widerstand der Leitungen für hohe Frequenzen erhöhen würde, dadurch nicht hinreichend modelliert. Damit wird die resistive Dämpfung des Systems für höhere Frequenzen konservativer abgeschätzt und kann im höherfrequenten Bereich tendenziell zu geringeren Stabilitätsreserven führen als im zukünftigen realen System. Auf der anderen Seite werden durch die Modellierung der Plan-Leitungen als aggregierte PI-Ersatzschaltung Resonanzstellen eventuell verschoben und vernachlässigt. Dies könnte dazu führen, dass das IBSK-Screening für den Bedarfsanalyse-Zustand in einigen Fällen optimistischere Stabilitätsreserven ausweist.

Tab. 10 Anzahl minimaler Distanzen, Amplituden- und Phasenreserven prozentual bezogen auf alle Auswertefälle

Anlagentyp	Minimale Distanz $< 0,47$		Minimale Distanz $< 0,235$		Phasenreserve $< 35^\circ$		Phasenreserve $< 15^\circ$		Amplitudenreserve < 15 dB	
	Istnetz	BA24 t+3	Istnetz	BA24 t+3	Istnetz	BA24 t+3	Istnetz	BA24 t+3	Istnetz	BA24 t+3
GFL	5,25 %	4,96 %	4,97 %	0,01 %	5,10 %	5,01 %	4,97 %	0,01 %	0,01 %	2,41 %
GFM	5,01 %	2,48 %	2,48 %	0 %	5,01 %	2,47 %	2,49 %	0 %	0 %	0 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11 vergleicht GFL- und GFM-Anlagen für die kritischsten neun Knoten aus der Vereinigungsmenge der kritischen Knoten des Istnetz- und Bedarfsanalyse-Zustands bezüglich der minimalen Distanz der Ortskurve der offenen Regelkreise zum Nyquist-Punkt $(-1,0)$, der minimalen Phasenreserve und der minimalen Amplitudenreserve. Dunkelgrün eingefärbt sind Stabilitätsreserven oberhalb der Grenzwerte. Verletzte Grenzwerte unterhalb einer Phasenreserve von 35° , unterhalb einer Amplitudenreserve von 15 dB bzw. unterhalb einer minimalen Distanz von 0,47 werden hellgrün abgestuft. Die Unterschreitung einer Phasenreserve von 15° , einer Unterschreitung einer Amplitudenreserve von 5 dB bzw. unterhalb einer minimalen Distanz von 0,235 sind orange abgestuft und empfehlen eine validierende EMT-Simulation. Das Farbschema entspricht somit dem aus Abbildung 108. Eine Systematik zwischen den als indikativ kritisch ausgewiesenen Knoten des Istnetz- und des Bedarfsanalyse-Zustands ist erkennbar. Fünf der sechs resultierenden Knoten des Bedarfsanalyse-Zustands sind auch im Istnetz-Zustand als Knoten mit geringer Stabilitätsreserve ausgewiesen. Durch den Netzausbau vergrößern sich die Stabilitätsreserven im Mittel an allen betrachteten Knoten. Exemplarisch wird dies z. B. an den ausgewiesenen minimalen Distanzen an Knoten 1 deutlich. Im Istnetz-Zustand ist Knoten 1 nur schwach vernetzt durch eine einfache Einschleifung. Der geplante Netzausbau sieht für den Bedarfsanalyse-Zustand eine Doppeleinschleifung des Knotens vor. Die zusätzliche Vermaschung am Knoten 1 führt zu einem wesentlich geringeren Amplitudenverlauf der Netzknotenimpedanz, damit zu weniger Amplitudenschnittpunkten zwischen den Impedanzen der fiktiven Neuanlagen und der Knotenimpedanz sowie zu einer größeren Stabilitätsreserve im Vergleich zum Istnetz-Zustand.

Tab. 11 Vergleich zwischen GFL und GFM sowie Istnetz- und Bedarfsanalyse (BA24t+3)-Zustand

Knoten	Anlagentyp	Minimale Distanz zum Nyquist-Punkt		Minimale Phasenreserve		Minimale Amplitudenreserve	
		Istnetz	BA24t+3	Istnetz	BA24t+3	Istnetz	BA24t+3
Knoten 1	GFL	0,0257	0,3260	1,48°	24,91°	1,51 dB	16,85 dB
	GFM	0,0804	0,5037	4,70°	58,58°	N/A	N/A
Knoten 2	GFL	0,1328	0,2570	7,75°	15,44°	N/A	N/A
	GFM	0,1783	0,3582	10,40°	22,94°	N/A	N/A
Knoten 3	GFL	0,2670	0,2190	16,72°	13,21°	N/A	11,82 dB
	GFM	0,4070	0,3351	30,58°	22,27°	N/A	N/A
Knoten 4	GFL	0,3159	0,4142	24,17°	28,11°	17,99 dB	N/A
	GFM	0,4686	0,5264	33,26°	44,17°	N/A	N/A
Knoten 5	GFL	0,3211	0,3531	22,1°	25,60°	N/A	19,23 dB
	GFM	0,3928	0,5081	22,65°	43,58°	N/A	N/A
Knoten 6	GFL	0,3379	0,4818	19,93°	32,16°	N/A	N/A
	GFM	0,4154	0,5766	25,74°	49,44°	N/A	N/A
Knoten 7	GFL	0,4260	0,6150	30,77°	88,95°	18,10 dB	N/A
	GFM	0,5634	0,7263	63,50°	N/A	N/A	N/A
Knoten 8	GFL	0,4450	0,7668	31,87°	88,52°	19,25 dB	N/A
	GFM	0,5732	0,8240	49,12°	N/A	N/A	N/A
Knoten 9	GFL	0,6277	0,3103	44,34°	18,58°	N/A	18,46 dB
	GFM	0,6941	0,3811	63,50°	24,78°	N/A	27,09 dB

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die minimalen Distanzen zum Nyquist-Punkt aller Netzknoten sind unter Berücksichtigung der GFM-Anlagenimpedanzen größer als die minimalen Distanzen zum Nyquist-Punkt bei Verwendung der GFL-Anlagenimpedanzen. Dies indiziert ein robusteres Gesamtsystemverhalten bei Anschluss von GFM-Anlagen im Vergleich zum Anschluss von GFL-Anlagen. Darüber hinaus sind minimale Phasen- als auch Amplitudenreserven fast aller Netzknoten unter Berücksichtigung der GFM-Anlagenimpedanzen größer als die Stabilitätsreserven bei Verwendung der GFL-Anlagenimpedanzen. Dies ist hauptsächlich durch die passive ohmsch-induktive frequenzabhängige Impedanz bzw. die geringeren Phasenwinkel der Anlagenimpedanz und damit einer reduzierten Wahrscheinlichkeit der Phasenwinkeldifferenz zwischen Netz- und Anlagenimpedanz von 180° zu erklären. Der Vergleich von GFL und GFM geregelten Anlagen basiert auf einer geringen Anzahl von fiktiven GFL (3 Anlagen) und GFM (2 Anlagen) Neuanlagen. Vor diesem Hintergrund sind die vorstehenden Ergebnisse und Interpretationen zu betrachten.

Einfluss der Berücksichtigung harmonischer Impedanzen von Bestandsanlagen benachbarter ÜNB

Gegenwärtig werden projektspezifische Studien mit den harmonischen Anlagenimpedanzen durchgeführt, die dem verantwortlichen ÜNB für das eigene Netzgebiet vorliegen. Dies ist aktuell für LE-Anlagen mit ausreichend elektrischer Entfernung zu den Knoten benachbarter ÜNB tolerierbar. Dem widersprechen in der Zukunft folgende Punkte:

- ▶ Eine größere Vermaschung des AC-Netzes sowie Anschlüsse von LE-Anlagen, welche Parallelschaltungen darstellen, führt zu stärkeren Kopplungen zwischen zwei Knoten.

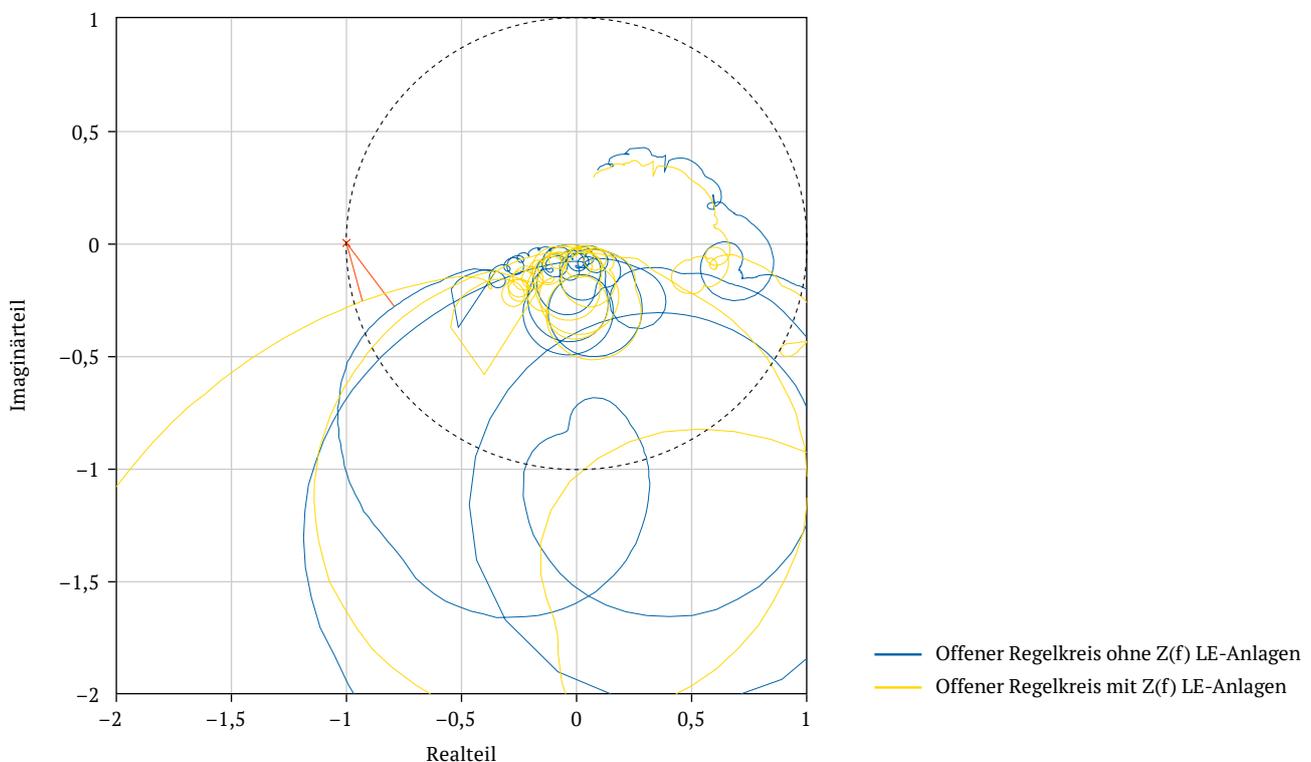
- ▶ Eine höhere Anzahl von LE-Anlagen erhöht den Fehler durch die Vernachlässigung der harmonischen Anlagen-äquivalente der anderen ÜNB.
- ▶ Künftige veränderte Netznutzungsfälle (z. B. unterschiedliche Lastflüsse, veränderte Netztopologie, Schaltung von Transformatoren, Filtern, Drosseln und anderen Netzkomponenten) können Netzresonanzen verschieben und damit die elektrische Kopplung in bestimmten Frequenzbereichen verändern.

Abbildung 109 zeigt beispielhaft den Einfluss von LE-Anlagen eines benachbarten ÜNB auf die Stabilitätsreserve einer LE-Anlage eines anderen ÜNB auf. Ohne Berücksichtigung der LE-Anlagen ergibt sich eine zu optimistische Stabilitätsreserve. In Realität kann dies dazu führen, dass Instabilitäten auftreten, obwohl die LE-Anlage eine positive Konformitätsbewertung erhält. Daher ist eine detaillierte Abbildung aller relevanten Betriebsmittel (s. Kapitel 3.5.2) unabdingbar für die Bewertung der Harmonischen Stabilität.

Eine Quantifizierung des Fehlers der Nichtberücksichtigung der LE-Anlagen benachbarter ÜNB kann nicht allgemeingültig ausgewiesen werden. Je elektrisch näher die zu untersuchende LE-Anlage bereits heute an den Knoten benachbarter ÜNB angeschlossen werden soll und je größeren Einfluss die oben genannte Punkte in der Zukunft haben, desto größer wird tendenziell der Fehler. Aktuell haben die Netzknoten im Nordwesten Deutschlands besondere Relevanz, da hier bereits verhältnismäßig viele LE-Anlagen angeschlossen sind und die Vermaschung auch relativ hoch ist. Zukünftig werden solche Sensitivitäten deutschlandweit Bedeutung haben, da HGÜs, Elektrolyseure und Batteriespeicher großflächig angeschlossen werden.

Die Weitergabe harmonischer Anlagenmodelle zwischen den ÜNB hat somit höchste Relevanz und sollte zeitnah angegangen werden, um a) Unsicherheiten in der Stabilitätsbewertung, b) den Aufwand der Konformitätsbewertung und c) den vertraglichen Aufwand zu reduzieren.

Abb. 109 Beispielhafter Vergleich der Ortskurven des offenen Regelkreises mit und ohne Berücksichtigung der frequenzabhängigen Impedanzen der LE-Anlagen benachbarter ÜNB



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.5.6 Sonderanalyse Harmonische Stabilität: Störung an einem Offshore-HGÜ-Konverterstandort im August 2024

Im August 2024 trat an einem Standort mit mehreren Offshore-Konvertern eine harmonische Störung auf, die über einen Zeitraum von zwei Stunden außerordentlich hohe harmonische Strom- und Spannungspegel im Bereich zwischen 450 Hz und 550 Hz erzeugte. Die Ausbreitung der harmonischen Pegel konnte im gesamten deutschen Übertragungsnetz, sowie in unterlagerten Netzen beobachtet und eindeutig der Störung zugeordnet werden, da die typischerweise an den Standorten vorherrschenden Pegel deutlich geringer sind. Das Ereignis führte zur Schutzauslösung/Abschaltung von insgesamt vier HGÜ-Konvertern mit einer Nennleistung von jeweils 800–900 MW.

Im Folgenden werden die systemischen Randbedingungen, welche zu diesem Ereignis geführt haben, beschrieben und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

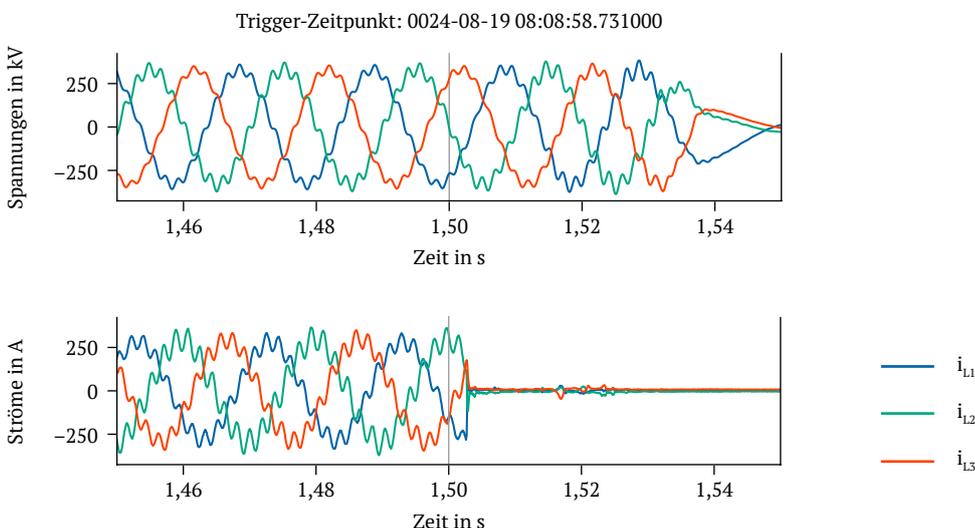
3.5.6.1 Ablauf des Ereignisses

Ausgangspunkt für die harmonische Störung war eine Schwachlastsituation mit sehr geringer Windenergie-Einspeisung (Offshore-HGÜ-Konverterleistung < 5 % der Nennleistung).

In der Umgebung des betroffenen Umspannwerks waren vier Stromkreise aufgrund von geplanten Wartungsarbeiten abgeschaltet. Zudem bestand eine Sonderschaltung für den Test einer AC-Kabelstrecke. Die Kombination dieser Schaltzustände kann als Verringerung des Vermaschungsgrades in Verbindung mit der Einbringung parallel geschalteter Kapazitäten interpretiert werden. Dies führte zu einer Parallelresonanz im Impedanzverlauf mit einer vergleichsweise niedrigen Frequenz von ca. 400–450 Hz. Die kapazitive Flanke dieser Parallelresonanz bildete einen Serienschwingkreis mit dem beteiligten HGÜ-Konverter, durch dessen negative Resistivität (Nichtpassivität) sich ein harmonisch instabiler Zustand ergab.

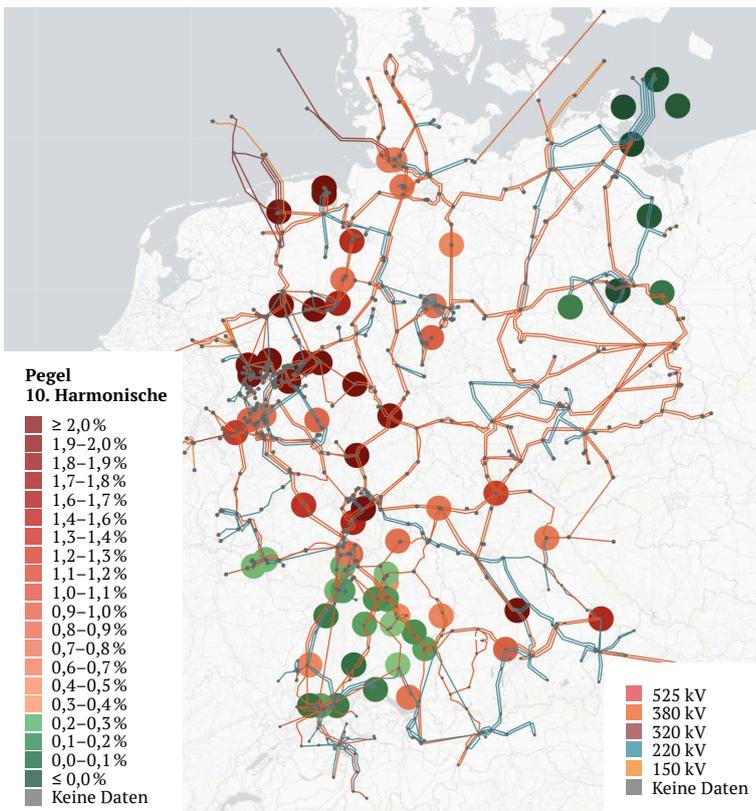
Diese Nichtpassivität in der Serienresonanz zwischen HGÜ-Konverter und dem restlichen System führte zu harmonischen Stromemissionen und der Ausprägung hoher harmonischer Spannungen im System im Bereich der 10. Oberschwingungsordnung. Die stark erhöhte harmonische Gesamtverzerrung der Spannung von > 8 % „Total Harmonic Distortion Voltage“ (THDU) löste den harmonischen Schutz von drei umgebenden HGÜ-Konvertern innerhalb von zwei Minuten aus. Aus der Perspektive der abgeschalteten Konverter war die Serienresonanz nicht zu erkennen und durch ihre passiv-induktive Innenimpedanz wirkten sie grundsätzlich positiv auf die erhöhten harmonischen Spannungen. Durch die Abschaltung dieser positiv wirkenden Anlagen aufgrund des harmonischen Schutzes erhöhten sich die Verzerrungspegel stufenweise auf ca. 30 % THDU. Zudem führten die Abschaltungen zu einer weiteren Verschiebung der Resonanzfrequenz und zur Ausprägung des Resonanzpeaks.

Abb. 110 Zeitlicher Verlauf der Spannungen und Ströme während dem Ereignis



Die harmonische Störung konnte erst nach ca. zwei Stunden durch den Ausfall mehrerer leistungselektronischer Komponenten und einer Notabschaltung des verursachenden Konverters beigelegt werden. Während der Störung wurde ein harmonischer Strom der 10. harmonischen Ordnung von bis zu 300 A in das Übertragungsnetz eingebracht (vgl. Abbildung 110). Die Ausbreitung der Störung konnte im gesamten deutschen Netzgebiet sowie im Übertragungsnetz der Nachbarländer beobachtet werden (vgl. Abbildung 111). Dieses Beispiel belegt die bisherigen simulativen Untersuchungen, dass die Annahme der lokalen Natur höherfrequenter Störungen und Vorgänge im System als nicht valide eingestuft werden muss. Die Ausbreitung von Harmonischen hängt stark von den Resonanzstellen im System ab und lässt sich weder geografisch interpretieren noch ordnungsspezifisch voraussagen oder eingrenzen. Die wirksame elektrische Distanz zwischen Knoten variiert stark über den betrachteten Frequenzbereich.

Abb. 111 Ausbreitung der harmonischen Störung im deutschen Übertragungsnetz mit Einfärbung bezüglich des IEC-Planungspegels der 10. harmonischen Ordnung von 0,35 %



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.5.6.2 Analyse und Schlussfolgerungen

Wie im einleitenden Teil zur Harmonischen Stabilität beschrieben, beinhaltet die Untersuchung der Harmonischen Stabilität grundsätzlich die folgenden Analyseschritte:

- a) Ermittlung der harmonischen Knotenimpedanzen am Anschlussknoten für unterschiedliche Ausbaustufen und Szenarien
- b) Ermittlung der harmonischen Impedanz der zu integrierenden Anlage
- c) Impedanz-basiertes Screening auf Basis des IBSK zur Identifikation kritischer Szenarien
- d) Gegebenenfalls EMT-Studien zu kritischen Szenarien

Die Aussagekraft der Untersuchungen hängt dabei sehr stark von der Genauigkeit und Realitätstreue der in Punkt a) und b) benannten Impedanzen ab. Nachgelagert konnte die Instabilität des Events im August 2024 mithilfe des IBSK aufgezeigt werden. Dafür wurde der vorliegende Netzzustand (wartungsbedingte Abschaltungen von vier Stromkreisen und Sonderschaltung für den Test einer AC-Kabelstrecke) sowie alle relevanten Betriebsmittel modelliert.

Harmonische Knotenimpedanz

Nach der im Kapitel 3.5.3 beschriebenen Methode wird die harmonische Knotenimpedanz ausgehend vom Normalschaltzustand des Netzes für alle relevanten (n-1)-Szenarien modelliert und untersucht. Auch wenn im Zuge der Netzanschlussstudien von den ÜNB eine Vielzahl zusätzlicher Szenarien untersucht werden, ist es aufgrund der Gesamtheit möglicher Schaltzustände unmöglich alle abzudecken.

Die Planungsunsicherheit bezüglich unberücksichtigter Schaltzustände führt zu einem grundsätzlichen Risiko für unerwartete Störungen. Auch temporäre Sonderschaltungen, bspw. der Test von Leitungsabschnitten, können zur Verschiebung von Resonanzstellen im Netz führen, die nicht in vorangegangenen Netzanschlussstudien erfasst wurden.

Harmonische Anlagenimpedanz

Im Falle der harmonischen Impedanz der Anlage ist der ÜNB vollständig auf die vom Hersteller der Anlage zur Verfügung gestellten Modelle angewiesen. Bei Ungenauigkeiten in diesen Modellen läuft der ÜNB Gefahr, mögliche instabile Zustände nicht identifizieren zu können. Die große räumliche Ausdehnung des beschriebenen Ereignisses macht deutlich, dass Störungen dieser Art keine regionalen Phänomene sind und damit ein Modellaustausch zwischen den ÜNB von entscheidender Bedeutung für die Analyse des Gesamtsystems ist. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass Anlagen mit passiven harmonischen Impedanzen im relevanten Frequenzbereich zur Verringerung des Risikos weiterer Störungen und zur Robustheit des Gesamtsystems beitragen. Mit der Erfüllung dieser Forderung lassen sich die Risiken der Planungsunsicherheit deutlich verringern und deren Einfluss auf die Gesamtsystemstabilität verringern.

Harmonischer Schutz von leistungselektronischen Anlagen

In der Vergangenheit wurde der harmonische Schutz von großen leistungselektronischen Anlagen primär als Anlagenschutz ausgelegt. Die Gestaltung lag in der Verantwortung der Hersteller und es erfolgte keine systemweite Koordination. Dieses Konzept kann, wie im dargestellten Fall beschrieben, dazu führen, dass sich unbeteiligte oder positiv wirkende Betriebsmittel früh vom Netz trennen und die verursachenden Betriebsmittel zu lange am Netz bleiben.

Angesichts der zukünftig zu erwartenden steigenden Integration von HGÜ-Konvertern und anderen Stromrichter-basierten Anlagen, wie Batteriespeichern und Elektrolyseuren, kommt der Koordinierung des harmonischen Schutzes eine wichtige Rolle für die Systemstabilität zu. Nur damit kann gewährleistet werden, dass im Falle oben beispielhaft beschriebener harmonischer Stabilitätsprobleme die verursachende Anlage schnell und selektiv vom Netz getrennt wird.



3.5.6.3 Differenzierung zwischen Power-Quality und Harmonische Stabilität

Transiente Interaktionen bei höheren Frequenzen (z. B. Regelungsinteraktionen) können zu stationären Schwingungen führen, wenn keine oder eine unzureichende Dämpfung vorhanden ist. In diesem Fall geht die transiente Interaktion in ein Power-Quality-Problem über. Wenn die Oberschwingungsspannungen oder -ströme einen (zeitbasierten) Schwellenwert (z. B. eines Umrichters) überschreiten und eine nichtlineare Unterbrecherwirkung zur Abschaltung der Konverter führt, wird aus dem Power-Quality-Problem wiederum ein Problem der Systemstabilität. Tatsächlich sind transiente Interaktionen bei höheren Frequenzen und Oberschwingungen zwei Perspektiven auf dasselbe Problem, welche Interaktionsphänomene in verschiedene Zeitskalen aufzuteilen versuchen, um vereinfachte Modellierungsansätze abzuleiten, statt systemweite EMT-Simulationen durchzuführen. Die Grenze zwischen beiden Perspektiven ist durch die Annahme eines stationären Zustands gekennzeichnet, wobei Phasoren höherer Frequenz für harmonische Rechnungen, aber nicht für Transiente geeignet sind. Weitere Details sind in [4] zu finden.

Die Modellbildung für die Analyse der Harmonischen Stabilität als auch für Power-Quality-Rechnungen wird in Form eines Thévenin Äquivalents am Netz gemacht. Sowohl während eines harmonischen Stabilitätsproblems als auch innerhalb der stationären Power-Quality wird die Auswirkungen einer harmonischen Einspeisung in das System untersucht. Im Falle eines harmonischen Stabilitätsproblems weist die in Reihe zur Spannungsquelle geschaltete Innenimpedanz einen negativen Realteil auf und führt zur Emission eines Stromes und die stetige weitere Anregung in Form einer Mitkopplung. Im Gegensatz dazu rührt bei einem Power-Quality-Problem die stationäre Emission der betroffenen Harmonischen aus der Quellenspannung des Thévenin Äquivalents. Diese Emission kann zwar arbeitspunktabhängig sein, entspricht jedoch keiner Mitkopplung und somit keinem Stabilitätsproblem.

Ein harmonisches Stabilitätsproblem ist essenziell eine negativ gedämpfte transiente Interaktion höherer Frequenz, welche zu einem kontinuierlichen Aufschwingen der betroffenen Signalgrößen im Zeitbereich führt. Im Falle der oben dargestellten Störung verhinderte vermutlich eine Nichtlinearität des Systems, vermutlich des Converters (bspw. physikalische Sättigung/Gradientenbegrenzung/Stellgrößenbeschränkung/o. ä.) ein weiteres Ansteigen des Stromes und das harmonische Stabilitätsproblem ging in einen stationären Grenzyklus über. Dieser kann als Power-Quality-Problem bezeichnet werden. Die nichtlineare Reaktion des Schutzes führte zur Abschaltung mehrere Konverter und somit zu einem Systemstabilitätsproblem, welches aufgrund der geringen Arbeitspunkte der Konverter keine weiteren Kaskadeneffekte auslöste.

3.5.7 Fazit und Ausblick

Die Analysen zur Harmonischen Stabilität basieren in diesem Bericht auf dem IBSK, welches um ein weiteres Bewertungskriterium der Stabilitätsreserve, der minimalen Distanz, erweitert wurde. Die Ergebnisse indizieren unter den gegebenen Annahmen für das Istnetz einen harmonisch-stabilen Zustand bei Anschluss einer fiktiven Neuanlage analog den Ergebnissen aus dem Systemstabilitätsbericht 2023. Zusätzlich wurde ein weiterer Zeithorizont 2027 mit dem BA24t+3 Datensatz analysiert, welcher auf Basis der Ergebnisse als indikativ harmonisch-stabil ausgewiesen ist. Der Vergleich der beiden Zeitpunkte für die betrachteten Knoten, die unterhalb der definierten Stabilitätsgrenze liegen (vgl. Tabelle 11), erhöhen sich die Stabilitätsreserven an sieben Knoten und führen zu einer Verringerung an zwei Knoten. Diese Veränderung der Stabilitätsreserven hat mehrere Gründe:

- ▶ Tendenziell geringere Knotenimpedanz aufgrund der höheren Vermaschung durch die Netzausbaumaßnahmen bis 2027 inklusive der Anbindung zusätzlicher LE-Anlagen in Parallelschaltung
- ▶ Zubau von neuen teils nichtpassiven LE-Anlagen
- ▶ Teilweise Vernachlässigung/Verschiebung höherfrequenter Resonanzstellen im BA24t+3 Datensatz, da keine ausreichende Modellqualität der Netzausbaumaßnahmen aufgrund fehlender geometrischer Daten

Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, dass eine Passivität der anzuschließenden Anlagen im relevanten Frequenzbereich die Robustheit gegen harmonische Stabilitätsprobleme erhöht. **Daraus resultiert eine neue Handlungsempfehlung mit der Anforderung an Passivität von Neuanlagen (s. Handlungsempfehlung 39).**



Eine Sensitivität des Einflusses der Berücksichtigung der harmonischen Impedanzen von LE-Anlagen benachbarter ÜNB zeigt auf, dass deren Vernachlässigung einen Einfluss auf die Ergebnisse des IBSK haben und potentiell zu optimistische Stabilitätsreserven ausweisen. Eine Quantifizierung des Fehlers ist jedoch nicht möglich, da elektrische Distanz, Vermaschung und Anzahl an in der Nähe verorteter LE-Anlagen von Relevanz sind. Dies zeigt die Notwendigkeit der Weitergabe von harmonischen Anlagenmodellen im Rahmen von Stabilitätsstudien auf. Im Hinblick auf den deutschlandweiten großflächigen Zubau von Elektrolyseuren und Batteriespeichern gewinnt die Thematik zunehmend an Bedeutung.

Um zukünftig weitergehende belastbare Analysen und Berechnungen im Frequenzbereich durchzuführen, sind die folgenden unmittelbaren und langfristigen Handlungsfelder anzugehen:

Methodik-Weiterentwicklung „Harmonische Stabilität“ (s. Handlungsempfehlung 23)

Um eine detailliertere Risikobewertung der Harmonischen Stabilität durchzuführen und einen zugehörigen Maßnahmenkatalog abzuleiten, sind vor allem Verbesserungen der Datenlage und des Systemmodells notwendig. Dazu zählen die folgenden Punkte:

- ▶ **Grundlegender Analysebedarf im harmonischen Frequenzbereich:** Überprüfung der Notwendigkeit von Analysen in Frequenzbereichen über 100 Hz, insbesondere wenn das aktuelle Netz als stabil im Sinne der Harmonischen Stabilität bewertet ist und zukünftig nur noch Stromrichteranlagen mit passivem Verhalten im harmonischen Bereich angeschlossen und keine harmonischen Stabilitätsprobleme verursacht werden. Andererseits bewirkt der weitere Netzausbau eine Erhöhung des Vermaschungsgrades, eine allgemeine Verringerung der Knotenimpedanz und die Verschiebung von Resonanzstellen. Der Rückbau von Synchrongeneratoren verringert die Anzahl parallel geschalteter Impedanzen an den Netzknoten und kann somit die Knotenimpedanz erhöhen. Zudem kann der Anschluss zukünftiger LE-Anlagen zu einem nicht-passiven Verhalten des Netzes führen. Die Bewertung der Harmonischen Stabilität von Bestandsanlagen mit etwaiger Nichtpassivität müsste daher auf Basis der neuen Systemzustände wiederholt durchgeführt werden.
- ▶ **Verschiedene Netznutzungsfälle:** Der Einfluss verschiedener NNF auf die Netzimpedanz wurde bislang nicht berücksichtigt. Es ist jedoch zu erwarten, dass unterschiedliche Lastflüsse zu einer veränderten Schaltung von Transformatoren, Filtern, Drosseln und anderen Netzkomponenten führen, was die Netzimpedanz beeinflussen kann. Daher sollte in zukünftigen Analysen der Einfluss von Variationen im Lastfluss untersucht werden. Wenn sich ein signifikanter Einfluss zeigt, sollten repräsentative Lastflussszenarien in die zukünftigen Betrachtungen einbezogen werden.
- ▶ **Berücksichtigung zukünftiger Netzbedingungen:** Berücksichtigung zukünftiger Zeitpunkte und Ausbaustände sowie verschiedener topologischer Schaltzustände zusätzlich zu den bereits inkludierten (n-1)-Fehlerfällen. Der zunehmende Netzausbau führt zu einer stärkeren Vernetzung, was in der Regel die Amplituden der Netzknotenimpedanzen verringert und Resonanzfrequenzen verschiebt. Gleichzeitig reduziert der Rückbau von Synchrongeneratoren die Anzahl parallel geschalteter Impedanzen, was zu einer Erhöhung der Amplituden der Netzknotenimpedanzen führen kann (s. auch erster Aufzählungspunkt).
- ▶ **Auswahl relevanter Netzknoten:** In zukünftigen Analysen ist die Liste relevanter Netzknoten erneut zu überprüfen und basierend auf Netzausbauvorhaben, der Einbindung neuer Netzknoten und der Außerbetriebnahme bestehender Knoten kontinuierlich anzupassen. Ebenfalls können und sollten zusätzliche Netzknoten auf Basis auffälliger Ergebnisse anderer Analysen, wie zum Beispiel dem ESCR, ergänzt werden.
- ▶ **Validierung und Prüfung des Systemmodells:** Validierung einzelner Betriebsmittel und Leitungen anhand von Messdaten.
- ▶ **Detailgrad der Randnetzmodellierung:** Analyse des Einflusses des Detailgrads der Randnetzmodellierung auf die Netzknotenimpedanzen.
- ▶ **Berücksichtigung verschiedener Betriebsmodi der LE-Anlagen:** Bspw. für ein Split-bus Betrieb zur Aufteilung der harmonischen Impedanzäquivalente auf zwei Sammelschienen mit potentiell Anschluss an unterschiedliche Stromkreise.
- ▶ **Berücksichtigung neuer leistungselektronischer Anlagentypen:** Analyse der frequenzabhängigen Impedanzen zukünftiger leistungselektronischer Anlagen wie Batteriespeicher (BES) und Elektrolyseure als potentielle Neuanlagen.
- ▶ **Einfluss von DCMT-Hubs:** Untersuchung des Einflusses von Direct-Current Multiterminal (DCMT)-Hubs auf das Netz, insbesondere bezüglich der harmonischen AC-DC-AC Kopplung von Konvertern.

- ▶ **Sensitivitätsanalysen für Verteilnetze:** Analyse des Einflusses von Verteilnetzen auf die Netzknotenimpedanz im Übertragungsnetz. Aufgrund der hohen Induktivität zwischen den Spannungsebenen (Transformator) liegt die Vermutung eines geringen Einflusses auf die übergeordneten Netze nahe, solange das unterlagerte Netz nicht stark kapazitiv ist.

Anforderungen an herstellereigene EMT-Anlagenmodelle (Handlungsempfehlung 6) und Durchführung projektspezifischer Interaktionsstudien von leistungselektronisch gekoppelten Anlagen (Handlungsempfehlung 21)

Für eine abschließende Bestätigung etwaiger instabiler Zustände oder der Bewertung geringer Stabilitätsreserven sind EMT-Interaktionsstudien notwendig. Dafür muss die Kompatibilität der Herstellermodelle innerhalb einer Simulationsumgebung und deren Weitergabe zwischen den ÜNB gewährleistet sein. Um die Kompatibilität der Herstellermodelle über die gesamte Lebensdauer der Anlage sicherzustellen sind diese als tool-unabhängige Modelle auszuführen. Des Weiteren ist über die gesamte Lebensdauer der Anlage sicherzustellen, dass bei Abweichungen von Anlagen- und Modellverhalten, Modellupdates zur Verfügung gestellt werden.

4 Weitere Aspekte im Kontext stabiler Systembetrieb

Neben den Analysen zur Systemstabilität im Kapitel 3 sind in diesem Kapitel die Erkenntnisse der deutschen ÜNB zu vier aktuellen Themen im Kontext eines stabilen Systembetriebs zusammengefasst. Das Kapitel 4.1 befasst sich mit dem Thema „Anforderungen an zukünftige Kraftwerke“, das Kapitel 4.2 mit dem Thema „Erzeugungsüberschuss“, das Kapitel 4.3 mit dem Thema „Prognoseungenauigkeiten“ und das Kapitel 4.4 mit dem Thema „Deterministische Leistungsabweichungen“. In jedem Kapitel werden zudem mögliche Auswirkungen auf die Systemstabilität abgeleitet und Handlungsempfehlungen adressiert.

4.1 Anforderungen an zukünftige Kraftwerke

Angesichts der steigenden Systembedarfe aus Sicht der Systemstabilität, die in den verschiedenen ÜNB-Prozessen quantifiziert wurden, ist erkenntlich, dass nur mit einem geeigneten Maßnahmenplan die Deckung dieser Bedarfe erfolgen kann. Damit soll gewährleistet werden, dass die Systemstabilität auch in Zukunft sichergestellt ist. Plan der nationalen Kraftwerksstrategie des BMWK ist es, über 20 GW an (Wasserstoff-)Gaskraftwerken bis 2035 auszuschreiben. Der Einfluss dieser Kraftwerke auf die Systemstabilität wurde in einer ÜNB-internen Analyse untersucht und die Erkenntnisse werden im Folgenden zusammengefasst. Dabei wurden Untersuchungen bezüglich des Einflusses auf Netzauftrennungen sowie Auswirkungen auf die Transiente Stabilität anhand von Simulationen im Zeitbereich durchgeführt.

4.1.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die durchgeführten Analysen zur Momentanreserve basieren auf den Daten der LA2030 für die auslegungsrelevante Netzauftrennung vom 04.11.2006 (vgl. Abbildung 40). Für das Szenario der LA2030 wurde ein hoher Bedarf an Momentanreserve identifiziert, um den RoCoF auf ± 1 Hz/s zu begrenzen. Zur Deckung des Bedarfs an Momentanreserve werden bisher verschiedene Maßnahmen verfolgt, darunter der Einsatz von Kurzzeitspeichern, Anpassungen der Netzanschlussregeln und eine marktgestützte Beschaffung. Die geplanten (Wasserstoff-)Gaskraftwerke könnten durch ihre Schwungmasse zur Momentanreserve beitragen, erfordern jedoch spezielle Betriebsweisen, wie den Phasenschieberbetrieb, damit die Momentanreserve unabhängig vom Kraftwerkseinsatz zur Verfügung steht. Des Weiteren können sie in Kombination mit Abregelungen von WEA helfen, Leistungstransporte in kritischen Situationen zu reduzieren, um damit den Bedarf an Momentanreserve zu reduzieren. Die Verteilung der Kraftwerke basiert auf Basis der quantitativen Analysen der vier ÜNB zum Netzwiederaufbau, den Redispatchpotentialen, der bereitgestellten Fernwärme, der lastnahen gesicherten Leistung sowie qualitativen Aussagen zur Blindleistung. Zwei Drittel der Gaskraftwerke sind im Süden/Südwesten Deutschlands verortet und ein Drittel im Norden/Nordosten.

Im Ausgangszustand, ohne Berücksichtigung der geplanten Gaskraftwerke, sind ca. 52,5 % der Stunden nicht sicher beherrschbar. Zur Untersuchung des Einflusses der Kraftwerke auf die Beherrschbarkeit der Stunden einer Netzauftrennung wurden verschiedene Ausbaustufen der Gaskraftwerke angenommen. Die verschiedenen Stufen sind in 5 GW Schritte unterteilt und ein Ausbauziel von 20 GW wird angenommen. Es wurden zwei Szenarien untersucht. Im ersten Szenario wurde angenommen, dass die Kraftwerke nur Momentanreserve bereitstellen. In einem zweiten Szenario wurde zusätzlich der Aspekt betrachtet, dass die Kraftwerke den Leistungstransport reduzieren.

Die Ergebnisse zeigten, dass durch die zusätzliche Momentanreserve der Gaskraftwerke die Anzahl der nicht beherrschbaren Stunden nur um wenige Prozent (maximal bis 49,5 %) reduziert werden kann. Dies könnte noch verbessert werden, indem eine zusätzliche Schwungmasse installiert wird. Im zweiten Szenario wurde gezeigt, dass über die Reduktion des Leistungstransports, die Anzahl der kritischen Stunden auf bis zu 17,2 % reduziert werden kann. Hier sei allerdings angemerkt, dass dies nur in wenigen kritischen Stunden sinnvoll ist, da dies eine Abregelung von WEA mit sich bringt.



Neben ausreichender Momentanreserve ist ebenfalls eine schnelle und robuste Regelung wichtig, damit die Momentanreserve rechtzeitig abgelöst wird. Hinsichtlich der Wirkleistungsgradienten konnte in bisherigen Projekten gezeigt werden, dass Anlagen technisch in der Lage sind, Leistungsgradienten von mindestens 60 % je Minute zu fahren, welche im Rahmen der Kraftwerksstrategie als Mindestanforderung festgehalten werden müsste.

Im Folgenden sind die Analysen zu der Transienten Stabilität zusammengetragen, welche ebenfalls auf den Daten der LA2030 basieren. Hierbei liegt der Hauptfokus auf dem Einfluss des Phasenschieberbetriebs auf die Transiente Stabilität. Ähnlich zu den Analysen zur Frequenzstabilität werden verschiedene Ausbaustufen (5 GW Schritte) bis 20 GW angenommen, welche ebenfalls zu zwei Drittel im Süden/Südwesten und ein Drittel im Norden/Nordosten Deutschlands verteilt sind. Es wurden drei Fehlerfälle simuliert, die im Basisfall bereits nicht beherrschbar sind. Ein (n-1)-Fehler (Leitungsausfall nach Kurzschluss), ein Sammelschienenfehler mit anschließender Freischaltung der Sammelschiene und ein Mastumbruch mit einem Ausfall von vier Stromkreisen. Die Fehlerklärungszeit liegt in allen Fällen bei 150 ms. In den Simulationen werden die Kraftwerke mit zwei verschiedenen Varianten betrachtet. Eine Variante mit einer Maschine mit hohem Momemantreservebeitrag (nachfolgend Leipheim-Variante genannt) und einer Variante bestehend aus mehreren kleinen Maschinen mit etwas höherem Blindleistungspotential (nachfolgend Biblis-Variante genannt). Die beiden Varianten werden jeweils im Phasenschieberbetrieb und im Normalbetrieb getestet, wobei im Phasenschieberbetrieb keine Wirkleistungsabgabe erfolgt und die Schwungmasse der Anlagen reduziert ist. Im Normalbetrieb ersetzt das Kraftwerk lokale Erzeugung aus erneuerbaren Energien oder konventionellen Reservekraftwerken bei gleichbleibender Transitsituation.

Zunächst werden die Ergebnisse mit den Kraftwerken im Phasenschieberbetrieb vorgestellt. Im ersten Fehlerfall (Leitungsausfall nach Kurzschluss) konnte unabhängig von der Variante ab einer Ausbaustufe von 10 GW der Fehler beherrscht werden. Im zweiten Fehlerfall (Sammelschienenfehler mit Freischaltung) machte sich das erhöhte Blindleistungspotential der Biblis-Variante bemerkbar. Bei einem Zubau von 20 GW konnte mit der Biblis-Variante der Sammelschienenfehler stabil durchfahren werden. Mit der Leipheim-Variante konnte trotz einem Zubau von 20 GW der Fehler nicht beherrscht werden. Der dritte Fehlerfall (Mastumbruch) konnte ab einem Zubau von 20 GW mit beiden Varianten beherrscht werden.

Als nächstes erfolgen die Ergebnisse der Simulationen mit den Kraftwerken im Normalbetrieb. Hier wurde gezeigt, dass die Fehlerfälle zwei und drei (Sammelschienenfehler und Mastumbruch) in keiner Ausbaustufe beherrschbar sind. Hingegen konnte der erste Fehlerfall (Leitungsausfall nach Kurzschluss) ab einem Zubau von 10 GW mit der Leipheim-Variante beherrscht werden, aber nicht mit der Biblis-Variante. Dies ist auf die erhöhte Momentanreserve der Leipheim-Variante zurückzuführen, was dazu führt, dass diese Variante ein stabiles Verhalten zeigt.

Es zeigt sich, dass sich aus Sicht der Transienten Stabilität einerseits die Trägheit als auch ein hohes spannungshebendes Blindleistungsvermögen positiv auswirken. Des Weiteren ist erkenntlich, dass durch den Phasenschieberbetrieb, aufgrund des marktunabhängigen Einsatzes, ein großer Nutzen zur Fehlerbeherrschbarkeit gegeben ist. Daher sollte eine Bauweise gewählt werden, die den Phasenschieberbetrieb ermöglicht (z. B. durch eine zusätzliche Kupplung).

4.1.2 Anforderungen und Fazit

Anhand der Studienergebnisse konnte gezeigt werden, wie groß der Einfluss der geplanten Kraftwerke auf die Systemstabilität ist. Aus den Ergebnissen ergeben sich somit folgende notwendige Anforderungen, die auch für den Network Code „Requirements for Generators“ (NC RfG) relevant sind und mit den Handlungsempfehlung 1, 15, 17 und 38 abgedeckt werden sollen:

- 1) Phasenschieberbetrieb:** Durch Abkopplung der Turbine müssen die Kraftwerke in der Lage sein, ohne Verfeuerung von Gas im Phasenschieberbetrieb betreibbar zu sein, um sowohl Blindleistung einzuspeisen als auch dem System notwendige Momentanreserve bereitzustellen (s. Handlungsempfehlungen 1, 17 und 38).
- 2) Bauart:** Die Kraftwerke sollten so ausgelegt werden, dass eine möglichst hohe Trägheitskonstante erreicht wird. In der Regel wird dies bei vergleichbarer installierter Leistung durch Anlagen mit einer geringeren Anzahl an Blöcken bzw. Einzelmaschinen ermöglicht (vgl. Kapitel 2.2). Darüber hinaus ist ein hohes spannungshebendes Blindleistungsvermögen anzustreben (s. Handlungsempfehlungen 1, 17 und 38).
- 3) Robustheitsanforderungen:** Die Kraftwerke müssen stabil gegenüber auftretenden Störungen im Netz sein. Neben den Anforderungen zum Durchfahren von Netzfehlern dürfen auch auftretende Frequenzgradienten von 2 Hz/s für 500 ms nicht zur Trennung der Anlage führen (s. Handlungsempfehlung 15).

- 4) Leistungsgradienten:** Die Gaskraftwerke müssen bei Frequenzabweichungen in der Lage sein, ihre Einspeisung mit einem Leistungsgradienten von mindestens 60 % pro Minute anzupassen. Es ist zu prüfen, inwiefern höhere Leistungsgradienten technisch machbar sind (vgl. Anforderungen an Dampfturbinen nach VDE AR-N 4130: 45 % in 8 s bei Frequenzanstieg) (s. Handlungsempfehlung 1).
- 5) Stabiles Reglerverhalten:** Die Kraftwerke müssen über ein stabiles Reglerverhalten in Anlehnung an den Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN)-Hinweis „Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen“ verfügen. Dies ist durch einen entsprechenden Nachweis der Teilnetzbetriebsfähigkeit oder den Nachweis im fiktiven Inselnetz zu belegen (s. Handlungsempfehlung 1).

Die neue Kraftwerksstrategie des BMWK kann zu einem robusteren und sichereren Systemverhalten beitragen. Anforderungen an die (Wasserstoff-)Gaskraftwerke können die aus der LA2030 und dem NEP 2037/2045 (2023) identifizierten Maßnahmen nicht ersetzen, allerdings können diese als zusätzliche Maßnahme herangezogen werden, um so das Systemverhalten zu verbessern und Teile der Systembedarfe zu decken.

4.2 Erzeugungsüberschuss

Das vorliegende Kapitel fasst die Erkenntnisse der deutschen ÜNB zum Thema Erzeugungsüberschuss zusammen und zieht daraus Schlussfolgerungen für den Systembetrieb.

4.2.1 Hintergrund und Problembeschreibung

Um die gesetzlich verbindlichen nationalen Klimaziele zur Treibhausgasneutralität bis 2045 zu erreichen, wird ein starker Ausbau erneuerbarer Energien benötigt. Vor allem durch einen starken Zubau von Windenergie- und PV-Anlagen⁴ soll bis zum Jahr 2030 ein EE-Anteil von 80 % an der Bruttostromerzeugung erreicht werden. Insbesondere beim Zubau von PV-Anlagen wurde mit 14 GW neu installierter Leistung im Jahr 2023 eine neue Rekordmarke erreicht.

Für das markt- und systemdienliche Verhalten dieser Erzeugungsanlagen ist das Förderregime maßgeblich. Im Jahr 2024 erhalten etwa 60 % der installierten Leistung der PV-Anlagen die feste Einspeisevergütung. Unter dieses Förderregime fallen insbesondere Kleinanlagen (< 100 kW). Für den EE-Ausbau, die öffentliche Akzeptanz und die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern an der Energiewende war das Vorgehen bisher sehr förderlich. Allerdings setzt die feste Einspeisevergütung keinerlei Anreize für das markt- und systemdienliche Verhalten, d. h. insbesondere bei negativen Preisen abzuschalten, da unabhängig vom Spotmarktpreis eine feste Vergütung ausgezahlt wird. Auch direktvermarktete EE-Anlagen werden je nach Marktprämie teilweise erst bei stark negativen Preisen abgeschaltet. So kann es zu einzelnen Situationen mit Erzeugungsüberschuss kommen, in welchen die vollkommen preisunelastische Erzeugung die geringe und bisher zum Großteil preisunelastische Nachfrage übersteigt und dadurch keine Markträumung erzielt wird. In diesen Situationen können kurzfristig auch horizontale Netzengpässe („Transportprobleme“) im Übertragungsnetz aufgrund zu hoher Transite auftreten. Darüber hinaus wird die Situation durch hohe Rückspeisungen aus unterlagerten Netzen verschärft und es kommt zu vertikalen Netzengpässen.

Mittelfristig führt die überschüssige PV-Produktion zu Systembilanzungleichgewichten im Übertragungsnetz. Damit übersteigt die Stromerzeugung die Stromnachfrage bei weitem und die Frequenz nimmt Werte größer 50 Hz an. Beide Probleme machen die Reduktion der Erzeugung und damit die Steuerbarkeit von EE-Anlagen durch die Control Center notwendig.

Zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität und der Systembilanz stehen den ÜNB gemäß Betriebshandbuch der vier deutschen ÜNB verschiedene Maßnahmen zur Verfügung.

⁴ Die installierte Bruttoleistung von PV-Anlagen soll bis 2030 auf 215 GW und die von WEA an Land auf 115 GW erhöht werden, laut EEG 2023. Die installierte Leistung von Wind auf See soll 30 GW bis zum Jahr 2030 erreichen (Wind-See-Gesetz 2024).

Um die Überlastung von Netzbetriebsmitteln zu vermeiden, werden in erster Instanz Engpassmanagementmaßnahmen nach § 13 (1) EnWG ergriffen. Sind diese ausgeschöpft, werden Eingriffe durch Control Center der ÜNB nach § 13 (2) EnWG notwendig. Dabei erfolgt nach der Kaskade bei Netzengpässen die bilanzierte Absenkung von Erzeugung an den Netzknoten, die die größte Wirksamkeit auf den Engpass haben.

Bei Systembilanzproblemen erfolgt zuerst die Aktivierung von Primär-, Sekundär- und Minutenregelreserve oder die Aktivierung von Notreserve über Notreserveverträge mit ausländischen ÜNB. Sind diese Regelreserven ausgeschöpft und die zentraleuropäischen ÜNB können ebenfalls nicht unterstützen, können die deutschen ÜNB gemäß § 13 (2) EnWG die Erzeugungsleistung reduzieren und die sogenannte globale Kaskade ausrufen. Im Rahmen der globalen Kaskade weisen die ÜNB ihre direkt unterlagerten VNB an, Erzeugung gemäß definierter Aufteilungsschlüssel zu reduzieren. Sollte die Einsenkung der Einspeiseleistung im Rahmen von Maßnahmen nach § 13 EnWG nicht möglich sein, besteht die Ultima Ratio darin, das Netz über Mechanismen des Systemschutzplans, insbesondere die automatische Überfrequenzabregelung (50,2 Hz-Automatik) der Erzeugungseinheiten zu stabilisieren.

Die operative Handhabung beider genannten Probleme setzt die Steuerbarkeit der Anlagen voraus. Nach Stand 2023 ist die Steuerbarkeit der EE-Anlagen durch die VNB nur teilweise gegeben. In der Konsequenz müssten die VNB heute in kritischen Situationen mit temporären Erzeugungsüberschüssen ganze Netzstränge (und damit auch Verbraucher) abschalten, bis eine ausreichende Steuerbarkeit dezentraler Erzeugungsanlagen erreicht wird.

4.2.2 Analyse eines potentiellen Erzeugungsüberschusses

Die Auswirkung des weiteren PV-Ausbau auf eine hypothetische zukünftige Überschusssituation (Systembilanzproblem) wird, ausgehend von einer Extremsituation (Beispielstunde) mit stark negativem Preis⁵, im folgenden Kapitel analysiert. Dabei wird der PV-Ausbau gemäß Erneuerbare-Energiengesetz (EEG) 2023 angesetzt. Der Leistungsfaktor⁶ für die PV wird aus einer Analyse historischer Daten auf den Wert 0,65 gesetzt. Ausgehend vom Jahr 2023 wird angenommen, dass über die Jahre bis 2030 weiterhin 60 % der installierten Leistung der PV-Anlagen die feste Einspeisevergütung erhalten, wohingegen die restlichen 40 % in der Direktvermarktung sind. Auf Basis von historischen Marktbeobachtungen wird bei den direktvermarkteten Anlagen angenommen, dass im Jahr 2025 10 % der PV-Anlagen mit Abschaltungen auf negative Preise reagieren. Durch Sensibilisierung und Überwindung von derzeit bestehende technischen, prozessualen oder vertraglichen Hürden wird angenommen, dass sich dieser Anteil schrittweise von 10 auf 50 % bis zum Jahr 2030 erhöht. Für die Analyse wird der gesetzliche Rahmen des Jahres 2024 zugrunde gelegt.

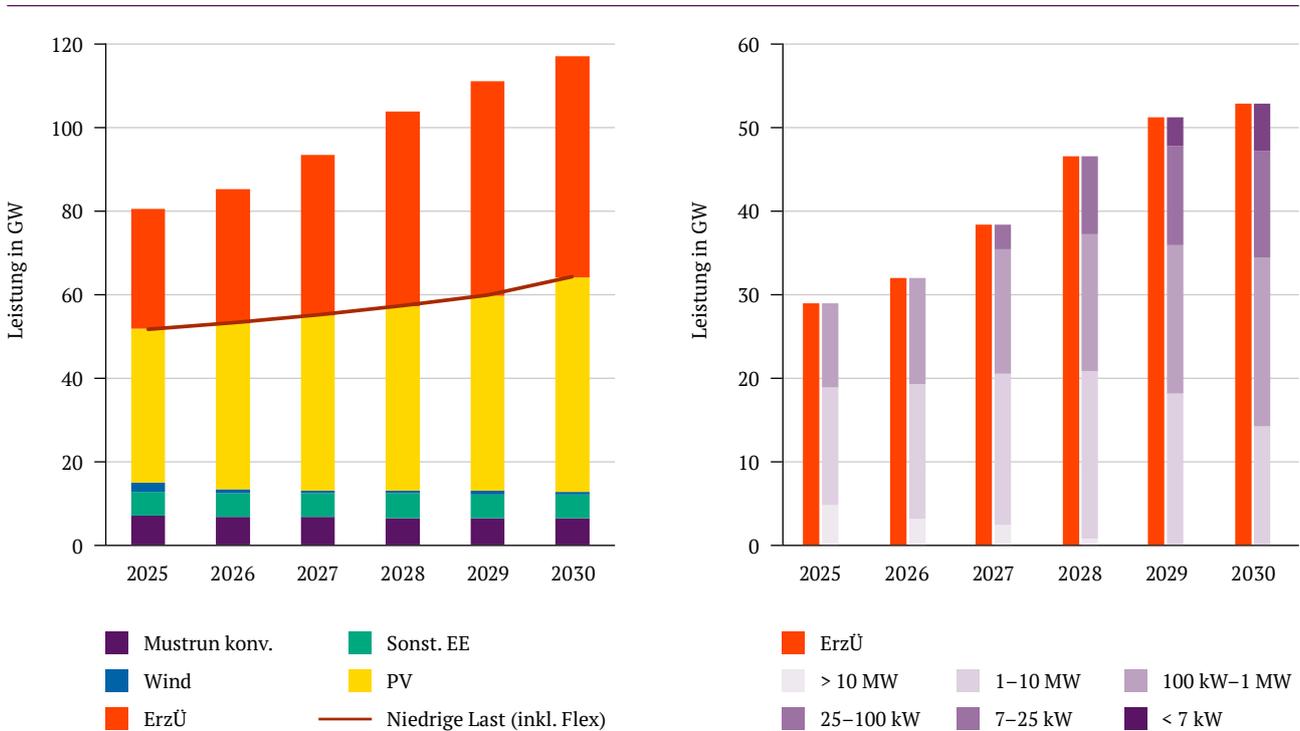
Bei der Windenergie wird ebenfalls der gesetzlich vorgeschriebene Ausbau angesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass ab 2026 alle WEA in der Direktvermarktung sind und dass die oben genannten technischen, prozessualen oder vertraglichen Hürden für die Direktvermarktung von WEA überwunden wurden, sodass die Anlagen zu 95 % bei negativen Preisen abschalten.

Abgesehen von der EE-Stromerzeugung tragen weitere Kraftwerke zur Stromerzeugung bei, welche bestimmte Restriktionen in der Einspeisung befolgen. Ausgehend von der oben genannten Beispielstunde wird die Must-run-Leistung konventioneller Erzeuger anteilig um zukünftig stillzulegende Kohlekraftwerke reduziert. Als Stromverbrauch wird die minimale Last auf Basis historischer Daten im Monat Juni 2023 zwischen 10 und 16 Uhr angesetzt.

⁵ Am 02.07.2023 waren die Preise am Day-Ahead-Spotmarkt ganztägig negativ, während sie in der Stunde zwischen 14–15 Uhr die Grenze von –500 €/MWh erreichten.

⁶ Als Leistungsfaktor wird das Verhältnis von stündlicher Erzeugungsleistung zu Nennleistung bezeichnet.

Abb. 112 Links: Elektrizitätserzeugung der jeweiligen Erzeuger/Technologien, Last (inklusive Speicher und Flexibilitäten) und potentieller Erzeugungsüberschuss (ErzÜ). Rechts: Höhe des potentiellen Erzeugungsüberschusses (Orange) und in Lila die Leistung je Leistungsklasse, welche steuerbar erreichbar sein muss, um den Erzeugungsüberschuss zu vermeiden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Um analog zum EE-Ausbau auch einen Hochlauf der flexiblen Verbraucher⁷ bis 2030 zu berücksichtigen, werden entsprechend der Annahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) die installierten Leistungen der Flexibilitäten skaliert. Dabei erfolgt eine Unterteilung in Kleinst- und Großflexibilitäten. Da der Anteil marktlich betriebener Kleinstflexibilitäten aktuell sehr gering ist, wird eine Reaktion zwischen 5 und 10 % je nach Flexibilitätsoption angesetzt. Großflexibilitäten wie Großbatteriespeicher und Elektrolyseure orientieren sich an den Marktpreisen und agieren in Erzeugungsüberschussituationen mit negativen Preisen daher als Verbraucher.

⁷ Flexible Verbraucher: Großflexibilitäten (Großbatteriespeicher und Elektrolyseure), Kleinstflexibilitäten (Heimbatteriespeicher, Elektromobilität und Wärmepumpen).



Die Ergebnisse in Abbildung 112 (links) zeigen, dass, unter den genannten Annahmen und ausgehend von der hypothetischen Extremsituation, schon in den kommenden Jahren Erzeugungsüberschüsse auftreten können. Um in Notfallsituationen Systembilanzprobleme aufgrund von Erzeugungsüberschüssen zu vermeiden, ist es unabdingbar, in solchen Situationen die Netzeinspeisung zu unterbinden. Gerade die Stromerzeugung aus kleinen Anlagen ist heutzutage, auch aufgrund des noch nicht weit genug fortgeschrittenen Smart Meter Rollouts, häufig weder steuerbar noch fernauslesbar. In Abbildung 112 (rechts) werden die Höhe des potentiellen Erzeugungsüberschusses und die Leistung je Leistungsklasse dargestellt, welche steuerbar erreichbar sein muss, um den Erzeugungsüberschuss zu vermeiden. Die Ergebnisse zeigen, dass im Jahr 2027 in die Leistungsklasse größer 25 kW und bis zum Jahr 2029 und 2030 in die Leistungsklasse 7–25 kW steuernd eingegriffen werden muss⁸. Die Analysen wurden mit Zubauraten aus den vergangenen Jahren, projiziert bis 2030, angefertigt. Durch die Absenkung der Steuerbarkeitsgrenze auf 7 kW im EEG 2025 besteht das Risiko der Beanreizung eines stärkeren Zubaus in Leistungsklassen 2–7 kW. Dadurch könnten sich die angenommenen Zubauraten verschieben. Diese Entwicklung sollte beobachtet werden. Sollte die marktliche Reaktion der Anlagen nicht wie angenommen eintreten, muss voraussichtlich schon früher mit höheren Erzeugungsüberschüssen umgegangen werden. Netz-situationen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien treten heute schon auf, wie einige Beispielsituationen im Jahr 2024 gezeigt haben (beispielhaft seien hier der 15.05.2024 deutschlandweit oder 22.09.2024 in Mitteleuropa genannt). Die vorgeschlagenen Lösungsansätze im nächsten Abschnitt zahlen auf die Behebung beider Probleme („Transportproblem“ und Systembilanzproblem) ein.

4.2.3 Lösungsansätze

Ange-sichts der von den ÜNB erwarteten Dimension von Erzeugungsüberschüssen in den folgenden Jahren ergibt sich die Notwendigkeit in der Abregelung auch von den, gemäß Analysen, nicht gesteuerten Windenergie- und PV-Anlagen. Dies erscheint verursachungsgerecht, da davon auszugehen ist, dass diese Anlagen durch fehlende Steuerbarkeit (und damit Abregelung) sowie durch fehlende Reaktion auf Marktpreise zum Erzeugungsüberschuss beitragen. Der Beitrag und die Flexibilität von anderen erneuerbaren Energien, wie Biomasse und Wasser, hingegen wird voraussichtlich begrenzt bleiben. Grundvoraussetzung für adäquates Handeln durch Marktakteure und/oder Netzbetreiber ist die Steuerbarkeit von EE-Anlagen. Nachfolgend werden die Lösungsansätze für die Erhöhung der Steuerbarkeit für kleine Anlagen (< 100 kW Anschlussleistung) und Großanlagen (≥ 100 kW), separat dargestellt.

Großanlagen (≥ 100 kW Anschlussleistung)

Für Großanlagen, die gesetzlich zur Steuerbarkeit verpflichtet sind, muss in jedem Fall die de facto Steuerbarkeit sichergestellt sein. Kurzfristig können die involvierten Stakeholder durch Sensibilisierungsmaßnahmen der ÜNB auf die Notwendigkeit der Steuerbarkeit hingewiesen werden. Mittelfristig ist es sinnvoll, regelmäßige Funktionstests der Prozesskette ÜNB/VNB/Anlagenbetreiber durchzuführen, um somit die reale Steuerfähigkeit zu gewährleisten. Für den Fall, dass die Steuerfähigkeit wiederholt nicht nachgewiesen werden kann, sollten die Anlagenbetreiber pönalisiert werden (s. Handlungsempfehlung Nr. 31, Punkt 2).

Kleinanlagen (< 100 kW Anschlussleistung) in der ÜNB-Vermarktung

Bei Kleinanlagen muss der Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und FNN-Steuerboxen flächendeckend priorisiert werden. Dadurch wird sichergestellt, dass die technischen Anforderungen bezüglich der ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und ggf. Istwerterfassung erfüllt werden (§ 9 EEG). Daher muss kurzfristig für das Größen-segment 25–100 kW die de facto Steuerbarkeit sichergestellt sein und mittelfristig der Schwellenwert weiter abgesenkt werden (s. Analyse in Kapitel 4.1.2 und Handlungsempfehlung Nr. 31, Punkt 2).

Eine viertelstündliche Abrechenbarkeit der Anlagen ist zwingend notwendig, damit keine unvorhersehbaren Ungleichgewichte in der Bilanzkreisbewirtschaftung der VNB entstehen, mit der Folge eines höheren Regelenergiebedarfs, Verzerrung des Ausgleichsenergiepreises (reBAP) und damit weiterer volkswirtschaftlicher Kosten.

⁸ Laut aktueller Gesetzgebung nach § 9 EEG ist bei Anlagen der Größenordnung 7–25 kW (ohne steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14 a EnWG) nicht verpflichtend, dass der Anschlussnetzbetreiber die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann.



Idealerweise ist der Markt in der Lage, Angebot und Nachfrage auszugleichen, sodass sowohl der Einsatz von Erzeugungs- als auch Verbrauchsanlagen Preissignalen folgt. Dies setzt eine viertelstündliche Abrechenbarkeit der Anlagen und ggf. die Steuerbarkeit voraus sowie ein bedarfsgerechtes Förderregime. Bei negativen Preisen darf die feste Einspeisevergütung nicht weiter ausgezahlt werden. Durch Pönalen oder das Durchreichen der negativen Preise würde ein deutlicher Anreiz entstehen, die Anlagen in Zeiten negativer Preise abzuregeln (s. Handlungsempfehlung 31, Punkt 1 und 2).

Angesichts der Dimension und Dringlichkeit von erwarteten Erzeugungüberschussituationen, mit Netzengpässen oder Systembilanzproblemen als Folge, sollte es zügig wirksame Instrumente geben, die eine Abregelung von Kleinanlagen durch den ÜNB in Notfallsituationen schon heute ermöglichen. Diese sollten den unterschiedlichen technischen Voraussetzungen und Möglichkeiten in der Übergangsphase bis zu einer umfänglichen Durchdringung mit iMSys Rechnung tragen. Folgende Ansätze sind denkbar (s. Handlungsempfehlung 31):

- ▶ Alle Anlagen, die heute schon steuerbar sein sollten, müssen de facto steuerbar gemacht werden.
- ▶ Für alle neuen Kleinanlagen benötigt es ein bedarfsgerechtes Förderregime, um den Sockel der nicht (auf negative Preise) reagierenden Anlagen nicht weiter anwachsen zu lassen.
- ▶ Für alle Maßnahmen in der Übergangszeit, bis die FNN-Steuerbox vollumfänglich installiert ist, aber eine viertelstündliche Messung bereits vorhanden ist, sind eine zuverlässige Reaktion der Anlagen und damit die Gewährleistung eines robusten Systembetriebs essenziell. Dies gilt umso mehr, je länger sich der Zeitraum bis zur umfänglichen Durchdringung der FNN-Steuerbox gestaltet.

Ab dem Zeitpunkt, an dem eine zuverlässige Steuerung über die FNN-Steuerboxen in Kombination mit iMSys gegeben ist, ist folgender Ansatz für die Anlagen in der ÜNB-Vermarktung denkbar (diese Anlagen in der ÜNB-Vermarktung müssen, im Unterschied zu Anlagen in der Direktvermarktung, heute überwiegend noch nicht steuerbar sein):

- ▶ Kleinanlagen, bei welchen die Mess- und Steuerbarkeit gegeben sind, können in die modernisierte ÜNB-Vermarktung integriert werden. Die Umsetzung und Weiterentwicklung des Prozesses soll in Zusammenarbeit mit dem BMWK erfolgen. Dabei soll die Steuerung der Anlagen standardmäßig über die Kaskade erfolgen. Dafür ist der Informationsaustausch und die Koordination mit den VNB unabdingbar. Die Abrechnung und Bilanzierung von abgeregelten Energiemengen soll weiterhin durch den VNB erfolgen. Die ÜNB sollten bei Eingriffen in unterlagerte Netzebenen von der Haftung für sämtliche Folgeschäden befreit sein.

4.2.4 Fazit

Eine Fortschreibung nach Status Quo hinsichtlich der 2024 gültigen Fördermechanismen, der gesetzlichen Regelungen zur Steuerbarkeit der Anlagen sowie zur Direktvermarktung kann, ohne entsprechende Gegenmaßnahmen, beim erwarteten EE-Ausbau in den kommenden Jahren zu Erzeugungüberschüssen, mit Netzengpässen oder Systembilanzproblemen als Folge, führen. Es besteht dringender Handlungsbedarf, um auch zukünftig einen robusten Netz- und Systembetrieb zu gewährleisten. Konkrete Maßnahmenvorschläge betreffen die technische Steuerbarkeit der EE-Anlagen und die marktlichen Modalitäten (s. Handlungsempfehlung 31). Dabei sind die Grundvoraussetzungen für adäquates Handeln durch Marktakteure und/oder Netzbetreiber die Mess- und Steuerbarkeit von EE-Anlagen. Zukünftige neue EE-Kleinanlagen dürfen zu Zeiten negativer Preise nicht mehr in das Netz einspeisen. Eine marktlich angereizte Abregelung von EE-Anlagen aufgrund negativer Preise sollte vor einer Steuerung der Netzbetreiber als Letztmaßnahme im Rahmen ihrer Systemverantwortung erfolgen. Die Inhalte des Berichts sind im Herbst 2024 entstanden, als noch unklar war, ob die EnWG-Novelle in geltendes Recht überführt wird. Ein Großteil der genannten Maßnahmen wurde zwischenzeitlich im Bundestag und Bundesrat beschlossen, welche die Erhöhung der marktlich angereizten Abregelung und die Sicherstellung der Steuerbarkeit von EE-Anlagen adressieren. Da jedoch die Maßnahmen vermutlich erst mittelfristig Wirkung entfalten werden, sehen sich die vier deutschen ÜNB auch trotz der Novelle kurzfristig im Frühjahr und Sommer 2025 mit Erzeugungüberschüssen konfrontiert. Die vier ÜNB arbeiten aktuell an der Umsetzung der gesetzlichen Maßnahmen und Überführung derer in die Praxis. Parallel dazu erfolgen Vorbereitungen für die kurzfristig auftretenden Situationen im Frühjahr und Sommer 2025. Dazu werden auch weitere Akteure wie VNB, Behörden, die Länder und die ausländischen ÜNB involviert.

4.2.5 Auswirkung auf die Systemstabilität

Im vorliegenden Kapitel sollen mögliche Auswirkungen des Themas Erzeugungsüberschuss auf die Systemstabilität (vgl. Stabilitätsaspekte Kapitel 3) erörtert werden.

Dabei sind insbesondere die Auswirkungen auf die Frequenzstabilität zu betrachten. Im Fall eines Leistungsüberschusses würden diese in der Systembilanz der jeweiligen Regelzone im ersten Schritt durch die automatische Aktivierung der Regelreserven ausgeglichen, im zweiten und dritten Schritt mittels Notreserven und der Reduktion von Erzeugungsleistung über globale Reserven. Erst wenn der Leistungsüberschuss eine Höhe überschreitet, dass diese Mechanismen nicht mehr ausreichen sollten, würden automatische Letztmaßnahmen des Systemschutzplans, konkret die LFSM-O von Erzeugungseinheiten, greifen. Auch PV-Anlagen, die das Problem wesentlich verursachen, würden sich daran beteiligen. Aus Sicht der Systemstabilität sind die sich hier abspielenden Vorgänge im Minutenbereich langsam. Erste Abschätzungen zeigen, dass die verfügbare abregelbare Leistung durch LFSM-O den Bedarf deutlich übersteigen. Mit einem Problem aus Sicht der Frequenzstabilität ist daher nicht zu rechnen.

Allerdings könnte ein massiver Leistungsüberschuss in Kombination mit ergriffenen Gegenmaßnahmen auch zu überregionalen Leistungsflussänderungen führen und sich damit auf die Spannungshaltung auswirken. Inwiefern dies durch die bisherige Systemauslegung abgedeckt ist, muss näher betrachtet werden (vgl. Kapitel 3.2).

4.3 Prognoseungenauigkeit bei weiter wachsender Einspeisung von erneuerbaren Energien

Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere PV und Wind, steigt neben der eingespeisten Leistung auch die zeitliche und räumliche Volatilität der Lastflüsse in den Übertragungsnetzen. Zur Gewährleistung der Netzsicherheit ist es notwendig, diese Lastflüsse vorherzusagen, um im Falle von drohenden Netzüberlastungen rechtzeitig Gegenmaßnahmen, wie z. B. Redispatch einzusetzen. Die Qualität der Prognose ist entscheidend, wenn es darum geht, diese Gegenmaßnahmen rechtzeitig, wirksam und effizient einzusetzen.

Das vorliegende Kapitel fasst die Erkenntnisse der deutschen ÜNB zur zukünftigen Entwicklung der Prognosefehler zusammen und zieht daraus Schlussfolgerungen für den Systembetrieb.

4.3.1 Hintergrund und Analyse

In einer Studie im Jahr 2023 mit dem Fraunhofer IEE⁹ haben die deutschen ÜNB die Entwicklung der Prognosefehler für PV und Wind je Regelzone sowie unterschiedliche Prognosezeithorizonte in den Jahren 2019 bis 2022 untersucht und daraus Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Prognosefehler abgeleitet.

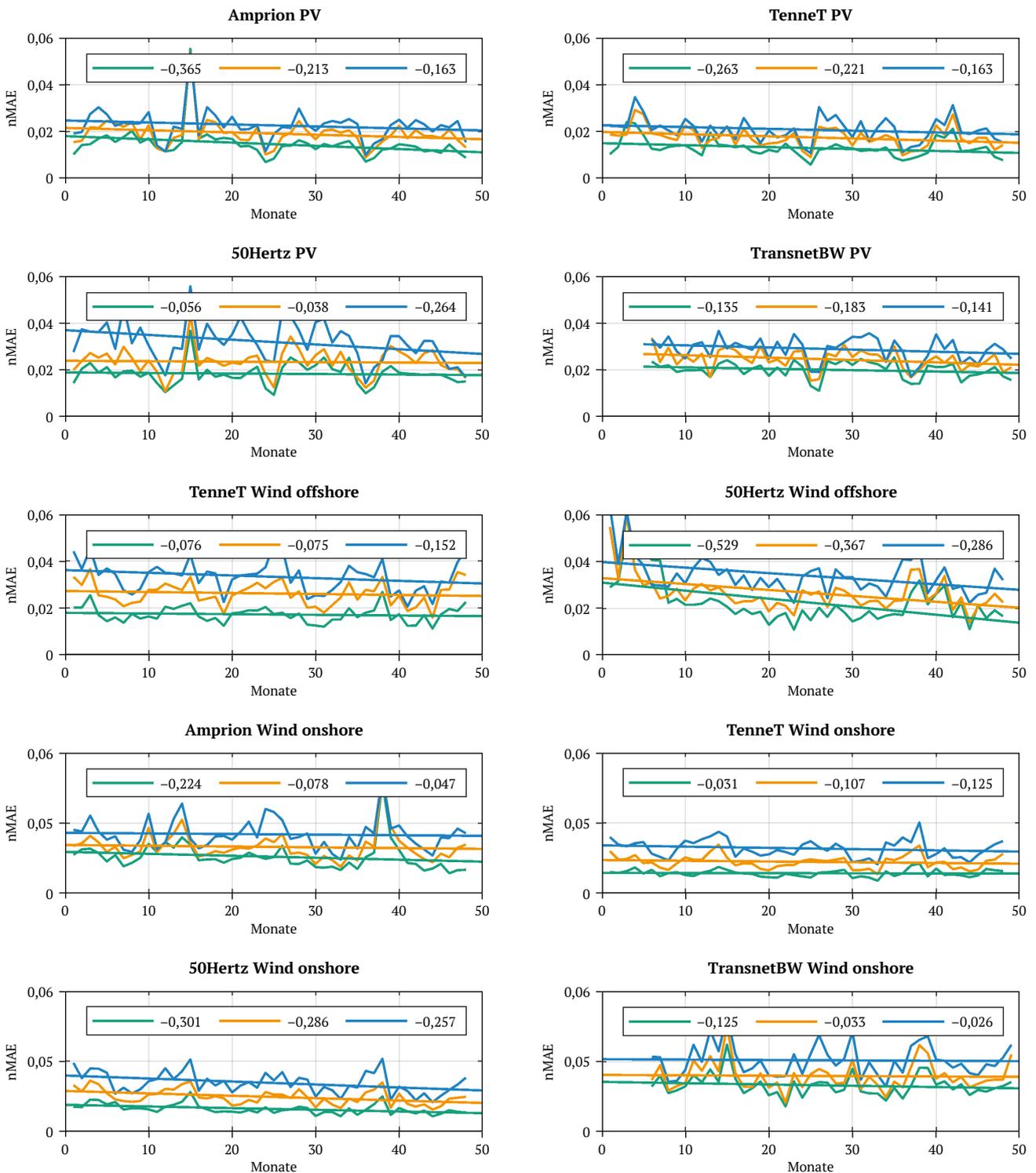
Die Abbildung 113 zeigt die Entwicklung der auf die installierte Leistung normierten Prognosefehler für PV und Wind je Regelzone sowie unterschiedliche Prognosezeithorizonte in den Jahren 2019 bis 2022 sowie den monatlichen linearen Trend. Die zwei wesentlichen Erkenntnisse für den zukünftigen Systembetrieb sind:

- ▶ Der relative EE-Prognosefehler wird trotz leichter Verbesserungen qualitativ auf dem aktuellen Niveau bleiben (diese Erkenntnis entspricht derzeitiger betrieblicher Erfahrung).
- ▶ Der näherungsweise konstante relative Prognosefehler führt zu einem signifikanten Anstieg der absoluten Prognosefehler aufgrund der EE-Ausbauziele.



⁹ Quelle nicht öffentlich zugänglich.

Abb. 113 Normierter mittlerer absoluter Fehler (nMAE) und linearer Trend über die Monate 2019–2022 für D-2 (blau), D-1 (orange) und H-2 (grün). Für PV-Prognose sind Nachtwerte (<5 MW) nicht berücksichtigt.



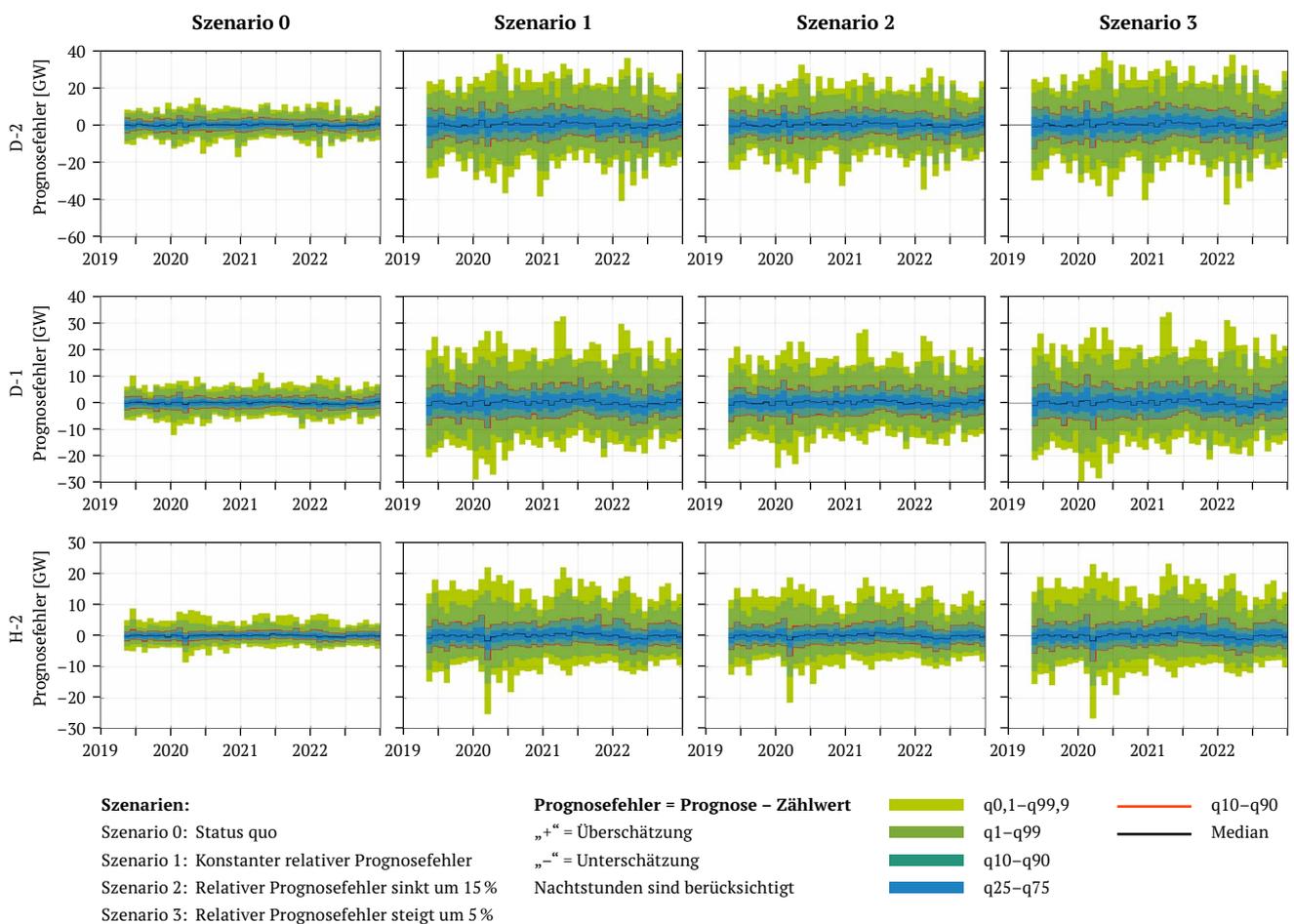
Quelle: Studie Fraunhofer IEE im Auftrag der deutschen ÜNB¹⁰

¹⁰ Quelle nicht öffentlich zugänglich.

Die Abbildung 114 zeigt die statistischen Analysen für vier Szenarien für die Entwicklung des absoluten Prognosefehlers (derzeitige absolute Fehler, Extrapolation heutiger relativer Prognosefehler auf die zukünftige installierte Leistung, optimistisches Szenario und pessimistisches Szenario, vgl. Legende):

- ▶ Unabhängig von den Annahmen zur Entwicklung der Prognosegüte werden die absoluten Prognosefehler selbst bei dem Prognosehorizont von zwei Stunden (H-2) im Durchschnitt in ca. einer Viertelstunde am Tag in der Größenordnung $\pm 10 \text{ GW}^{11}$ liegen.
- ▶ Bei der D-2 Prognose (relevant für die Kapazitätsberechnung) liegen Fehler in der Größenordnung $\pm 20 \text{ GW}$ in ca. einer Viertelstunde am Tag.
- ▶ In 20 % der Zeit werden zukünftige Prognosefehler in der Größenordnung der heutigen Extremsituationen liegen (vgl. die 1 %- und 99 %-Quantile von Szenario 0 mit den 10 %- und 90 %-Quantilen der Szenarien 1–3).

Abb. 114 Ausgewählte Quantile der monatlichen Prognosefehler für die Summe aus Wind und PV in Deutschland, Szenarien auf Basis der installierten Leistung gemäß LA2030



Quelle: Studie Fraunhofer IEE im Auftrag der deutschen ÜNB¹²

¹¹ Angaben vgl. Abbildung 114, ausgewählte Quantile der monatlichen Prognosefehler für die Summe aus Wind und PV in Deutschland, Szenarien auf Basis der installierten Leistung gemäß LA2030.

¹² Quelle nicht öffentlich zugänglich.

Für den Systembetrieb bedeutet diese Entwicklung, dass der Einfluss von Unsicherheiten auf Netzsicherheitsvorschauprozesse signifikant steigen wird, da Verschiebungen der Erzeugung und des flexiblen Verbrauchs mit einer Vorlaufzeit von 15 Minuten deutschlandweit ohne Beschränkungen und über große Distanzen möglich sind.

Konkret bedeuten diese Unsicherheiten einen (im Vergleich zu Berechnungen mit unterstellter perfekter Prognose) zusätzlichen Anstieg der Eingriffe in den marktbasierten Kraftwerks- und Flexibilitätseinsatz über Redispatch oder andere Mechanismen. Tabelle 12 illustriert die Zusammenhänge anhand eines fiktiven Beispiels:

- ▶ Aus einer perfekten Vorhersage resultiert ein Redispatchbedarf von 5 GW. Unter Berücksichtigung von Prognosefehlern ist mit einem Redispatchbedarf in Höhe von bis zu 7 GW zu rechnen.
- ▶ Gleichzeitig kann bei einer Überschätzung der Winderzeugung der Redispatchbedarf auch auf 3 GW gegenüber dem prognostizierten Erwartungswert sinken.
- ▶ Erfolgt die Redispatchanforderung auf Grundlage des Erwartungswerts, wird dies dazu führen, dass in 50 % der Zeit die (n-1)-Sicherheit verletzt sein wird. Erfolgt die Redispatchanforderung auf Grundlage des 95 %-Quantils bedeutet dies eine Überdimensionierung der Redispatchaktivierungen in 95 % der Zeit und damit Zusatzkosten (vereinfachend wird hier zunächst eine Proportionalität zwischen Windeinspeisung und Redispatchbedarf unterstellt, die in Realität nicht gegeben ist).

Tab. 12 Beispielhafte Darstellung der Auswirkung von Prognosefehlern auf Netzsicherheitsprozesse

	Vorhersage	Berücksichtigung von Prognosefehlern
Winderzeugung im Norden	20 GW	95 %-Quantil: 22 GW 5 %-Quantil: 18 GW
Sensitivität auf die Leitung	10 %	10 %
Erwarteter Lastfluss auf der Leitung	2 GW	95 %-Quantil: 2,2 GW 5 %-Quantil: 1,8 GW
Maximaler Lastfluss auf der Leitung zur Aufrechterhaltung des (n-1)-Kriteriums	1,5 GW	1,5 GW
Bedarf an negativem Redispatch (Wind)	5 GW	95 %-Quantil: 7 GW 5 % Quantil: 3 GW
Bedarf an positivem Redispatch	5 GW	95 %-Quantil: 7 GW 5 %-Quantil: 3 GW

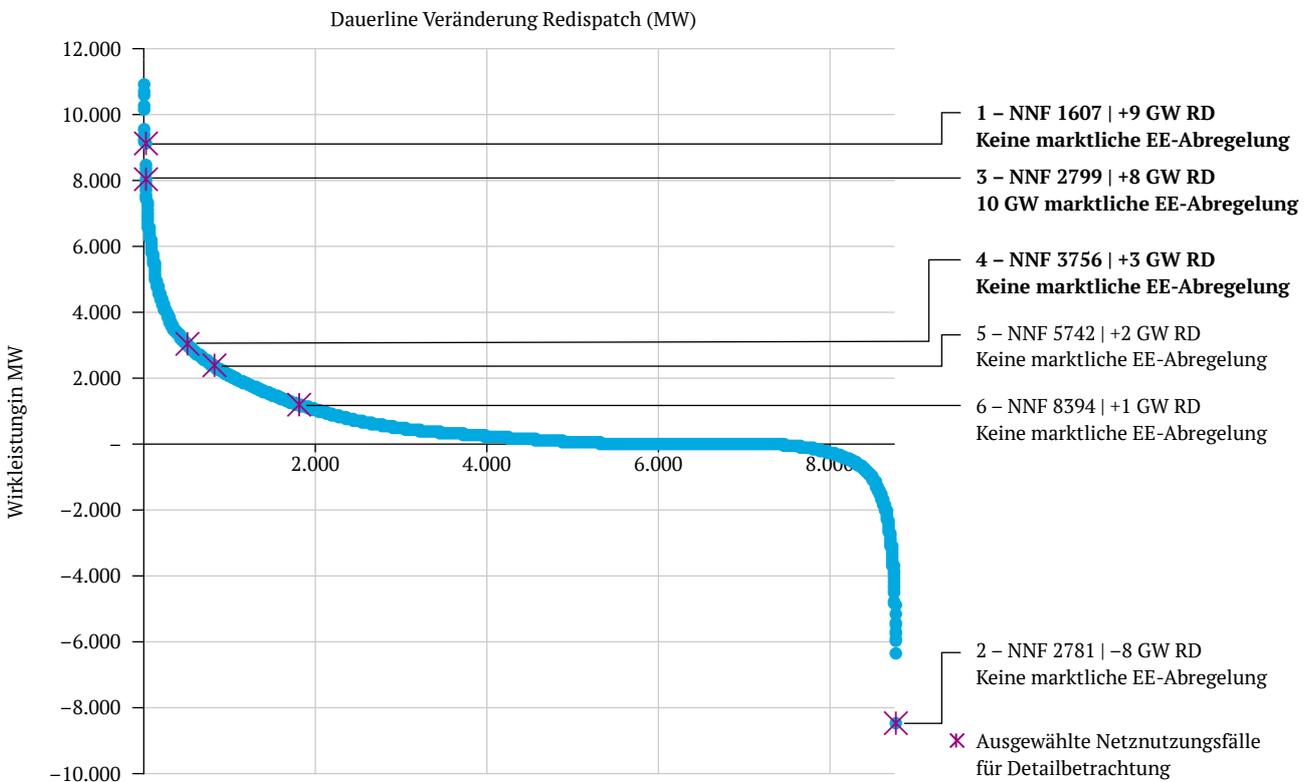
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine weitere wichtige Feststellung ist, dass es, ohne eine explizite Berücksichtigung der maximal verfügbaren Austauschleistung durch den Markt, keine technische Möglichkeit gibt, die beschriebenen Effekte zu vermeiden. Denn Netzsicherheitsvorschauprozesse, die Bestimmung der notwendigen Gegenmaßnahmen und deren Anforderung benötigen eine erhebliche Vorlaufzeit.

Darüber hinaus deuten erste quantitative Untersuchungen der deutschen ÜNB darauf hin (vgl. Abbildung 115), dass eine vereinfachte Betrachtung der Prognosefehler über statische Sicherheitsmargen nicht sinnvoll ist:

- ▶ Die Abbildung zeigt die Veränderung des Redispatchbedarfs (y-Achse) bei einer zusätzlichen Windeinspeisung in Höhe von 7,7 % (entspricht dem 99 %-Quantil des Prognosefehlers) für den Zeitraum von einem Jahr in stündlicher Auflösung (der Simulation liegt die LA2030 zugrunde).
- ▶ In 57 % der Zeit führt die zusätzliche Windeinspeisung zu mehr Redispatch.
- ▶ In 23 % der Zeit steigt der Redispatchbedarf um mehr als 1 GW.
- ▶ In 11 % der Zeit führt die zusätzliche Windeinspeisung aber zu weniger Redispatchbedarf.

Abb. 115 Veränderung des Redispatchbedarfs bei einer um 7,7 % erhöhten Windeinspeisung (entspricht 99 %-Quantil der Prognose), Basis für die Simulation ist die LA2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Wichtig hierbei ist, dass die Veränderung des Redispatchbedarfs nicht aus der absoluten Höhe der Prognosefehler ableitbar ist. Tabelle 13 zeigt beispielhaft die Veränderung des Redispatchbedarfs für zwei Nutzungsfälle NNF 1606 und NNF 2781: Obwohl die Prognosefehler in beiden Stunden in einer ähnlichen Größenordnung liegen, sinkt der Redispatchbedarf im NNF 2781 im Vergleich zum 50 %-Quantil um 8,5 GW, während der Redispatchbedarf (RD-Bedarf) im Netznutzungsfall 1607 um 9 GW steigt.

Tab. 13 Zwei ausgewählte Szenarien

Erzeugung	Netznutzungsfall 1607			Netznutzungsfall 2781		
	50 %-Quantil	99 %-Quantil	Delta	50 %-Quantil	99 %-Quantil	Delta
Wind onshore	49,59 GW	53,4 GW	+ 3,81 GW	45,33 GW	48,82 GW	+ 3,49 GW
Wind offshore	18,49 GW	19,9 GW	+ 1,41 GW	19,77 GW	21,29 GW	+ 1,52 GW
RD-Bedarf	3,9 GW	12,9 GW	+ 9 GW	15 GW	6,5 GW	- 8,5 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.3.2 Fazit

Die Entwicklung der Prognosefehler stellt den Systembetrieb schon heute vor Herausforderungen. Diese Herausforderungen werden signifikant zunehmen. Die Kernursache der Herausforderung liegt im Umgang mit unvorhersehbaren Netzzuständen, für die es keine einfachen Lösungsansätze gibt. Die aktuellen und anstehenden Herausforderungen können durch die folgend aufgeführten erforderlichen konzeptionellen, betrieblichen, aber auch regulatorischen Maßnahmen bei der Lösung unterstützen:

- ▶ **Verbesserungen der Prognosequalität erfolgen kontinuierlich.** Das Potential ist begrenzt. Zum einen durch die Unvorhersehbarkeit des Wetters, zum anderen wird das Potential durch die angenommene und deutlich stärker anwachsende installierte EE-Leistung gemindert (vgl. optimistisches Szenario: Verbesserung der relativen Prognosegüte um 15 %).
- ▶ **Die Prognosehorizonte der Netzsicherheitsvorschauprozesse sind so weit wie möglich zu reduzieren.** Aufgrund der notwendigen Datenaustausch- und Rechenprozesse (zwischen ÜNB national und in EU sowie zwischen ÜNB und VNB) sowie notwendiger Vorlaufzeiten für die Redispatchoptimierung und Abwicklung ist das Potential dieser Maßnahme ebenfalls als begrenzt einzuschätzen.
- ▶ **Verbesserung der Qualität und Verfügbarkeit der Daten von VNB und Anlagenbetreibern ist notwendig.** Diese stellen heute und in Zukunft die Basis für die notwendigen Prognose- und Prozessverbesserungen. Für die Umsetzung sollten die Stakeholder entsprechend die gesetzlichen Vorgaben erfüllen. Um die Qualität bzw. die Verfügbarkeit zu verbessern und ggf. die Umsetzung der Prozesse zu beschleunigen, sollten geeignete Anreize geschaffen werden.

Die oben beschriebenen Prozessverbesserungen werden bei dem geplanten, signifikant wachsenden Volumen der Einspeisung aus PV-Anlagen und WEA allein nicht ausreichen, um die Netzsicherheit in den Übertragungsnetzen gewährleisten zu können. Es werden weitere strukturelle Anpassungen notwendig sein, um im Systembetrieb die zunehmende räumliche und zeitliche Volatilität der Lastflüsse bei wachsenden Prognoseunsicherheiten in den Vorschauprozessen zu beherrschen.

Da wachsende Prognoseunsicherheiten marktseitig systematisch zu kürzeren Vorlaufzeiten für Stromhandelsgeschäfte führen werden, verkürzen sich die Reaktionszeiten für Gegenmaßnahmen (z. B. Redispatch) in der Systemführung immer weiter. Neben der Weiterentwicklung der Prognosewerkzeuge und -prozesse wird es daher notwendig sein, ein systemdienliches Marktdesign zu entwickeln und rechtzeitig zu implementieren (vgl. Handlungsempfehlung 32).

4.3.3 Auswirkung auf die Systemstabilität

Im vorliegenden Kapitel sollen mögliche Auswirkungen des Themas Prognoseungenauigkeit auf die Systemstabilität erörtert werden. Dabei ist insbesondere die Auswirkung des Themas auf die Spannungshaltung bzw. Spannungsstabilität zu betrachten. Prognoseungenauigkeiten wirken sich auf die Höhe der Einspeisung aus EE aus und kann in höheren Leistungsflüssen resultieren. Dies könnte sich potentiell auf die Spannungsstabilität auswirken und muss im Detail betrachtet werden (vgl. Kapitel 3.2). Dabei sollten auch die Auswirkungen von möglichen Gegenmaßnahmen wie bspw. der Einsatz von kurativen Maßnahmen mitberücksichtigt werden.

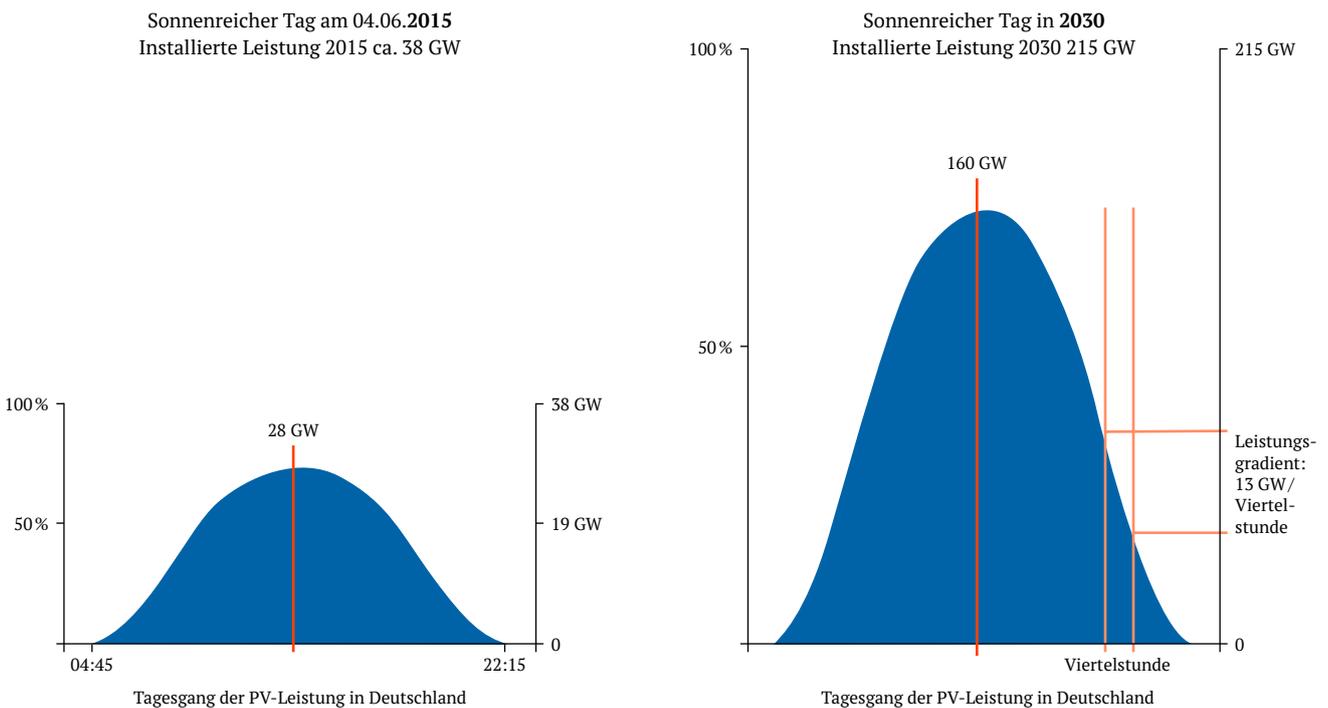
4.4 Deterministische Leistungsbilanzabweichungen

Das vorliegende Kapitel fasst die Erkenntnisse der deutschen ÜNB zur zukünftigen Entwicklung deterministischer Leistungsbilanzabweichungen (auch unter dem Begriff deterministische Frequenzabweichungen bekannt) zusammen und zeigt erste Erkenntnisse hinsichtlich möglicher Gegenmaßnahmen auf. Zudem wird ein Zeitplan für die Umsetzung von Gegenmaßnahmen aufgestellt.

4.4.1 Hintergrund

Der zunehmende Ausbau der Photovoltaik bringt verschiedene Herausforderungen für den Strommarkt, aber auch für den Netzbetrieb, mit sich. Während im Jahr 2015 noch eine besondere Aufmerksamkeit auf eine partielle Sonnenfinsternis gelegt wurde, um den steilen Rampen der PV-Erzeugung zu begegnen, wird Prognosen zufolge im Jahr 2030 der Gradient der PV-Erzeugung am Morgen und Abend regelmäßig in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Wie in Abbildung 116 zu sehen ist, sind im Extremfall bis zum Jahr 2030 PV-Rampen bis zu 13 GW pro Viertelstunde denkbar, wenn man die Erzeugung der Photovoltaik 2015 (linkes Bild [41]) auf die im Jahr 2030 angestrebte installierte Leistung von 215 GW extrapoliert.

Abb. 116 Herleitung der maximalen Erzeugungsrampe der PV im Jahr 2015 und 2030



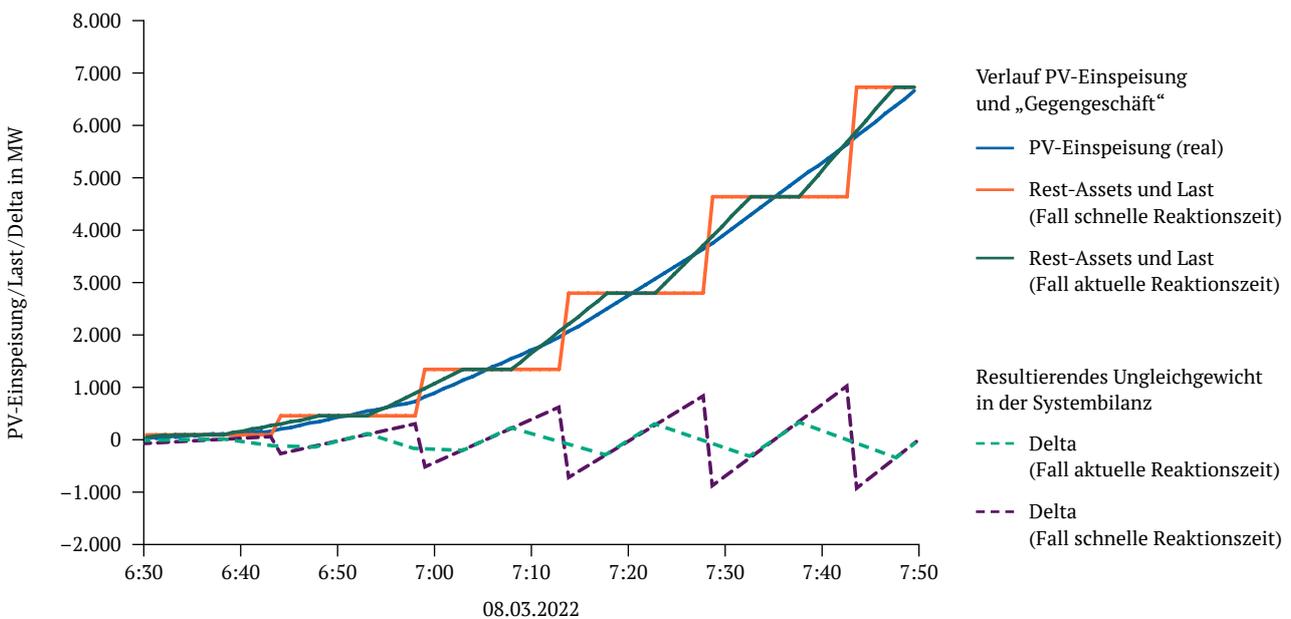
Quelle: [41] (links), Übertragungsnetzbetreiber (rechts)

Im heutigen Handels- und Bilanzkreissystem haben sowohl Erzeuger als auch Verbraucher den Anreiz, möglichst exakt das vermarktete Profil physikalisch nachzufahren und möglichst wenig Rampenenergie in vor- oder nachgelagerten Viertelstunden zu liefern bzw. zu beziehen. Damit wird das Risiko von Ausgleichsenergiezahlungen minimiert. Während dargebotsabhängige Erzeugung wie die Photovoltaik sich nicht vom kontinuierlichen Dargebot entkoppeln kann, werden die zunehmend schnellen und flexiblen Lasten dem Anreiz folgend möglichst steile Rampen fahren, um dem Vermarktungsprofil kostenoptimal zu folgen. Dies ist ein inhärenter Fehlanreiz des Bilanzausgleichssystems, der bislang, abgesehen vom Phänomen der DFDs¹³, einen tragfähigen Kompromiss zwischen Anforderungen der Energiewirtschaft und des Stromnetzbetriebs darstellte.

Mit der Zunahme schneller Lasten (z. B. Batteriespeicher) und der zunehmenden Preissensibilität der Nachfrage wird dieses System aus Sicht der Netzführung und Systembilanz seine Grenzen erreichen. Während heute der Großteil der Lasten allein den Kundenbedarfen folgt, sei es der Produktion, der Wärme oder sonstiger Endenergie, wird die Last in einem EE-dominierten Stromversorgungssystem zunehmend den variablen Preisen am Markt folgen. Das ist essenziell für den Ausgleich volatiler Erzeugung und Last, bringt aber eine höhere Gleichzeitigkeit in das Versorgungssystem, z. B. wenn Wärmepumpen gleichzeitig auf ein Preissignal reagieren und nicht ausschließlich je nach individuellem Wärmebedarf takten oder Elektroautos gleichzeitig zu günstigsten Stunden den Ladevorgang starten. Somit überträgt sich die bereits bestehende DFD-Problematik auch auf Lasten. Darüber hinaus kommt der absehbare Hochlauf von Großverbrauchern wie Power-to-Heat-Anlagen oder Großbatteriespeichern, die in kürzester Zeit die Leistung hoch- und herunterrampen können – also quasi sprunghafte Lastgradienten in das Stromsystem eintragen.

Kombiniert man den erwarteten kontinuierlichen Hochlauf der PV-Stromerzeugung eines sonnigen Tages im Jahr 2030 mit einer überwiegend preissensitiv, viertelstündlich agierenden Last mit sehr steilen Lastgradienten, ergeben sich an den Viertelstundenkanten sehr große Bilanzungleichgewichte, die einem Sägezahn-ähnlichen Profil wie in Abbildung 117 ähneln und zu einer ständig wechselnden Systembilanz führen. Dieses Systembilanzungleichgewicht müsste stetig mit Regelenergie ausgeglichen werden und kann im Extremfall, d. h. alle Lasten verhalten sich quasi sprunghaft, Bedarfe von wechselnd bis zu 6,5 GW an positiver und negativer Regelreserve erfordern – dies entspräche mehr als einer Verdopplung der heute kontrahierten Reserven.

Abb. 117 Diskrepanz aus Erzeugung und am Viertelstundenhandel orientierter Last



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

¹³ „Deterministic Frequency Deviation“ (DFD) ist ein Phänomen starker Frequenzeinbrüche oder -spitzen zu Stunden- oder Viertelstundenwechseln, aufgrund großer Fahrplansprünge bei schnell agierenden Kraftwerken.

Da nicht alle Lasten sprunghaft reagieren werden, müssen Annahmen getroffen werden, um ein realistisches Szenario zu skizzieren.

Zur Abschätzung des Phänomens wurden Last- und Erzeugungsdaten des Basisszenarios von [langfristszenarien.de](https://www.langfristszenarien.de) [42] für die Jahre 2025 bis 2045 verwendet, um mit unabhängigen Annahmen zu arbeiten. Diese liegen für diverse Technologien in stündlicher Auflösung vor. Die Daten wurden auf Viertelstundenwerte interpoliert. Auf Basis dieser viertelstündlichen Zeitreihe und angenommenem Rampenverhalten, d. h. die durchschnittliche Dauer eines Arbeitspunktwechsels (s. Tabelle 14), der verschiedenen Technologien konnten so Zeitreihen mit einer minütlichen Auflösung erzeugt werden.

Tab. 14 Gewählte Rampendauer der jeweiligen Technologie, unterteilt nach Erzeugung und Verbrauch.
5 min bedeutet z. B. $\pm 2,5$ min um den Viertelstundenwechsel

Energieträger Erzeugung	Rampe	Energieträger Verbraucher	Rampe
Batterien	1 min	Batterien	1 min
H ₂ -Gaskraftwerke	1 min	Elektrolyseure	1 min
Pumpspeicher	3 min	Pumpspeicher	3 min
Methan, Biomasse	5 min	E-Mobilität	5 min
EE-Abregelung	7 min	Wärmepumpen	7 min
Import/Export	9 min	Andere Nachfrage	9 min
Stein- und Braunkohle	11 min		
Wind, PV und andere EE	15 min		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Werden diese Zeitreihen summiert, ergeben sich positive oder negative Salden, welche in der Realität zu kontinentaleuropäischen Frequenzabweichungen führen würden. Diesen fiktiven Frequenzabweichungen werden vereinfachte FCR¹⁴-Aktivierungen entgegengesetzt. Schlussendlich kann für jede Viertelstunde eines Modeljahres ein verbleibender Saldo in minütlicher Auflösung bestimmt werden. Somit lässt sich für jeden Viertelstundenwechsel ein maximales Peak2Peak (P2P) Saldo bestimmen, ein Wert, mit dem die Herausforderung für einen robusten Systembetrieb messbar wird. Wie anhand der Heatmap über ein ganzes Jahr in Abbildung 118 deutlich zu erkennen, weisen die Salden einen saisonalen sowie einen tageszeitlichen Verlauf auf. Blaue Felder stellen dabei einen geringen Saldo, weiße Felder mittlere Salden und rote einen hohen Saldo dar.

¹⁴ „Frequency Containment Reserve“, FCR (Primärregelleistung, PRL).

**Abb. 118** Heatmap des Modeljahres 2045, exemplarisch zur Darstellung des zeitlichen Verlaufs

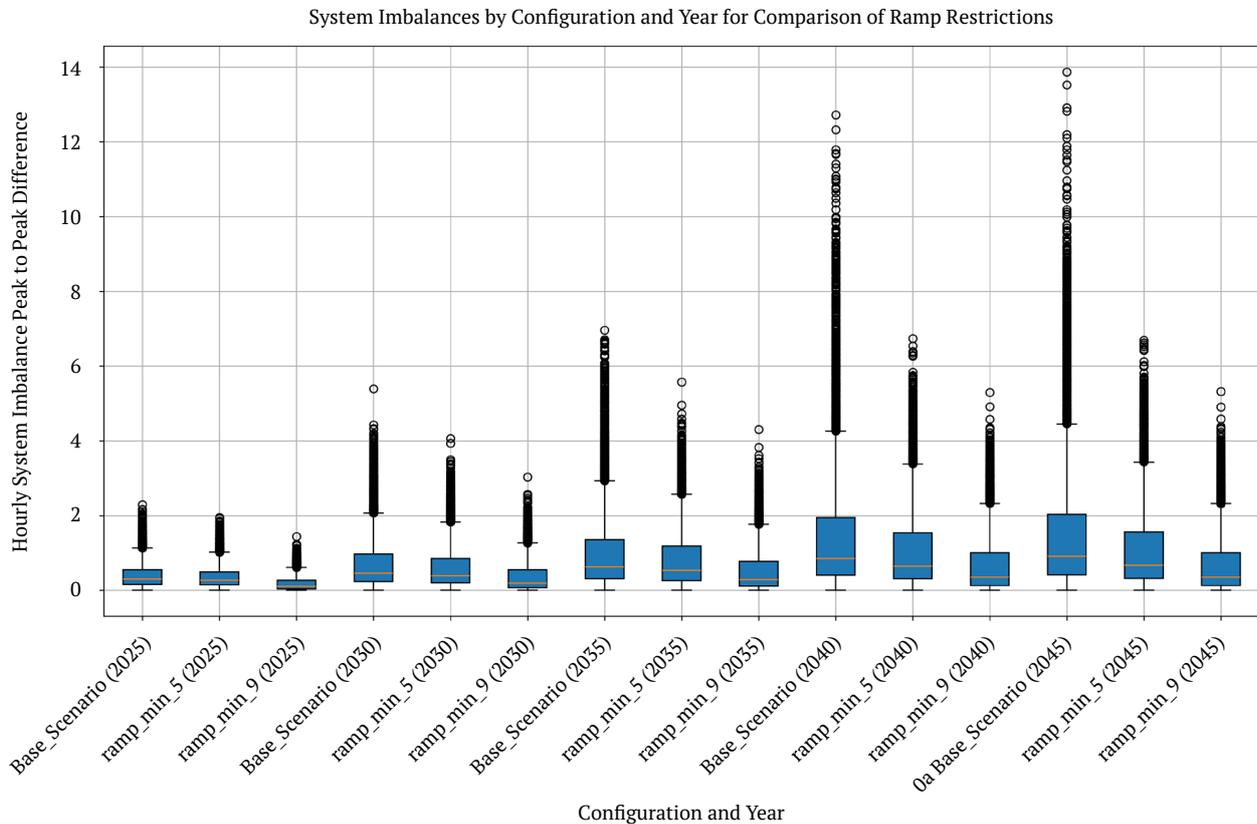
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

An Vor- sowie Nachmittagen, zu den Zeiten der steilsten PV-Gradienten, zeigen die Salden die höchsten Ausschläge. Zudem sind die Abweichungen an den Nachmittagen sowie in den Monaten März bis Oktober tendenziell höher.

Treiber im Modell sind hauptsächlich schnell agierende Verbraucher und Speicher (Batterien und Pumpspeicher) sowie Erzeugungseinrichtungen, insbesondere gleichzeitig, schnell abgeregelte EE-Anlagen (z. B. aufgrund Einspeisemanagement oder Immissionsschutzauflagen) und beruhen auf den im Modell gemachten Annahmen (s. Tabelle 14).

Abbildung 119 zeigt die Verteilung der Salden für verschiedene Jahre (2025 bis 2045 in Fünfjahresschritten) für jeweils drei verschiedene Szenarien. Der Kern des Boxplots (blaue Box) steht für die Werte welche zu den 25 %–75 % Perzentilen gehören, Ringe stehen für größere Einzelwerte.

Abb. 119 Entwicklung der P2P-Werte über die Jahre für verschiedene minimale Rampenzeiten (Basisszenario ist 15 min Imbalance Settlement Period)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Sind die P2P-Werte im Jahr 2025 noch in 75 % der Fälle unter 500 MW und nur vereinzelt größer als 2 GW, liegen diese im Jahr 2040 im Basisszenario („Base_Szenario“) schon in mehr als 25 % der ¼-Stunden bei mehr als 2 GW und vereinzelt größer 12 GW. Neben dem Basisszenario wurden noch zwei weitere Szenarien untersucht. Im Szenario („ramp_min_5“) fährt keine Technologie Rampen, die im Mittel schneller sind als 5 min ($\pm 2,5$ min). Im Szenario („ramp_min_9“) fährt hingegen keine Technologie Rampen, die im Mittel schneller sind als 9 min ($\pm 4,5$ min). Es ist deutlich zu erkennen, dass sowohl die Maximalwerte als auch die Höhe der Perzentile mit geringeren Rampengeschwindigkeiten sinken.

4.4.2 Mögliche Gegenmaßnahmen und deren Umsetzung

Erste Analysen haben gezeigt, dass dem Phänomen nicht mit den heutigen Regelreserveprodukten begegnet werden kann. Davon abgesehen, dass Regelleistung nicht für deterministische Leistungsbilanzabweichungen vorgesehen ist, reicht weder die Höhe noch die Geschwindigkeit der heute vorgehaltenen Regelleistung dafür aus. Daher müssen zur Lösung der Herausforderung andere Maßnahmen herangezogen werden. Folgende drei erfolgsversprechende Gegenmaßnahmen wurden bislang identifiziert:

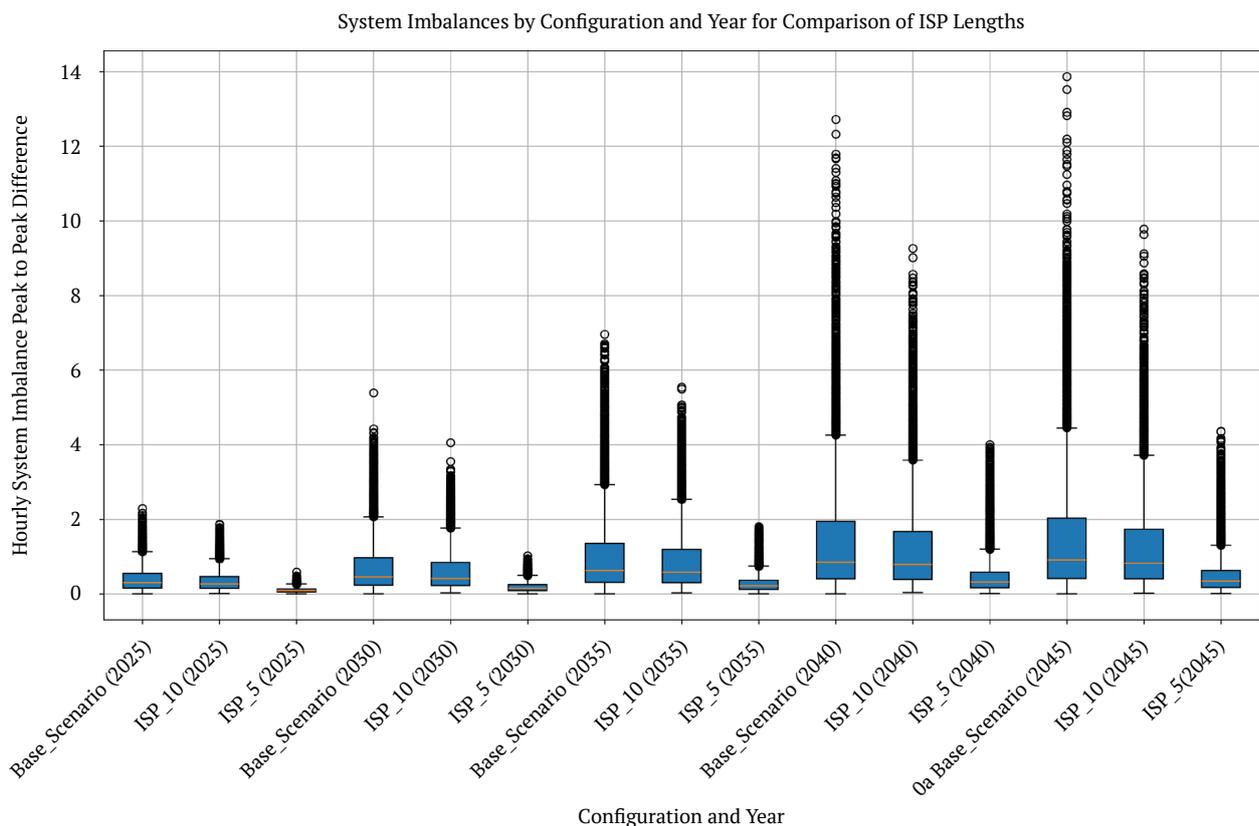
- ▶ Handel in 5-Minuten-Intervallen im IDM (Verkürzung der Imbalance Settlement Period (ISP)),
- ▶ Rampenvorgaben bei fahrplanmäßigen Arbeitspunktwechseln (mittels Anschlussregeln oder ökonomischen Anreizen),
- ▶ Rampenprodukte, welche die Folgen von schnellen Rampen ausgleichen.

4.4.2.1 Handel in 5-Minuten-Intervallen

Beim Handel mit 5-Minuten-Produkten und einer entsprechenden Verkürzung der ISP, für die der Ausgleichsenergiepreis berechnet wird, wird die Diskrepanz zwischen vermarktetem Mittelwert und realer Einspeisung im Modell deutlich reduziert (im Vergleich zum Viertelstundeprodukt gedrittelt). Gemäß ersten Analysen verbleiben die deterministischen Systembilanzungleichgewichte bis in die 2040er Jahre auf einem Niveau, das mit heutigen Regelreserveprodukten beherrscht werden könnte (s. Abbildung 120).

Da das Problem durch die viertelstündliche Bewirtschaftung entsteht, die trotz kontinuierlicher Erzeugungsrampe der PV den Anreiz schafft, die Viertelstundenmittelwerte möglichst gut als Last abzufahren, also möglichst schnelle Rampen an den Viertelstundenkanten zu realisieren, kann die Diskrepanz zwischen sich kontinuierlich verändernder PV-Erzeugung und sich sprunghaft verhaltenden Verbrauchern auch mit kürzeren Handelsprodukten bzw. einer kürzeren Bilanzabrechnungsperiode reduziert werden. Die Hürden für die Umsetzung dieser Maßnahme liegen allerdings sehr hoch, angefangen bei der Vorgabe der einheitlichen ISP von 15 Minuten in der Europäischen Union über die „Guideline on Electricity Balancing“, über die Anpassung aller Handels- und Fahrplansysteme. Sollten sich auch über 2030 hinaus die deterministischen Bilanzungleichgewichte deutlich weiter entwickeln, müsste ggf. über eine weitere Absenkung der Handelsproduktauern nachgedacht werden. Abbildung 120 zeigt die Wirkung einer auf 5 bzw. 10 Minuten verkürzten Handelsproduktdauer auf die Leistungsbilanzabweichungen. Damit könnten die Leistungsbilanzabweichungen auf ein Maß reduziert werden, dass der Problematik auch bis ins Jahr 2045 mit Regelleistung begegnet werden könnte.

Abb. 120 Deterministische Systembilanzungleichgewichte bei Verkürzung der Handelszeiten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.4.2.2 Rampenvorgabe bei fahrplanmäßigen Arbeitspunktwechseln

Da das Problem hinter den deterministischen Leistungsbilanzabweichungen in der unterschiedlichen schnellen Umsetzung neuer Arbeitspunkte bei Arbeitspunktwechseln der einzelnen Marktteilnehmer begründet liegt, liegt es daher nahe, das Problem mittels definierter Rampenvorgabe zu lösen. Folgen alle Anlagen (möglichst) denselben Rampen, könnten die deterministischen Systembilanzungleichgewichte auf ein beherrschbares Maß begrenzt oder sogar nahezu gänzlich vermieden werden. Eine Rampenvorgabe könnte sowohl als technische Netzanschlussregel als auch als Anreizmodell realisiert werden. Unabhängig davon auf welche Art und Weise umgesetzt, ist die Idee dahinter die Laständerungsgeschwindigkeiten der verschiedenen Marktakteure so gut wie möglich zu vereinheitlichen (auch der kontinuierlichen Last und Erzeugung) und damit der Ursache der deterministischen Leistungsbilanzabweichungen direkt entgegenzuwirken.

Bei einer Realisierung über die Netzanschlussregeln müsste dort festgelegt werden, mit welcher Geschwindigkeit Arbeitspunktwechsel realisiert werden müssen (z. B. mittels Vorgabe konkreter Werte oder maximaler/minimaler Geschwindigkeiten). Allerdings würde dies dem heutigen, durch die Ausgleichsenergie gegebenen Anreiz widersprechen, möglichst schnelle Rampen zu fahren.

Bei einer Realisierung über den Ausgleichsenergiepreis könnten definierte Rampen direkt bei der Berechnung der Ausgleichsenergie Berücksichtigung finden. Würde bspw. bei allen Handelsprodukten (Viertelstunden und Stundenprodukte) 15-Minuten-Rampen (Start der Rampe 7,5 Minuten vor Beginn und Ende der Rampe 7,5 Minuten nach Beginn der vermarkteten Viertelstunde) energetisch in die Berechnung der Ausgleichsenergie miteinbezogen werden, würde eine definierte Verrampung (und nicht wie heute möglichst steile Gradienten) beanreizt werden. Die viertelstündliche Abrechnung könnte beibehalten werden, da weiterhin auf Basis von Viertelstundenmesswerten abgerechnet werden könnte. In der Regelzone der Schweiz ist der hier beschriebene Mechanismus bereits seit 2013 umgesetzt, mit dem einzigen Unterschied, dass 10 Minuten und nicht 15 Minuten Rampen gefordert werden [43]. Eine eventuelle Wirkung auf Geschäftsmodelle neuer, flexibler Assets, z. B. von Speichern und auf mögliche Fehlanreize ist noch zu untersuchen. Der Einfluss auf die Bilanzkreise und das Fahrplanmanagement ist ebenfalls noch detailliert zu untersuchen.

4.4.2.3 Rampenprodukt

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, ausschließlich die deterministischen Leistungsungleichgewichte auszugleichen. Dazu könnte ein neues Systemdienstleistungsprodukt, welches den deterministischen Leistungsungleichgewichten entgegenwirkt, entwickelt und eingeführt werden.

Dazu würden zum Beispiel Batteriespeicher oder andere sehr schnelle Assets einem vorherzusagenden Profil folgen, welches möglichst exakt dem invertierten Sägezahnprofil, vgl. Abbildung 117, entspricht. Diese Profile müssten vom ÜNB auf Basis von EE-Vorhersagen und Marktdaten im Voraus berechnet werden.

Vorteil dieser Methode könnte sein, dass nur die residualen Leistungsungleichgewichte (durch wenige Akteure) ausgeglichen werden müssten. Bei guter Vorhersagequalität könnte dies die deterministischen Systembilanzabweichungen auf ein beherrschbares Maß reduzieren.

Der Nachteil liegt darin, dass nicht die Ursachen, sondern die Symptome „gelöst“ werden. Darüber hinaus besteht die Gefahr einer schlechten Vorhersagegüte. Zudem würden den durch Marktakteure ausgelösten Problemen ein vergütetes Produkt entgegengestellt werden. Hierfür müsste ein Markt etabliert werden, dessen Kosten für die Umsetzung aber auch für einen späteren Betrieb bislang nicht abgeschätzt werden können.



4.4.3 Bewertung der Gegenmaßnahmen

In der initialen Bewertung stechen insbesondere zwei Aspekte hervor:

- 1) **Zeitschiene der Umsetzung:** Eine Rampenvorgabe bei Arbeitspunktwechseln könnte kurzfristig umgesetzt werden. Mittel- bzw. langfristig könnten auch das Rampenprodukt als auch der Handel in 5-Minuten-Produkten umgesetzt werden.
- 2) **Volkswirtschaftliche Kosten (einmalig/jährlich):** Beim Handel in 5-Minuten-Produkten fallen insbesondere die Kosten für die Zählerumstellung ins Gewicht, beim Rampenprodukt fallen dauerhaft Kosten für die Vorhaltung und Erbringung des neuen Produktes an. Bei der Rampenvorgabe bei Arbeitspunktwechseln ist mit geringen einmaligen Kosten zu rechnen, aber schränkt möglicherweise Erlöspotentiale von Marktteilnehmern dauerhaft ein. Eine volkswirtschaftliche Bewertung aller Maßnahmen ist unumgänglich für die finale Bewertung der Maßnahmen.

4.4.4 Fazit

Es wurde aufgezeigt, dass bei Fortschreibung der heutigen Rahmenbedingungen (insbesondere EEG und Marktregeln) deterministische Leistungsbilanzabweichungen eine große Herausforderung für einen robusten Systembetrieb darstellen. Treiber ist einerseits die deutlich ansteigende EE-Einspeisung und andererseits die zunehmende Teilnahme von potentiell schnell agierenden Großverbrauchern (z. B. Elektrolyseure und Großbatterien) am Marktgeschehen, die Arbeitspunktwechsel mit sehr steilen Gradienten umsetzen können.

Drei Gegenmaßnahmen werden aktuell durch ein gemeinsames Projektteam der vier ÜNB im Detail analysiert, die alle drei das Potential haben, die deterministischen Leistungsbilanzabweichungen deutlich zu reduzieren. Auf Basis der Bewertung der Maßnahmen werden Handlungsempfehlungen abgeleitet, um den Herausforderungen adäquat zu begegnen.

Die folgenden weiteren Schritte sind geplant:

- ▶ **Abschluss der Analysen und der Bewertung der möglichen Gegenmaßnahmen** bis Ende Q2/2025
- ▶ **Ableitung konkreter Handlungsempfehlung** (vgl. Handlungsempfehlung 33) bis Ende 2025, auch unter Berücksichtigung von Handlungsempfehlungen anderer Herausforderungen, die ebenfalls auf die Reduzierung deterministischer Leistungsbilanzungleichgewichte einzahlen. Zusätzliche Handlungsempfehlungen sollen den folgenden Maßgaben entsprechen:
 - ▶ die Umsetzung der Handlungsempfehlung muss zeitnah, aber auch nachhaltig eine deutliche Reduktion der deterministischen Leistungsbilanzabweichungen herbeiführen,
 - ▶ Kosten für die Umsetzung sowie laufende Kosten der Gegenmaßnahmen müssen kosteneffizient bzw. sollen im Idealfall kostenneutral sein.

4.4.5 Auswirkung auf die Systemstabilität

Im vorliegenden Kapitel werden mögliche Auswirkungen des Themas deterministische Leistungsbilanzabweichungen auf die Systemstabilität erörtert. Dabei sind insbesondere die Auswirkungen auf die Spannungsstabilität zu betrachten. Zu klären ist, wie sich räumlich verteilte Erzeugungs- bzw. Lastverschiebungen auf überregionale Leistungsflüsse und damit auf die Stabilität auswirken. Hierbei ist auch zu bewerten, wie sich potentielle Gegenmaßnahmen auf diesen Aspekt auswirken (vgl. Kapitel 3.2).

5 Handlungsempfehlungen

Auf Basis bisheriger Untersuchungen der deutschen ÜNB wurde in den vorangegangenen Kapiteln der aktuelle Erkenntnisstand zur Systemauslegung aus Sicht der Systemstabilität aufgezeigt.

Den beschriebenen Stabilitätsaspekten liegen spezifische Problemstellungen zugrunde. Ihnen gemein sind zunehmende Leistungstransite inklusive einer Höherauslastung des Netzes sowie die sich massiv verändernde Erzeugungs-, Last- und Übertragungsstruktur. Vor diesem Hintergrund und auf Basis der beschriebenen Ergebnisse ist festzustellen, dass ein stabiles Systemverhalten im untersuchten Zeithorizont ohne weitere Maßnahmen zur Deckung der Systembedarfe nicht sichergestellt werden kann. Daraus leiten sich aus Sicht der deutschen ÜNB 37 notwendige Handlungsempfehlungen ab, die in diesem Kapitel beschrieben werden.

Die ÜNB sehen, auch aufgrund der Verschiebung der NC RfG und Network Code „Demand Connection Code“ (NC DCC) durch die EU-Kommission, bei den folgenden **vier Themenfeldern** einen unmittelbar notwendigen **Handlungsbedarf**, zu deren Lösung es insbesondere Unterstützung durch Politik und Regulator bedarf:

- ▶ **Netzdienstliches Verhalten von Elektrolyseuren:** Ohne Anforderungen hinsichtlich netzdienstlichen Verhaltens haben Elektrolyseure einen negativen Einfluss auf ein stabiles Systemverhalten. Dabei stehen insbesondere Anforderungen hinsichtlich des Durchfahrens von Fehlern (FRT-Fähigkeit), zur schnellen bzw. frühen Wirkleistungswiederkehr sowie, regional spezifisch, zur Blindstromstützung im Fokus. Es müssen daher verbindliche Anforderungen für Elektrolyseure vor dem Inkrafttreten der neuen Netzanschlussregeln festgelegt und umgesetzt werden (vgl. Handlungsempfehlung 3).
- ▶ **Netzbildende Umsetzung von Großbatteriespeichern:** Großbatteriespeicher werden zukünftig das Systemverhalten maßgeblich mitbestimmen und müssen daher mit netzbildenden Regelungsverfahren zu einem stabilen Systemverhalten beitragen. Es müssen daher verbindliche Anforderungen für Großbatteriespeicher vor dem Inkrafttreten der neuen Netzanschlussregeln festgelegt und umgesetzt werden (vgl. Handlungsempfehlung 34).
- ▶ **Netzdienstliches Verhalten von Neubau-Kraftwerken:** Neubau-Kraftwerke müssen einen Beitrag für ein stabiles Systemverhalten leisten. Hierzu müssen diese die Anforderungen an eine Robustheit gegenüber auftretenden Frequenzgradienten (RoCoF-Robustheit) zwingend erfüllen. Darüber hinaus sollten Neubau-Kraftwerke unter anderem eine schnelle Wirkleistungsanpassung bei Überfrequenz ermöglichen. Diese und weitere Anforderungen sind für Neubau-Kraftwerke verbindlich festzulegen und umzusetzen (vgl. Handlungsempfehlung 1, 15, 17, 38).
- ▶ **Beschleunigung der Durchdringung mit netzbildenden Betriebsmitteln:** Ein Schlüssel für die erfolgreiche Umsetzung der Transformation des elektrischen Energiesystems hin zu 100 % erneuerbarer Erzeugung sind netzbildende Betriebsmittel. Da Erzeuger, aber auch zunehmend Lasten mit Stromrichtern ans Netz gekoppelt sind, ist insbesondere die Etablierung netzbildender Stromrichter ein zentraler Baustein. Als Anstoß müssen attraktive Anreize für Hersteller und Betreiber so gesetzt werden, dass die Investition und der Betrieb der Anlagen attraktiv sind, unabhängig von den Mindestanforderungen (vgl. Handlungsempfehlung 18).

Im Folgenden sind in Tabelle 15 alle aus Sicht der deutschen ÜNB notwendigen Handlungsempfehlungen zusammengefasst. Diese sind nach Dringlichkeit sortiert und mit dem aktuell geplanten Zeithorizont der Maßnahmenumsetzung verknüpft. Die Maßnahmen 30 bis 39 sind auf Basis der Erkenntnisse des vorliegenden Berichts neu hinzugekommen. Alle Handlungsempfehlungen sind im Folgenden in Form von Steckbriefen inklusive Verantwortlichkeiten und konkreter Maßnahmen im Detail beschrieben. Zudem ist eine Verknüpfung zu den Analysen der ÜNB sowie zur Roadmap Systemstabilität (entsprechend [10]) erfolgt.

Die jeweilige Maßnahme muss entsprechend durch die als verantwortlich gekennzeichneten Stakeholder umgesetzt werden. Diesen Handlungsempfehlungen wurden verschiedene Maßnahmentypen (Asset, Netzanschlussregeln, Studie, Methodik, Gesetz, Umsetzungsvorschlag, Pilotierung, Prüfung d. Rahmenbedingung oder Datenbereitstellung) zugeordnet, die eine weitere Einordnung zur Planung bzw. Bearbeitung zulässt. Die aufgelisteten 37 Handlungsempfehlungen sind größtenteils aus den in den Kapiteln 3 und 4 durchgeführten Analysen abgeleitet. Teilweise basieren die Handlungsempfehlungen auch auf Analysen aus dem SB 2023 [8] und dem Begleitdokument Systemstabilität des NEP 2037/2045 (2023) [6].

Tab. 15 Handlungsempfehlungen geordnet nach Dringlichkeit¹⁵

Nr	Handlungsempfehlung	Typ	Dringlichkeit	Verantwortliche	Zeit-horizont
1	Anforderungen an Neubau-Kraftwerke für ein netzdienliches Verhalten	Regulierung u. Gesetzgebung	▲ Hoch	Gesetzgeber, BNetzA	Bis 2024
2	Bedarfsdeckung durch Kraftwerks-umrüstungen	Asset	▲ Hoch	Gesetzgeber, BNetzA, ÜNB	Ab 2024
10	Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve	Regulierung u. Gesetzgebung	▲ Hoch	BNetzA	Bis 2025
30	Anforderungen zur Vermeidung ungewollter Netztrennung von Kraftwerken durch Rückleistungsschutz	Netzanschluss-regeln	▲ Hoch	FNN	Bis 2025
33	Minimierung deterministischer Leistungsbilanzabweichungen	Regulierung u. Gesetzgebung	▲ Hoch	ÜNB	Bis 2025
32	Prognoseungenauigkeit und Prüfung systemdienliches Marktdesign	Regulierung u. Gesetzgebung	▲ Hoch	ÜNB	Bis 2025
6	Anforderungen an herstellere-spezifische EMT-Anlagenmodelle	Studien	▲ Hoch	BNetzA, FNN, Hersteller	2023–2025
7	Weiterentwicklung der Simulationsmodelle (netzbildende Regelungskonzepte)	Studien	▲ Hoch	ÜNB, Hersteller	2024–2025
11	Entwicklung eines Planungswerkzeugs zur Bewertung der Netzstärke	Methodik	▲ Hoch	ÜNB, Wissenschaft, Hersteller, Anlagenbetreiber	2024–2026
8	Methodik zur Bedarfsermittlung für Momentanreserve und regelbare Blindleistung	Methodik	▲ Hoch	ÜNB	2024–2026
9	Moderation Rollenmodell ÜNB/VNB	Regulierung u. Gesetzgebung	▲ Hoch	BNetzA, Gesetzgeber, ÜNB, VNB	2024–2026
31	Erzeugungsüberschuss	Regulierung u. Gesetzgebung	▲ Hoch	BNetzA, Gesetzgeber, ÜNB, VNB, Anlagenbetreiber	2025–2026
3	Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten	Netzanschluss-regeln	▲ Hoch	FNN	2023–2027

▲
15 Die Handlungsempfehlungen 5, 24 und 29 (aus dem SB 2023) sind in der Handlungsempfehlung 5 zusammengefasst.

Nr	Handlungsempfehlung	Typ	Dringlichkeit	Verantwortliche	Zeithorizont
34	Anforderung an zukünftige Batteriespeichersysteme	Regulierung u. Gesetzgebung	▲ Hoch	FNN, ÜNB, VNB, Gesetzgeber	2024–2026
4	Festlegung von Mindestanforderungen für Momentanreserve	Netzanschlussregeln	▲ Hoch	FNN	2024–2027
35	Festlegung von Auslegungskriterien für die Beherrschung von Netzauftrennungen	Regulierung u. Gesetzgebung	▲ Hoch	Gesetzgeber, BNetzA, ÜNB, ENTSO-E	2025–2027
18	Erprobung/Etablierung Stromrichterbasierter Anlagen mit netzbildender Regelung	Pilotierung	▲ Hoch	ÜNB, VNB, FNN, BNetzA	2025–2027
15	Robustheit gegenüber Frequenzgradienten	Netzanschlussregeln	▲ Hoch	FNN, ÜNB, BNetzA	Bis 2027
39	Anforderung an Passivität von Neuanlagen	Regulierung u. Gesetzgebung	▲ Hoch	FNN, Hersteller	Bis 2027
12	Monitoring der Systemstabilität (DSA)	Systemführung	▲ Hoch	ÜNB	2023–2028
13	Rahmenbedingungen Weißbuch NWA	Regulierung	▲ Hoch	BNetzA, Gesetzgeber, Netzbetreiber, FNN	2024–2028
5	Entwicklung wirksamer Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps	Studien, Asset	▲ Hoch	ÜNB, Gesetzgeber	2025–2028
16	Gezielte Identifikation und Auswertung von Messdaten hinsichtlich Stromrichterinstabilitäten	Methodik	▲ Hoch	ÜNB, Hersteller, VNB	2024–2030
14	Bau von ÜNB-Assets	Asset	▲ Hoch	ÜNB, BNetzA	2024–2037
38	Deckung der Bedarfe an regelbarer Blindleistung	Asset	▲ Hoch	ÜNB, BNetzA, FNN	2027–2037
17	Deckung der Bedarfe an Momentanreserve	Asset	▲ Hoch	BNetzA, ÜNB, FNN	Bis 2037
19	Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch Verteilnetzbetreiber	Datenbereitstellung	▼ Mittel–Hoch	ÜNB, BNetzA, VNB	2025–2026
21	Durchführung projektspezifischer Interaktionsstudien von leistungselektronisch gekoppelten Anlagen	Studien	▶ Mittel	ÜNB, Hersteller	Ab 2025

Nr	Handlungsempfehlung	Typ	Dringlichkeit	Verantwortliche	Zeithorizont
23	Methodik-Weiterentwicklung „Harmonische Stabilität“	Methodik	► Mittel	Gesetzgeber, ÜNB, Wissenschaft	2024–2026
22	Umsetzung der EPC-Funktion von Offshore-Windparks	Asset	► Mittel	ÜNB	Bis 2026
20	Wiederversorgungsgrad im VWA	Methodik	► Mittel	ÜNB, BNetzA, Gesetzgeber	Bis 2026
25	Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch europäische Nachbar-ÜNB	Datenbereitstellung	► Mittel	ÜNB, ENTSO-E	Bis 2027
36	Vermeidung des großflächigen Einsatzes von Querregeltransformatoren	Asset	► Mittel	ÜNB, Hersteller	Bis 2027
27	Nutzung von LFSM-U Beiträgen	Netzanschlussregeln	► Mittel	FNN, ÜNB	Bis 2027
28	Systemstabilität in zukünftigen NWA-Szenarien	Studien	► Mittel	ÜNB	2026–2028
26	Einführung von Systemautomatiken	Asset	► Mittel	ÜNB	Bis 2030
37	Verhalten netzbildender Stromrichteranlagen in der Strombegrenzung	Asset	► Mittel	ÜNB	2025–2037

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1 Anforderungen an Neubau-Kraftwerke für ein netzdienliches Verhalten

Verantwortliche: Gesetzgeber, BNetzA	Bis wann: Q4/2024	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: Gesetzgeber nimmt Anforderungen in Förderbedingungen auf.		
Maßnahmentyp: Regulierung und Gesetzgebung Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.1.4.6, Kapitel 3.1.4.7, Kapitel 3.2.5, Kapitel 3.2.8, Kapitel 4.1.2 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V4, F1 Rechtslage: Nicht vorhanden	Beschreibung der Maßnahme: Umsetzung von erweiterten Anforderungen an neue (Wasserstoff-)Gaskraftwerke hinsichtlich Phasenschieberbetrieb, hoher Trägheitskonstante, RoCoF-Anforderungen, schnellen Leistungsgradienten und stabilem Reglerverhalten im Rahmen des Kraftwerks-sicherheitsgesetzes (KWSG). Status der Maßnahme: Aufnahme der Anforderungen in Förderbedingungen (laufend) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Die aus Systemsicht notwendigen technischen Anforderungen wurden in den Gesetzesentwurf zur Einführung von Ausschreibungen für gesicherte Kraftwerksleistung (KWSG) aufgenommen. Die Vorschläge wurden bereits öffentlich konsultiert. Das Gesetz liegt bislang als Entwurf vor. Ein Beschluss des Gesetzes steht noch aus.	

2 Bedarfsdeckung durch Kraftwerksumrüstungen

Verantwortliche: 1. Gesetzgeber, BNetzA 2. ÜNB	Bis wann: 1. Q4/2024 2. Ab Q1/2025	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: 1. Gesetzlichen Rahmen schaffen 2. Standortspezifische Prüfung/Umsetzung		
Maßnahmentyp: Asset Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Netzstärke Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.1.4.6, Kapitel 3.1.4.7, Kapitel 3.2.5, Kapitel 3.2.8 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V4 Rechtslage: Beschaffungskonzept der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit zur lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) ist noch ausstehend. Beschaffungskonzept der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ („Blindleistung“) ist beschlossen.	Beschreibung der Maßnahme: Die Umrüstung von stillgelegten Kraftwerken zu rotierenden Phasenschiebern dient dazu, lokale Blindleistungsbedarfe, Bedarfe an Momentanreserve oder Bedarfe der Netzstärke zu decken. Eine Umrüstung zu rotierenden Phasenschiebern sollte unabhängig vom Energieträger und der am Standort bereits umgerüsteten Kraftwerke möglich und von den Anlagenbetreibern zu verlangen sein. Die Gesetzesänderung des EnWG schließt allerdings explizit Braunkohlekraftwerke nach KVBG Anlage 2 aus und ist deshalb nur begrenzt wirksam. Status der Maßnahme: 1. Gesetzlichen Rahmen schaffen (laufend) 2. Abhängig von marktgestützter Beschaffung und den Stilllegezeitpunkten der entsprechenden Kraftwerke (laufend) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Ein entsprechender Änderungsentwurf zum EnWG sieht die Möglichkeit zur Umrüstung von Kraftwerken im neuen § 13 I EnWG vor. Der Entwurf wurde im November 2024 im Kabinett beschlossen. Die Gesetzesänderung schließt allerdings explizit Braunkohlekraftwerke nach KVBG Anlage 2 aus und ist deshalb nur begrenzt wirksam.	

3 Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten

Verantwortliche: FNN	Bis wann: 1. Start 2023 2. Mindestanforderungen 2027	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: 1. Diskussion und Festlegung der technischen Anforderungen 2. Umsetzung der Mindestanforderungen in den TARs		
Maßnahmentyp: Netzanschlussregeln Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.1.4.4, Kapitel 3.1.4.7, Kapitel 3.1.5, Kapitel 3.2.6, Kapitel 3.2.8 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V8, F3, W3 Rechtslage: Vorhanden	Beschreibung der Maßnahme: Umsetzung von Anforderungen an Großverbraucher (insbesondere Elektrolyseure) hinsichtlich FRT-Fähigkeit, stationärer Blindleistungsbereitstellung, Blindstromstützung im Fehlerfall, schnellere bzw. frühere Wirkleistungswiederkehr nach Fehlerklärung, Robustheit gegenüber Frequenzgradienten usw. Status der Maßnahme: 1. Diskussion und Festlegung der technischen Anforderungen (laufend), insbesondere Austausch mit externen Stakeholdern 2. Umsetzung der Mindestanforderungen in den TARs (laufend) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Auf www.netztransparenz.de ist ein Positionspapier der ÜNB zu Elektrolyseuren veröffentlicht, das wesentliche netzdienliche Anforderungen einschließlich der Nachweisführung enthält. Zusätzlich wurde in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Wasserstoff-Verband eine Kompromisslösung erarbeitet, welche ebenfalls kurz vor der Veröffentlichung steht. Die Anwendung des Kompromisses als Übergangslösung bis zum Inkrafttreten des revidierten europäischen Network Code Demand Connection Code 2.0 und dessen nationaler Umsetzung in der TAR HöS ist aus Sicht der ÜNB vor dem Hintergrund u.a. der vorliegenden Analysen essenziell für die zukünftige Systemstabilität. Auf die Umsetzung der TARs kann nicht gewartet werden, da die Verabschiedung der neuen Connection Network Codes frühestens für Q3/Q4 2025 erwartet wird. Die Einarbeitung der Anforderungen in die TARs wird entsprechend zeitverzögert erfolgen.	

4 Festlegung von Mindestanforderungen für Momentanreserve

<p>Verantwortliche: FNN</p>	<p>Bis wann:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Technische Anforderungen bis Q4/2024 2. Mindestanforderungen bis Q4/2027 	<p>Dringlichkeit: ▲ Hoch</p>
<p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Festlegung von technischen Anforderungen an netzbildende Anlagen als Grundlage für Beschaffungskonzept für Momentanreserve 2. Umsetzung von Mindestanforderungen in den TARs 		
<p>Maßnahmentyp: Netzanschlussregeln</p> <p>Stabilitätsaspekt: Frequenzstabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.3.7</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V1, F1, F5</p> <p>Rechtslage: Vorhanden</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme: Festlegung von Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen/Lasten zur Erbringung von Momentanreserve in den TARs.</p> <p>Status der Maßnahme:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Technische Anforderungen an netzbildende Anlagen (laufend) 2. Umsetzung von Mindestanforderungen in den TARs (laufend) <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Die technischen Anforderungen an netzbildende Anlagen inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve wurden durch den FNN im Juli 2024 als Hinweispapier veröffentlicht. Die zugehörigen Nachweise wurden konsultiert, sind aber noch nicht abschließend veröffentlicht. Beides dient als Grundlage für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve. Hierauf aufbauend werden zu Beginn 2025 technische Mindestanforderungen für die Technischen Anschlussregeln beginnend mit der TAR HÖS 4130 diskutiert.</p>	

5 Entwicklung, Umsetzung und Monitoring von neuen Letztmaßnahmen des System- schutzplans gegen Spannungskollaps (Zusammenführung von SB 2023 HE 5, 24, 29)

<p>Verantwortliche: ÜNB, Gesetzgeber</p>	<p>Bis wann: 1. Bis Q3/2025 2. Bis Q4/2026 3. Ab Q4/2028</p>	<p>Dringlichkeit: ▲ Hoch</p>
<p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB ermitteln neue wirksame Letztmaßnahmen 2a. ÜNB setzen Letztmaßnahmen um 2b. Ggf. ist eine Anpassung der Rechtslage erforderlich 3. ÜNB prüfen regelmäßig Systemschutzplan auf Wirksamkeit 		
<p>Maßnahmentyp:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Studien 2. Asset 3. Studien <p>Stabilitätsaspekt: Spannungsstabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2023: Kapitel 6 sowie HE 24, 29 [8] SB 2025: Kapitel 3.2.8</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: S7, V10</p> <p>Rechtslage:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Network Code Emergency and Restoration 2. Ggf. Änderungen notwendig 3. Network Code Emergency and Restoration 	<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aktuelle Untersuchungen im Systemstabilitätsbericht 2023 haben gezeigt, dass die bisherigen Letztmaßnahmen nicht ausschließlich positiv wirken. Daher müssen Konzepte zur Identifikation neuer Letztmaßnahmen entwickelt werden, mit denen einem Spannungskollaps entgegen-gewirkt wird. 2. Die neu entwickelten Konzepte für die Identifikation von Letztmaßnahmen gegen einen Spannungskollaps sind im System umzusetzen. Dies erfordert unter Umständen neue Anforderungen an Schutzsysteme oder an Netzkunden. 3. In den kommenden Jahren müssen diese neu identifizierten Letztmaßnahmen gegen Spannungskollaps umgesetzt und regelmäßig auf ihre Wirksamkeit geprüft und ggf. aktualisiert werden. <p>Status der Maßnahme:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB ermitteln neue wirksame Letztmaßnahmen (laufend) 2a. ÜNB setzen Letztmaßnahmen um (noch nicht begonnen) 2b. Ggf. Anpassung der Rechtslage erforderlich (noch nicht begonnen) 3. ÜNB prüfen regelmäßig Systemschutzplan auf Wirksamkeit (laufend) 	

Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:

1. Es wurden neue Konzepte zur Ergreifung von Letztmaßnahmen entwickelt, die noch in einem Planungsdatensatz validiert und auf Umsetzbarkeit geprüft werden müssen. Dies soll bis Ende Q3 2025 passieren.
2. Erst nach Abschluss des 1. Punktes zur Identifikation von Letztmaßnahmen kann mit der Umsetzung begonnen werden.
3. Nach Festlegung der neuen Verfahren zum Systemchutzplan erfolgt eine erneute Prüfung zur Wirksamkeit auf Basis aktueller Datensätzen im Rahmen des Systemstabilitätsberichts.

6 Anforderungen an herstellerspezifische EMT-Anlagenmodelle

Verantwortliche: 1. BNetzA, FNN 2. Hersteller	Bis wann: 1. Ab 2023 2. Ab 2025	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: 1. IP-Fragen bzgl. Modelltransparenz/Schnittstellen geklärt 2. Hersteller stellen kompatible und tool-unabhängige Modelle bereit		
Maßnahmentyp: Studien Stabilitätsaspekt: Harmonische Stabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.5.7 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: R1, R2 Rechtslage: <ul style="list-style-type: none"> ▶ ÜNB haben Systemverantwortung ▶ Bisher keine klare Regelung zum Umgang mit Intellectual Property und Inhalten von Regelungen/Modellen von Anlagen ▶ Bisher keine Anlagenbetreiberpflichtung zur Abgabe von kompatiblen EMT-Modellen 	Beschreibung der Maßnahme: Die abschließende Bewertung von kritischen Regulationsinteraktionen kann nur in Form von detaillierten EMT-Interaktionsstudien erfolgen. Die Voraussetzung für die Durchführung von Interaktionsstudien sind Herstellermodelle mit hoher Vorhersagezuverlässigkeit hinsichtlich des realen Anlagenverhaltens, die Vermeidung von Modell-Kompatibilitätsproblemen sowie die Sicherstellung konsistenter, tool- und compiler-unabhängiger Modelle. Die Anforderungen an herstellerspezifische EMT-Modelle müssen 1) für alle vier ÜNB harmonisiert sein und 2) alle Aspekte der Tool-Unabhängigkeit enthalten. Status der Maßnahme: <ul style="list-style-type: none"> ▶ Grundsätzliche Klärung bzgl. IP-Fragen von Schnittstellen zwischen DLLs (abgeschlossen) ▶ Erstellung einer harmonisierten 4-ÜNB-Spezifikation für EMT-Modellierung und tool-unabhängige Modelle (abgeschlossen) ▶ Veröffentlichung eines zugehörigen Whitepapers auf Netztransparenz (laufend) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –	

7 Weiterentwicklung der Simulationsmodelle (netzbildende Regelungskonzepte)

Verantwortliche: 1. ÜNB 2. Hersteller	Bis wann: 1. Ab 2024 2. Ab 2025	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: 1. Generische Modelle entwickeln 2. Abgleich mit herstellereigenen Implementierungen/Modellierungen		
Maßnahmentyp: Studien Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2023: Kapitel 6 [8] Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: R5, V10 Rechtslage: Nicht notwendig	Beschreibung der Maßnahme: Die in den Simulationen eingesetzten Modelle zur Abbildung von Anlagen mit netzbildenden Regelungskonzepten sind weiterzuentwickeln, um eine konsistente Darstellung des Momentanreservebeitrags sicherzustellen sowie den angenommenen zukünftigen Stand der Technik sinnvoll wiederzugeben. Status der Maßnahme: 1. Generische Modelle (weiter-)entwickeln (laufend) 2. Abgleich mit herstellereigenen Implementierungen/Modellierungen (noch nicht begonnen) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Im aktuellen Bericht werden bereits neu entwickelte, generische Modelle für STATCOM und WEA mit netzbildenden Regelungskonzepten eingesetzt.	

8 Methodik zur Bedarfsermittlung für Momentanreserve und regelbare Blindleistung

Verantwortliche: ÜNB	Bis wann: Ab Q1/2024 bis Q4/2026	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: Methodik ermitteln unter Mithilfe von eigenen Untersuchungen, externen Studien usw.		
Maßnahmentyp: Methodik Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.1.4.6, Kapitel 3.1.4.7, Kapitel 3.1.5 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: W1, V3, V10, F4 Rechtliche Lage: Nicht notwendig	Beschreibung der Maßnahme: Zur Sicherstellung der Transienten Stabilität, insbesondere infolge auslegungsrelevanter Fehlerfälle, ist eine ausreichende Menge an Momentanreserve und kontinuierlich regelbarer Blindleistung erforderlich. Zur Ausweisung dieses Systembedarfs zur Sicherstellung der Transienten Stabilität ist eine Methodik zu entwickeln und darauf aufbauend ein sinnvoller Transformationspfad zur Deckung dieser Bedarfe auszuweisen. Status der Maßnahme: Methodik ermitteln unter Mithilfe von eigenen Untersuchungen, externen Studien usw. (noch nicht begonnen) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Es ist eine Studie mit einem Forschungsinstitut vorgesehen, um eine geeignete Methode zu entwickeln.	

9 Moderation Rollenmodell ÜNB/VNB

<p>Verantwortliche: 1. BNetzA, Gesetzgeber 2. ÜNB, VNB</p>	<p>Bis wann: Ab Q1/2024 bis Q4/2026</p>	<p>Dringlichkeit: ▲ Hoch</p>
---	--	---

<p>Was ist zu tun: 1. Entsendung eines festen Ansprechpartners in das FNN-Expertennetzwerk von Behördenseite 2. Einnahme einer gestalterischen Rolle durch die Behörden</p>
--

<p>Maßnahmentyp: Regulierung und Gesetzgebung</p> <p>Stabilitätsaspekt: –</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2023: Kapitel 6 [8]</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: MS11</p> <p>Rechtslage: Keine Angabe</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme: Die Behörden nehmen eine gestalterische bzw. moderierende Rolle im Rahmen des FNN-Expertennetzwerks ein, um die Umsetzung des zukünftigen Aufgaben- und Rollenmodells zu gewährleisten. Das zukünftige Aufgaben- und Rollenmodell ist im Weißbuch NWA (Netzwiederaufbau) sowie zu Teilen auch in der Roadmap Systemstabilität erläutert.</p> <p>Status der Maßnahme: Das FNN-Expertennetzwerk hat seine Arbeit aufgenommen. (laufend)</p> <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Das FNN-Expertennetzwerk mit einem Moderator des VDE FNN, Mitgliedern der vier ÜNB, acht VNB sowie je einem Vertreter des BMWK und der BNetzA hat seine Arbeit zu diesem Thema aufgenommen. Die Behörden werden vorerst eine begleitende Rolle einnehmen, sollen aber auch Feedback zu den Diskussionen der Netzbetreiber einbringen und eigene Impulse geben.</p>
---	---

10 Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve

Verantwortliche: BNetzA	Bis wann: Bis Q1/2025	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: Beschaffungskonzept etablieren		
<p>Maßnahmentyp: Regulierung und Gesetzgebung</p> <p>Stabilitätsaspekt: Frequenzstabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.1.4.6, Kapitel 3.3.7</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V1, F4, F2</p> <p>Rechtslage: Europäische Rechtsgrundlage vorhanden (EU-Binnenmarktrichtlinie), aber national nicht implementiert: Beschaffungskonzept der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit zur lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) ist noch ausstehend.</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme: Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve als Anreiz für Dritte, ihre Anlagen mit netzbildenden Eigenschaften und einem Beitrag zur Momentanreserve auszurüsten, und für Hersteller, Entwicklungen auf diesem Gebiet voranzutreiben.</p> <p>Status der Maßnahme: Festlegungsverfahren für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve (laufend)</p> <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Die BNetzA hat das Festlegungsverfahren für die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve gestartet. Es gab bereits zwei öffentliche Konsultationen. Die Festlegung des Beschaffungskonzepts seitens der BNetzA steht aus und sollte zeitnah geschehen, um entsprechende Anreize für Anlagen mit netzbildenden Eigenschaften zur zusätzlichen Momentanreservebereitstellung zu schaffen. Grundlage für die marktgestützte Beschaffung sind die technischen Anforderungen und Nachweise, die daher zeitnah durch den FNN veröffentlicht werden müssen (s. HE 4). Die Rahmenbedingungen der marktlichen Beschaffung müssen dabei so ausgestaltet werden, dass für Hersteller und Anlagenbetreiber jederzeit eine hohe Anreizwirkung besteht, möglichst hohe Momentanreservepotentiale bereitzustellen, insbesondere dann, wenn durch die Festlegung und Einführung neuer Mindestanforderungen große Anteile an der Bereitstellung zusätzlicher Momentanreserve verpflichtend werden.</p>	

11 Entwicklung eines Planungswerkzeugs zur Bewertung der Netzstärke

<p>Verantwortliche:</p> <p>1. ÜNB 2. Wissenschaft, Hersteller, Anlagenbetreiber</p>	<p>Bis wann:</p> <p>Ab Q3/2024 bis Q4/2026</p>	<p>Dringlichkeit:</p> <p>▲ Hoch</p>
<p>Was ist zu tun:</p> <p>Bearbeitung innerhalb des F&E-Projekts „SysStab 2030“ und internen ÜNB-Aktivitäten</p>		
<p>Maßnahmentyp:</p> <p>Methodik</p> <p>Stabilitätsaspekt:</p> <p>Netzstärke</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB:</p> <p>SB 2025: Kapitel 3.4.5, Kapitel 3.5.7</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]:</p> <p>KS1</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Keine Angabe</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Damit die ESCR-Methode als zuverlässiges Planungswerkzeug für die Bewertung der Netzstärke genutzt werden kann, müssen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. eine verifizierte Bestimmungsmethode der notwendigen Spannungssensitivität ggf. aus Systemimpedanzen, dynamischen Simulationen oder Kurzschlussberechnungen entwickelt werden, 2. die notwendigen Daten ermittelt sowie in die Modelle integriert werden (z. B. Anlagenverhalten, Verteilnetzmodelle), 3. ein Grenzwert für die Netzstärke als Planungsgrundlage ermittelt werden. <p>Somit ist es möglich, eine knotenscharfe Risikobewertung für die Integration von netzfolgenden Anlagen durchzuführen und den Bedarf an netzbildenden Anlagen zu deren Stabilisierung zu quantifizieren.</p> <p>Status der Maßnahme:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Bestimmungsmethode zur Spannungssensitivität (laufend) ▶ Verifikation der Methodik zu Ermittlung der Netzstärke (laufend) ▶ Verifikation und Plausibilisierung der Beiträge relevanter Betriebsmittel zur Netzstärke (laufend) ▶ Ermittlung eines Grenzwerts für die Netzstärke als Planungsgrundlage (laufend) <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:</p> <p>Weiterentwicklung der Methodik zur Identifikation von Maßnahmen zur Erhöhung der Netzstärke weiterhin eine zentrale Herausforderung.</p>	

12 Monitoring der Systemstabilität (DSA)		
<p>Verantwortliche: ÜNB</p>	<p>Bis wann: 1. Ab 2023 2. Bis Q4/2028</p>	<p>Dringlichkeit: ▲ Hoch</p>
<p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aufbau von DSA-Pilotsystemen und Schaffung harmonisierter Anforderungen an diese 2. Einführung von DSA in der Betriebsplanung sowie Echtzeit 		
<p>Maßnahmentyp: Systemführung</p> <p>Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.2.8</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V7</p> <p>Rechtslage: Keine Angabe</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme: Für den Betrieb des Übertragungsnetzes nahe an den Stabilitätsgrenzen ist eine Überwachung über eine dynamische Netzsicherheitsrechnung (DSA – Dynamic Security Assessment) durch System Operation Guideline (EU-Verordnung 2017/1485) vorgeschrieben. Die Einführung dieser DSA-Systeme auf harmonisierten Grundsätzen ist umzusetzen.</p> <p>Status der Maßnahme:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aufbau von DSA-Pilotsystemen und Schaffung harmonisierter Anforderungen (laufend) 2. Einführung von DSA in der Betriebsplanung sowie Echtzeit (noch nicht begonnen) <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Die ÜNB arbeiten an der Einführung von individuellen DSA-Systemen. Darüber hinaus wird ÜNB-übergreifend an der Harmonisierung der methodischen Grundsätze und Integration in die Systemführungsprozesse gearbeitet.</p>	

13 Rahmenbedingungen Weißbuch NWA

Verantwortliche: BNetzA, Gesetzgeber, Netzbetreiber, FNN	Bis wann: Ab Q1/2024 bis Q4/2028	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: <ol style="list-style-type: none"> 1. Thema Kostenanerkennung für VNB klarstellen 2. Anpassung des regulatorischen Rahmens gemäß Erfordernis des geänderten Rollenmodells und Mitwirkungspflicht der VNB 3. Stärkere Berücksichtigung der Anforderungen des NWA/VWA bei der Verteilung gesicherter Erzeugungsleistung 		
Maßnahmentyp: Regulierung	Beschreibung der Maßnahme: Bezüglich Netz-/Versorgungswiederaufbau (NWA/VWA) ist ein regulatorischer Rahmen zu schaffen, der die Umsetzung der Anforderungen gemäß Weißbuch NWA und Maßnahmenkatalog NWA ermöglicht. Insbesondere die Kommunikation zwischen allen Akteuren sowie die Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB sollte hierbei im Fokus stehen.	
Stabilitätsaspekt: –		
Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2023: Kapitel 6 [8]		
Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: B4, NVWA1, NVWA2, NVWA5	Status der Maßnahme: Maßnahmen des Weißbuchs befinden sich in der Umsetzung (laufend)	
Rechtslage: Ggf. Anpassung am EnWG erforderlich	Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –	

14 Bau von ÜNB-Assets

<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB 2. BNetzA 3. ÜNB 	<p>Bis wann:</p> <p>Ab Q1/2024 bis Q4/2037</p>	<p>Dringlichkeit:</p> <p>▲ Hoch</p>
--	---	--

<p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB ermitteln Bedarfe und weisen Anlagen aus 2. BNetzA prüft und bestätigt Anlagen 3. ÜNB planen und bauen Anlagen

<p>Maßnahmentyp:</p> <p>Asset</p> <p>Stabilitätsaspekt:</p> <p>Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB:</p> <p>SB 2025: Kapitel 3.2.5, Kapitel 3.2.8, Kapitel 3.3.7</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]:</p> <p>V4</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Vorhanden (NEP-Bestätigung)</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Bau von ÜNB-Assets in Form von rotierenden Phasenschiebern oder STATCOM-Anlagen mit Kurzzeitspeicher, um die identifizierten Systembedarfe an Blindleistung, Momentanreserve oder auch Netzstärke zu decken.</p> <p>Status der Maßnahme:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB ermitteln Bedarfe und weisen Anlagen aus (laufend) 2. BNetzA prüft und bestätigt Anlagen (laufend) 3. ÜNB planen und bauen Anlagen (laufend) <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:</p> <p>Der Bau von ÜNB-Assets zur Deckung der Systembedarfe an Blindleistung, Momentanreserve und Netzstärke wird vorangetrieben. Planungen zu konkreten Projekten können dem NEP 2037/2045 (2023) [6] entnommen werden. Die nächsten Ausweisungen erfolgen im laufenden Netzentwicklungsplan.</p>
---	---

15 Robustheit gegenüber Frequenzgradienten

Verantwortliche:

FNN, ÜNB, BNetzA

Bis wann:

Bis Q4/2027

Dringlichkeit:

▲ Hoch

Was ist zu tun:

Beibehaltung der aktuellen Anforderungen von Erzeugungsanlagen gegenüber RoCoF bei Umsetzung des NC RfG 2.0, um Trennung von Erzeugungsanlagen bei Netzauftrennungen zu vermeiden

Maßnahmentyp:

Netzanschlussregeln

Stabilitätsaspekt:

Frequenzstabilität

Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB:

SB 2025: Kapitel 3.3.7, Kapitel 4.1.2

Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]:

V8

Rechtslage:

Vorhanden

Beschreibung der Maßnahme:

Beibehaltung der bestehenden Anforderungen an die Robustheit von Erzeugungsanlagen gegenüber lokal auftretenden Frequenzgradienten, um sicherzustellen, dass die Anlagen Fehlerszenarien, wie Netzauftrennungen stabil durchfahren können und sich nicht vom Netz trennen.

Status der Maßnahme:

In den letzten Entwürfen des NC RfG 2.0 werden geringere Anforderungen an die RoCoF-Robustheit gestellt als in den gegenwärtig gültigen NC. Der NC RfG 2.0 ist jedoch noch nicht beschlossen. Nach dem Beschluss des NC RfG 2.0 erfolgt die nationale Umsetzung der Anforderungen **(noch nicht begonnen)**

Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:

Aktuelle Anforderungen an RoCoF-Robustheit wurden in Anforderungen für neue Kraftwerke im Rahmen des KWStG aufgenommen. Nationale Umsetzung der Anforderungen kann erst nach Inkrafttreten des NC RfG 2.0 erfolgen.

16 Gezielte Identifikation und Auswertung von Messdaten hinsichtlich Stromrichterinstabilitäten

Verantwortliche: 1. ÜNB, Hersteller 2. VNB, Hersteller	Bis wann: Ab Q1/2024 bis Q4/2030	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: 1. Nutzung der bestehenden Messtechnik und bedarfsgerechte Ertüchtigung 2. Konzept für Monitoring von Resonanzen und Regelungsinteraktionen im Verteilnetz		
Maßnahmentyp: Methodik Stabilitätsaspekt: Netzstärke, Harmonische Stabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2023: Kapitel 6 [8] SB 2025: Kapitel 3.4.5 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: R1, KS1 Rechtslage: Nicht notwendig	Beschreibung der Maßnahme: Verbesserung der Beobachtbarkeit von Regelungsinteraktionen und Stromrichterinstabilitäten durch gezielten Einsatz bestehender Messtechnik und ggf. Ertüchtigung an relevanten Netzknoten. Status der Maßnahme: ► Aufbau einer 4-ÜNB PQ-Plattform (laufend) ► ÜNB-spezifische Ertüchtigung der Messtechnik (laufend) ► Erarbeitung standardisierter Prozesse und Algorithmen zum Screening von messbaren Regelungsinteraktionen (noch nicht begonnen) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –	

17 Deckung der Bedarfe an Momentanreserve

<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BNetzA 2. ÜNB 3. FNN 	<p>Bis wann:</p> <p>Bis Q4/2037</p>	<p>Dringlichkeit:</p> <p>▲ Hoch</p>
<p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Beschaffungskonzept etablieren 2. Umsetzung von ÜNB-Projekten und marktgestützter Beschaffung von Momentanreserve 3. Festlegung technischer Mindestanforderungen für Momentanreserve 		
<p>Maßnahmentyp:</p> <p>Asset</p> <p>Stabilitätsaspekt:</p> <p>Frequenzstabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB:</p> <p>SB 2025: Kapitel 3.1.4.6, Kapitel 3.3.7, Kapitel 4.1.2</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]:</p> <p>F4</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Beschaffungskonzept der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistung „Trägheit zur lokalen Netzstabilität“ („Momentanreserve“) ist noch ausstehend.</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Deckung der identifizierten Bedarfe an Momentanreserve, um die Beherrschbarkeit von Netzauf-trennungen sicherzustellen: Hierzu werden sowohl ÜNB-Assets, die marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve als auch die Festlegung von Mindestanforderungen an Momentanreserve in den technischen Netzanschlussregeln genutzt.</p> <p>Status der Maßnahme:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Beschaffungskonzept für Momentanreserve (laufend – s. HE 10) 2. Umsetzung von ÜNB-Projekten (laufend) 3. Festlegung technischer Mindestanforderungen (laufend – s. HE 4) <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:</p> <p>–</p>	

18 Erprobung/Etablierung Stromrichter-basierter Anlagen mit netzbildender Regelung

<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BNetzA 2. ÜNB 3. VNB 4. FNN 	<p>Bis wann:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Bis Q4/2025 2. Bis Q4/2026 3. Bis Q4/2026 4. Bis Q4/2027 	<p>Dringlichkeit:</p> <p>▲ Hoch</p>
<p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ggf. Anpassung regulatorischer Rahmen 2. Erprobung eigener Betriebsmittel 3. Erprobung von Anlagen im Verteilnetz 4. Formulierung von Mindestanforderungen 		
<p>Maßnahmentyp:</p> <p>Pilotierung</p> <p>Stabilitätsaspekt:</p> <p>Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Netzstärke, Harmonische Stabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB:</p> <p>SB 2025: Kapitel 3.3.7, Kapitel 3.4.5</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]:</p> <p>R5</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Keine Angabe</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Der gezielte Einsatz netzbildender Stromrichter ist eine wirksame Maßnahme zur Sicherstellung der Systemstabilität in Szenarien mit hoher Stromrichter-durchdringung. Allerdings fehlen bisher Erfahrungen im flächendeckenden Betrieb solcher Stromrichter im Übertragungs- und Verteilnetz. Aus diesem Grund müssen vom ÜNB und VNB in enger Kooperation mit den Herstellern Feldtests zur Erprobung der netzbildenden Regelung durchgeführt werden. Diese Erfahrungen fließen in die Modell-, Spezifikations- und Anforderungsentwicklung ein.</p> <p>Status der Maßnahme:</p> <p>Entwicklung, Bau und Inbetriebnahme eigener leistungselektronischer Anlagen mit netzbildender Regelung (laufend)</p> <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:</p> <p>Aktuell sind bereits die ersten leistungselektronischen Anlagen mit netzbildender Regelung in Betrieb. Alle zukünftigen Anlagen werden grundsätzlich mit netzbildenden Eigenschaften und teilweise mit Beitrag zur Momentanreserve geplant.</p>	

19 Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch Verteilnetzbetreiber

<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB 2. BNetzA 3. VNB 	<p>Bis wann:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Bis Q2/2025 2. Bis Q4/2025 3. Ab Q1/2025 bis Q4/2026 (z. B. „Fertigstellung“ für nächsten SB 2027) 	<p>Dringlichkeit:</p> <p>▼ Mittel-Hoch</p>
<p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB formulieren Anforderungen 2. BNetzA klärt rechtliche Grundlage, ggf. Nachschärfung der rechtlichen Grundlage notwendig 3. VNB sammeln Daten ein und übergeben diese 		
<p>Maßnahmentyp:</p> <p>Datenbereitstellung</p> <p>Stabilitätsaspekt:</p> <p>Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Netzstärke, Harmonische Stabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB:</p> <p>SB 2025: Kapitel 3.1.5, Kapitel 3.2.8</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]:</p> <p>K3, K5, S3, V6</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Rechtslage zu prüfen, bei Detaildaten ggf. unklar oder nicht ausreichend</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Informationen zur Netz- und Erzeugungsstruktur in den Verteilnetzen sind für eine sachgerechte Netzmodellierung und die damit verknüpften Analysen und Simulationen notwendig. Diese Daten und Modelle müssen in geeigneter Form bereitgestellt werden. Dies umfasst u. a.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Verbesserung der Informationen zur Blindstromstützung und allgemeinen Anlagenparametrierung (z. B. Einstellungen zum k-Faktor, Schutzzeinstellungen usw.) ▶ Verbesserung der Informationen zur stationären Spannungsregelung (Parkregelung, Einsatz Q(U)-Statik oder Spannungsregelung) ▶ Verbesserung der Informationen zur Verortung der Anlagen (Netzanschlusspunkt/Spannungsebene) ▶ Zukünftiges Blindleistungsverhalten der Verteilnetze ▶ Kurzschlussbeitrag von Netznutzern im Verteilnetz und Einfluss von dezentralen Kurzschlussstromlieferanten auf das Übertragungsnetz <p>Eine angemessene Einbindung der VNB soll erfolgen.</p> <p>Status der Maßnahme:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB formulieren Anforderungen (abgeschlossen) 2. BNetzA klärt rechtliche Grundlage, ggf. Nachschärfung der rechtlichen Grundlage notwendig (laufend) 3. VNB sammeln Daten ein und übergeben diese (noch nicht begonnen) 	

Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:

Es wurde eine Arbeitsgruppe bestehend aus BNetzA und ÜNB gegründet. Darin wurde ein Katalog zur Abfrage notwendiger Parameter für die verbesserte Abbildung von Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen erstellt. Die Klärung des prozessualen Rahmens der Abfrage soll über Prozesse der Roadmap Systemstabilität erfolgen. Eine Einbindung der VNB ist noch nicht erfolgt.

20 Wiederversorgungsgrad im VWA

Verantwortliche: 1. ÜNB 2. BNetzA, Gesetzgeber	Bis wann: Bis Q4/2026	Dringlichkeit: ▶ Mittel
Was ist zu tun: 1. Austausch zwischen Behörden und ÜNB zu den aktuellen Herausforderungen und Grenzen 2. Vorgabe seitens Behörden zu Zielwerten für den Versorgungsgrad zu verschiedenen Zeitpunkten unter Idealbedingungen		
Maßnahmentyp: Methodik Stabilitätsaspekt: – Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2023: Kapitel 6 [8] Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: MS6, NVWA1 Rechtslage: Verankerung der Vorgaben in geeigneten regulatorischen/legislativen Werken	Beschreibung der Maßnahme: Eine zeitnahe Definition der Prämissen für den künftigen Netzwiederaufbau durch die Behörden, insbesondere hinsichtlich Wiederversorgungsgrad in Abhängigkeit der Zeit, ist erforderlich. Anhand dieser können die ÜNB weitere Maßnahmen für den Versorgungswiederaufbau (VWA) entwickeln und Schritte zu deren Erreichung festlegen. Status der Maßnahme: 1. Austausch zwischen Behörden und ÜNB zu den aktuellen Herausforderungen und Grenzen. (laufend) 2. Vorgabe seitens Behörden zu Zielwerten für den Versorgungsgrad zu verschiedenen Zeitpunkten unter Idealbedingungen (laufend) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Eine Definition des Wiederversorgungsgrads in Abhängigkeit von der Zeit durch die Behörden wird durch diese als schwierig erachtet. Die ÜNB wurden gebeten, hierzu eine Empfehlung abzugeben bzw. ihre Vorstellungen und die Möglichkeiten darzulegen. Die ÜNB bereiten daher aktuell eine Studie vor, die bis Anfang/Mitte 2026 aufzeigen soll, welcher Wiederversorgungsgrad zu welcher Zeit möglich ist. Hierbei werden auch Abhängigkeiten zum Erzeugungsportfolio und damit zur Bandbreite in Abhängigkeit von der Dargebotssituation aufgezeigt werden. Der Umsetzungszeitraum dieses Punktes wird daher auf 2026 verlängert.	

21 Durchführung projektspezifischer Interaktionsstudien von leistungselektronisch gekoppelten Anlagen

Verantwortliche: 1. ÜNB 2. Hersteller	Bis wann: Ab Q1 / 2025	Dringlichkeit: ► Mittel
Was ist zu tun: 1. Abschluss der Handlungsempfehlung Nr. 6 „Anforderungen an herstellereigene EMT-Anlagenmodelle“ 2. Durchführung von Interaktionsstudien durch die ÜNB		
Maßnahmentyp: Studien Stabilitätsaspekt: Harmonische Stabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2023: Kapitel 6 [8] Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: R1, R2 Rechtslage: <ul style="list-style-type: none"> ► ÜNB haben Systemverantwortung ► Bisher keine klare Regelung zum Umgang mit Intellectual Property-Inhalten von Regelungen/ Modellen von Anlagen (Teilbarkeit der Modelle) ► Bisher keine Anlagenbetreiberpflichtung zur Abgabe von kompatiblen EMT-Modellen 	Beschreibung der Maßnahme: Die abschließende Bewertung von kritischen Regelsysteminteraktionen kann nur mithilfe der hersteller- und projektspezifischen Anlagenmodelle erfolgen, die meist erst kurz vor der Inbetriebnahme zur Verfügung stehen. Diese Interaktionsstudien können nur durchgeführt werden, wenn die Modelle die Anforderungen an die herstellereigene EMT-Modelle erfüllen. Weiterhin müssen weitere elektrisch nahe gelegenen Anlagen im Modell berücksichtigt werden. Status der Maßnahme: <ul style="list-style-type: none"> ► Erstellung einer harmonisierten 4-ÜNB-Spezifikation für EMT-Modellierung und tool-unabhängige Modelle (s. HE 6, abgeschlossen) ► Juristische Klärung bzgl. des Teilens von herstellereigene Modellen (Harmonische, EMT etc.) zwischen den vier ÜNB (laufend) ► Standardisierung der Modelllieferung von Kundenanlagen für EMT-Interaktionsstudien sowie Verpflichtung zur Bereitstellung (laufend) ► Entwicklung einer EMT-Simulationsumgebung für großflächige Interaktionsstudien (laufend) ► Entwicklung von harmonisierten Bewertungs- und Akzeptanzkriterien für großflächige Interaktionsstudien (laufend) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –	

22 Umsetzung der EPC-Funktion von Offshore-Windparks

Verantwortliche: ÜNB	Bis wann: Bis Q4/2026	Dringlichkeit: ► Mittel
Was ist zu tun: EPC-Funktion zur temporären Reduktion der Wirkleistungseinspeisung bei bestehenden Offshore-Windparks prüfen und umsetzen		
Maßnahmentyp: Asset Stabilitätsaspekt: Frequenzstabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.3.7 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: F3 Rechtslage: Nicht notwendig	Beschreibung der Maßnahme: Umsetzung der EPC-Funktion (Emergency Power Control-Funktion) zur temporären Reduktion der Wirkleistungseinspeisung von Offshore-Windparks, um die Wirksamkeit des Systemschutzplans bei Überfrequenz zu verbessern. Status der Maßnahme: EPC-Funktionalitäten bei bestehenden Offshore-HGÜ (laufend) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Nutzung bestehender EPC-Funktionalität bei bestehenden Offshore-HGÜ. Hierbei wird bei einem Frequenzanstieg für maximal zwei Sekunden die offshore-seitig eingespeiste Energie der Windparks in Wärmeenergie umgewandelt, somit nicht in das Netz eingespeist und damit der Frequenzanstieg gedämpft.	

23 Methodik-Weiterentwicklung „Harmonische Stabilität“

Verantwortliche:

Gesetzgeber, ÜNB, Wissenschaft

Bis wann:

Ab Q3/2024 bis Q4/2026

Dringlichkeit:

▶ Mittel

Was ist zu tun:

Bearbeitung innerhalb des F&E-Projekts „SysStab 2030“ und interne ÜNB-Aktivitäten

Maßnahmentyp:

Methodik

Stabilitätsaspekt:

Harmonische Stabilität

Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB:

SB 2023: Kapitel 6 [8]

SB 2025: Kapitel 3.5.7

Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]

R1, R2

Rechtslage:

Keine Angabe

Beschreibung der Maßnahme:

Um eine detailliertere Risikobewertung der Harmonischen Stabilität durchzuführen und einen zugehörigen Maßnahmenkatalog abzuleiten, sind vor allem Verbesserungen der Datenlage und des Systemmodells notwendig:

- ▶ Verbesserung der Modellierungsdetails relevanter Betriebsmittel und Stromrichteranlagen zur Abbildung des Verhaltens im harmonischen Frequenzbereich über 50 Hz bis 2.500 Hz
- ▶ Validierung der Betriebsmittelmodellierungen anhand von Messdaten (z. B. Transformatoren, Leitungen etc.)
- ▶ Umfassende Prüfung des Systemmodells sowie Validierung einzelner Betriebsmittel, Leitungen etc. anhand von Messdaten
- ▶ Berücksichtigung mehrerer Netznutzungsfälle eines Jahres und mehrerer topologischer Schalt- und Ausbaustände
- ▶ Qualitätssicherung von Anlagenmodellen

Status der Maßnahme:

- ▶ Verbesserung der Modellierungsdetails relevanter passiver Betriebsmittel (**abgeschlossen**)
- ▶ Verbesserung der Modellierungsdetails von Stromrichteranlagen: Juristische Klärung zur Teilbarkeit von mind. harmonischen Modellen (**laufend**)
- ▶ Umfassende Prüfung des Systemmodells sowie Validierung einzelner Betriebsmittel, Leitungen etc. anhand von Messdaten (**laufend**)
- ▶ Berücksichtigung mehrerer Netznutzungsfälle eines Jahres und mehrerer topologischer Schalt- und Ausbaustände (**noch nicht begonnen**)

Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:

Verbesserte Modellierung relevanter passiver Betriebsmittel im harmonischen Frequenzbereich, u. a. durch geometrische Abbildung der bestehenden Stromkreise.

25 Bereitstellung von Informationen, Daten und Modellen durch europäische Nachbar-ÜNB

Verantwortliche:

ÜNB/ENTSO-E

Bis wann:

Für nächsten TYNDP (bis Q2/2027)

Dringlichkeit:

► Mittel

Was ist zu tun:

Datenaustausch im Rahmen des TYNDP erweitern („Dynamikdaten“ von Erzeugungsanlagen, HGÜ, Kompensationsanlagen und unterlagerter Erzeugung), Fortführung bzw. Neuaufnahme „dynamic data collection“ im Rahmen der entsprechenden ENTSO-E-Arbeitsgruppe (SG SPD)

Maßnahmentyp:

Datenbereitstellung

Stabilitätsaspekt:

Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Netzstärke, Harmonische Stabilität

Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB:

SB 2025: Kapitel 3.1.5, Kapitel 3.2.8

Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]:

Keine Angabe

Rechtliche Lage:

Keine Angabe

Beschreibung der Maßnahme:

Informationen zur Netz- und Erzeugungsstruktur in den benachbarten Übertragungsnetzen sind für eine sachgerechte Netzmodellierung und den damit verknüpften Analysen und Simulationen notwendig. Diese Daten und Modelle müssen in geeigneter Form bereitgestellt werden. Dies umfasst u. a.:

- Verbesserung der Informationen zum dynamischen Verhalten von Erzeugungsanlagen, HGÜ und regelbaren Kompensationsanlagen
- Verbesserung der Informationen zu Erzeugungsanlagen und deren dynamischen Verhalten in den unterlagerten Netzebenen

Status der Maßnahme:
Noch nicht begonnen
Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:

Es wurden bisher keine neuen Aktivitäten zum Datenaustausch von „Dynamikdaten“ im Rahmen des TYNDP oder der ENTSO-E SG SPD begonnen.

26 Einführung von Systemautomatiken

Verantwortliche: ÜNB	Bis wann: 1. Bis Q4/2027 2. Bis Q4/2030	Dringlichkeit: ► Mittel
Was ist zu tun: 1. Prüfen, in welchem Rahmen und für welche Anwendungsfälle Systemautomatiken konkret einzusetzen sind 2. Umsetzung der Systemautomatiken		
Maßnahmentyp: Asset Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.2.8 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V10 Rechtslage: Keine Angabe	Beschreibung der Maßnahme: Zur sicheren Beherrschung von Fehlerfällen in schwachen Netztopologien mit hoher Übertragungsaufgabe oder auch für hoch ausgelastete Transitkorridore kann die Implementierung von Systemautomatiken und Mitnahmeschaltungen (Special Protection Schemes, SpPS) notwendig sein. Status der Maßnahme: 1. Prüfen, in welchem Rahmen und für welche Anwendungsfälle Systemautomatiken konkret einzusetzen sind (laufend) 2. Umsetzung der Systemautomatiken (noch nicht begonnen) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Derzeit werden noch die konkreten Anwendungsfälle und die in allen Situationen wirksamen Systemautomatiken und Mitnahmeschaltungen identifiziert.	

27 Nutzung von LFSM-U Beiträgen		
Verantwortliche: 1. FNN 2. ÜNB	Bis wann: Bis Q4/2027	Dringlichkeit: ► Mittel
Was ist zu tun: 1. Festlegung von technischen Anforderungen für LFSM-U bei Speichern und regelbaren Lasten in TARs 2. Integration von LFSM-U in Systemschutzplan für Unterfrequenz		
Maßnahmentyp: Netzanschlussregeln Stabilitätsaspekt: Frequenzstabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.3.7 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: F3 Rechtslage: Vorhanden	Beschreibung der Maßnahme: Integration von LFSM-U (Limited Frequency Sensitive Mode – Under-Frequency) von Speichern und regelbaren Lasten in den bestehenden Systemschutzplan für Unterfrequenz und Koordination mit bestehenden Maßnahmen. Status der Maßnahme: 1. Festlegung von technischen Anforderungen für LFSM-U in TARs (laufend) 2. Integration von LFSM-U in Systemschutzplan (noch nicht begonnen) Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Die Festlegung der technischen Mindestanforderungen für LFSM-U bei Speichern und regelbaren Lasten in den TARs erfolgt nach Inkrafttreten des NC RfG 2.0 und NC DCC 2.0.	

28 Systemstabilität in zukünftigen NWA-Szenarien

Verantwortliche: ÜNB	Bis wann: Ab Q1/2026 bis Q4/2028	Dringlichkeit: ► Mittel
Was ist zu tun: Zu klären, ob zukünftige NWA-Szenarien zusätzliche Anforderungen hinsichtlich Systemstabilität erfordern		
Maßnahmentyp: Studien Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Netzstärke, Harmonische Stabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2023: Kapitel 6 [8] Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: NVWA1, NVWA2 Rechtslage: Keine Angabe	Beschreibung der Maßnahme: Die ÜNB prüfen Aspekte der Systemstabilität für zukünftige NWA-Szenarien um ggf. weitere Anforderungen und Maßnahmen (z. B. Verteilung von Momentanreserve, gesicherte Erzeugungsleistung oder Systemdienstleistungen) im Netzwiederaufbau abzuleiten. Status der Maßnahme: Noch nicht begonnen Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –	

30 Anforderungen zur Vermeidung ungewollter Netztrennung von Kraftwerken durch Rückleistungsschutz

Verantwortliche: FNN	Bis wann: Bis Q4/2025	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: FNN integriert Nachweisverfahren in den Technischen Anschlussregeln		
Maßnahmentyp: Netzanschlussregeln Stabilitätsaspekt: Frequenzstabilität, Netzstärke Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.3.6, Kapitel 3.3.7 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V8 Rechtliche Lage: Nicht vorhanden	Beschreibung der Maßnahme: Integration eines neuen Nachweisverfahrens in den TARs um sicherzustellen, dass eine ungewollte Netztrennung von Kraftwerksblöcken durch den Rückleistungsschutz bei Überfrequenzszenarien vermieden wird. Status der Maßnahme: Neu Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –	

31 Erzeugungsüberschuss

<p>Verantwortliche: BNetzA, Gesetzgeber, ÜNB, VNB, Anlagenbetreiber</p>	<p>Bis wann:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Anpassung erfolgte durch EnWG-Novellierung in Q1/2025, Entfaltung der Wirksamkeit vermutlich in Q4/2026 2. Schnellstmöglich, durch die EnWG Novelle in Q1/2025 wurde die gesetzliche Grundlage dafür geschaffen. 3. Erfolgte in Q1/2025 	<p>Dringlichkeit: ▲ Hoch</p>
<p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sicherstellung der bedarfsgerechten Einspeisung von EE-Anlagen durch Anpassung des Förderregimes 2. Sicherstellung der Steuerbarkeit durch Erweiterung und Durchsetzung der bestehenden Pönalen <ul style="list-style-type: none"> ▶ Senkung der Steuerbarkeitsgrenzen ▶ Einführung von Steuerbarkeitstest ▶ Durchsetzung der Pönalisierung ▶ Flächendeckende Ertüchtigung der Steuerbarkeit von Bestandsanlagen 3. Novellierung von EnWG, EEV, EEG und MsbG in geltendes Recht überführen 		
<p>Maßnahmentyp: Regulierung und Gesetzgebung</p> <p>Stabilitätsaspekt: Stabiler Systembetrieb</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 4.2.3, Kapitel 4.2.4</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V5</p> <p>Rechtslage: Vorhanden nach Verabschiedung der EnWG-Novellierung</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Sicherstellung der bedarfsgerechten Einspeisung von EE-Anlagen durch Anpassung des Förderregimes. Schaffung eines Anreizes, bei negativen Preisen nicht mehr dargebots-, sondern nachfrageabhängig zu produzieren. Verbesserte Marktintegration wird durch Vereinfachung der Direktvermarktungsprozesse und Senkung der Leistungsgrenzen für verpflichtende Direktvermarktung sowie Modernisierung der ÜNB-Vermarktung erreicht.</p> <p>Sicherstellung der Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber bei Bestands- und Neuanlagen durch Erweiterung und Durchsetzung der bestehenden Pönalen. Mit der EnWG-Novellierung wurden die gesetzlichen Grundlagen für die Einführung von Steuerbarkeitstests und einem jährlichen Controlling geschaffen. Dafür müssen die Rahmenbedingungen erstellt werden und die Tests durch die Netzbetreiber umgesetzt werden.</p> <p>Status der Maßnahme: Neu</p> <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Mit der EnWG-Novellierung wurden diese Punkte teilweise adressiert. Eine Entfaltung der Wirksamkeit der Maßnahmen wird jedoch erst in Q4/2026 gesehen.</p>	

32 Prognoseungenauigkeit und Prüfung systemdienliches Marktdesign

Verantwortliche: ÜNB	Bis wann: Bis Q4/2025	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: <ol style="list-style-type: none"> 1. Kontinuierliche Weiterentwicklung der Prognose- und Netzsicherheitsprozesse 2. Prüfung und Anpassung des Marktdesigns 		
Maßnahmentyp: Regulierung und Gesetzgebung	Beschreibung der Maßnahme: Kontinuierliche Verbesserung der Prognoseprozesse (Wind, PV, Netzmodelle) Überprüfung des Marktdesigns, um die Beherrschbarkeit der Situationen mit hoher Unsicherheit bezüglich des Netzzustands sicherzustellen.	
Stabilitätsaspekt: Stabiler Systembetrieb		
Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.2.4, Kapitel 3.2.8, Kapitel 4.3.2	Status der Maßnahme: Neu	
Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: –	Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –	
Rechtliche Lage: Derzeit nicht notwendig		

33 Minimierung deterministischer Leistungsbilanzabweichungen		
Verantwortliche: ÜNB	Bis wann: Bis Q4/2025	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: Vorschlag konkreter Gegenmaßnahmen; Zulassung flacher Gradienten in TAR		
<p>Maßnahmentyp: Regulierung und Gesetzgebung</p> <p>Stabilitätsaspekt: Stabiler Systembetrieb</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 4.4.4</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: –</p> <p>Rechtliche Lage: Nicht vorhanden</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme: Ableitung einer konkreten Handlungsempfehlung mit dem Ziel, zeitnah, aber auch nachhaltig eine deutliche Reduktion der deterministischen Leistungsbilanzabweichungen herbeizuführen. Kosten für die Umsetzung sowie die laufenden Kosten der Gegenmaßnahmen müssen kosteneffizient bzw. sollen im Idealfall kostenneutral sein. Parallel sollten in den TAR langsame Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zugelassen werden, die grundsätzlich den deterministischen Systembilanzabweichungen entgegenwirken.</p> <p>Status der Maßnahme: Neu</p> <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –</p>	

34 Anforderungen an zukünftige Batteriespeichersysteme

Verantwortliche: 1. FNN, ÜNB, VNB 2. Gesetzgeber (KWStG)	Bis wann: 1. Q4/2026 2. Q4/2024	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: 1. Definition und Umsetzung von Mindestanforderungen 2. Aufnahme der Anforderungen in Förderbedingungen		
Maßnahmentyp: Regulierung und Gesetzgebung Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität, Frequenzstabilität, Netzstärke, Harmonische Stabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 4.2.5 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V8 Rechtliche Lage: Nicht vorhanden	Beschreibung der Maßnahme: Kurzfristig werden neue Anforderungen an Batteriespeichersysteme durch die Netzbetreiber (ÜNB und VNB) definiert und angewendet. Langfristig bestimmt der FNN die Anforderungen an zukünftige Batteriespeichersysteme im Rahmen der Novellierung der TAR. Zusätzlich werden die Anforderungen im Rahmen des KWStG als Förderbedingungen aufgenommen. Status der Maßnahme: Neu Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Im Dezember 2024 wurde bereits ein Positionspapier mit Anforderungen an Batteriespeichersysteme durch die ÜNB auf www.netztransparenz.de veröffentlicht.	

35 Festlegung von Auslegungskriterien für die Beherrschung von Netzauftrennungen

Verantwortliche: 1. Gesetzgeber, BNetzA 2. ÜNB, ENTSO-E	Bis wann: Bis Q4/2025 Bis Q4/2027	Dringlichkeit: ▲ Hoch
--	--	---------------------------------

Was ist zu tun:

1. Festlegung von Kriterien für die Systemauslegung hinsichtlich der Beherrschung von Netzauftrennungen
2. Etablierung einer verbindlichen Regelung auf europäischer Ebene

<p>Maßnahmentyp: Regulierung und Gesetzgebung</p> <p>Stabilitätsaspekt: Frequenzstabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.3.4.3, Kapitel 3.3.7</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V1, F4</p> <p>Rechtslage: Nicht vorhanden</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Für die Frequenzstabilität und die Bestimmung von Systembedarfen an Momentanreserve zeigt sich die Notwendigkeit für die Festlegung auslegungsrelevanter Netzauftrennungen, da die berücksichtigten Netzauftrennungen einen großen Einfluss auf die Systembedarfe haben. So besteht für ein intaktes Verbundsystem perspektivisch kein Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve. Unterschiedliche Netzauftrennungen führen hingegen zu stark unterschiedlichen Systembedarfen an Momentanreserve.</p> <p>Es ist daher sowohl auf nationaler Ebene als auch auf europäischer Ebene eine verbindliche Regelung für die im Rahmen der Systemauslegung heranzuziehenden Netzauftrennungen festzulegen. Im Rahmen der Roadmap Systemstabilität existiert hierfür der verbindende Prozess V1.</p> <p>Status der Maßnahme: Neu</p> <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –</p>
--	---

36 Vermeidung des großflächigen Einsatzes von Querregeltransformatoren

<p>Verantwortliche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB 2. Hersteller 	<p>Bis wann:</p> <p>Q4/2027</p>	<p>Dringlichkeit:</p> <p>► Mittel</p>
--	--	--

<p>Was ist zu tun:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ÜNB bewerten beim Einsatz von QRTs Risiken für die Stabilität 2. ÜNB mithilfe von Herstellern müssen den Einsatz alternativer lastflusssteuernder Betriebsmittel prüfen

<p>Maßnahmentyp:</p> <p>Asset</p> <p>Stabilitätsaspekt:</p> <p>Transiente Stabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB:</p> <p>SB 2025: Kapitel 3.1.4.5, Kapitel 3.1.5</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]:</p> <p>–</p> <p>Rechtslage:</p> <p>Nicht vorhanden</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme:</p> <p>Zukünftig müssen bei dem Einsatz von QRTs nicht nur Kosten und Nutzen hinsichtlich ihrer lastflusssteuernden Wirkung abgewogen werden, sondern auch Risiken für die Systemstabilität. Gleichzeitig müssen alternative lastflusssteuernde Betriebsmittel erprobt werden. Dazu müssen zunächst für die Verbesserung und Ausweitung der Analysen dynamische (RMS-/EMT-) Modelle bereitgestellt werden. Zeigen sich bestimmte Technologien geeignet, sollte deren Einsatz im realen Netzbetrieb im Rahmen eines Pilotprojekts erfolgen.</p> <p>Status der Maßnahme:</p> <p>Neu</p> <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme:</p> <p>–</p>
--	--

37 Verhalten netzbildender Stromrichteranlagen in der Strombegrenzung

<p>Verantwortliche: ÜNB</p>	<p>Bis wann: Ab Q1/2025 bis Q4/2037</p>	<p>Dringlichkeit: ▶ Mittel</p>
<p>Was ist zu tun: Netzbildende Stromrichteranlagen müssen mit einer winkelneutralen Regelung in der Strombegrenzung betrieben werden</p>		
<p>Maßnahmentyp: Asset</p> <p>Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Frequenzstabilität</p> <p>Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.1.4.3, Kapitel 3.1.5</p> <p>Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: –</p> <p>Rechtslage: Nicht vorhanden</p>	<p>Beschreibung der Maßnahme: Bei der Planung ÜNB-eigener Assets muss für netzbildende Anlagen ein winkelneutrales Regelungsverhalten in der Strombegrenzung eingesetzt werden. Soll von dieser Regelungseinstellung an bestimmten Standorten abgewichen werden, muss dies über Analysen geprüft und begründet werden.</p> <p>Status der Maßnahme: Neu</p> <p>Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –</p>	

38 Deckung der Bedarfe an regelbarer Blindleistung

Verantwortliche: 1. ÜNB/BNetzA 2. FNN	Bis wann: 1. Bis Q4/2037 2. Bis Q4/2027	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: 1. Umsetzung von ÜNB-Projekten und marktgestützter Beschaffung von „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ 2. Überarbeitung technischer Mindestanforderungen für regelbare Blindleistung		
Maßnahmentyp: Asset Stabilitätsaspekt: Transiente Stabilität, Spannungsstabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.1.4.7, Kapitel 3.1.5, Kapitel 3.2.5, Kapitel 3.2.8, Kapitel 4.1.2 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: V4 Rechtliche Lage: Vorhanden	Beschreibung der Maßnahme: Deckung der identifizierten Bedarfe an regelbarer Blindleistung, um die Systemstabilität sicherzustellen: Hierzu werden sowohl ÜNB-Assets, die teilweise marktgestützte Beschaffung von „Dienstleistungen zur Spannungsregelung“ als auch die Überarbeitung von Mindestanforderungen an regelbarer Blindleistung in den technischen Netzanschlussregeln genutzt. Status der Maßnahme: Neu Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: Erste Ausschreibungen für die marktgestützte Beschaffung von quasi-stationärer Blindleistung sind bis Q4/2025 geplant. Aktualisierung technischer Mindestanforderungen in Arbeit.	

39 Anforderung an Passivität von Neuanlagen

Verantwortliche: 1. FNN 2. Hersteller	Bis wann: Bis Q4/2027	Dringlichkeit: ▲ Hoch
Was ist zu tun: 1. FNN integriert Anforderung in die TARs 2. Umsetzung der Anforderung		
Maßnahmentyp: Regulierung und Gesetzgebung Stabilitätsaspekt: Harmonische Stabilität Verknüpfung zur Untersuchung der ÜNB: SB 2025: Kapitel 3.5.7 Verknüpfung zur Roadmap Systemstabilität [10]: R2 Rechtslage: –	Beschreibung der Maßnahme: Überprüfung aller möglichen Zustände des Netzes (Berücksichtigung von topologischen Änderungen, Wartungsabschaltungen, Sonderzuschaltungen etc.) auf Harmonische Stabilität ist in der Planung nicht möglich. Deswegen muss umgekehrt die Passivität der anzuschließenden Anlagen gewährleistet werden. Die Passivität erhöht die Robustheit gegen harmonische Stabilitätsprobleme. Die Anforderung an Passivität von Neuanlagen muss daher in die TARs integriert werden. Die Hersteller müssen zur Umsetzung der Anforderung in die Ausgestaltung der Neuanlagen eingebunden werden. Status der Maßnahme: Neu Informationen zum Umsetzungsstand der Maßnahme: –	

Literaturverzeichnis

- [1] European Commission. „Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (NC RfG)“.
- [2] European Commission. „Commission Regulation (EU) 2016/1388 of 17 August 2016 establishing a Network Code on Demand Connection.“, abgerufen am 6 März 2025, https://www.entsoe.eu/network_codes/dcc/.
- [3] Kundur, P. und Paserba, J., et al. „Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions.“ *IEEE Trans. Power Systems*, 19 (3), 2004, S. 1387–1401.
- [4] Lindner, M. und Abele, H., et al. „Suitable Classification of Power System Stability Phenomena.“ *CIGRE Symposium*, Trondheim, 2025.
- [5] Hatziaargyriou, Nikos, et al. „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies.“ IEEE PES Technical Report PES-TR77, 2020.
- [6] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023), zweiter Entwurf.“, 2023, [netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf).
- [7] Bundesnetzagentur. „Netzausbau Strom – Bedarfsermittlung 2023–2037/2045 – Bestätigung des Netzentwicklungsplan Strom.“, März 2024, abgerufen am 6. März 2025, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf.
- [8] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Systemstabilitätsbericht 2023.“, Mai 2024, abgerufen am 6. März 2025, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/Systemstabilitaetsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- [9] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Stand Juli 2022“, abgerufen am 6. März 2025, <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Aufgaben/Planung-und-Betrieb-des-deutschen-%C3%9Cbertragungsnetzes>.
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. „Roadmap Systemstabilität.“, Nov. 2023, abgerufen am 6. März 2025, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/roadmap-systemstabilitaet.html>.
- [11] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Technische Anforderungen für den Anschluss von Elektrolyseanlagen.“, 2024, abgerufen am 6. März 2025, https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/anforderungen%20an%20elektrolyseanlagen/2024_technische_anforderungen_f%C3%BCr_den_anschluss_von_elektrolyseanlagen.pdf.
- [12] ENTSO-E. „Dynamic Model of Continental Europe.“, 2015, abgerufen am 6. März 2025, <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/#entso-e-dynamic-model-of-continental-europe>.
- [13] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersystem mit Anschluss am Höchstspannungsnetz.“, 2024, abgerufen am 6. März 2025, https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/anforderungen%20an%20batteriespeichersystemen/2024_zus%C3%A4tzliche_technische_anforderungen_an_den_anschluss_von_batteriespeichersystemen_im_hos-netz.pdf.
- [14] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Einheitliche Auslegung von E-STATCOM.“, Mai 2023, abgerufen am 6. März 2025, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Spannungshaltung/Blindleistung/Einheitliche-Auslegung-von-E-STATCOM>.
- [15] Laudahn, Stefan, et al. „Substitution of synchronous generator based instantaneous frequency control utilizing inverter-coupled DER.“ 7th International, *IEEE Symposium*, 2016, doi: 10.1109/PEDG.2016.7527020

- [16] D'Arco, Salvatore und Jon Are Suul. „Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids.” *Proceedings of the 2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, doi: 10.1109/PTC.2013.6652456.
- [17] Yu Mengran, et al. „Use of an inertia-less Virtual Synchronous Machine within future power networks with high penetrations of converters.” *Power Systems Computation Conference*, 2016, doi: 10.1109/PSCC.2016.7540926.
- [18] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045.“, Version 2025. Juni 2024, abgerufen am 6. März 2025, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025_1.pdf.
- [19] Ajarapu, V. „The Continuation Power Flow. A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis.” *IEEE Transaction on Power Systems*, 1991, PWRS-6; S. 145–156.
- [20] Wellssow, W. H., Acker, H., et al. „Feasibility Check of the PV-Analysis for Voltage Stability Assessment in a Control Center Environment.” *CIGRE Symposium*, Lisbon, 2013.
- [21] Wellssow, W. H., Acker, H., et al. „Voltage Stability Assessment Using Advanced Models of Thermal Generation Units for the P/V-Analysis.” *CIGRE Session*, 2015, S. 93–100.
- [22] Mittelstaedt, M. „Methodik zur Bewertung der Spannungsstabilität in Übertragungsnetzen.” Dissertation, Aachener Beiträge zur Hochspannungstechnik 64, RWTH Aachen University, 2018.
- [23] Dobson, I. „The Irrelevance of Electric Power System Dynamics for the Loading Margin to Voltage Collapse and its Sensitivities.” *Proceedings, Bulk Power System Voltage Phenomena III: Voltage Stability, Security, and Control; an International Seminar, Davos, Switzerland, 22–26 August 1994*, 1994.
- [24] Greene, S. und Dobson, I., et al. „Contingency Ranking for Voltage Collapse via Sensitivities from a Single Nose Curve.” *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 14, 1999, S. 232–240.
- [25] van Cutsem, T. und Vournas, C. „Voltage Stability of Electric Power Systems.”, Springer, 2008. Springer US, New York.
- [26] Ajarapu, V. „Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control.”, Springer, 2006. New York, NY, USA.
- [27] van Cutsem, T. und Vournas, C. „Voltage Stability of Electric Power Systems.”, Kluwer Academic Publishers, 2008. Boston.
- [28] Avalos, R. J., Canizares, C. A., et al. „Equivalency of Continuation and Optimization Methods to Determine Saddle-Node and Limit-Induced Bifurcations in Power Systems.” *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, Bd. 56, 2009, S. 210–233.
- [29] J. Hörsch und F. Hofmann, et al. „PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system.” *Energy Strategy Reviews*, Bd. 22, S. 207–215, Nov. 2018, abgerufen am 6. März 2025, doi: 10.1016/j.esr.2018.08.012.
- [30] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE). „System Disturbance on 4 November 2006 – Final Report.”, 30 Jan. 2007.
- [31] ENTSO-E. „Interim Report – Continental Europe Synchronous Area Separation on 8 January 2021.”, abgerufen am 6. März 2025, eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entso-e_CESysSep_interim_report_210225.pdf.
- [32] „Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021. 2022.“, abgerufen am 6. März 2025, https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/2022/entso-e_CESysSep_210724_02_Final_Report_220325.pdf.
- [33] VDE FNN. „Netzbildendes und Systemstützendes Verhalten von Erzeugungsanlagen.“, Dez. 2021, abgerufen am 6. März 2025, <https://www.vde-verlag.de/buecher/636356/netzbildendes-und-systemstuetzendes-verhalten-von-erzeugungsanlagen.html>.

- [34] ENTSO-E. „Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF).“, Dez. 2020, abgerufen am 6. März 2025, https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf.
- [35] ENTSO-E. „Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, Requirements and impacting factors – RG-CE System Protection & Dynamics SubGroup.“, 2016, abgerufen am 6. März 2025, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf.
- [36] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf.“, 2021, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf.
- [37] J. Lips, und P. Maucher, et al. „Grid Stabilization by Preventing Undesired Triggering of the Reverse Power Protection of Steam Turbines at Overfrequency.“ *Tagung Netzregelung und Systemführung*, München, 2024.
- [38] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen.“, 5. Feb. 2024, abgerufen am 6. März 2025, <https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Studien-und-Positionspapiere/Anforderungen-an-Elektrolyseanlagen>.
- [39] CIGRE WG B4.62. „Connection of Wind Farms to Weak AC Networks.“, 2016.
- [40] CIGRE WG B4.81. „Interaction between nearby VSC-HVDC converters, FACTS devices, HV power electronic devices and conventional AC equipment.“, 2024.
- [41] SMA. „PV-Leistung in Deutschland.“, abgerufen am 6. März 2025, <https://www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland>.
- [42] Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. „Projekt ‚Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland‘ (Langfristszenarien 3)“, abgerufen im Februar 2024, <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>.
- [43] Swissgrid. „Allgemeine Bilanzgruppenvorschriften.“, abgerufen am 6. März 2025, <https://www.swissgrid.ch/content/dam/swissgrid/customers/topics/legal-system/balance-group/1/01-Appendix-1-General-BG-Regulations-V2-6-de.pdf>.

Anhang

NEP 2037/ 2045 (2023): Stationär spannungssenkender Zubaubedarf bis 2030

ÜNB	Stationärer Zubaubedarf spannungssenkend (Mvar)		
	Basisszenario	Variante 1	Variante 2
TenneT	570	570	570
TransnetBW	134	120	120
Amprion	1.759	1.672	1.671
50Hertz	2.978	2.785	2.744
Summe DE	5.441	5.147	5.105

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

NEP 2037/ 2045 (2023): Stationär spannungssenkender Zubaubedarf bis 2037

ÜNB	Stationärer Zubaubedarf spannungssenkend (Mvar)				
	Basisszenario	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
TenneT	2.726	2.621	2.621	844	2.231
TransnetBW	1.173	1.172	1.172	748	1.082
Amprion	3.093	2.954	2.954	2.264	2.695
50Hertz	3.420	3.274	3.170	1.507	2.668
Summe DE	10.411	10.021	9.917	5.363	8.676

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

NEP 2037/ 2045 (2023): Stationär spannungshebender Zubaubedarf bis 2030

ÜNB	Stationärer Zubaubedarf spannungshebend (Mvar)		
	Basisszenario	Variante 1	Variante 2
TenneT	2.803	2.146	1.919
TransnetBW	273	220	187
Amprion	4.304	3.702	3.702
50Hertz	3.742	2.307	2.305
Summe DE	11.122	8.375	8.113

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

NEP 2037/ 2045 (2023): Stationär spannungshebender Zubaubedarf bis 2037

ÜNB	Stationärer Zubaubedarf spannungshebend (Mvar)				
	Basisszenario	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
TenneT	15.639	14.344	14.255	11.177	12.686
TransnetBW	4.470	4.382	4.382	3.448	4.065
Amprion	11.571	10.945	10.945	8.732	10.382
50Hertz	15.182	13.757	12.945	9.429	11.323
Summe DE	46.861	43.428	42.527	32.786	38.456

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

NEP 2037/ 2045 (2023): Regelbarer Zubaubedarf bis 2030

ÜNB	Regelbarer Zubaubedarf (Mvar)		
	Basisszenario	Variante 1	Variante 2
TenneT	5.198	5.198	5.054
TransnetBW	325	325	325
Amprion	2.869	2.869	2.276
50Hertz	4.981	4.981	4.981
Summe DE	13.373	13.373	12.676

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

NEP 2037/ 2045 (2023): Regelbarer Zubaubedarf bis 2037

ÜNB	Regelbarer Zubaubedarf (Mvar)				
	Basisszenario	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
TenneT	7.662	7.662	6.650	6.650	6.374
TransnetBW	1.753	1.753	1.737	1.737	1.556
Amprion	2.208	2.208	2.401	2.401	1.934
50Hertz	2.631	2.631	2.099	2.099	1.733
Summe DE	14.254	14.254	12.887	12.887	11.597

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber