



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



Bewertung der Systemstabilität

Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit
Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung und Zusammenfassung der Ergebnisse	7
2 Blindleistungskompensationsbedarf zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität	10
2.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge	10
2.2 Vorgehensweise	11
2.2.1 Bedarfsermittlung	11
2.2.2 Potentialermittlung	13
2.2.3 Ermittlung der Blindleistungsregionen	17
2.2.4 Vorgehensweise zur Zubaubedarfsermittlung (Blindleistungsbilanzierung)	18
2.2.5 Untersuchungsvarianten	19
2.3 Ergebnisse des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität	20
2.3.1 Blindleistungsbedarfe	20
2.3.2 Blindleistungspotentiale	23
2.3.3 Ermittlung der Zubaubedarfe	25
2.4 Fazit	35
3 Frequenzstabilität	36
3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge	36
3.2 Vorgehensweise zur Ermittlung der Systembedarfe hinsichtlich Frequenzstabilität	38
3.2.1 Auswahl auslegungsrelevanter Netzauftrennungen	39
3.2.2 Dimensionierung der Momentanreserve	47
3.2.3 Erweiterte Analysen im Zeitbereich	48
3.3 Ergebnisse und Maßnahmen	49
3.3.1 Dimensionierung der Momentanreserve	49
3.3.2 Erweiterte Analysen im Zeitbereich	60
3.4 Fazit	63
4 Untersuchungen der transienten Stabilität	65
4.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge	65
4.2 Methodik	67
4.3 Auswahl des Belastungsfalls und Kurzschlussleistungsanalysen	69
4.3.1 Ausgewählte Variante und Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität	69
4.3.2 Auswertung Kurzschlussleistungsverhältnis	70
4.4 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität	72
4.4.1 Definition Basisszenario	72
4.4.2 Simulationsergebnisse des Basisszenarios	73
4.4.3 Gegenmaßnahmen	75
4.4.4 Simulationsergebnisse unter Berücksichtigung der Gegenmaßnahmen	77
4.4.5 Bewertung der Gegenmaßnahmen	85
4.5 Fazit	86
5 Gesamtfazit	87

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Blindleistungsbedarf einer 100 km langen 380-kV-Freileitung	10
Abbildung 2: Summarische VNB-Blindleistungsprognose für eine Netzgruppe mit deutlichem Anstieg der Rückspeisung im Vergleich zwischen Trainingsdaten/Snapshot (blau) und NEP-Szenario/Prognose (rot)	12
Abbildung 3: Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung von Erzeugeranlagen im Verteilnetz in Abhängigkeit der Wirkleistung	13
Abbildung 4: Exemplarisches Blindleistungsverhalten eines Verteilnetzes	15
Abbildung 5: In den Untersuchungen verwendete Blindleistungsregionen	17
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Vorgehensweise zur Blindleistungsbilanzierung	18
Abbildung 7: Stationär spannungssenkende Blindleistungsbedarfe LA 2030 und NEP 2037/2045 (2023)	20
Abbildung 8: Stationär spannungshhebende Blindleistungsbedarfe LA 2030 und NEP 2037/2045 (2023)	20
Abbildung 9: Regelbare Blindleistungsbedarfe (induktiv und kapazitiv) LA 2030 und NEP 2037/2045 (2023)	21
Abbildung 10: Stationäre spannungssenkende Zubaubedarfe LA 2030 und NEP 2037/2045 (2023)	25
Abbildung 11: Stationäre spannungshhebende Zubaubedarfe LA 2030 und NEP 2037/2045 (2023)	25
Abbildung 12: Regelbare Zubaubedarfe LA 2030 und NEP 2037/2045 (2023)	26
Abbildung 13: Maximaler spannungssenkender Bedarf in D77 für das Zieljahr 2030 (links: Wirkleistungsfluss; rechts: Blindleistungsbedarf)	27
Abbildung 14: Stationärer spannungssenkender Zubaubedarf im NEP 2037/2045 (2023) in Mvar	28
Abbildung 15: Maximaler spannungssenkender Bedarf in D78 für das Zieljahr 2037 (links: Wirkleistungsfluss; rechts: Blindleistungsbedarf)	29
Abbildung 16: Maximaler spannungshhebender Bedarf in D22_W im Zieljahr 2030 (links: Wirkleistungsfluss; rechts: Blindleistungsbedarf)	30
Abbildung 17: Stationärer spannungshhebender Zubaubedarf im NEP 2037/2045 (2023) in Mvar	31
Abbildung 18: Maximaler spannungshhebender Bedarf in D25 im NEP 2037/2045 (2023) (links: Wirkleistungsfluss; rechts: Blindleistungsbedarf)	32
Abbildung 19: Regelbarer Zubaubedarf aus dem Stundenwechsel für das Zieljahr 2030 (links: Delta Wirkleistungsfluss zum Stundenwechsel; rechts: Delta Blindleistungsdefizit zum Stundenwechsel)	33
Abbildung 20: Regelbarer Zubaubedarf im NEP 2037/2045 (2023) in Mvar	34
Abbildung 21: Regelbarer Bedarf aus dem Stundenwechsel in D81 im Zieljahr 2037 (links: Delta Wirkleistungsfluss zum Stundenwechsel; rechts: Delta Blindleistungsdefizit zum Stundenwechsel)	35
Abbildung 22: Negative Momentanreservebedarfe und Redispatch-Volumina (Überfrequenz-Fall) in Abhängigkeit von Mindest-Teilnetzgröße und maximalen relativen Leistungsungleichgewicht des Teilnetzes (in der rechten Grafik liegen die Kurven größtenteils übereinander)	40
Abbildung 23: Positive Momentanreservebedarfe und Redispatch-Volumina (Unterfrequenz-Fall) in Abhängigkeit von Mindest-Teilnetzgröße und maximalen relativen Leistungsungleichgewicht des Teilnetzes	41
Abbildung 24: Anzahl nicht beherrschter Netzauftrennungen in Abhängigkeit der gewählten Auslegungskriterien	42
Abbildung 25: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Berlin und Brandenburg (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	42
Abbildung 26: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Baden-Württemberg (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	43
Abbildung 27: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Bayern (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	43

Abbildung 28: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Hessen (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	43
Abbildung 29: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Mecklenburg-Vorpommern (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	44
Abbildung 30: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Bremen, Hamburg und Niedersachsen (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	44
Abbildung 31: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Nordrhein-Westfalen (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	44
Abbildung 32: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Rheinland-Pfalz (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	45
Abbildung 33: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Schleswig-Holstein (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	45
Abbildung 34: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Saarland (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	45
Abbildung 35: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Sachsen (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	46
Abbildung 36: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Sachsen-Anhalt (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	46
Abbildung 37: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Thüringen (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)	46
Abbildung 38: Leistungsungleichgewichte im nordöstlichen Teilnetz bei einem System-Split analog zu 2006, sortiert nach RoCoF gemäß Abbildung 40.	50
Abbildung 39: Leistungsungleichgewichte im nordöstlichen Teilnetz bei einem System-Split analog zu 2006, sortiert nach RoCoF gemäß Abbildung 40.	51
Abbildung 40: Frequenzgradient im nordöstlichen Teilnetz bei einem System-Split analog zu 2006.	52
Abbildung 41: Vergleich der zusätzlich benötigten Trägheit in der LA, im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023).	52
Abbildung 42: Leistungsungleichgewicht vor und nach Redispatch im nordöstlichen Teilnetz für die LA 2030 (links) und den NEP B 2037.	53
Abbildung 43: Initialer RoCoF vor und nach Redispatch im nordöstlichen Teilnetz für die LA 2030 (links) und den NEP B 2037.	54
Abbildung 44: Maximal auftretenden (positive) Frequenzgradienten für die auslegungsrelevanten Netzauftrennungen.	55
Abbildung 45: Maximal auftretenden (negative) Frequenzgradienten für die auslegungsrelevanten Netzauftrennungen.	55
Abbildung 46: Bundeslandscharfer, maximaler negativer Momentanreservebedarf (Überfrequenz-Fall) in GWs aus allen auslegungsrelevanten Netzauftrennungen.	56
Abbildung 47: Bundeslandscharfer, maximaler positiver Momentanreservebedarf (Unterfrequenz-Fall) in GWs aus allen auslegungsrelevanten Netzauftrennungen.	57
Abbildung 48: Benötigte (grau) und verfügbares Potential an (bunt) Momentanreserve für auslegungsrelevanten Netzauftrennungen – Überfrequenzszenario.	59
Abbildung 49: Benötigte (grau) und verfügbares Potential (bunt) Momentanreserve für auslegungsrelevanten Netzauftrennungen – Unterfrequenzszenario.	59
Abbildung 50: Abregelbare Leistung durch LFSM-O und potentiell Leistungungleichgewicht am Beispiel Niedersachsen.	61

Abbildung 51: Beispielhafter Frequenzverlauf infolge einer Netzauftrennung in einem kritischen NNF am Beispiel Niedersachsen62
Abbildung 52: Beitrag von LFSM-U von E-Mobilität und Speichern (gestrichelte Linie) eines beispielhaften Szenarios einer auslegungsrelevanten Netzauftrennung für Unterfrequenz des Bundeslandes Schleswig-Holstein63
Abbildung 53: Graphische Darstellung der Maßnahmeneinteilung zur Verbesserung des Systemverhaltens66
Abbildung 54: Minimale Netzkurzschlussleistungen71
Abbildung 55: Kleinste SCR-Werte für Standorte von konventionellen Kraftwerken71
Abbildung 56: Kleinste SCR-Werte für Standorte von umrichterbasierter Erzeugung72
Abbildung 57: Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen bei einem dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis Redwitz-Remptendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung des betroffenen Stromkreises73
Abbildung 58: Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen bei einem 3-poligen Kurzschluss nahe Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Stromkreises74
Abbildung 59: Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen bei einem Sammelschienenfehler im Umspannwerk Bürstadt mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Sammelschienenabschnitts75
Abbildung 60: Dreipoliger Kurzschluss nahe Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Stromkreises – mit erhöhter Blindstromstützung aus Windenergieanlagen77
Abbildung 61: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Merzen-Wehrendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms und anschließender Abschaltung des betroffenen Stromkreises – im Basisfall78
Abbildung 62: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Merzen-Wehrendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms und anschließender Abschaltung des betroffenen Stromkreises – unter Berücksichtigung der Blindstromstützung durch Elektrolyseure79
Abbildung 63: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Redwitz-Remptendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms und anschließender Abschaltung des betroffenen Stromkreises – mit Berücksichtigung der Begrenzung der (n-1)-Stromkreisauslastung auf 3,6 kA80
Abbildung 64: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Streumen-Röhrsdorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung beider Stromkreise – mit Berücksichtigung der Begrenzung der (n-1)-Stromkreisauslastung auf 3,6 kA80
Abbildung 65: Mastumbruch mit Ausfall der Stromkreise Uentrop Nord, Roxel Ost, Hanekenfähr-Gronau und Gronau West mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms – unter Berücksichtigung der Blindstromstützung durch Elektrolyseure und einer langsamen Wirkleistungswiederkehr81
Abbildung 66: Mastumbruch mit Ausfall der Stromkreise Uentrop Nord, Roxel Ost, Hanekenfähr-Gronau und Gronau West mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms – unter Berücksichtigung der Blindstromstützung durch Elektrolyseure und einer schnellen Wirkleistungswiederkehr82
Abbildung 67: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Streumen-Röhrsdorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung beider Stromkreise – mit Berücksichtigung der Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen sowie des netzdienlichen Verhaltens von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)83
Abbildung 68: Dreipoliger Kurzschluss nahe Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Stromkreises – mit Begrenzung der (n-1)-Stromkreisauslastung auf 3,6 kA und Blindstromstützung von Elektrolyseuren84

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Berechnungsvorschriften für Blindleistungsbedarfe im Übertragungsnetz11
Tabelle 2:	Wirkleistungsabhängige Blindleistungspotentiale am HöS/HS-Transformator von einer Anlage im HS-Netz nach Variante 2 der technischen Anschlussregeln14
Tabelle 3:	Untersuchungsvarianten in der Langfristanalyse 203019
Tabelle 4:	Untersuchungsvarianten im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) für Szenario B 203719
Tabelle 5:	Maximale stationär spannungssenkende Blindleistungsbedarfe nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Blindleistungsregionen)21
Tabelle 6:	Maximale stationär spannungshebende Blindleistungsbedarfe nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Blindleistungsregionen)22
Tabelle 7:	Maximale regelbare Blindleistungsbedarfe nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Blindleistungsregionen)22
Tabelle 8:	LA 2030 – Stationäre und regelbare Blindleistungspotentiale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)23
Tabelle 9:	NEP 2037/2045 (2023) – Gesetzte stationäre und regelbare Blindleistungspotentiale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)24
Tabelle 10:	NEP 2037/2045 (2023) – Optionale stationäre und regelbare Blindleistungspotentiale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)24
Tabelle 11:	Spannungssenkender Zubaubedarf in Mvar für das Zieljahr 203026
Tabelle 12:	Einspeisung und Last in der bedarfsdimensionierenden Stunde 3534 für das Zieljahr 203027
Tabelle 13:	Spannungssenkender Zubaubedarf in Mvar im NEP 2037/2045 (2023)28
Tabelle 14:	Einspeisung und Last in der bedarfsdimensionierenden Stunde 487529
Tabelle 15:	Spannungshebender Zubaubedarf in Mvar bis 203030
Tabelle 16:	Einspeisungen und Last in der bedarfsdimensionierenden Stunde 417930
Tabelle 17:	Spannungshebender Zubaubedarf in Mvar im Zieljahr 203731
Tabelle 18:	Einspeisung und Last in der bedarfsdimensionierenden Stunde 4282 im Zieljahr 203732
Tabelle 19:	Regelbarer Zubaubedarf in Mvar bis 203033
Tabelle 20:	Einspeisesituation im Stundenwechsel 2768 auf 276934
Tabelle 21:	Regelbarer Zubaubedarf im NEP 2037/2045 (2023) in Mvar34
Tabelle 22:	Einspeisungen und Last in den bedarfsdimensionierenden Stunden 3252 und 325335
Tabelle 23:	Annahmen zu potenziellen Anlaufzeitkonstante für unterschiedliche Erzeugungstechnologien58



1 Einleitung und Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Systemstabilität beschreibt die Fähigkeit eines elektrischen Verbundsystems, nach einer Störung wieder einen neuen stationären Betriebspunkt zu erreichen¹. Der Erhalt der Systemstabilität ist somit eine grundlegende Voraussetzung für den sicheren Netzbetrieb. Im Rahmen der stationären Untersuchung wird geprüft, inwieweit ein neuer stationärer Betriebspunkt, der sich nach einer Störung ergibt, zulässig ist. Bei den Analysen zur Systemstabilität wird das dynamische Übergangsverhalten während und nach Einwirkung einer Störung untersucht, unabhängig von deren Eintrittswahrscheinlichkeit. Zur Bewertung der Systemstabilität ist es gängige Praxis, die Stabilitätsphänomene entsprechend des dominierenden physikalischen Effekts und des Zeitbereichs in die Kategorien Frequenz-, Spannungs- und Polradwinkel-, sowie seit Überarbeitung der Stabilitätsdefinitionen des IEEE², ebenso weiter in die stromrichter-getriebene Stabilität und Resonanzstabilität zu unterteilen. Im Rahmen der Stabilitätsanalysen im Netzentwicklungsplan (NEP) stehen die ersten drei Kategorien im Fokus.

Ziel der Stabilitätsanalysen im NEP ist es, für das auf Basis stationärer Analysen ermittelte Ausbaunetz des deutschen Übertragungsnetzes, Systembedarfe hinsichtlich der Systemstabilität (Spannungs- und Frequenzstabilität) als notwendige Begleitmaßnahmen zu ermitteln und die Deckung dieser Bedarfe aufzuzeigen. Darauf aufbauend wird die transiente Stabilität als wichtiger Indikator für die Betriebbarkeit des Ausbaunetzes analysiert. Zusätzlich werden Risiken für einen Stabilitätsverlust ermittelt sowie Lösungsansätze entwickelt.

Die Herangehensweise bei der Deckung der aufgezeigten Systembedarfe kann dabei in zwei Teile unterteilt werden. In einem ersten Schritt wird die Deckung der Bedarfe durch Netznutzer auf Basis von Anforderungen in den nationalen und internationalen Netzanschlussregeln unter Berücksichtigung realistischer Randbedingungen sowie die Möglichkeiten einer marktlichen Beschaffung berücksichtigt. Dabei werden auch Anpassungen der Network Codes mit in Betracht gezogen. Erst wenn Bedarfe nicht ausschließlich durch Netznutzer gedeckt werden können, wird in einem zweiten Schritt ein notwendiger Bedarf an zusätzlichen ÜNB-eigenen Betriebsmitteln ermittelt.

Durch dieses Vorgehen werden wichtige Grundvoraussetzungen für ein robustes und stabiles Systemverhalten als Teil der Systemauslegung geschaffen. Wichtig zu benennen ist aber, dass im Rahmen des NEP bewusst keine umfassende Systemauslegung stattfindet. Zu einer vollständigen Systemauslegung hinsichtlich der Systemstabilität gehören neben den hier dargestellten Analysen im Netzentwicklungsplan u. a. die Langfristanalysen, Bedarfsanalysen, der Systemschutzplan, die Aktivitäten des FNN im Rahmen der nationalen Umsetzung der europäischen Network Codes sowie weitere ÜNB-interne Untersuchungen.

Die folgenden Ergebnisse beinhalten neben den Ergebnissen aus dem Netzentwicklungsplan (NEP B 2037) auch Ergebnisse, die im Rahmen der Langfristanalysen (LA 2030) ermittelt wurden.

Die Analysen zur **Spannungshaltung und -stabilität** umfassen aufgrund der engen Kopplung sowohl die Bedarfsermittlung für kontinuierlich regelbare Blindleistungsanlagen für die Spannungsstabilität als auch die Bedarfsermittlung für stationäre Blindleistungsanlagen für eine ausreichende Spannungshaltung. Es ist davon auszugehen, dass mit einem geeigneten Ausbau von Kompensationsanlagen die Spannungsstabilität aufrechterhalten werden kann. Die Analysen wurden sowohl in der Langfristanalyse 2030, als auch für den NEP Szenario B 2037 durchgeführt. Diese sind nicht nur von einer Höherauslastung des Drehstromnetzes geprägt, sondern auch maßgeblich durch hohe volatile Leistungsflüsse aufgrund der signifikanten Zubauten an erneuerbaren Energien (EE). Es wird eine optimistische Ausnutzung der Potentiale der Verteilnetze, sowie eine Ausnutzung stationärer und dynamischer Potentiale aus Batterien und Elektrolyseuren unterstellt, die von den Übertragungsnetzbetreibern netzdienlich eingesetzt werden können. Es kann gezeigt werden, dass die in den vorigen NEP-Analysen ausgewiesenen Bedarfe nicht nur bestätigt werden, sondern, dass diese Bedarfe sogar zum großen Anteil bereits für das Szenario 2030 auftreten. Insgesamt ergibt sich für 2030 ein Blindleistungsdefizit von etwa **27 Gvar**.

¹ Kundur, P. et al. (2004): Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. In: IEEE Trans. Power System 19 (3), S. 1387–1401.

² IEEE PES, Technical Report PES-TR77: „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies“, April 2020.



Als Konsequenz müssen (zzgl. der bereits in den Analysen berücksichtigten 64 genehmigten Anlagen) 35 Anlagen, die bereits im NEP 2035 (2021) genehmigt wurden, vorgezogen werden. Darüber hinaus werden weitere 31 Anlagen notwendig. Bis 2037 (NEP) steigt das Blindleistungsdefizit auf insgesamt **59 Gvar** an. Der signifikante Zubau an HGÜ-Kopfstationen für Wind-Offshore-Anbindungen und DC-Korridoren trägt regional erheblich zum Blindleistungsmanagement bei, reduziert das Defizit und damit den notwendigen Zubau durch weitere Kompensationsanlagen. Ohne die Potentiale aus der netzdienlichen Nutzung von Elektrolyseuren, Großbatteriespeichern und EE-Anlagen aus dem Verteilnetz steigt das Blindleistungsdefizit auf **65 Gvar** an. Unter Berücksichtigung der Potentiale werden inklusive der Anlagen für das Szenario 2030 bis 2037 215 Anlagen in unterschiedlichen Größen als erforderlich ausgewiesen. Das setzt allerdings voraus, dass die angenommenen Potentiale aus dem Verteilnetz flächendeckend, jederzeit und netzdienlich genutzt werden können. Außerdem bedarf es der Etablierung notwendiger Netzanschlussregeln an Elektrolyseure und dem netzdienlichen Einsatz gemeinsam mit Großbatteriespeichern.

Für die **Frequenzstabilität** besteht im Verbundbetrieb des kontinentaleuropäischen Systems bei auslegungsrelevanten Fehlerfällen, wie dem 3-GW-Erzeugungs- oder Lastausfall, für das Szenario B 2037 kein Risiko, wenn ein systemkonformes Verhalten der Erzeugungseinheiten vorausgesetzt werden kann. Ohne geeignete Gegenmaßnahmen können Ereignisse, die zu einer Netzauftrennung des Verbundsystems führen (sogenannter „System-Split“), wie z. B. die Störung am 04.11.2006³, je nach Netzsituation im Szenario B 2037 nicht sicher beherrscht werden. Dies betrifft insbesondere Netzsituationen mit hoher Transportaufgabe z. B. bei hohem Nord-Süd-Transit. Insbesondere in Stunden mit hohen Leistungstransiten und wenig Momentanreserve treten sehr hohe Frequenzgradienten auf, die weit über der Auslegungsgrenze des Systemschutzplans (± 1 Hz/s) liegen. Im Folgenden werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen aufgezeigt.

Die Analysen der Systembedarfe für Frequenzstabilität zeigen einen Mehrbedarf an Momentanreserve, um die Frequenzstabilität auch bei den zugrunde gelegten auslegungsrelevanten Netzauftrennungen beherrschen zu können. Aufgrund des ermittelten erheblichen Momentanreservebedarfs sollten mehrere Maßnahmen parallel verfolgt und zeitnah hinsichtlich ihrer technischen Realisierbarkeit geprüft und umgesetzt werden. Die berücksichtigten Anlagenkategorien für die Bereitstellung von Momentanreserve umfassen Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Gaskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke im Phasenschieberbetrieb, Batteriegroßspeicher und regelbare Blindleistungskompensationsanlagen.

Die Momentanreserve-Potentiale der einzelnen Kategorien wurden auf Basis aktueller Erkenntnisse und vergangener Gespräche mit Stakeholdern unter anderem Kraftwerksbetreiber, Hersteller und Betreiber von EE-Anlagen, FNN-Fachgremien ermittelt. Hierfür ist es noch notwendig, dass entsprechende Anforderungen an Erzeugungsanlagen in den aktuell laufenden Anpassungen der nationalen und internationalen Netzanschlussregeln berücksichtigt werden. Inwiefern bestehende Prozesse angepasst oder neue Prozesse für eine Beschleunigung etabliert werden müssen, wird zudem aktuell in der Roadmap Systemstabilität des BMWK diskutiert. Sollten die verfügbaren Potentiale einzelner Anlagenkategorien dennoch geringer ausfallen als hier angenommen, muss das daraus entstehende Momentanreservedefizit durch andere Maßnahmen kompensiert werden.

Mit Blick auf die aktuelle Marktreife netzbildender Anlagen sind die zugrunde gelegten Annahmen hinsichtlich der Momentanreserve-Bereitstellung ab dem Zeitraum 2025-2027 als optimistisch zu bewerten. Sofern netzbildende Anlagen nicht rechtzeitig Marktreife erlangen, führt ein verzögerter Start dieser Bereitstellung zwangsläufig zu einer Unterdeckung der Bedarfe. Dem kann durch die Einführung einer marktgestützten Beschaffung entgegengewirkt werden. Auch der Zubau von Betriebsmitteln zur expliziten Bereitstellung von Momentanreserve muss weiterhin in Betracht gezogen werden. Sollten die Systembedarfe nicht gedeckt werden können, muss zwangsläufig davon ausgegangen werden, dass auslegungsrelevante Netzauftrennungen nicht in jeder Stunde beherrscht werden können.

Die transiente Stabilität, als wesentlicher Teilaspekt der **Polradwinkelstabilität**, wird auf Basis eines detaillierten dynamischen Netzmodells des kontinentaleuropäischen Verbundsystems und dynamischer Simulationen anhand von auslegungsrelevanten Netzfehlern bewertet. Es wird das Zielnetz der Langfristanalyse 2030 (Kohleausstiegsszenario) in der Variante B (konservativer Netzausbau) und der Belastungsfall der Stunde 1274 (23. Februar, 02:00 Uhr) zugrunde gelegt. Dieser Belastungsfall zeichnet sich durch hohe Blindleistungsbedarfe und Spannungswinkeldifferenzen im Übertragungsnetz, sowie durch eine Erzeugungssituation mit hohen Leistungstransporten aus und stellt damit einen für die transiente Stabilität kritischen Fall dar. Es wurde ein engpassfreier Netzzustand nach Redispatch berücksichtigt.

³ UCTE – Final Report – System Disturbance on 4 November 2006; URL: ecolo.org/documents/documents_in_english/blackout-nov-06-UCTE-report.pdf (geprüft: 2023-06-20).

Dadurch sind in dem ausgewählten Netznutzungsfall trotz des Kohleausstiegs vor allem im Süden Deutschlands 26 größere konventionelle Reservekraftwerke am Netz. Wie bereits im vorherigen NEP 2035 (2021) wurden konkrete Blindleistungskompensationsanlagen, die in den Analysen zur Bedarfsermittlung der Spannungshaltung und -stabilität identifiziert wurden, berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass Fehlerfälle in den hochausgelasteten nördlichen Netzgruppen zum Verlust der Stabilität führen können. Bereits bei ausgewählten (n-1)-Fehlerereignissen kann die Beherrschbarkeit bei konzeptgemäßer Fehlerklärung nicht mehr sicher gewährleistet werden. Gleiches gilt für kritischere Fehler⁴. Der Verlust der Stabilität äußert sich unter anderem in einem regionalen Ausfall von Erzeugungsleistung und Versorgungsunterbrechungen bis hin zu überregionalen Störungsausweitungen mit der Gefahr von Netzauftrennungen. Während im NEP 2035 (2021) durch die Berücksichtigung der konkreten Blindleistungsanlagen aus den Analysen zur Bedarfsermittlung der Spannungshaltung und -stabilität die sichere Beherrschbarkeit der Fehlerfälle ermöglicht werden konnte, sind dafür in der Langfristanalyse 2030 darüberhinausgehende Maßnahmen notwendig. Diese zusätzlichen Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemstabilität wurden in Sensitivitätsanalysen bewertet. Hierbei zeigt sich, dass zukünftig neu ans Netz kommende Großverbraucher (insbesondere Elektrolyseure) auch ein netzdienliches Verhalten aufweisen müssen, wie es bereits für Erzeugungsanlagen der Fall ist. Ein nicht netzdienliches Verhalten kann dabei zur Nicht-Bherrschbarkeit von Fehlerereignissen führen. Des Weiteren hat sich gezeigt, dass die Menge und technische Ausgestaltung zusätzlicher Blindleistungskompensationsanlagen sowie die Höhe der dynamischen Netzstützung umrichterbasierter Erzeugungsanlagen einen hohen Einfluss auf die Beherrschbarkeit der Fehler hat. Weitere wirksame Maßnahmen stellen die Beschränkung der Engpassströme auf ausgewählten Transitkorridoren sowie die regionale Erhöhung der verfügbaren Schwungmasse dar. Zudem kann eine kurzzeitige Entlastung der Transitkorridore über Systemautomatiken (Einspeiseunterbrechung in Norddeutschland im Sekundenbereich) zur Beherrschbarkeit von Fehlerereignissen beitragen. Die genaue Ausgestaltung und Dimensionierung der Gegenmaßnahmen muss in weiterführenden Untersuchungen betrachtet werden. Die detaillierten Untersuchungsergebnisse der Langfristanalyse 2030 werden in Kapitel 4 dieses Begleitdokumentes der Stabilitätsanalysen erläutert.

In den Analysen für 2030 wurde der beschleunigte Kohleausstieg durch die Annahme eines marktseitigen Ausstiegs der Kohlekraftwerke abgebildet. Das bedeutet, dass alle Kohlekraftwerke in Deutschland zwar nicht mehr am Strommarkt aktiv sind, als systemrelevant ausgewiesene Steinkohlekraftwerke können jedoch zur Bewirtschaftung von Netzengpässen durch die ÜNB eingesetzt werden.

Es zeigt sich, dass die Integration der im Szenario angenommenen enorm hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Zusammenspiel mit der Systemintegration neuer Lasten (insbesondere Elektrolyseanlagen) und der Höherauslastung des Netzes große Herausforderungen in Bezug auf die Systemstabilität darstellen, während der konkrete Zeitpunkt des marktseitigen Kohleausstiegs eine eher untergeordnete Bedeutung für den Umfang der notwendigen Begleitmaßnahmen hat.

Um in Situationen mit hohen Leistungstransporten von Erzeugungs- zu Lastzentren die Systemstabilität gewährleisten zu können, müssen eine Reihe von Maßnahmen bis 2030 zwingend umgesetzt werden. Diese Maßnahmen umfassen eine Beschleunigung des Netzausbaus, die zügige Weiterentwicklung des einschlägigen technischen Regel- und Normenwerks (insbesondere eine Erweiterung der Anforderungen an Großverbraucher für ein netzdienliches Verhalten), eine marktliche Beschaffung von Momentanreserve und Blindleistung sowie den Zubau der notwendigen Blindleistungskompensationsanlagen. Die Erreichung der in diesem Szenario hinterlegten energiepolitischen Ziele erhöht den Handlungsdruck zur rechtzeitigen Umsetzung dieser Maßnahmen.

⁴ Sogenannte „exceptional contingencies“ bzw. „außergewöhnliche Ausfallvarianten“ sind nach den Grundsätzen für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes Fehler mit verlängerter Fehlerklärungszeit, Common-Mode-Ausfälle und Sammelschienen-Ausfälle.

2 Blindleistungskompensationsbedarf zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität

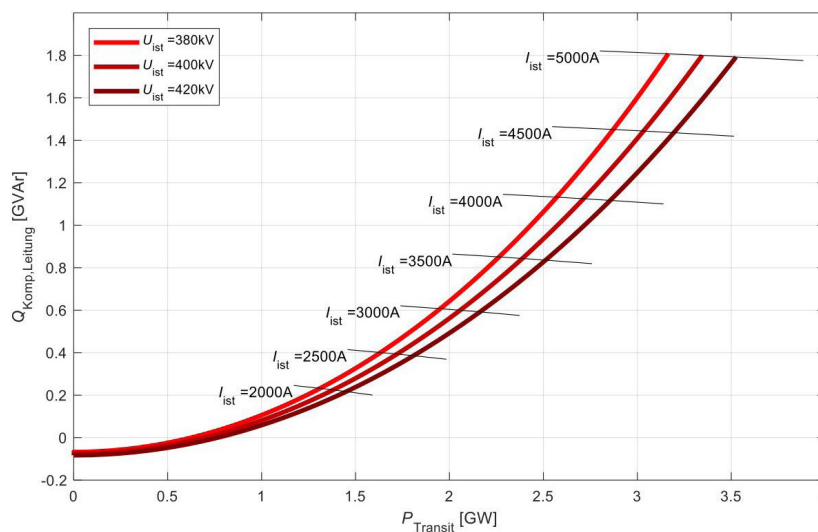
2.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem vordefinierten Spannungsband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz innerhalb der vorgegebenen Grenzen gehalten werden kann.

Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn sich der Ausfall einer Erzeugungsanlage oder einer Trasse in einem hoch ausgelasteten Netzgebiet besonders kritisch auf die Spannung auswirkt. Die ausfallende Blindleistungseinspeisung bzw. der durch die Höherbelastung sprunghaft ansteigende Blindleistungsbedarf muss aus weiter entfernt liegenden Netzbereichen bereitgestellt werden. Wenn keine ortsnahe Blindleistungsreserve verfügbar ist, kann die Spannung auf ein kritisches Niveau abfallen, im schlimmsten Fall kann es zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Betriebsmitteln kommen. Umgekehrt können auch bei Überspannung Abschaltungen von Erzeugungsanlagen erfolgen oder Betriebsmittel beschädigt werden und ebenso ausfallen.

Der Betrieb des Übertragungsnetzes bei deutlich übernatürlicher Leistung führt zu einem signifikant steigenden Kompensationsbedarf. Abbildung 1 zeigt exemplarisch den Blindleistungsbedarf einer 100 km langen 380-kV-Freileitung bei einem gleichmäßigen und idealisierten Spannungsniveau ($U_{ist} = U_{Leitungsanfang} = U_{Leitungsende}$). Bereits der Betrieb mit 3,6 kA führt bei einer 100 km langen Freileitung zu einem Kompensationsbedarf von knapp 1 Gvar.

Abbildung 1: Blindleistungsbedarf einer 100 km langen 380-kV-Freileitung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abnahme des Potentials der spannungsgeregelten Blindleistung aus direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen konventionellen Erzeugungseinheiten, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu umrichterbasierten Verbrauchern und die Höherauslastung des Netzes wirken sich ungünstig auf die Spannungshaltung und -stabilität aus.

Die Spannungsstabilität lässt sich in zwei verschiedene zeitliche Betrachtungen, die Langzeit- und Kurzzeit-Spannungsstabilität, unterteilen. Untersuchungen zur Kurzzeit-Spannungsstabilität überschneiden sich mit den transienten Stabilitätsuntersuchungen in Kapitel 4, welche die Untersuchung zur Spannungswiederkehr nach Störungen beinhalten.



Die Voraussetzung für die Spannungshaltung und die Langzeit-Spannungsstabilität im Übertragungsnetz ist eine regional ausgeglichene Blindleistungsbilanz, bei der die notwendige Blindleistung aus Erzeugungsanlagen, Kompensationsanlagen oder auch aus den Verteilnetzebenen bereitgestellt wird. Vorrangiges Ziel ist es daher, die Blindleistungsbedarfe zu ermitteln, die stationär und dynamisch für die zeitlich veränderlichen Situationen und etwaigen Störungen benötigt werden. Mit der Verrechnung der jeweiligen Blindleistungsbedarfe mit dem Ist- und Plan-Bestand verfügbarer Blindleistungspotentiale werden die zeitabhängigen Blindleistungszubaubedarfe ermittelt. Hierbei werden verschiedene Blindleistungspotentiale berücksichtigt, auf welche in Kapitel 2.2.2 genauer eingegangen wird.

2.2 Vorgehensweise

Die Vorgehensweise beschreibt im Folgenden die Ermittlung der Blindleistungsdefizite, auf dessen Basis die Systembedarfe zur Erhaltung der Spannungsstabilität und damit die Zubaubedarfe in Form von Kompensationsanlagen abgeleitet werden. Die Zubaubedarfe an Kompensationsanlagen ergeben sich aus den Blindleistungsbedarfen und den zur Verfügung stehenden Potentialen:

$$\text{Zubaubedarf} = \text{Bedarf} - \text{Potential}$$

Alle Bedarfe, Potentiale und Zubaubedarfe werden knoten- und betriebsmittelscharf bestimmt und für insgesamt 27 Netzregionen in Deutschland bilanziert. Dieses Kapitel gliedert sich maßgeblich in vier Teile:

- > 1) Bedarfsermittlung,
- > 2) Potentialermittlung,
- > 3) Ermittlung der Blindleistungsregionen sowie
- > 4) Vorgehensweise zur Zubaubedarfermittlung (Blindleistungsbilanzierung).

Zunächst wird auf die Bedarfsermittlung eingegangen, bei der die Bedarfe des Höchstspannungsnetzes, das Blindleistungsverhalten der Verteilnetze sowie die regelbaren Bedarfe durch Stundenwechsel und Störungen ermittelt werden.

2.2.1 Bedarfsermittlung

a) Bedarf des Höchstspannungsnetzes

Zum Bedarf des Höchstspannungsnetzes gehören die Blindleistungsbedarfe aller Freileitungen und Kabel im 380/220-kV Netz sowie alle Kuppeltransformatoren zwischen der 380-kV und 220-kV Ebene und die Blocktransformatoren der direkt an die Höchstspannungsebene angeschlossenen Kraftwerke. Die Bedarfe werden auf Basis der Leistungsflüsse aus dem Jahreslauf und einer idealen homogenen Spannung von 415-kV bzw. 235-kV ermittelt. Als Resultat ergeben sich für alle Betriebsmittel des 380/220-kV Netzes die individuellen Blindleistungsbedarfe für die 8760 Stunden des Jahreslaufs. Für die Berechnung der Blindleistungsbedarfe von Leitungen und Transformatoren werden folgende Gleichungen verwendet:

Tabelle 1: Berechnungsvorschriften für Blindleistungsbedarfe im Übertragungsnetz

Stromkreis	Kapazitiver Bedarf	$Q_c = 2\pi f \cdot C_L \cdot (415 \text{ kV})^2$
	Induktiver Bedarf	$Q_L = \frac{P^2 \cdot X_L}{(415 \text{ kV})^2}$
	Gesamtbedarf	$Q_{\text{Leitung}} = Q_L - Q_c$
Transformator	Induktiver Bedarf	$Q_L = \frac{u_{kr}}{S_r} \left(\frac{P \cdot U_r}{415 \text{ kV}} \right)^2$

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

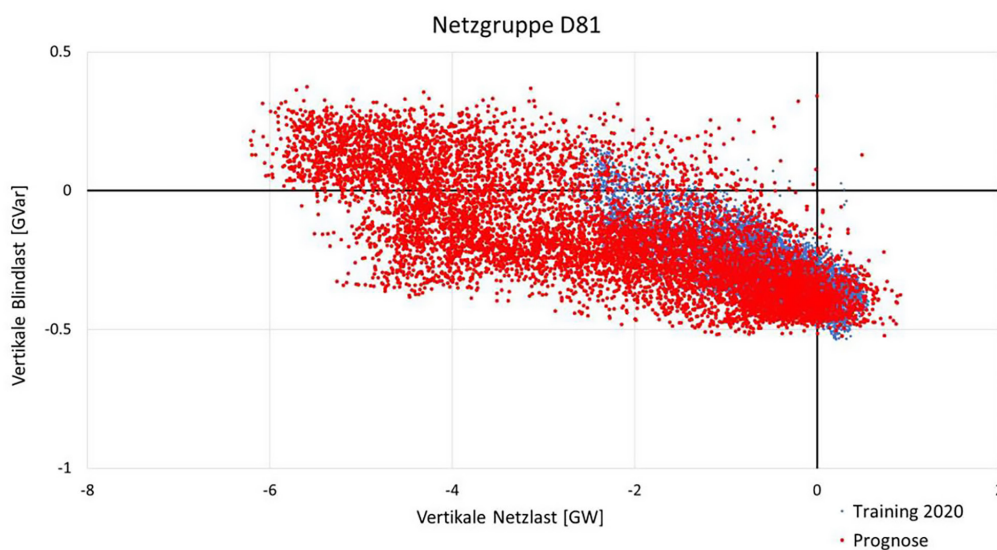
Der stationäre Blindleistungsbedarf einer jeden Leitung ergibt sich dann aus der Differenz von induktivem Bedarf und kapazitivem Bedarf (Ladeleistung). Ein negativer Wert zeigt dabei einen unternatürlichen Arbeitspunkt der Leitung an. Damit verhält sich die Leitung spannungshabend. Ist der Gesamtbedarf der Leitung positiv, ist der Arbeitspunkt übernatürlich und die Leitung verhält sich spannungssenkend.

b) Passives Blindleistungsverhalten der Verteilnetze

Über den Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes hinaus wird das Blindleistungsverhalten der Verteilnetze berücksichtigt. Damit das Verteilnetzverhalten adäquat berücksichtigt werden kann, ist es erforderlich das Blindleistungsverhalten in Abhängigkeit der jeweiligen Netztopologie, des Netznutzungsfalls, der charakteristischen EE-Durchdringung im unterlagerten Netz und der Witterungsbedingungen zu bestimmen. Für eine realistische Abbildung der Verteilnetzbearbeitung wird basierend auf einem Prognosemodell das Blindleistungsverhalten des Verteilnetzes bestimmt. Für das Prognosemodell wird ein neuronales Netz trainiert. Das Training des Blindleistungsprognosemodells wird auf Basis von Messdaten aus dem Zeitraum von Januar 2018 bis Dezember 2020 durchgeführt. Wichtige Eingangsdaten für die Prognose sind neben den Wirk- und Blindleistungszeitreihen an den ÜNB/VNB-Übergabestellen der Kuppeltransformatoren insbesondere die Wind- und PV-Einspeisezeitreihen, sodass ein knotenscharfes, netznutzungsfallabhängiges Blindleistungsverhalten abgeleitet werden kann.

Nach dem Training wird der Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit der Last- und EE-Einspeisesituation für das Zieljahr ermittelt und entsprechend im Netzmodell und in der Blindleistungsbilanzierung berücksichtigt. Hinzugerechnet werden die jeweiligen Blindleistungsbedarfe der 380 /110-kV bzw. 220 /110-kV Kuppeltransformatoren nach obenstehender Gleichung. Abbildung 2 zeigt das Ergebnis dieser Prognosen exemplarisch für die Summe des VNB-Verhaltens in einer beispielhaften Netzgruppe für 8760 Stunden (im Verbraucherzählpeilsystem).

Abbildung 2: Summarische VNB-Blindleistungsprognose für eine Netzgruppe mit deutlichem Anstieg der Rückspeisung im Vergleich zwischen Trainingsdaten / Snapshot (blau) und NEP-Szenario / Prognose (rot)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit dem skizzierten Vorgehen wird das heutige Verhalten des Verteilnetzes abgebildet. Somit werden derzeitige Beiträge durch das Verteilnetz zur Spannungshaltung bereits inhärent berücksichtigt. Zukünftig ergeben sich zudem Potentiale zur Bereitstellung eines für den entsprechenden ÜNB netzdienlichen Blindleistungsverhaltens durch unterlagerte Verteilnetze. Diese werden in Kapitel 2.2.2 näher erläutert.

Mit Hilfe der Trainingsdaten aus drei Jahren kann das passive Verhalten der Verteilnetze, sowie der Einfluss der Änderungen in Erzeugungs- und Laststruktur trainiert werden. Auf dieser Basis kann damit eine Prognose für das passive Blindleistungsverhalten des Verteilnetzes im Jahr 2037 gemacht werden. Da auf 110 kV-Ebene auch viele neue Erzeuger und Großverbraucher hinzukommen, welche aktiv Blindleistung einspeisen können, werden diese Anlagen nicht bei den Bedarfen, sondern gesondert als Potentiale behandelt. Das genaue Vorgehen dazu ist in Kapitel 2.2.2 erklärt.

c) Regelbare Bedarfe durch Stundenwechsel und Störungen

Die regelbaren Bedarfe entstehen durch schnelle Änderung der Netzbelastung. Die Volatilität der Netzbelastung wird prinzipiell durch jede leistungsflussrelevante Änderung im System hervorgerufen und hat Auswirkungen auf die Spannung im Netz, die daher durch regelbare Kompensation unmittelbar gestützt werden muss. Die Treiber der größten leistungsflussrelevanten Änderungen sind u. a. die marktgetriebene volatile Einspeisung, Witterungsänderungen, Lärm-schutzbedingte Ein- /Abschaltung von Windenergieanlagen und Störungen, die Betriebsmittelausfälle nach sich ziehen.

Zur Bestimmung der regelbaren Blindleistungsbedarfe werden die Bedarfsänderungen eines Netznutzungsfalls zum nächsten Netznutzungsfall (Stundenwechsel) sowie die Änderung bei Störungen betrachtet. Bei Letzteren wird der Bedarf entsprechend den Planungsgrundsätzen ermittelt. Dies umfasst (n-1)-Ausfälle, HGÜ- sowie Sammelschienausfälle und Exceptional Contingencies. Im Rahmen von (n-1)-Ausfällen wird auch der Ausfall von Kompensationsanlagen berücksichtigt. Ansonsten wird angenommen, dass alle Anlagen jederzeit und vollständig zur Verfügung stehen.

Für jede Regelzone werden Ausfälle definiert. Die Ausfallrechnung mit diesen Fehlerfällen wird dann im gesamten Jahreslauf und damit in jedem Netznutzungsfall berechnet. Dafür werden ausgehend vom Basisfall die von der betrachteten Störung betroffenen Netzelemente deaktiviert und ein erneuter Lastfluss gerechnet. Für das neue Lastflussergebnis wird dann der Blindleistungsbedarf bestimmt und die Differenz mit dem Basisfall (N-0) berechnet. Der regelbare Bedarf ergibt sich somit aus der Differenz zwischen dem Vorfehlerniveau und dem eingeschungenen Nachfehlerzustand. Daraus ergeben sich für alle 27 Regionen jeweils zwei Worst-Case Situationen, die einerseits zu der größten negativen (spannungshebenden) und andererseits zu der größten positiven (spannungssenkenden) regelbaren Blindleistungsbedarfsänderung führen. Da Stundenwechsel und Störungen zeitgleich stattfinden können, werden die jeweils bestehenden Bedarfe summiert.

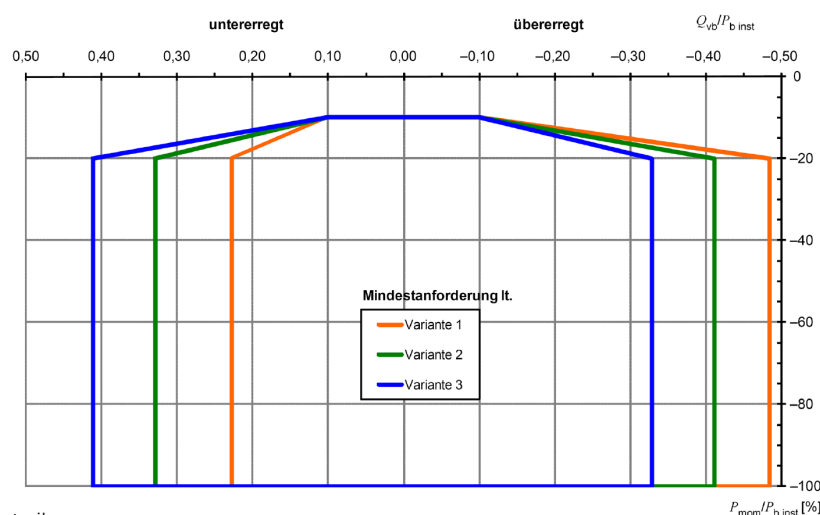
Zur Beherrschung der dynamischen Ausgleichsvorgänge entstehen jedoch ggf. darüberhinausgehende Bedarfe, um das System sicher und stabil in den stationären Nachfehlerfall zu überführen. Daher wird in Kapitel 4 das Verhalten des Systems im Zeitbereich inklusive der ermittelten Zubaubedarfe betrachtet und die transiente Stabilität für das Zieljahr 2030 (Langfristanalyse) bewertet.

2.2.2 Potentialermittlung

a) Potentiale aus Verteilnetzen

Gemäß den technischen Anschlussregeln⁵ ist die Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz von der eingespeisten Wirkleistung abhängig. Die geltenden Mindestanforderungen an die Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung sind in Abbildung 3 dargestellt. Um die verschiedenen Varianten aller Anlagen im Mittel adäquat zu berücksichtigen, wurde den Berechnungen Variante 2 zugrunde gelegt.

Abbildung 3: Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung von Erzeugeranlagen im Verteilnetz in Abhängigkeit der Wirkleistung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zur Abbildung zukünftiger Potentiale zur Blindleistungsbereitstellung aus Verteilnetzen wurden Untersuchungen auf Basis von mehreren Feldtests mit ÜNB und VNB in verschiedenen Netzregionen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen weisen im optimistischen Fall auf ein spannungssenkendes Potential von bis zu 0,1 Mvar je erzeugtem Mvar und ein spannungshebendes Potential von bis zu 0,22 Mvar je erzeugtem Mvar einer ansteuerbaren Anlage im HS-Netz verteilt über die HöS/HS-Transformator⁶ hin.

Verbunden mit obiger Annahme zum Blindleistungspotential am HöS/HS-Transformator ergeben sich die in Tabelle 2 dargestellten wirkleistungsabhängigen Blindleistungspotentiale auf HöS-Ebene.

Tabelle 2: Wirkleistungsabhängige Blindleistungspotentiale am HöS / HS-Transformator von einer Anlage im HS-Netz nach Variante 2 der technischen Anschlussregeln

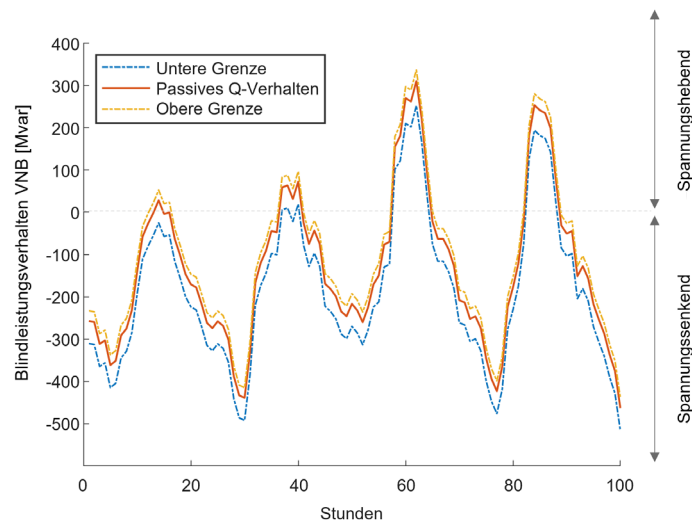
Wirkleistungseinspeisung (bezogen auf P_{max})	Induktive (spannungssenkende) Blindleistungseinspeisung	Kapazitive (spannungshebende) Blindleistungseinspeisung
0 %	0 Mvar/MW · 0,1 Mvar/Mvar	0 Mvar/MW · 0,22 Mvar/Mvar
10 %	0 Mvar/MW · 0,1 Mvar/Mvar	0 Mvar/MW · 0,22 Mvar/Mvar
15 %	0,215 Mvar/MW · 0,1 Mvar/Mvar	0,255 Mvar/MW · 0,22 Mvar/Mvar
20..100 %	0,33 Mvar/MW · 0,1 Mvar/Mvar	0,41 Mvar/MW · 0,22 Mvar/Mvar

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die installierte Leistung in der 110-kV-Ebene wird über die gegebene installierte Gesamtleistung am jeweiligen 110-kV-Abgang und die Aufteilung auf die Spannungsebenen über das Marktstammdatenregister ermittelt. Die theoretischen Blindleistungspotentiale werden über die installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen in der 110-kV-Ebene und unter der Annahme, dass diese Anlagen zudem ansteuerbar sind, abgeleitet.

Die verfügbaren Potentiale aus dem Verteilnetz sind wirkleistungs- und damit zeitabhängig. Mithilfe der oben beschriebenen Annahmen können die spannungshebenden sowie spannungssenkenden Blindleistungspotentiale einer jeden Stunde für jeden 110-kV-Abgang ermittelt werden. Diese Potentiale ermöglichen eine netzdienliche Abweichung vom passiven Blindleistungsverhalten, das zuvor in der Blindleistungsprognose ermittelt wurde. Die einzige Begrenzung ist dabei die Scheinleistung der Transformatoren. Basierend auf Erfahrungen aus dem Betrieb kann maximal 33 % der Scheinleistung der Kuppeltransformatoren für den Blindleistungsaustausch genutzt werden. Die restliche Leistung der Transformatoren wird für den Wirkleistungsaustausch benötigt. In diesem Fall ist Wirkleistung vor Blindleistung zu priorisieren und eine Überlastung der Transformatoren zu verhindern. Sollte mehr Blindleistungspotential aus dem Verteilnetz vorhanden sein als die Kuppeltransformatoren in einer Region übertragen können, wird das Potential beim Maximalwert der Transformatoren gekappt. Das resultierende Verteilnetzverhalten ist in Abbildung 4 exemplarisch für 100 Stunden dargestellt, wobei die orangefarbene Kurve das passive Blindleistungsverhalten des untersuchten Verteilnetzes und die blau- bzw. gelb-gestrichelte Kurve jeweils das stundenscharfe spannungshebende bzw. spannungssenkende Blindleistungspotential berücksichtigt. Für die folgenden Untersuchungen wird das vorhandene Blindleistungspotential der Verteilnetze wie eine dem ÜNB verfügbare Drosselspule oder MSCDN-Anlage (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) eingesetzt.

⁶ Das Potential unterliegt in der Realität starken Schwankungen. Es kann durch starken EE-Ausbau zudem zu erheblichen „Sättigungseffekten“ und einer signifikanten Reduktion der angenommenen Potentiale kommen.

Abbildung 4: Exemplarisches Blindleistungsverhalten eines Verteilnetzes

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

b) Potentiale aus Blindleistungskompensationsanlagen

Weitere Blindleistungspotentiale stellen Kompensationsanlagen dar. Hierbei wird zwischen passiven und aktiven Betriebsmitteln unterschieden. Kondensatorbänke bzw. MSCDN und Drosselspulen gehören aufgrund einer fehlenden Regelung zu den passiven Elementen und können diskret stufbar geschaltet werden. MSCDN stellen spannungshebende Blindleistung bereit und werden bei einem übernatürlichen Betrieb des Netzes verwendet. Drosselspulen hingegen liefern spannungssenkende Blindleistung und sind in Zeiten unternatürlichen Netzbetriebs im Einsatz. Daher werden MSCDN und Drosselspulen einzig zur Deckung von stationären Bedarfen eingesetzt.

Zu den aktiven Betriebsmitteln gehören rotierende Phasenschieberanlagen (RPSA) und Static Synchronous Compensator (STATCOM). Diese Anlagen können kontinuierlich regelbare Blindleistung bereitstellen. Auf Grund der Regelbarkeit der Anlagen können RPSA und STATCOM sowohl für stationäre als auch für regelbare Bedarfe eingesetzt werden. Der Fokus der Nutzung liegt im Rahmen der Untersuchungen auf der Deckung der regelbaren Bedarfe.

Bei den Berechnungen wird für alle genannten Anlagen eine Verfügbarkeit von 100 % und eine vollständige Ausnutzung des gesamten technischen Potentials angenommen. Zusätzliche Nichtverfügbarkeiten werden genauso vernachlässigt wie bspw. lokale Spannungsrestriktionen, die zu einer Einschränkung des einsetzbaren Potentials führen.

c) Potentiale aus HGÜ-Kopfstationen

HGÜ-Kopfstationen bilden die Anlandungspunkte der im Netz befindlichen Gleichstromverbindungen. Dazu gehören Anbindungen von Offshore-Windenergieanlagen oder HGÜ-Korridoren wie Ultranet, SuedLink, A-Nord, etc. Diese Umrichteranlagen können analog zu STATCOM kontinuierlich regelbare und stationäre Blindleistung bereitstellen. Der Fokus dieser Anlagen im Rahmen der Spannungsstabilitätsuntersuchungen liegt auf der Deckung von regelbaren Blindleistungsbedarfen.

Bei den Berechnungen wird analog zu den Potentialen aus Blindleistungskompensationsanlagen für alle Anlagen eine Verfügbarkeit von 100 % und eine vollständige Ausnutzung des gesamten technischen Potentials angenommen. Einzig bei der (n-1)-Ausfallberechnung der innerdeutschen HGÜ-Korridore wird nach den Planungsgrundsätzen neben dem Ausfall der Wirkleistungsübertragung auch der Ausfall der Blindleistungseinspeisung berücksichtigt.

d) Potentiale aus Markt- und Netzreservekraftwerken

Synchronmaschinen aus konventionellen Kraftwerken dienen im Netz als Spannungsquellen und können als solche u. a. regelbare Blindleistung zur Verfügung stellen. Das regelbare Blindleistungspotential aus Markt- und Reservekraftwerken steht abhängig von den Netznutzungsfällen nur für einzelne Stunden zur Verfügung, in denen das Kraftwerk auch aktiv am Netz ist und Wirkleistung einspeist. Daher können die Potentiale der Kraftwerke nur berücksichtigt werden, wenn diese auf Grund des Marktes oder wegen Redispatch am Netz sind. Es handelt sich also um eine wirkleistungsabhängige Betrachtung des Potentials. Eine zusätzliche Unterscheidung zwischen NEP und LA sind sogenannte Reservekraftwerke. Diese werden in der LA im Jahreslauf eingesetzt, um Überlastungen auf Stromkreisen zu vermeiden. Diese Kraftwerke können in den Blindleistungsanalysen wie Marktkraftwerke berücksichtigt werden, d. h. wenn diese aktiv am Netz sind und Wirkleistung einspeisen, kann das Blindleistungspotential genutzt werden. Da es sich bei den Reservekraftwerken in der LA um potentielle und keine gesicherten Reservekraftwerke handelt, wird das Potential aus diesen Kraftwerken in einer Sensitivität berücksichtigt und damit abgeschätzt, wieviel die Reservekraftwerke zur Blindleistungsdeckung beitragen können. Im NEP gibt es keine Reservekraftwerke, sodass dieser Punkt für die Betrachtungen im NEP nicht relevant ist.

e) Potentiale aus EE-Anlagen auf der HöS-Ebene

Zusätzlich zu den in Kapitel 2.2.2. a) vorgestellten Potentialen aus dem Verteilnetz werden in den Berechnungen ebenfalls Potentiale aus direkt an die HöS-Ebene angeschlossenen EE-Anlagen berücksichtigt. Dieses Potential wird als vollständig verfügbar und wirkleistungsabhängig angenommen. Durch die zu erwartenden hohen Zubauleistungen stellen direkt am HöS-Netz angeschlossene EE-Anlagen zukünftig ein großes Potential zur stationären und dynamischen Blindleistungskompensation dar. In der LA wurden die Anlagen als wirkleistungsabhängiges Potential berücksichtigt. Allerdings ist der Einfluss in der LA sehr gering, da die meisten Anlagen im Norden in Regionen mit hohem HGÜ-Potential aus Offshore-Anbindungen stehen und dort große Kapazitäten vorhanden sind. Im NEP dagegen sind die EE-Anlagen als regelbare und wirkleistungsabhängige Potentiale als eine Variable in der Variantenrechnung berücksichtigt. Damit kann der Einfluss der Anlagen deutlich gemacht werden.

f) Potentiale aus Großverbrauchern und Batteriespeichern

Durch ihre Netzanbindung über Leistungselektronik können Großverbraucher wie beispielsweise Elektrolyseure sowie Batteriespeicher zukünftig ein großes Potential zur stationären und dynamischen Blindleistungskompensation darstellen. Während Batteriespeicher denselben technischen Anforderungen wie EE-Anlagen unterliegen, ist für Großverbraucher zum jetzigen Zeitpunkt noch kein netzdienliches Verhalten durch die Bereitstellung von Blindleistung in den technischen Anschlussregeln definiert. Da über Umrichter angebundene Großverbraucher aufgrund ihrer hohen zu erwartenden Zubauleistung zukünftig ein netzdienliches Verhalten aufweisen müssen, wurden deren theoretisch denkbaren Potentiale abgeschätzt. Dazu wird anhand der Scheinleistung der Anlagen ein fester Leistungsfaktor von 0,95 angenommen und daraus die verfügbare Blindleistung berechnet. Analog zur Abbildung der Verteilnetzpotentiale aus EE-Anlagen wird für die Großverbraucher, die auf der 110-kV-Ebene oder darunter angeschlossen sind, diese Blindleistung zusätzlich mit einem Faktor 0,1 für den spannungssenkenden bzw. 0,22 für den spannungshebenden Anteil verrechnet und nur für stationäre Kompensation genutzt. Für die im Höchstspannungsnetz angeschlossenen Anlagen findet diese Unterscheidung nicht statt (analog zu direkt an der HöS-Ebene angeschlossenen EE-Anlagen) und das Potential kann vollständig für die Deckung der regelbaren Bedarfe genutzt werden. Die Verrechnung der Potentiale findet außerdem wirkleistungsunabhängig statt.

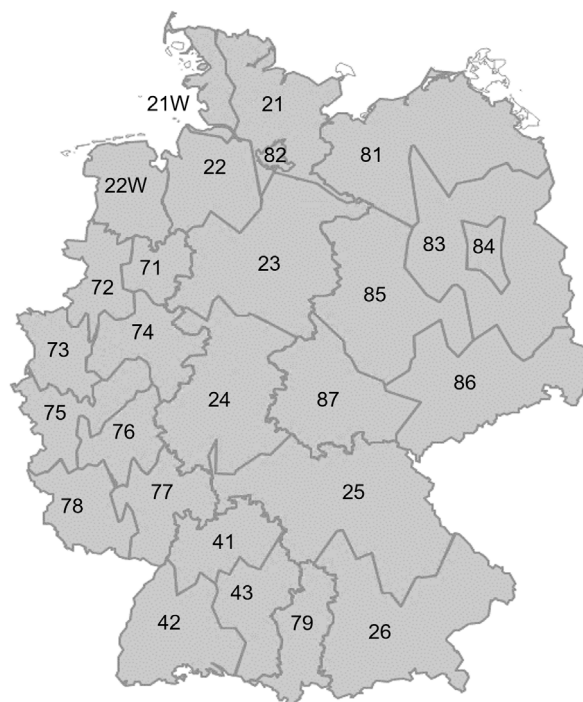
2.2.3 Ermittlung der Blindleistungsregionen

Die Blindleistungsregionen wurden basierend auf Spannungs-Blindleistungssensitivitäten im Rahmen des NEP 2035 (2021) ermittelt. Die im Folgenden beschriebene Vorgehensweise bestätigt die Eignung der gewählten Regionen. In einzelnen Fällen wird bei Bedarf eine Änderung der Regionalisierung vorgenommen.

Die zuvor bestimmten Blindleistungsbedarfe werden in der Berechnung knotenscharf ermittelt. Die einzelnen Netzknoten werden zu Blindleistungsregionen geclustert und die Blindleistungsbedarfe und -potentiale für jede Region bilanziert. Grundsätzlich stellt die Bilanzierung eine Vereinfachung dar, da von einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz auf die Einhaltung der Spannungsgrenzen geschlossen wird. Dennoch stellt die Bilanzierung eine geeignete Methode dar, um vor dem Hintergrund der Unsicherheiten des NEP-Szenarios die notwendigen Zubaubedarfe bestimmen zu können.

Die regionale Bilanzierung setzt voraus, dass sich spannungshhebende und spannungssenkende Blindleistungsbedarfe und -potentiale innerhalb einer Blindleistungsregion vollständig auskompensieren können. Es bedeutet weiterhin, dass alle Blindleistungsanlagen innerhalb einer Netzgruppe die Spannung regeln können. Inwiefern eine Blindleistungseinspeisung an einem entfernten Netzknoten eine Spannungsänderung bewirkt, hängt maßgeblich von der Kurzschlussleistung und der elektrischen Entfernung zwischen den Netzknoten ab. Als Maßstab für die Regelbarkeit wird die Spannungs-Blindleistungssensitivität genutzt. Sie beschreibt welche Spannungsänderung an einem Netzknoten A durch eine Blindleistungseinspeisung an einem Netzknoten B verursacht wird. Nach Bestimmung einer solchen Sensitivität für alle Höchstspannungsknoten, lassen sich die Netzknoten clustern, die untereinander eine signifikante Sensitivität aufweisen. In einzelnen Regionen (ehemals D21, D22, in Abbildung 5) ist eine Neueinteilung der Regionen notwendig. In D21 und D22 ist vor allem durch die vielen Onshore Konverterstationen ein hohes Blindleistungspotential vorhanden. Dennoch befinden sich diese Anlagen überwiegend im westlichen Teil dieser Regionen, so dass im östlichen Teil wegen der schwachen Vermaschung eine geringe Sensitivität vorliegt. Daher wurde eine neue Aufteilung vorgenommen. Neben der beschriebenen Vorgehensweise fließen auch betriebliche Erfahrungen in die Ausgestaltung mit ein. Schließlich ergeben sich 27 Blindleistungsregionen, die zur Bilanzierung herangezogen werden. Nachgelagert zum Netzentwicklungsplan werden zur Auswahl und Bestimmung geeigneter Standorte für Betriebsmittel, neben der bilanziellen Betrachtung, auch standortspezifische Betrachtungen in detaillierten Untersuchungen durchgeführt. Diese standortspezifischen Betrachtungen stehen hier nicht im Fokus.

Abbildung 5: In den Untersuchungen verwendete Blindleistungsregionen



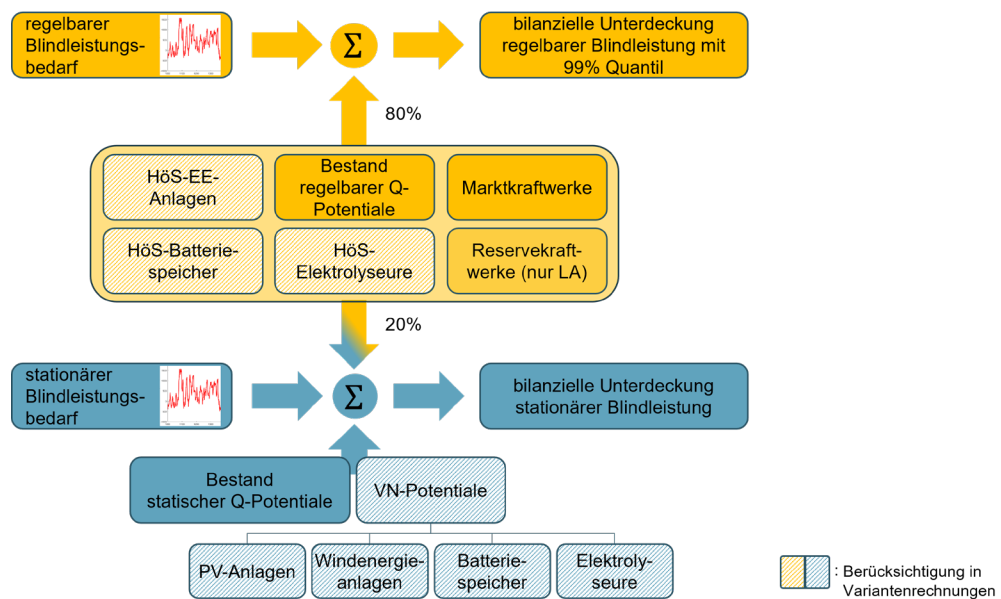
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.2.4 Vorgehensweise zur Zubaubedarfsermittlung (Blindleistungsbilanzierung)

Die ermittelten stationären und regelbaren Blindleistungsbedarfe werden stundenscharf mit den verfügbaren Blindleistungspotentialen verrechnet. Das Ergebnis der Bilanzierung aus Bedarfen und Potentialen liefert den zusätzlichen Zubaubedarf, der durch geeignete Maßnahmen gedeckt werden muss. Die Blindleistungspotentiale werden analog zu den Bedarfen nach „regelbaren“ und „stationären“ Potentialen differenziert. Abbildung 6 zeigt die schematische Vorgehensweise zur Blindleistungsbilanzierung auf.

Abbildung 6: Schematische Darstellung der Vorgehensweise zur Blindleistungsbilanzierung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Anstelle der komplexen Abbildung ihres Einsatzes und den damit einhergehenden Unsicherheiten bei der Bestimmung der vorhandenen dynamischen Blindleistungsreserven, setzen regelbare Anlagen pauschal 20 % ihres Potentials zur Deckung stationärer und 80 % ihres Potentials zur Deckung dynamischer Bedarfe ein. Zu diesen Anlagen gehören HGÜ-Konverter, Marktkraftwerke, STATCOM-Anlagen, rotierende Phasenschieberanlagen (RPSA), sowie EE-Anlagen, Batteriespeicher und Elektrolyseure im HöS-Netz, die für jede Region und Stunde gegeneinander verrechnet werden. Dabei werden ausschließlich die unteren 99 %-Quantile der dynamischen Bedarfe berücksichtigt.

Sowohl für die Ermittlung stationärer als auch dynamischer Blindleistungsbedarfe wird angenommen, dass das Potential aus den Verteilnetzen in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung und der vorhandenen Kapazitäten der Kuppeltransformatoren vollständig verfügbar ist, dass alle Kompensationsanlagen sowie HGÜs verfügbar sind sowie jeweils das volle technische Potential der Anlagen ausgenutzt werden kann. Kraftwerke werden nur dann als verfügbar angenommen, wenn sie im Betrieb sind und Wirkleistung in das Netz einspeisen. Zusätzliche Nichtverfügbarkeiten werden genauso vernachlässigt wie bspw. lokale Spannungsrestriktionen, die zu einer Einschränkung des einsetzbaren Potentials führen.

Übersteigt der Bedarf einer Region das verfügbare Potential, wird für diese Stunde die Differenz als zusätzlicher Zubaubedarf ausgewiesen. Das Maximum des Zubaubedarfs aller Stunden wird als Zubaubedarf für die entsprechende Region ausgewiesen.

Nachdem der gesamte Jahreslauf mit der beschriebenen Methode ausgewertet ist, stehen für jede Region die stationären (getrennt für spannungshebend und spannungssenkend) und die regelbaren Bedarfe fest. Anhand dieser Zubaubedarfe werden zusätzliche notwendige Anlagen abgeleitet und standort- bzw. regionenscharf verortet.

2.2.5 Untersuchungsvarianten

Die in Abbildung 6 dargestellten Schritte der Zubaubedarfsermittlung werden für verschiedene Ausgangsszenarien durchgeführt, um den Unsicherheiten bei der zukünftigen Bereitstellung von Blindleistung durch verschiedene, zuvor beschriebene Anlagentypen Rechnung zu tragen. Dabei wurden nachfolgende Varianten in der Langfristanalyse 2030 (s. Tabelle 3) und im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) (s. Tabelle 4) untersucht.

Tabelle 3: Untersuchungsvarianten in der Langfristanalyse 2030

Berücksichtigung von...	Basis	Variante 1 (Ausweisungsrelevant)	Variante 2
Verteilnetzpotentiale	Nein	Ja	Ja
Potentiale von Reservekraftwerke	Nein	Nein	Ja

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die Ausweisung der Bedarfe wird in der Langfristanalyse die Variante 1 gewählt. Damit wird berücksichtigt, dass die angenommen Potentiale im Verteilnetz genutzt werden können. Die Verfügbarkeit der Reservekraftwerke und deren Potentiale ist nur gegeben, falls sie zum Redispatch hochgefahren werden. Ansonsten stehen sie nicht zur Verfügung. Weitere Unsicherheiten zur Verfügbarkeit der Reservekraftwerke können ihren Beitrag zur Spannungshaltung zusätzlich schmälern. Für eine robuste und sichere Planung wird daher die Variante 1 als die ausweisungsrelevante Variante gewählt, auf dessen Basis die Bedarfe ausgewiesen werden.

Tabelle 4: Untersuchungsvarianten im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) für Szenario B 2037

Berücksichtigung von...	Basis	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4 (Ausweisungsrelevant)
Verteilnetzpotentiale	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja
Potentiale von HöS-EE-Anlagen	Nein	Nein	Ja (20%/80% des Pot. zur Deckung stat./dyn. Bedarfe)	Ja (20%/80% des Pot. zur Deckung stat./dyn. Bedarfe)	Ja (20%/80% des Pot. zur Deckung stat./dyn. Bedarfe)
Potentiale von Elektrolyseuren	Nein	Nein	Nein	Ja (100% des Pot. zur Deckung stat. Bedarfe)	Ja (20%/80% des Pot. zur Deckung stat./dyn. Bedarfe)
Potentiale von Batteriespeichern	Nein	Nein	Nein	Ja (100% des Pot. zur Deckung stat. Bedarfe)	Ja (20%/80% des Pot. zur Deckung stat./dyn. Bedarfe)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die Ausweisung der Bedarfe wird im Netzentwicklungsplan die Variante 4 gewählt. Damit werden alle möglichen und relevanten Potentiale von direkt angeschlossenen Kundenanlagen und weiterer Dritter berücksichtigt. Diese Variante bildet somit ein Szenario ab, in dem entsprechende Anforderungen an die Potentialbereitstellung und Koordinierung aus dem Verteilnetz, an Großverbraucher wie Elektrolyseure flächendeckend umgesetzt und Potentiale von (Groß-) Batteriespeichern genutzt werden können.



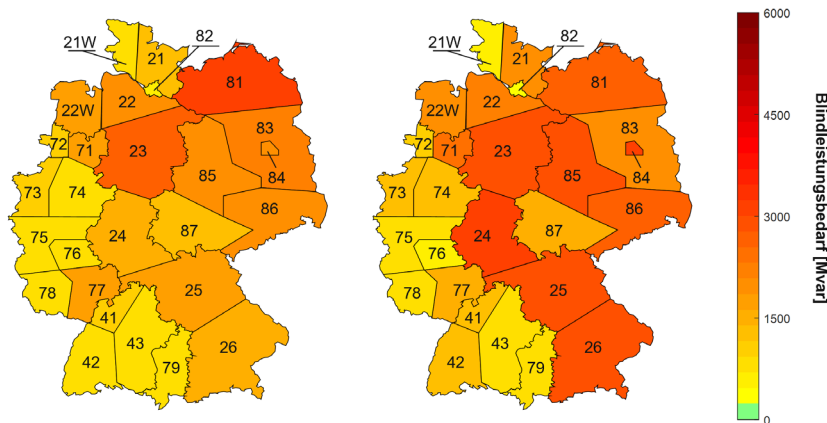
2.3 Ergebnisse des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität

Zur Deckung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität wird jeweils ein stationär spannungssenkender und spannungshebender sowie ein regelbarer Zubaubedarf ausgewiesen. Der stationäre Bedarf wird auf Basis der im Jahreslauf auftretenden stationären Leistungsflüsse ermittelt, während sich der regelbare Bedarf aus den Leistungsflussänderungen (Stundenwechsel) und den in Betracht zu ziehenden Störungen zusammensetzt.

2.3.1 Blindleistungsbedarfe

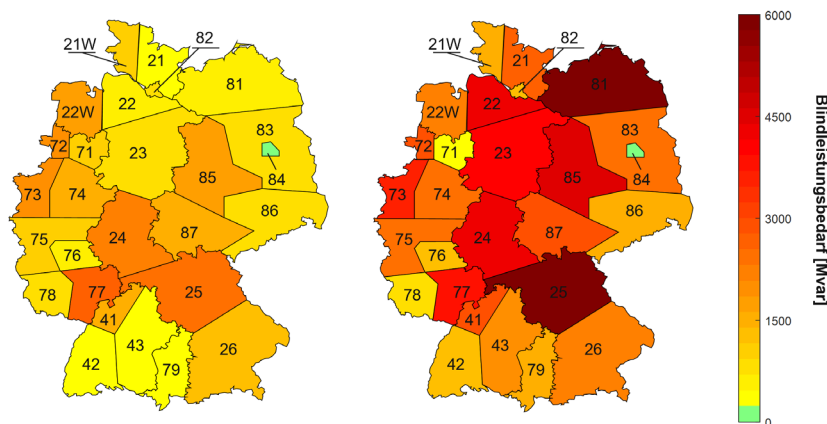
Die Blindleistungsbedarfe der Übertragungs- und Verteilnetze sind zeitvariant bzw. stark von der Betriebssituation abhängig. Die maximalen zeitungleichen stationär spannungssenkenden, stationär spannungshebenden und regelbaren Bedarfe der Blindleistungsregionen sind in Abbildung 7 bis 9 jeweils für die LA 2030 und den NEP 2037/2045 (2023) dargestellt. Bei einem Vergleich der Abbildungen ist zu erkennen, dass sich die verschiedenen Blindleistungsbedarfe zwischen den Zieljahren 2030 und 2037 in vielen Blindleistungsregionen weiter erhöhen. Dies ist insbesondere durch den hohen Zubau von EE-Anlagen nach 2030 zu erklären, da in Abhängigkeit des Primärenergiedargebots Situationen mit einem sehr hoch oder sehr niedrig ausgelasteten Übertragungsnetz auftreten. Während in einem hoch ausgelasteten Netz mit einem übernatürlichen Betrieb hohe spannungsherbende Blindleistungsbedarfe bestehen, zeichnen sich Situationen mit niedriger Netzauslastung und in Kombination mit dem fortschreitenden Ausbau des Übertragungsnetzes aufgrund des unternatürlichen Betriebs der Stromkreise durch hohe spannungssenkende Blindleistungsbedarfe aus.

Abbildung 7: Stationär spannungssenkende Blindleistungsbedarfe LA 2030 und NEP 2037/2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

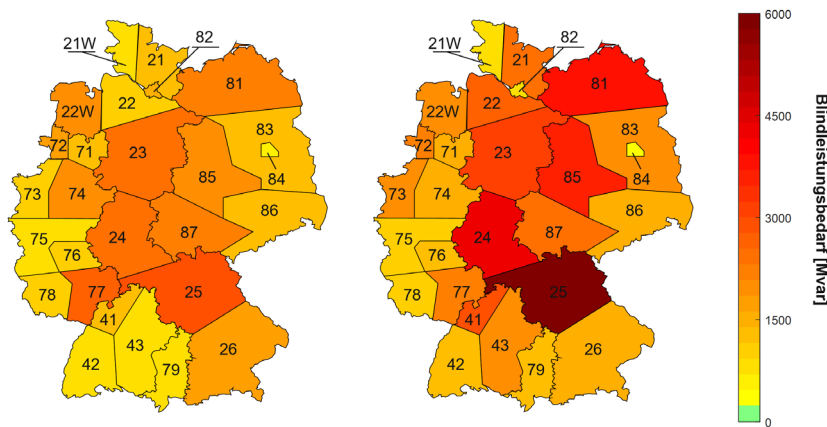
Abbildung 8: Stationär spannungsherbende Blindleistungsbedarfe LA 2030 und NEP 2037/2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 9: Regelbare Blindleistungsbedarfe (induktiv und kapazitiv) LA 2030 und NEP 2037 / 2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den Tabellen 5 und 6 sind die maximalen stationär spannungssenkenden und spannungshebenden Blindleistungsbedarfe für die Übertragungsebene (ÜNB) und die Verteilnetzebene (VNB) jeweils für die LA 2030 sowie den NEP 2037/2045 (2023) dargestellt. Jeder Eintrag stellt die Summe der maximalen Blindleistungsbedarfe für mehrere Regionen (jeweils eine Regelzone) dar. Diese Maxima in den Regionen treten zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahreslauf („zeitungleich“) auf. Die Summe wird jeweils für die bedarfsdimensionierende Stunde mit dem maximal gleichzeitig auftretenden Blindleistungsbedarf für ÜNB und VNB ausgewiesen und kann daher von der Summe der zeitungleichen Maxima von ÜNB und VNB abweichen.

Der Anstieg des Bedarfs stationär spannungssenkender Blindleistung (s. Tabelle 5) zwischen den Zieljahren 2030 (LA) und 2037 (NEP) um lediglich 22,3 % zeigt, dass bereits bis zum Jahr 2030 ein großer Anteil der benötigten spannungssenkenden Blindleistungsbedarfe gedeckt sein muss, um die stationäre Spannungshaltung gewährleisten zu können.

Tabelle 5: Maximale stationär spannungssenkende Blindleistungsbedarfe nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Blindleistungsregionen)

ÜNB	Ermittelte Bedarfe in der Langfristanalyse für das Zieljahr 2030 in Mvar			Ermittelte Bedarfe im Netzentwicklungsplan für das Zieljahr 2037 in Mvar		
	ÜNB	VNB	Summe	ÜNB	VNB	Summe
TenneT	10.366	5.369	14.055	14.180	5.150	19.423
TransnetBW	1.968	2.308	2.937	2.765	1.499	3.849
Amprion	7.684	3.941	10.325	9.597	4.064	11.623
50Hertz	8.618	5.984	14.078	10.411	6.416	15.747
Summe DE	28.636	17.602	41.395	36.954	17.129	50.642

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Gegensatz dazu steigt der stationär spannungshebende Blindleistungsbedarf (s. Tabelle 6) zwischen den Jahren 2030 und 2037 um 126 %. Dieser Umstand verdeutlicht, dass insbesondere stationär spannungshebende Blindleistungsbedarfe mit weiter ansteigender installierter Leistung von EE-Anlagen ebenfalls ansteigen. Dies ist durch die zunehmenden Leistungstransite im Übertragungsnetz und dem damit verbundenen übernatürlichen Betrieb der Stromkreise zu erklären.



**Tabelle 6: Maximale stationär spannungshebende Blindleistungsbedarfe nach Regelzone
(Zeitungleiche Summierung der Blindleistungsregionen)**

ÜNB	Ermittelte Bedarfe in der Langfristanalyse für das Zieljahr 2030 in Mvar			Ermittelte Bedarfe im Netzentwicklungsplan für das Zieljahr 2037 in Mvar		
	ÜNB	VNB	Summe	ÜNB	VNB	Summe
TenneT	11.253	3.671	11.411	28.609	2.996	29.154
TransnetBW	2.170	2.711	2.743	6.172	1.264	6.700
Amprion	10.524	5.065	12.830	18.067	4.808	19.635
50Hertz	7.098	1.504	6.847	21.339	1.848	20.906
Summe DE	31.045	12.950	33.831	74.187	10.916	76.395

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Tabelle 7 ist der maximale zeitungleiche regelbare Systembedarf jeder Regelzone dargestellt, jeweils nach einem Stundenwechsel sowie nach einem Störfall. Als Summe werden die Bedarfe der bedarfsdimensionierenden Stunde von einem Stundenwechsel bei einem gleichzeitig auftretenden Störfall addiert und jeweils das 99 %-Quantil ausgewiesen.

**Tabelle 7: Maximale regelbare Blindleistungsbedarfe nach Regelzone
(Zeitungleiche Summierung der Blindleistungsregionen)**

ÜNB	Ermittelte Bedarfe in der Langfristanalyse für das Zieljahr 2030 in Mvar			Ermittelte Bedarfe im Netzentwicklungsplan für das Zieljahr 2037 in Mvar		
	Stundenwechsel	Störfall	Summe (99 %-Quantil)	Stundenwechsel	Störfall	Summe (99 %-Quantil)
TenneT	8.757	6.681	9.797	18.348	7.500	14.102
TransnetBW	2.287	1.036	1.890	5.888	796	3.554
Amprion	9.578	3.952	8.555	14.101	1.058	8.539
50Hertz	6.049	5.858	7.889	12.779	1.726	8.014
Summe DE	26.671	17.527	28.131	51.116	11.080	34.209

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Es ist zu erkennen, dass das untere 99 %-Quantil der summierten Bedarfe in der bedarfsdimensionierenden Stunde in einigen Fällen geringer ist als das auftretende Maximum des regelbaren Blindleistungsbedarfs. Dies verdeutlicht, dass lediglich in einer geringen Anzahl von Jahresstunden bei einem Störereignis während eines Stundenwechsels entsprechend hohe Bedarfe auftreten können. Zudem zeigt der Vergleich der Bedarfe der LA 2030 und des NEP 2037/2045 (2023), dass innerhalb dieser Periode die deutschlandweiten regelbaren Bedarfe um lediglich 21,6 % ansteigen. Daraus lässt sich die Schlussfolgerung ableiten, dass viele der benötigten regelbaren Bedarfe bereits bis 2030 gedeckt werden müssen, um die Spannungsstabilität gewährleisten zu können.

2.3.2 Blindleistungspotentiale

Den Blindleistungsbedarfen stehen zeitvariante Blindleistungspotentiale gegenüber, die zu deren Deckung herangezogen werden und in den Tabellen 8 bis 10 summarisch dargestellt sind. Die stationären Potentiale setzen sich in beiden betrachteten Zeithorizonten 2030 (LA) und 2037 (NEP) aus schaltbaren Anlagen wie Drosselspulen und MSCDN und aus Verteilnetzpotentialen zusammen. Für die Deckung der regelbaren Bedarfe stehen Blindleistungspotentiale aus verschiedenen Anlagen zur Verfügung. Dazu gehören in beiden Zeithorizonten regelbare Kompensationsanlagen wie STATCOM und rotierende Phasenschieber, Markt- und Reservekraftwerke und HGÜ-Konverter. Da es für diese Anlagen bereits detaillierte technische Anschlussregeln gibt, werden deren Potentiale in allen Berechnungen berücksichtigt und als gesetzt angenommen. Außerdem werden im Zuge von Sensitivitätsrechnungen erstmals Potentiale aus Elektrolyseuren, Großbatteriespeichern und direkt ans Höchstspannungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen berücksichtigt. Diese Potentiale werden nachfolgend als „optional“ bezeichnet. Aufgrund einer konservativen Herangehensweise in der LA 2030 werden Elektrolyseure und Großbatteriespeicher nur im NEP 2037/2045 (2023) berücksichtigt. Bei Elektrolyseuren und Großbatteriespeichern wird bei einem Anschluss auf der 110-kV-Ebene von einem rein stationären Potential ausgegangen. Für einen Anschluss auf Höchstspannungsebene wird ein regelbar nutzbares Potential unterstellt. Direkt angeschlossenen EE-Anlagen hingegen wird analog zu den Kraftwerks- und HGÜ-Potentialen ein fester Anteil von 20 % des Potentials als stationär zu verwendendes Potential unterstellt (s. Kapitel 2.2.4).

Das regelbare Blindleistungspotential wird als zusätzliches Potential für die stationäre Bedarfsdeckung in der jeweiligen Stunde angesetzt (vgl. Beschreibung in Kapitel 2.2.3). Die genaue Vorgehensweise bei der Verrechnung wird ebenfalls in Kapitel 2.2.4 erläutert.

Tabelle 8: LA 2030 – Stationäre und regelbare Blindleistungspotentiale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)

ÜNB	Stationäre Blindleistungspotentiale in Mvar				Regelbare Blindleistungspotentiale in Mvar			
	Drossel- spulen	max. Verteilnetzpotential spannungssenkend	MSCDN	max. Verteilnetzpotential spannungshebend	Regelbare Komp.- Anlagen	HGÜ- Konverter	Markt- und Reservekraftwerke (von ... bis) ⁷	
TenneT	13.044	1.107	8.400	2.436	2.740	7.402	0	1.513
TransnetBW	2.850	155	2.250	341	2.157	657	300	1.224
Amprion	7.600	862	6.900	1.895	6.500	3.520	56	4.116
50Hertz	12.228	977	2.326	2.149	3.634	0	0	1.370
Summe DE	35.722	3.101	19.876	6.821	15.031	11.579	356	8.223

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im ersten Teil von Tabelle 8 und 9 ist jeweils das stationäre Blindleistungspotential dargestellt. Dabei sind die Drossel- und MSCDN-Potentiale als in jeder Stunde vollständig nutzbar angenommen. Dem entgegen steht das Verteilnetzpotential, welches in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung zur Verfügung steht (s. Kapitel 2.2.2 a) und hier in Form des maximal im Jahreslauf auftretenden Wertes dargestellt ist. Der zweite Teil der Tabellen 8 und 9 gibt die regelbaren Blindleistungspotentiale an. Dabei stehen die Potentiale aus regelbaren Kompensationsanlagen und HGÜ-Konverter vollständig und in jeder Stunde zur Verfügung. Die starke Varianz der Potentiale aus Markt- und Reservekraftwerken ist auf deren marktlichen bzw. Einsatz nach Redispatch zurückzuführen. Die Potentiale aus HöS-EE-Anlagen sind, falls in der entsprechenden Berechnungsvariante berücksichtigt, wirkleistungsabhängig und hier als Maximalwerte dargestellt.

Die unterschiedlich angenommenen Potentiale bei den Kompensationsanlagen basieren für die LA 2030 auf den bestätigten und geplanten Anlagen aus dem Netzentwicklungsplan mit Inbetriebnahme <2031. Für den NEP 2037/2045 (2023) basieren die Potentiale auf den bestätigten und in Umsetzung befindlichen Anlagen.

⁷ Der kleinere Wert gibt das in der bedarfsdimensionierenden Stunde verwendete Potential an; der größere Wert das maximal zur Verfügung stehende Potential.



Tabelle 9: NEP 2037/2045 (2023) – Gesetzte stationäre und regelbare Blindleistungspotentiale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)

ÜNB	Stationäre Blindleistungspotentiale in Mvar				Regelbare Blindleistungspotentiale in Mvar			
	Drossel- spulen	max. Verteil- netzpotential spannungs- senkend	MSCDN	max. Verteil- netzpotential spannungs- hebend	Regelbare Komp.- Anlagen	HGÜ- Konverter	Markt- und Reservekraftwerke (von... bis)	
TenneT	14.204	1.512	8.715	3.326	3.561	13.972	0	1.646
TransnetBW	2.000	160	1.500	351	250	2958	0	934
Amprion	5.900	969	3.900	2.131	4.800	12.208	179	5.107
50Hertz	12.311	1.567	1.800	3.448	8.100	3.942	45	1.160
Summe DE	34.415	4.208	15.915	9.257	16.711	33.080	224	8.847

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei Betrachtung der Tabellen 8 und 9 ist außerdem zu erkennen, dass es im NEP weniger Potentiale aus Drosselspulen und MSCDN gibt. Als gesetzte stationäre und regelbare Blindleistungspotentiale werden im NEP diejenigen Anlagen berücksichtigt, die dem Startnetz des NEP zugeordnet wurden. Diese Anlagen wurden bereits in vergangenen NEP von der BNetzA bestätigt und befinden sich bereits in einem fortgeschrittenen Projektstatus. Die angenommenen Potentiale aus HGÜ-Konvertern steigen von knapp 12 Gvar im Jahr 2030 auf 33 Gvar im Jahr 2037 enorm an. Dieser Unterschied begründet sich einerseits durch die konservative Netzvariante des Kohleausstiegsszenarios und den daraus resultierenden nach 2030 stattfindenden Inbetriebnahmedaten. Ein weiterer Grund sind die im NEP neu identifizierten HGÜ-Übertragungsstrecken, die das Potential zusätzlich stark erhöhen.

Tabelle 10: NEP 2037/2045 (2023) – Optionale stationäre und regelbare Blindleistungspotentiale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)

ÜNB	Potentiale aus Elektrolyseuren in Mvar			Potentiale aus Großbatteriespeichern in Mvar			Potentiale aus EE-Anlagen auf HöS-Ebene in Mvar
	110 kV-seitig stationär spannungs- senkend	110 kV-seitig stationär spannungs- hebend	HöS-seitig regelbar	110 kV-seitig stationär spannungs- senkend	110 kV-seitig stationär spannungs- hebend	HöS-seitig regelbar	regelbar
TenneT	7	15	2.619	1.164	2.560	7	363
TransnetBW	18	39	0	400	880	0	0
Amprion	176	388	197	764	1.680	30	0
50Hertz	85	188	1.999	648	1.427	74	5.691
Summe DE	286	630	4.815	2.976	6.547	111	6.054

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Potentiale aus Elektrolyseuren und Großbatteriespeichern werden nur für den NEP berücksichtigt. Sie sind abhängig von der Spannungsebene, an der die Anlagen angeschlossen sind. Für Anlagen auf der 110-kV-Ebene wird ein ausschließlich stationäres und für Anlagen auf der HöS-Ebene ein regelbares Potential unterstellt.



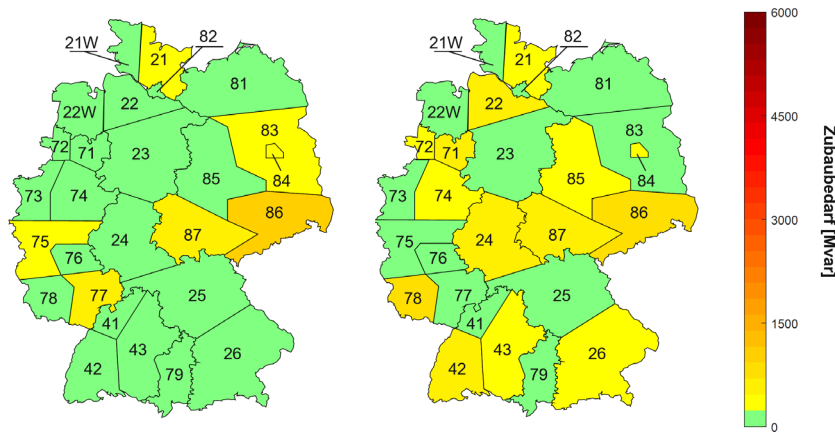
2.3.3 Ermittlung der Zubaubedarfe

Mit der Verrechnung der Blindleistungsbedarfe mit den jeweiligen zeitabhängigen Potentialen ergeben sich die zeitabhängigen Zubaubedarfe. Hier ist anzumerken, dass die zugrunde gelegten Potentiale in der LA sowie im NEP nicht identisch sind. Das liegt daran, dass im Gegensatz zur LA 2030 im NEP 2037/2045 (2023) die Potentiale auf den bestätigten und in Umsetzung befindlichen Anlagen basieren. Währenddessen werden in der LA 2030 alle Anlagen berücksichtigt, die bis 2031 geplant und voraussichtlich umgesetzt sind.

Die Ausweisung der Zubaubedarfe für die Zieljahre 2030 und 2037 basiert jeweils auf einem idealen Modell. In beiden Modellen (Langfristanalyse 2030 und Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023)) sind betriebliche Herausforderungen nicht vollständig erfasst. Unter anderem wurde angenommen, dass keinerlei betriebliche Restriktionen vorliegen und zu jeder Stunde alle Betriebsmittel zur Verfügung stehen sowie optimal eingesetzt werden können. Trotz Unsicherheiten durch Markt, Witterungsbedingungen, Prognosen, etc. wird eine genaue Bestimmung der Blindleistungsbedarfe für die folgende Stunde angenommen. Weiter wird davon ausgegangen, dass alle Kraftwerke, wie durch die Marktsimulation vorgegeben, in vollem Umfang zur Verfügung stehen.

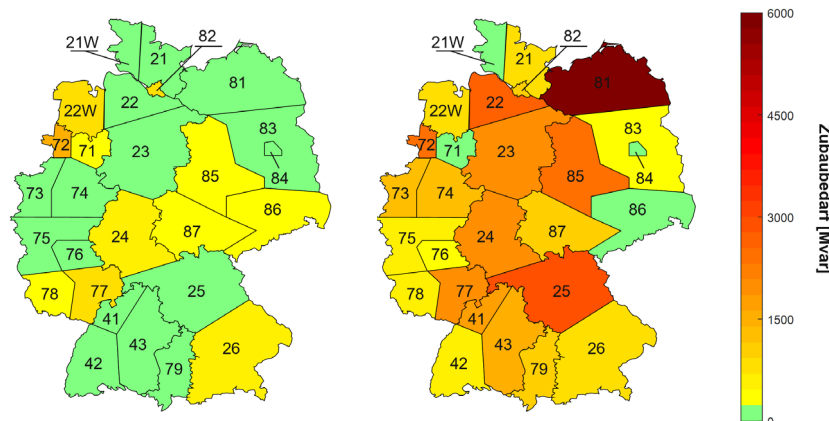
In den Abbildungen 10 bis 12 finden sich die jeweiligen Maxima der nicht zeitgleichen Blindleistungsdefizite. Alle Regionen, für die mit der gewählten Methode keine zusätzlichen Zubaubedarfe ermittelt werden, sind in grün dargestellt. Für alle anderen Regionen kann ein Zubaubedarf ausgewiesen werden. Die summarischen Zubaubedarfe pro ÜNB werden in den nachfolgenden Kapiteln getrennt nach Zubaubedarfen bis 2030 (LA) und Zubaubedarfe bis 2037 (NEP) aufgeführt.

Abbildung 10: Stationäre spannungssenkende Zubaubedarfe LA 2030 und NEP 2037 / 2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

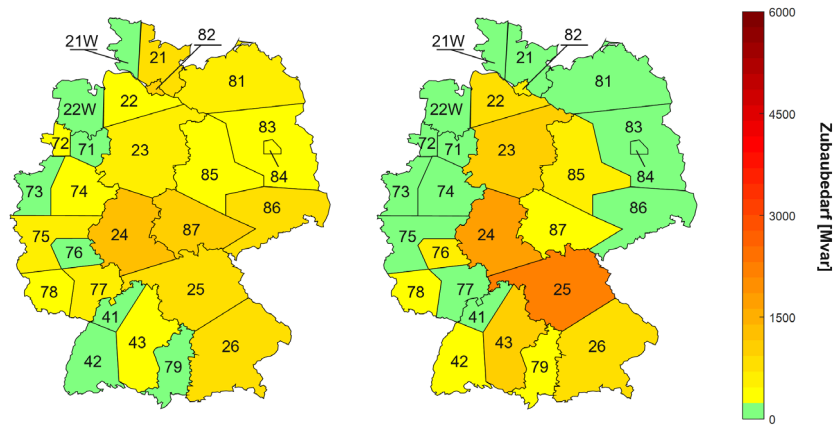
Abbildung 11: Stationäre spannungshebende Zubaubedarfe LA 2030 und NEP 2037 / 2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 12: Regelbare Zubaubedarfe LA 2030 und NEP 2037/2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.3.1 Stationär spannungssenkender Zubaubedarf

Zubaubedarf bis 2030

In Tabelle 11 ist der summierte spannungssenkende Zubaubedarf pro ÜNB für das Zieljahr 2030 dargestellt. Für das Basis-szenario ergibt sich ein Gesamtzubaubedarf von 5.441 Mvar. Die Berücksichtigung von spannungssenkenden Potentialen im Verteilnetz (Variante 1) hat einen geringen Einfluss auf die Zubaubedarfe, da in Stunden mit hohen spannungssenkenden Bedarfen nur wenige EE-Anlagen im Verteilnetz aktiv sind oder mit mehr als 20 % ihrer Nennleistung einspeisen. Dadurch ergibt sich eine Reduktion der Zubaubedarfe um lediglich 294 Mvar (entspricht -5,4 %) gegenüber dem Basis-szenario. Durch die zusätzliche Berücksichtigung von Reservekraftwerken (Variante 2) können die Zubaubedarfe weiter reduziert werden. Jedoch ist der Einfluss gering, da die Reservekraftwerke entweder in Regionen mit geringen Bedarfen verortet oder in der bedarfsdimensionierenden Stunde nicht am Netz sind. Insgesamt reduzieren sich die Zubaubedarfe in Variante 2 um -6,2 % gegenüber dem Basis-szenario.

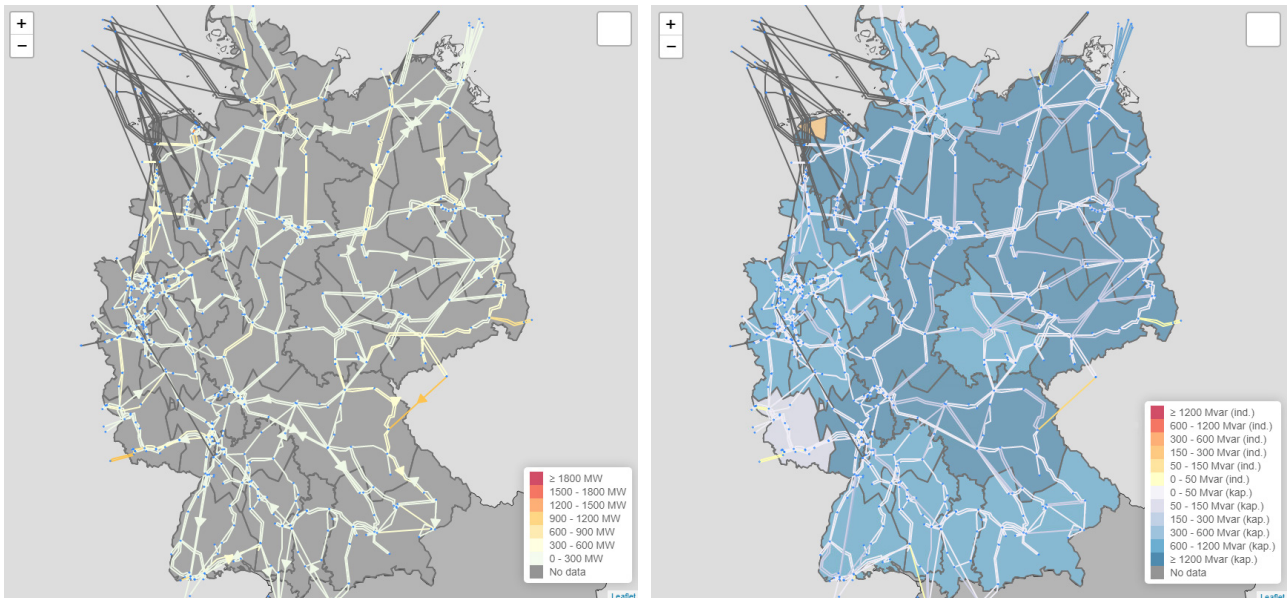
Tabelle 11: Spannungssenkender Zubaubedarf in Mvar für das Zieljahr 2030

ÜNB	Stationärer Zubaubedarf spannungssenkend in Mvar		
	Basis-szenario	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

In Abbildung 13 ist exemplarisch die Lastflusssituation in der bedarfsdimensionierenden Stunde (3534) für die Netz-gruppe D77 dargestellt. Die Stunde ist gekennzeichnet durch eine schwache Auslastung des Netzes. Die Last beträgt nur ca. ein Drittel der Jahreshöchstlast und wird überwiegend durch die beinahe ausschließlich im Verteilnetz befindliche PV-Einspeisung gedeckt. Die Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen sowie thermischen Kraftwerken ist sehr niedrig. Aufgrund der schwachen Auslastung des Netzes werden die Leitungen überwiegend im unternatürlichen Bereich betrieben, woraus sich ein hoher stationär spannungssenkender Zubaubedarf ergibt. Für die Netzgruppe D77 beträgt der stationär spannungssenkende Zubaubedarf ca. 707 Mvar. Die Zahlen zur Einspeise- und Lastsituation sind in Tabelle 12 dargestellt.

**Abbildung 13: Maximaler spannungssenkender Bedarf in D77 für das Zieljahr 2030
(links: Wirkleistungsfluss; rechts: Blindleistungsbedarf)***



* Die Abbildung zeigt keine konkreten Trassenverläufe. Zudem werden etwaige Bündelungen nicht abgebildet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Einspeisung und Last in der bedarfsdimensionierenden Stunde 3534 für das Zieljahr 2030

Quelle	Einspeisung in Stunde 3534 (GW)	Maximale Einspeisung (GW)
PV	10,6	142,5
Wind Onshore	8,8	95,3
Wind Offshore	0,7	27,4
Thermische KW	2,2	32,6
Last	-44,7	-172,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zubaubedarf bis 2037

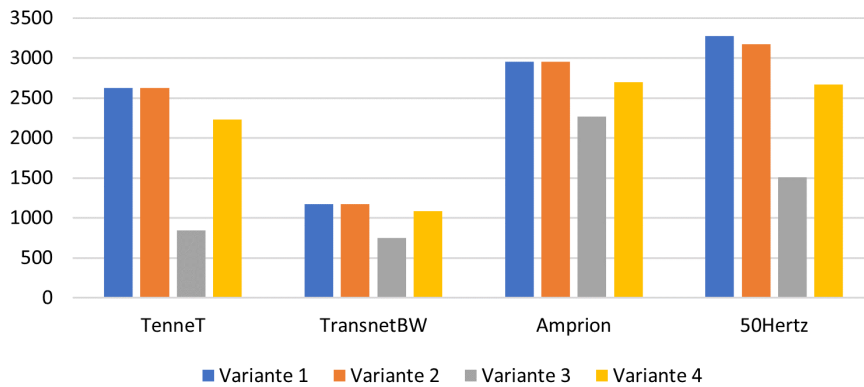
In Tabelle 13 und Abbildung 14 ist der summierte Zubaubedarf pro ÜNB für das Zieljahr 2037 dargestellt. Für das Basisszenario ergibt sich ein Gesamtzubaubedarf von 10.411 Mvar. Bei Berücksichtigung von spannungssenkenden Potentialen im Verteilnetz (Variante 1) sinkt der Zubaubedarf geringfügig um ca. 3,7 %. Durch die Berücksichtigung der Potentiale der direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen (Variante 2) können die Zubaubedarfe noch weiter reduziert werden (entspricht einer gesamten Reduktion von ca. 4,7 %). Diese geringe Verbesserung ist dadurch zu begründen, dass die Potentiale von HöS-EE-Anlagen regelbare Potentiale darstellen und daher lediglich 20 % ihres vollen Potentials zur Deckung stationärer Bedarfe eingesetzt werden. Bei einer zusätzlichen Berücksichtigung der Potentiale von Großbatteriespeichern und Elektrolyseuren kann eine Reduktion des Zubaubedarfs um 48,5 % im Vergleich zum Basisszenario erreicht werden, wenn diese ausschließlich zur Deckung stationärer Bedarfe (Variante 3) herangezogen werden (s. Abbildung 14). In Variante 4 hingegen werden die Potentiale von Großbatteriespeichern und Elektrolyseuren als regelbare Potentiale betrachtet. Hier reduzieren sich die gesamten Zubaubedarfe um 16,6 % gegenüber dem Basisszenario.

Tabelle 13: Spannungssenkender Zubaubedarf in Mvar im NEP 2037 / 2045 (2023)

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

Abbildung 14: Stationärer spannungssenkender Zubaubedarf im NEP 2037 / 2045 (2023) in Mvar



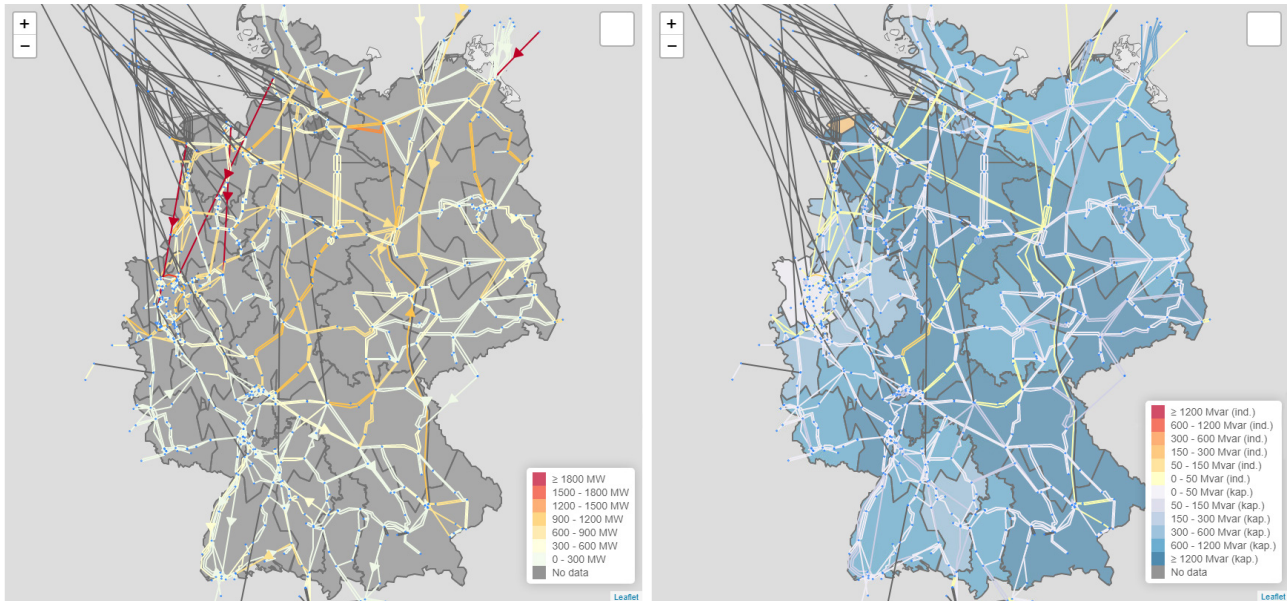
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der maximale spannungssenkende Blindleistungsbedarf für das Zieljahr 2037 ist in Abbildung 15 exemplarisch für die Netzgruppe D78 mit der bedarfsdimensionierenden Stunde 4875 dargestellt.

Ähnlich zur bedarfsdimensionierenden Stunde für das Zieljahr 2030 handelt es sich um eine Situation mit einem schwach ausgelasteten Übertragungsnetz, in der die Last nur knapp ein Viertel des Jahreshöchstwertes beträgt (s. Tabelle 14). Die höchste Einspeiseleistung stammt aus Onshore-Windenergieanlagen, wohingegen Offshore-Windenergieanlagen sowie thermische Kraftwerke mit einer vergleichsweise geringen und PV-Anlagen keine Leistung in das Netz einspeisen. Aufgrund der geringen Netzauslastung und dem damit einhergehenden unternatürlichen Betrieb der Stromkreise ergibt sich ein stationär spannungssenkender Blindleistungsbedarf.



**Abbildung 15: Maximaler spannungssenkender Bedarf in D78 für das Zieljahr 2037
(links: Wirkleistungsfluss; rechts: Blindleistungsbedarf)***



* Die Abbildung zeigt keine konkreten Trassenverläufe. Zudem werden etwaige Bündelungen nicht abgebildet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Einspeisung und Last in der bedarfsdimensionierenden Stunde 4875

Quelle	Einspeisung in Stunde 4875 (GW)	Maximale Einspeisung (GW)
PV	0	238,8
Wind Onshore	22,9	148,7
Wind Offshore	7,0	58,5
Thermische KW	1,1	34,9
Last	-53,1	-276,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.3.2 Stationär spannungshebender Zubaubedarf

Zubaubedarf bis 2030

Die resultierenden Zubaubedarfe für stationär spannungshebende Blindleistung sind summarisch pro ÜNB in Tabelle 15 dargestellt. Im Basisszenario ergibt sich ein Gesamtzubaubedarf von 11.122 Mvar. Durch die Berücksichtigung von spannungshebenden Potentialen aus EE-Anlagen im Verteilnetz (Variante 1) können die Zubaubedarfe signifikant um -25 % gesenkt werden. Grund dafür ist, dass in Stunden mit einem hohen spannungshebenden Bedarf viele EE-Anlagen im Verteilnetz aktiv sind und so einen Teil des spannungshebenden Bedarfs im Verteilnetz decken können. Die zusätzliche Berücksichtigung von Reservekraftwerken (Variante 2) zeigt einen geringen Einfluss, da dieses entweder nicht in den Regionen mit spannungshebenden Defiziten liegen oder in den bedarfsdimensionierenden Stunden nicht aktiv am Netz sind. In Variante 2 reduziert sich der Zubaubedarf um -27,1 % gegenüber dem Basisszenario.

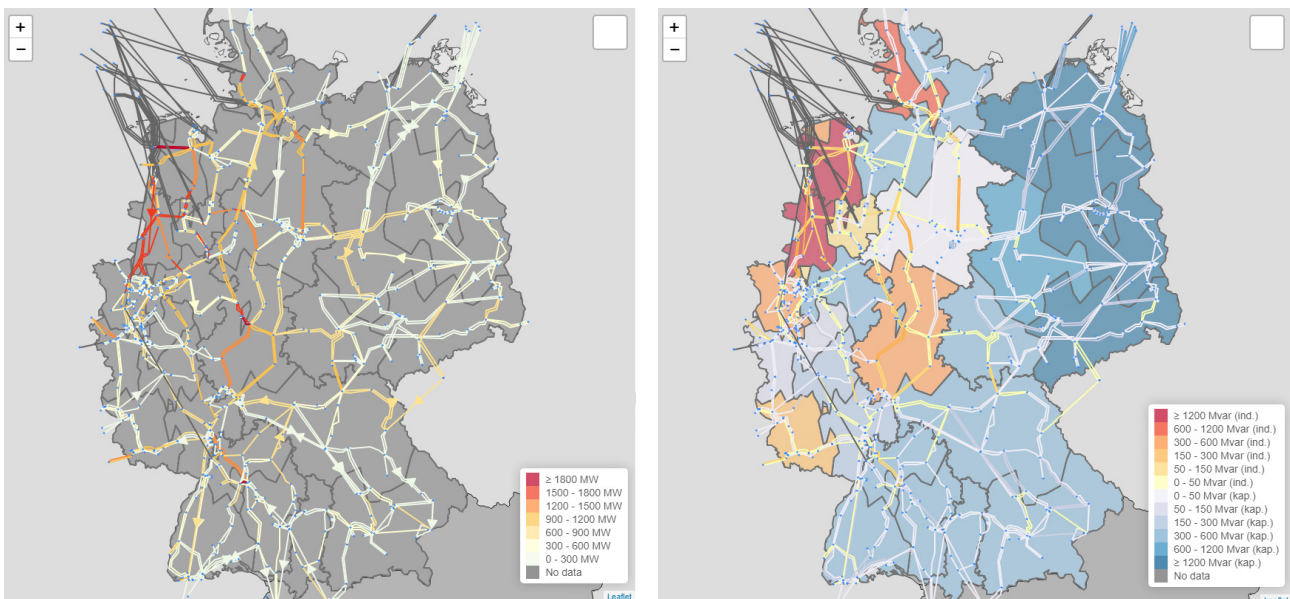
Tabelle 15: Spannungshebender Zubaubedarf in Mvar bis 2030

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

Beispielhaft für den stationär spannungshebenden Zubaubedarf im Zieljahr 2030 ist in Abbildung 16 die Lastflusssituation in der bedarfsdimensionierenden Stunde 4179 für die Netzgruppe D22_W dargestellt. In dieser Stunde sind nur wenige thermische Kraftwerke am Netz. Die Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen im Norden deckt einen Teil der Lastnachfrage, führt jedoch wegen der erhöhten Transportaufgabe zu einer hohen Auslastung der AC-Leitungen (Abbildung 16, links) und gleichzeitig zu einem hohen spannungshebenden Blindleistungsbedarf vor allem in D22_W (Abbildung 16, rechts). Der stationäre spannungshebende Zubaubedarf beträgt 963 Mvar für die Netzgruppe D22_W. Die jeweiligen Einspeisungen und die Lastnachfrage in dieser Stunde sind der Tabelle 9 zu entnehmen.

Abbildung 16: Maximaler spannungshebender Bedarf in D22_W im Zieljahr 2030 (links: Wirkleistungsfluss; rechts: Blindleistungsbedarf)*



* Die Abbildung zeigt keine konkreten Trassenverläufe. Zudem werden etwaige Bündelungen nicht abgebildet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Einspeisungen und Last in der bedarfsdimensionierenden Stunde 4179

Quelle	Einspeisung in Stunde 4179 (GW)	Maximale Einspeisung (GW)
PV	0	142,5
Wind onshore	29,2	95,3
Wind offshore	17,1	27,4
Thermische KW	6,1	32,6
Last	-58,9	-172,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zubaubedarf bis 2037

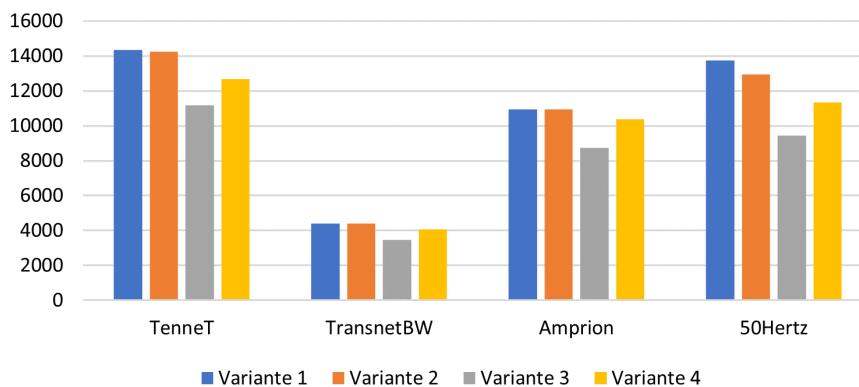
In Tabelle 17 und Abbildung 17 ist der summierte Zubaubedarf pro ÜNB für stationär spannungshebende Blindleistung für das Zieljahr 2037 dargestellt. Für das Basisszenario ergibt sich ein Gesamtzubaubedarf von 46.861 Mvar. Werden spannungshebende Potentiale im Verteilnetz (Variante 1), berücksichtigt sinkt der Zubaubedarf auf 43.428 Mvar (entspricht ca. -7,3% gegenüber dem Basisszenario). Einen geringen Einfluss hat die Berücksichtigung von direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen (Variante 2). Hier ergibt sich einen Bedarf von 42.527 Mvar (entspricht ca. -9,2 % gegenüber dem Basisszenario). Werden Elektrolyseure und Großbatteriespeicher für die Deckung von stationären Bedarfen (Variante 3) berücksichtigt, reduziert sich der Zubaubedarf signifikant um ca. -30 % (gegenüber dem Basisszenario) auf 32.786 Mvar. Werden dagegen Elektrolyseure und Großbatteriespeicher nur zur Deckung des dynamischen Bedarfs berücksichtigt (Variante 4), reduziert sich der Bedarf nur auf 38.456 Mvar (entspricht -17,9 % gegenüber dem Basisszenario).

Tabelle 17: Spannungshebender Zubaubedarf in Mvar im Zieljahr 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

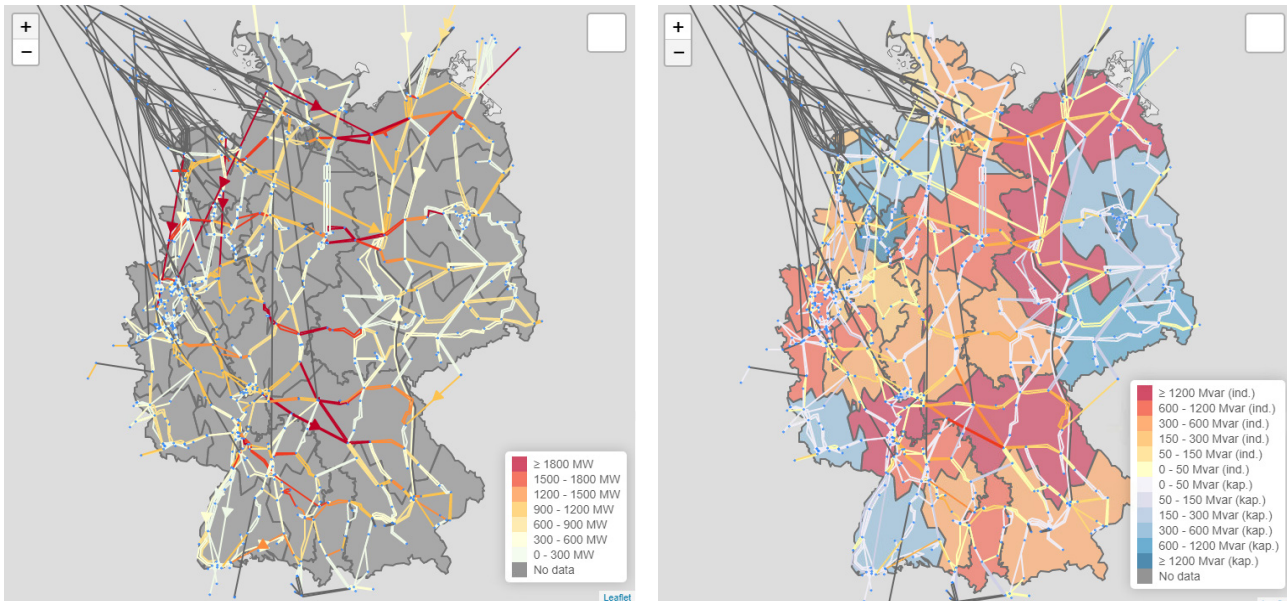
Abbildung 17: Stationärer spannungshebender Zubaubedarf im NEP 2037/2045 (2023) in Mvar



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 18 zeigt beispielhaft die Lastflusssituation in der bedarfsdimensionierenden Stunde 4282 für die Netzgruppe D25. Die Stunde ist durch eine hohe Auslastung der Leitungen in dieser Region gekennzeichnet. Die deutschlandweite Last beträgt 117,5 GW (ca. 42 % der Jahreshöchstlast) und wird überwiegend durch PV-Einspeisung gedeckt. Die Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen sowie thermischen Kraftwerken ist sehr gering. Die genauen Zahlen können Tabelle 18 entnommen werden. Aufgrund der relativ hohen Rückspeisung aus dem Verteilnetz wegen der hohen PV-Einspeisung kommt es zu einem hohen Transit der Wirkleistung durch das Höchstspannungsnetz. Daraus ergibt sich ein hoher stationärer spannungshebender Zubaubedarf. Für die Netzgruppe D25 beträgt der stationäre spannungshebende Zubaubedarf ca. 3 Gvar. Wie in Abbildung 18 ersichtlich, sind in dieser Region alle Leitungen sehr stark ausgelastet.

Abbildung 18: Maximaler spannungshebender Bedarf in D25 im NEP 2037 / 2045 (2023)
 (links: Wirkleistungsfluss; rechts: Blindleistungsbedarf)*



* Die Abbildung zeigt keine konkreten Trassenverläufe. Zudem werden etwaige Bündelungen nicht abgebildet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 18: Einspeisung und Last in der bedarfsdimensionierenden Stunde 4282 im Zieljahr 2037

Quelle	Einspeisung in Stunde 4282 (GW)	Maximale Einspeisung (GW)
PV	147,4	238,8
Wind Onshore	25,6	148,7
Wind Offshore	7,8	58,5
Thermische KW	5,6	34,9
Last	-117,5	-276,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aus den Ergebnissen der stationär spannungssenkenden und spannungshebenden Blindleistungsbedarfen lässt sich schlussfolgern, dass jeweils die Untersuchungsvariante 3 des NEP 2037 / 2045 (2023) zu den geringsten stationären Zubaubedarfen (spannungssenkend und spannungshebend) führt. Aus Abbildungen 14 und 17 ist zudem zu erkennen, dass die dritte Untersuchungsvariante jeweils deutliche höhere Potentiale zur Bereitstellung stationär spannungssenkender als spannungshebender Blindleistung aufweist, da die Zubaubedarfe in diesen Varianten am niedrigsten sind.

2.3.3.3 Regelbarer Zubaubedarf

Zubaubedarf bis 2030

Für das Zieljahr 2030 ergibt sich im Basisszenario ein regelbarer Gesamtzubaubedarf von 13.373 Mvar. Die Berücksichtigung von regelbaren Potentialen aus EE-Anlagen im Verteilnetz (Variante 1) bewirkt keine Veränderung der Zubaubedarfe, da angenommen wurde, dass diese Anlagen nur für stationäre Bedarfe zur Verfügung stehen. Die zusätzliche Berücksichtigung der Reservekraftwerke (Variante 2) reduziert die Zubaubedarfe um ca. 700 Mvar. Diese Reduktion betrifft vor allem die Regelzone Amprion (Rheinlandpfalz-Saarland D78, Östliches Ruhrgebiet und Westfalen D74) und die Regelzone TenneT (Südliches Niedersachsen D23). Insgesamt reduziert sich der regelbare Zubaubedarf in Variante 2 um -5,2 % gegenüber dem Basisszenario.

Tabelle 19: Regelbarer Zubaubedarf in Mvar bis 2030

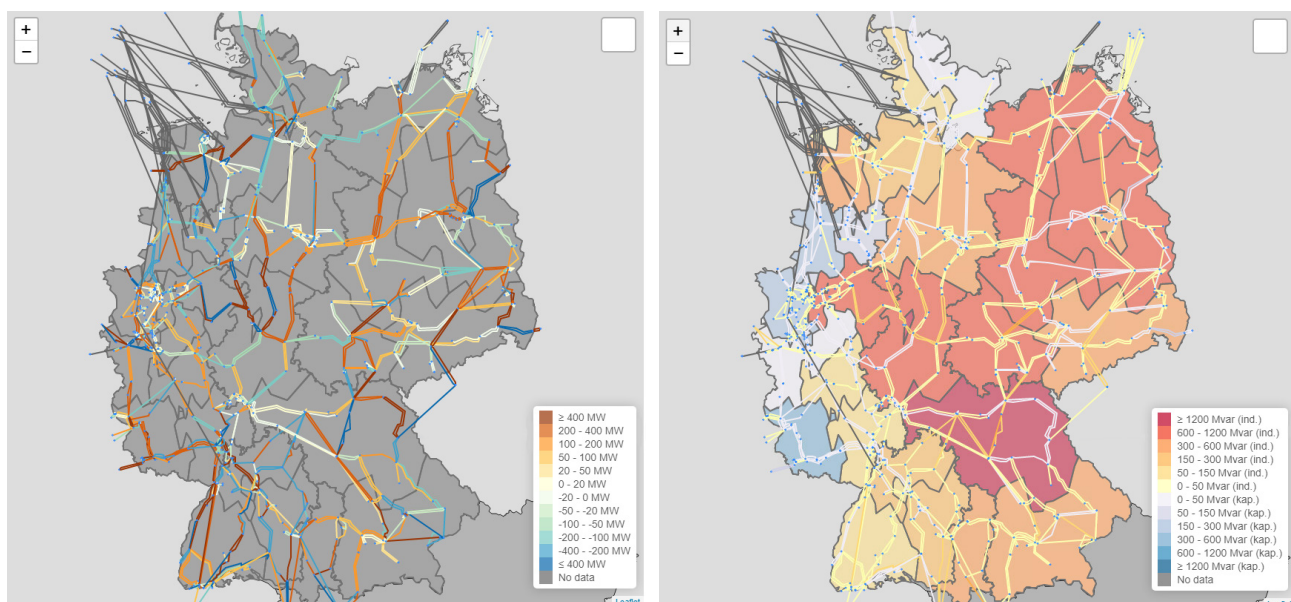
ÜNB	Regelbarer Zubaubedarf (Mvar)		
	Basisszenario	Variante 1	Variante 2
TenneT	5.198	5.198	5.054
TransnetBW	325	325	325
Amprion	2.869	2.869	2.276
50Hertz	4.981	4.981	4.981
Summe DE	13.373	13.373	12.676

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Stundenwechsel von Stunde 2768 auf Stunde 2769 ist für mehrere Netzgruppen (D24, D25, D87) der bedarfsdimensionierende Stundenwechsel. In Abbildung 19 ist exemplarisch die Veränderung der Lastflusssituation von Stunde 2768 und Stunde 2769 dargestellt.

In den Stunden 2768 und 2769 sind nur wenige thermische Kraftwerke am Netz. Ein Großteil der Last wird durch die Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen und PV-Anlagen gedeckt, wodurch sich ein erhöhter Transportbedarf ergibt (Abbildung 19, links). Durch den Stundenwechsel steigt insbesondere die Einspeisung aus PV-Anlagen deutlich an (+25,1 GW). Auch die Last steigt moderat (+11,8 GW). Dies führt zu einem hohen regelbaren Blindleistungsbedarf in der Netzgruppe D87 (Abbildung 19, rechts). Die jeweiligen Einspeisungen und die Lastnachfrage in beiden Stunden sind der Tabelle zu entnehmen.

Abbildung 19: Regelbarer Zubaubedarf aus dem Stundenwechsel für das Zieljahr 2030 (links: Delta Wirkleistungsfluss zum Stundenwechsel; rechts: Delta Blindleistungsdefizit zum Stundenwechsel)*



* Die Abbildung zeigt keine konkreten Trassenverläufe. Zudem werden etwaige Bündelungen nicht abgebildet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Einspeisesituation im Stundenwechsel 2768 auf 2769

Quelle	Einspeisung in Stunde 2.768 (GW)	Einspeisung in Stunde 2.769 (GW)	Änderung durch Stundenwechsel (GW)	Maximale Einspeisung (GW)
PV	44,6	68,3	+ 23,7	142,5
Wind Onshore	36,7	42,8	+ 6,1	95,3
Wind Offshore	2,7	4,2	+ 1,5	27,4
Thermische KW	3,1	7,2	+ 4,1	32,6
Last	-98,9	-112,2	- 13,4	-172,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zubaubedarf bis 2037

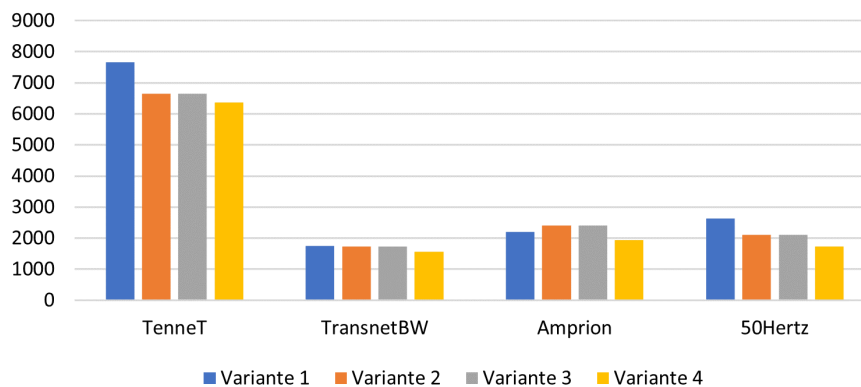
Für das Zieljahr 2037 ergibt sich ein Gesamtzubaubedarf an regelbarer Blindleistung in Höhe von 14.254 Mvar. Die Berücksichtigung von regelbaren Potentialen aus dem Verteilnetz (Variante 1) hat keinen Effekt auf den Zubaubedarf. Die zusätzliche Berücksichtigung von direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen (Variante 2) reduziert den Zubaubedarf um 1.367 Mvar auf 12.887 Mvar (entspricht -9,5 % gegenüber dem Basisszenario). Die weitere Berücksichtigung von Elektrolyseuren und Großbatteriespeichern zur Deckung von stationären Bedarfen (Variante 3) zeigt keinen Effekt auf die Zubaubedarfe. Werden Elektrolyseure und Großbatteriespeicher zur Deckung von regelbaren Bedarfen eingesetzt, kann der Zubaubedarf auf 11.597 Mvar gesenkt werden (entspricht -18,6 % gegenüber dem Basisszenario).

Tabelle 21: Regelbarer Zubaubedarf im NEP 2037 / 2045 (2023) in Mvar

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

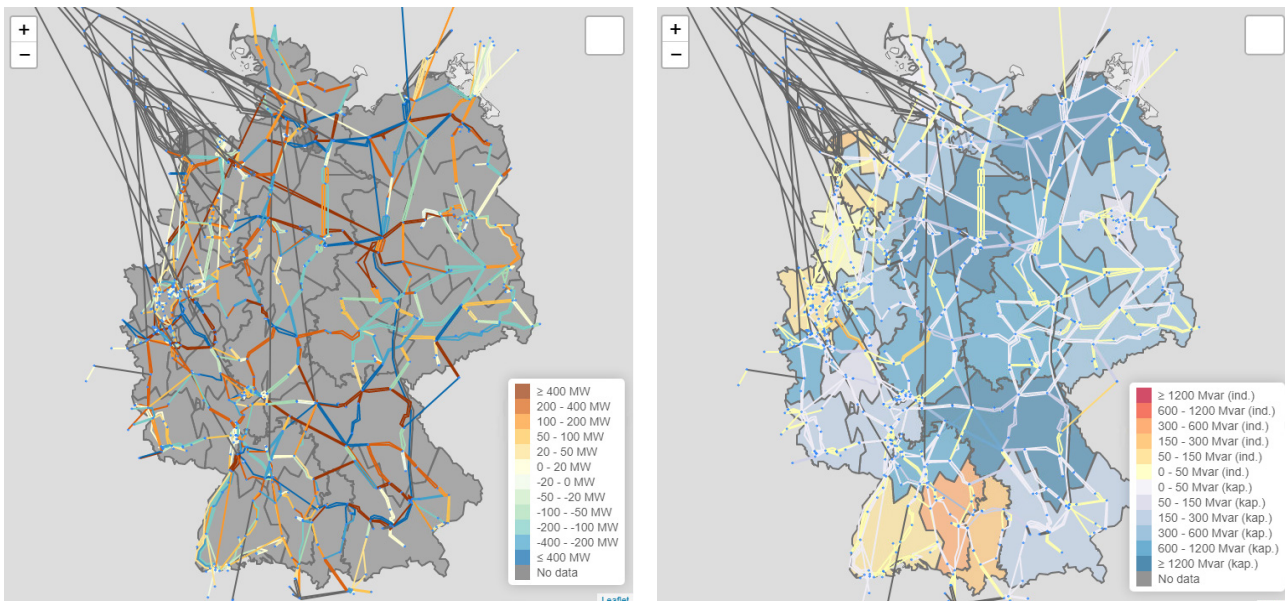
Abbildung 20: Regelbarer Zubaubedarf im NEP 2037 / 2045 (2023) in Mvar



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der regelbare Blindleistungsbedarf für das Zieljahr 2037 ist in Abbildung 21 exemplarisch für die Netzgruppe D81 im Stundenwechsel von Stunde 3252 auf 3253 dargestellt. Dieser Stundenwechsel ist geprägt von einer deutlichen Reduktion der PV-Einspeisung. In Stunde 3253 sinkt die PV-Einspeisung um ca. 37,3 GW von 191,3 GW auf 154 GW. Die Einspeiseleistungen aus Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen sowie aus thermischen Kraftwerken ändert sich dagegen nur wenig. Auch die Laständerung im Stundenwechsel ist sehr gering. In Tabelle 22 sind die Zahlen zur Einspeisung und Last dargestellt.

Abbildung 21: Regelbarer Bedarf aus dem Stundenwechsel in D81 im Zieljahr 2037 (links: Delta Wirkleistungsfluss zum Stundenwechsel; rechts: Delta Blindleistungsdefizit zum Stundenwechsel)*



* Die Abbildung zeigt keine konkreten Trassenverläufe. Zudem werden etwaige Bündelungen nicht abgebildet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 22: Einspeisungen und Last in den bedarfsdimensionierenden Stunden 3252 und 3253

Quelle	Einspeisung in Stunde 3.252 (GW)	Einspeisung in Stunde 3.253 (GW)	Änderung durch Stundenwechsel (GW)	Maximale Einspeisung (GW)
PV	191,3	154,0	-37,3	238,8
Wind onshore	24,6	23,9	-0,7	148,7
Wind offshore	6,0	7,9	+1,9	58,5
Thermische KW	0,5	0,5	0	34,9
Last	-133,6	-132,4	+1,2	-276,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.4 Fazit

Die Analysen zur **Spannungshaltung und -stabilität** umfassen aufgrund der engen Kopplung sowohl die Bedarfsermittlung für kontinuierlich regelbare Blindleistungsanlagen für die Spannungstabilität als auch die Bedarfsermittlung für stationäre Blindleistungsanlagen für eine ausreichende Spannungshaltung. Im Rahmen der NEP-Untersuchungen wurden das Szenario und der Netzausbau B 2037 geprüft. Es zeigen sich, wie bereits in den vorherigen NEP ausgewiesen, signifikante Blindleistungsbedarfe, die vor dem Hintergrund insbesondere der hohen EE-Zubauzahlen und den damit verbundenen höheren Transiten weiter ansteigen. Die Analysen weisen für ganz Deutschland einen stationären Blindleistungszubaubedarf von **9 Gvar spannungssenkend** und **38 Gvar spannungshebend** sowie einen **regelbaren Blindleistungszubaubedarf von 12 Gvar** für das Jahr 2037 aus. Ohne die Potentiale aus der netzdienlichen Nutzung von Elektrolyseuren, Großbatteriespeicher und EE-Anlagen aus dem Verteilnetz steigt das Blindleistungsdefizit auf **65 Gvar** an.

Wird der reine Blindleistungsbedarf des deutschen Übertragungsnetzes betrachtet, steigt dieser im Vergleich zum letzten NEP 2035 (2021) mit Zieljahr 2035 weiter an. Allerdings steigt der Zubaubedarf an Kompensationsanlagen nur noch leicht an. Das liegt insbesondere daran, dass in den jetzigen Analysen bereits signifikante Potentiale aus Elektrolyseuren, Großbatteriespeichern und den Verteilnetzen aus den Onshore-Wind- und PV-Anlagen, sowie weiteren HGÜ-Verbindungen unterstellt worden sind, die heute noch nicht zur Verfügung stehen. Die zukünftige Blindleistungsbereitstellung muss daher auch in Teilen durch Dritte bereitgestellt werden, damit die Kompensationsbedarfe des Netzes gedeckt werden und ein sicherer Systembetrieb gewährleistet werden kann. Weitere Überlegungen, um Blindleistungspotentiale aus Anlagen Dritter zu nutzen, müssen verfolgt werden, wie beispielsweise neben dem Leistungsbetrieb auch ein Phasenschieberbetrieb von Gas- oder Wasserkraftwerken. Bei der Nutzung der genannten Potentiale muss die Systemstabilität stets oberste Priorität haben. Dafür ist die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Potentiale für das Übertragungsnetz zwingend zu berücksichtigen. Für die Umsetzung der Potentialnutzung ist es notwendig, Netzanschlussregeln, insbesondere für Großverbraucher wie Elektrolyseure, zu verändern und zu erweitern sowie marktgestützte Anreize für ein netzdienliches Verhalten zu schaffen. Dort, wo die absehbaren Potentiale nicht ausreichen, sind weiterhin Kompensationsanlagen dringend erforderlich.

Durch die Analysen im Rahmen der LA 2030 wird ein Stützjahr auf dem Transformationspfad des heutigen Übertragungsnetzes zum Zielnetz im Jahr 2037 untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Großteil der für das NEP-Szenario B 2037 ermittelten Blindleistungsbedarfe bereits 2030 gedeckt werden müssen. Grund dafür ist insbesondere der bis 2030 stark fortschreitende Zubau von EE-Anlagen mit den damit einhergehenden steigenden Transiten im Übertragungsnetz.

Gleichzeitig können mögliche weitere Potentiale zur Deckung der Blindleistungsbedarfe durch HGÜ-Konverterstationen, Großverbraucher (wie Elektrolyseure) und Batteriespeicher größtenteils erst nach 2030 erwartet werden. Daher muss zeitnah der Ausbau weiterer Kompensationsanlagen vorangetrieben und eine rechtliche Grundlage für die Bereitstellung von Blindleistung durch Großverbraucher mit Weiterentwicklung der technischen Anschlussregeln festgelegt werden.

Alle notwendigen Zubaumaßnahmen zur Deckung der mittelfristigen und langfristigen Blindleistungsbedarfe, sowie die temporären Blindleistungsbedarfe während dem Transformationspfad sind auf Basis der Ergebnisse der Langfristanalyse und des Netzentwicklungsplans in den Steckbriefen des NEP enthalten.

3 Frequenzstabilität

3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge

Die Frequenzstabilität beschreibt, inwiefern das elektrische Verbundsystem in der Lage ist, eine stationäre Netzfrequenz und damit das Wirkleistungsgleichgewicht auch nach einer schweren Störung wiederherzustellen.⁸ Ursache hierfür können z. B. Last- oder Erzeugungsausfälle sein. Diese führen zu einer Abweichung von der Nennfrequenz. Während die Frequenz bei einem Erzeugungsüberschuss ansteigt, sinkt die Frequenz infolge eines Mangels an Erzeugung im System (im Bericht vereinfacht auch als Leistungsüberschuss und Leistungsmangel bezeichnet). Zur Vermeidung von nachfolgenden Schutzauslösungen und Netztrennungen von Erzeugungsanlagen und Lasten, muss die Frequenz innerhalb der gültigen Frequenzgrenzen stabilisiert werden.

Hierzu werden automatische Letztmaßnahmen aus dem Systemschutzplan eingesetzt, die in Abhängigkeit der Frequenz aktiviert werden, um das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch (im Bericht vereinfacht auch als Leistungsungleichgewicht bezeichnet) auszugleichen und letztendlich die Frequenz zu stabilisieren.

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.

⁸ Kundur, P. et al. (2004): Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. In: IEEE Trans. Power System 19 (3), S. 1387–1401.



Die Analysen zeigen, dass ohne geeignete Gegenmaßnahmen in den nächsten Jahren bei Großstörungen (out-of-range contingencies) dagegen in Abhängigkeit der Netzsituation ein erhöhtes Risiko für kaskadierende Leitungsabschaltungen besteht, die zu einer Netzauftrennung (System-Split)^{9,10} führen können. Solche Störfälle traten beispielsweise am 04.11.2006¹¹, sowie am 08.01.2021¹² und am 24.07.2021¹³ auf. Auch wenn sich die Ereignisse in ihrer Abfolge, die zu den Netzauftrennungen führten, und den Störungsauswirkungen unterscheiden, sind diese durch ein gemeinsames Merkmal – hoher überregionaler Wirkleistungstransport – charakterisiert.

In Situationen, in denen zwischen mindestens zwei Netzbereichen ein hoher Leistungsaustausch stattfindet, besteht eine erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit einer Netzauftrennung, da ein Ausfall einer oder mehrerer Transitleitungen unmittelbar zur Überlastung der parallelen Leitungen führen kann, was eine kaskadierende Auftrennung des Netzes nach sich ziehen kann. Gleichzeitig ist auch die Beherrschbarkeit einer Netzauftrennung umso anspruchsvoller, je höher der Leistungsaustausch zwischen den beiden Netzbereichen vor Eintritt der Störung ist, da der Leistungsaustausch vor der Netzauftrennung dem Leistungsungleichgewicht in den sich bildenden Teilnetzen entspricht. Zusätzlich sinkt die Wahrscheinlichkeit der Beherrschbarkeit einer Netzauftrennung mit sinkender Momentanreserve¹⁴ in den Netzbereichen.

Im kontinentaleuropäischen Verbundsystem stehen daher Netzauftrennungen beim Thema Frequenzstabilität im Fokus. Das Ziel bei der Beherrschung von Netzauftrennungen ist es, einen möglichen Versorgungsausfall auf kleine Teilbereiche (einzelne, sich aus der Netzauftrennung ergebende Netzinseln) zu beschränken und einen vollständigen Ausfall des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes zu verhindern. Hierzu ist zum einen ausreichend Momentanreserve und zum anderen ein zuverlässig funktionierender Systemschutzplan, sowie eine ausreichende Robustheit der Anlagen gegenüber auftretenden Frequenz- und Spannungsänderungen sowie Winkelsprüngen erforderlich.

Die lokal an einzelnen Erzeugungsanlagen oder Lasten auftretenden Frequenzgradienten können aufgrund von z. B. geographischen bzw. elektrischen Gegebenheiten (Nähe zur Risskante) um ein Vielfaches höher sein als der systemische Frequenzgradient.¹⁵ Dies muss bei der Ausgestaltung der technischen Anforderungen (Anlagenrobustheit) und der Dimensionierung der Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve berücksichtigt werden. Durch eine Begrenzung des systemischen Frequenzgradienten auf 1 Hz/s, soll sichergestellt werden, dass lokal keine unzulässig hohen Frequenzgradienten auftreten, die zu einer großflächigen Netztrennung von Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern führen. Durch die Begrenzung systemischer Frequenzgradienten auf ± 1 Hz/s kann zudem die Wirksamkeit des Systemschutzplans auch unter Berücksichtigung der erforderlichen Messzeiten für die Frequenzbestimmung, sowie der Reaktionszeiten einzelner Maßnahmen, wie z. B. Lastabwurf oder Überfrequenzleistungsreduktion, ermöglicht werden.^{16,17} Dementsprechend muss für eine Beherrschung von Netzauftrennungen sichergestellt werden, dass die Teilsysteme über ausreichend Momentanreserve verfügen, um den Frequenzgradienten auf 1 Hz/s zu begrenzen.¹⁸

9 Übertragungsnetzbetreiber (2014). Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb; URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale%20Schwungmasse.pdf> (geprüft: 2023-06-20).

10 ENTSO-E – European Power System 2040, Completing the map – The Ten-Year Network Development Plan 2018, European System Needs Report – Technical Appendix.

11 UCTE – Final Report- System Disturbance on 4 November 2006; URL: ecolo.org/documents/documents_in_english/blackout-nov-06-UCTE-report.pdf (geprüft: 2023-06-20).

12 ENTSO-E Interim Report – Continental Europe Synchronous Area Separation on 8 January 2021; URL: eepublicdown-loads.azureedge.net/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entso-e_CESysSep_interim_report_210225.pdf (geprüft: 2023-06-20).

13 Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021; URL: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/2022/entso-e_CESysSep_210724_02_Final_Report_220325.pdf (geprüft: 2023-06-20).

14 Momentanreserve wirkt einer Frequenzänderung instantan durch eine Wirkleistungsabgabe entgegen. In der Vergangenheit wurde sie durch rotierende Maschinen bereitgestellt. Zukünftig kann sie auch durch netzbildende Umrichter bereitgestellt werden.

15 C. Strunck et. al., Verhältnis zwischen globalen und lokalen Frequenzgradienten und ihre Bedeutung für Robustheitsanforderungen von Erzeugungsanlagen, VDE Hochspannungstechnik, November 2022; URL: <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/455978038.html> (geprüft: 2023-06-20).

16 ENTSO-E, Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF), Dezember 2020; URL: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf (geprüft: 2023-06-20).

17 ENTSO-E (2016) – Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, Requirements and impacting factors – RG-CE System Protection & Dynamics SubGroup; URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf (geprüft: 2023-06-20).

18 In anderen Synchronzonen existieren ähnliche Vorgaben. So schreibt bspw. Eirgrid in Irland einen maximalen RoCoF von 1 Hz/s vor; Aemo schreibt in Australien einen maximalen Frequenzgradienten von 0,5 Hz/s vor, auch wenn sich die bedarfsdimensionierenden Ereignisse sehr stark unterscheiden.

Da der Abruf von Momentanreserve mit einem Anstieg oder Rückgang der Frequenz einhergeht, muss diese vor dem Erreichen der systemischen Frequenzgrenzen von 47,5 Hz bzw. 51,5 Hz durch übergeordnete Regelungen und Maßnahmen abgelöst werden, um Schutzauslösungen und die Trennung von Anlagen zu vermeiden. Hierzu kommen Maßnahmen des Systemschutzplans¹⁹ als letztmögliches Instrument zur Vermeidung einer Versorgungsunterbrechung zum Einsatz. Im Unterfrequenzbereich wird neben abschaltbaren Lasten und dem Stopp von im Pumpbetrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerken vor allem der frequenzabhängige Lastabwurf (Unterfrequenzlastabwurf) eingesetzt. Hierzu sind im Frequenzbereich zwischen 49 Hz bis 48,1 Hz 10 Lastabwurfstufen mit jeweils 5 % bis 10 % der Netzlast vorgesehen.²⁰ Dies umfasst somit insgesamt, gemäß den Vorgaben des Systemschutzplans, 45 % \pm 7 % der gesamten Netzlast. Durch den Abwurf der Lasten kann einem weiteren Rückgang der Frequenz entgegengewirkt, die Frequenz stabilisiert und im Idealfall in das Frequenzband von 50 \pm 0,2 Hz zurückgeführt werden. Im Überfrequenzbereich ist im Systemschutzplan die Überfrequenzleistungsreduktion durch Erzeugungsanlagen vorgesehen. Durch diese technische Mindestanforderung sind Erzeugungsanlagen dazu verpflichtet, ab 50,2 Hz die einspeiste Leistung proportional zur Frequenzabweichung zu reduzieren und dadurch dem Leistungsüberschuss entgegen zu wirken. Als Teil dieser Anforderung müssen Anlagen ihre Leistung um 40 % pro Hz reduzieren können.

Der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen liegt auf der Ermittlung der Systembedarfe hinsichtlich Frequenzstabilität für das Zieljahr 2037. Dabei stehen potenzielle Netzauftrennungen in Kontinentaleuropa im Vordergrund. Hierbei werden die für Deutschland relevanten Netzauftrennungen in den Fokus gerückt und erforderliche Systembedarfe abgeleitet, um eine Beherrschung dieser Netzauftrennungen für das Zielszenario sicherzustellen. Dies umfasst zum einen die Bestimmung der benötigten Momentanreserve-Bedarfe zur Begrenzung des initial entstehenden Frequenzgradienten und zum anderen weitere frequenzbezogene Maßnahmen des Systemschutzplans zur Stabilisierung der Frequenz innerhalb der definierten Frequenzgrenzen.

3.2 Vorgehensweise zur Ermittlung der Systembedarfe hinsichtlich Frequenzstabilität

Im Fokus der Analysen zur Frequenzstabilität im NEP 2037/2045 (2023) steht die Ermittlung von Systembedarfen hinsichtlich Frequenzstabilität für das Zieljahr 2037. Im vorliegenden Unterkapitel wird daher die methodische Herangehensweise zur Ermittlung der Systembedarfe beschrieben. Die Basis der Analysen bildet dabei die Methodik zur regionenspezifischen Auswahl auslegungsrelevanter Netzauftrennungen in Kapitel 3.2.1. Darauf aufbauend ist die Methodik zur Dimensionierung der Momentanreserve-Bedarfe in Kapitel 3.2.2 beschrieben. Des Weiteren wird in Kapitel 3.2.3 die methodische Herangehensweise zur Überprüfung der Auslegung der Maßnahmen des Systemschutzplans für Überfrequenz erläutert.

Zur korrekten Einordnung sollen hier kurz die Definitionen verschiedener spezifischer Begrifflichkeiten gegeben werden:

- **Momentanreserveleistung (W):** Leistungsreserve einer Erzeugungseinheit, Last oder eines Speichers, mit der auftretende Leistungsungleichgewichte instantan, d. h. ohne Zeitverzug, ausgeglichen werden.
- **Momentanreservernergie (Ws):** Energie zur Bereitstellung von Momentanreserve. Die Momentanreservernergie eines Synchrongenerators entspricht dem Anteil der gespeicherten kinetischen Rotationsenergie, die bei Frequenzänderungen im zulässigen Frequenzband von 47,5 Hz bis 51,5 Hz ein- bzw. ausgespeichert wird. Die Momentanreservernergie einer umrichterbasierten Erzeugungseinheit wird in einem elektrischen Speicher und/oder durch eine geeignete Regelung bereitgestellt. Auf diese Größe wird in diesem Bericht nicht weiter eingegangen, wird aber zur Abgrenzung und Vollständigkeit halber aufgeführt.
- **Trägheit (Ws):** Bei einem gegebenen Leistungsungleichgewicht bestimmt die Trägheit den sich einstellenden Frequenzgradienten (auch als RoCoF (Rate of Change of Frequency) bezeichnet). Die Trägheit eines Synchrongenerators wird durch die kinetische Rotationsenergie des Turbosatzes oder alternativ durch dessen Anlaufzeitkonstante als bezogene Größe beschrieben. Diese Größen können als Äquivalent zur Beschreibung der Trägheit weiterhin verwendet werden, wenn umrichterbasierte Anlagen durch ihre Regelung eine gleichwertige Trägheit besitzen. Die Systemträgheit beschreibt die gesamte kinetische Rotationsenergie der synchron umlaufenden Schwungmassen oder alternativ durch die Anlaufzeitkonstante als bezogene Größe. Die Systemträgheit definiert die Frequenzänderungsrate im Falle einer auftretenden Störung bei einem sich einstellenden Leistungsungleichgewicht.

¹⁹ Übertragungsnetzbetreiber (2018). Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber; URL: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EU-Network-Codes/ER-VErordnung/Systemschutzplan%20der%20C3%9CNB%20-%20Hauptdokument.pdf> (geprüft: 2023-06-20).

²⁰ Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes; URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2196&from=EN> (geprüft: 2023-06-20).

3.2.1 Auswahl auslegungsrelevanter Netzauftrennungen

Im Folgenden werden zunächst die auslegungsrelevanten Netzauftrennungen für Deutschland ermittelt. Die hier ermittelten auslegungsrelevanten Störfälle dienen der Dimensionierung der benötigten Momentanreserve in den nachfolgenden Kapiteln. Weiterhin soll die Vorgehensweise dazu dienen, auf Basis einer einheitlichen Methodik zukünftig verbindliche Kriterien für auslegungsrelevante Netzauftrennungen zu definieren und in entsprechenden Regelwerken für die zukünftige Systemauslegung zu verankern.

Die Ermittlung der auslegungsrelevanten Netzauftrennungen erfolgt anhand von Szenario B des NEP 2037/2045 (2023) nach Redispatch. Weiterhin werden nur Netzauftrennungen entlang von Ländergrenzen bzw. innerhalb Deutschlands entlang von Bundeslandgrenzen betrachtet. Die Netzauftrennungen müssen bei der angewandten Methodik folgende Bedingungen erfüllen:

- Betrachtung von Netzauftrennungen, die zu maximal zwei asynchronen Teilnetzen führen,
- die nach Netzauftrennung resultierenden Teilnetze müssen geographisch und topologisch zusammenhängend sein und
- die gemittelte Auslastung aller Kuppelleitungen zwischen den sich bildenden Teilnetzen beträgt mindestens 70 %.

Unter Berücksichtigung dieser Bedingungen ergeben sich daraus ca. 100 mögliche Netzauftrennungen für Kontinentaleuropa.

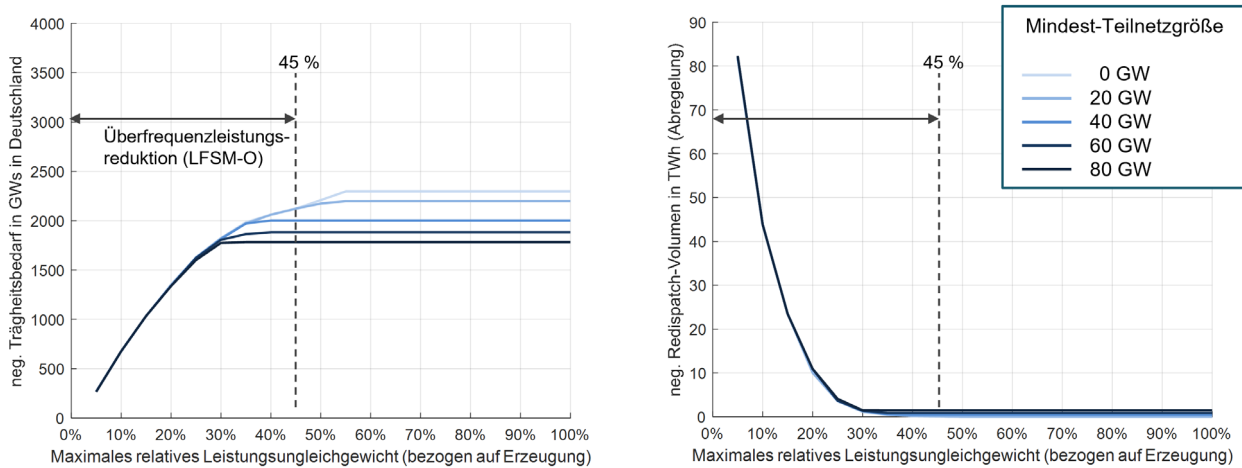
Für die Festlegung der bedarfsdimensionierenden Netzauftrennungen müssen der Aufwand zur Beherrschung der Netzauftrennung und das Risiko bei einer Nicht-Beherrschung der Netzauftrennung gegeneinander abgewogen werden. Hierbei werden ausschließlich technische Kriterien herangezogen, da eine Berechnung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

Allgemein ist der Aufwand zur Beherrschung einer Netzauftrennung in erster Linie vom entstehenden Leistungsungleichgewicht und der Größe des betrachteten Teilnetzes abhängig. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das entstehende Leistungsungleichgewicht im Falle einer Netzauftrennung instantan durch die verbliebene Momentanreserve innerhalb des Teilnetzes ausgeglichen werden muss. Hohe Leistungsungleichgewichte verursachen einen hohen Bedarf an Momentanreserve. Diese auftretenden Bedarfe müssten in kleinen Teilnetzen durch wenige verbleibende Anlagen gedeckt werden, wodurch die Anforderungen an die Anlagen entsprechend zunehmen. Gleichzeitig aber können kleine Teilnetze im Vergleich zu großen Teilnetzen im Falle von Störungen mit Versorgungsausfällen mit Hilfe anderer Teilnetze oder Synchronzonen schneller wieder versorgt werden, sodass hier ein höheres Risiko hinsichtlich eines (kurzen) Ausfalls einzelner Regionen akzeptiert werden kann. Treten weiterhin die Bedarfe nur in wenigen Stunden des Jahres auf, ist auch zu hinterfragen, ob diese vollumfänglich für die Dimensionierung der Momentanreserve zugrunde gelegt werden sollen, andere kurzfristige Maßnahmen (Redispatch zur Transitreduzierung) eingesetzt werden können oder ob ein Restrisiko unter Abwägung o. g. Randbedingungen zu akzeptieren ist.

Abbildung 22, links zeigt eine Auswertung des negativen Momentanreservebedarfs (Überfrequenz-Fall) bzw. Redispatch-Volumens für alle nach obigen Kriterien möglichen Netznutzungsfälle und Netzauftrennungen in Abhängigkeit des maximalen relativen Leistungsungleichgewichts und der Mindest-Teilnetzgröße. Hierbei wird eine Netzauftrennung als auslegungsrelevant betrachtet, wenn o. g. Kriterien erfüllt sind, also die sich bildenden Teilnetze eine bestimmte Mindest-Teilnetzgröße aufweisen und das maximale relative Leistungsungleichgewicht den festgelegten Grenzwert nicht überschreitet. Der ausgewiesene negative Trägheitsbedarf (Abbildung 22, links) umfasst hierbei die insgesamt in Deutschland benötigte Momentanreserve zur Beherrschung aller als auslegungsrelevant klassifizierter Netzauftrennungen und Netznutzungsfälle. Es ist ersichtlich, dass mit zunehmenden Leistungsungleichgewicht und abnehmender Teilnetzgröße der Momentanreservebedarf ansteigt.

Für alle nach den obigen Kriterien nicht als auslegungsrelevant klassifizierte Fälle wird das Redispatch-Volumen (Abbildung 22, rechts) ausgewiesen, welches theoretisch zusätzlich zu der ausgewiesenen Momentanreserve erforderlich ist, um die Leistungstransporte in dem Maße zu reduzieren, sodass der Frequenzgradient von 1 Hz/s bei einer Netzauftrennung nicht überschritten wird. Es ist allerdings bislang nicht vorgesehen, Redispatch zur Beherrschung solcher Störfälle bzw. zur Transitreduzierung einzusetzen. Vielmehr soll das Redispatch-Volumen als Indikator für die Anzahl der nicht beherrschten Stunden und Netzauftrennungen dienen.

Abbildung 22: Negative Momentanreservebedarfe und Redispatch-Volumina (Überfrequenz-Fall) in Abhängigkeit von Mindest-Teilnetzgröße und maximalen relativen Leistungsungleichgewicht des Teilnetzes (in der rechten Grafik liegen die Kurven größtenteils übereinander)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ein höheres maximales relatives Leistungsungleichgewicht führt dazu, dass die Anzahl der auslegungsrelevanten Netzauftrennungen zunimmt, und mehr Momentanreserve zur Beherrschung dieser Netzauftrennungen erforderlich ist. Gleichzeitig sinkt das potenziell benötigte negative Redispatch-Volumen, da die Anzahl der darüberhinausgehenden, nicht auslegungsrelevanten Netzauftrennungen und Netznutzungsfälle (Abbildung 22, rechts) abnimmt. Gleiches ist für die Mindest-Teilnetzgröße der auslegungsrelevanten Netzauftrennungen zu beobachten. Eine geringere Mindest-Teilnetzgröße führt dazu, dass die Anzahl der auslegungsrelevanten Netzauftrennungen zunimmt. Mit sinkender Mindest-Teilnetzgröße sind zunehmend auch Netzauftrennungen mit sehr kleinen Teilnetzen auslegungsrelevant, in denen dann regional sehr hohe Momentanreservebedarfe entstehen. Eine sinkende Mindest-Teilnetzgröße führt damit auch zu einer Zunahme der benötigten Momentanreserve.

Es wird deutlich, dass bis zu einem maximalen relativen Leistungsungleichgewicht von 25–30 % kein nennenswerter Einfluss der Mindest-Teilnetzgröße auf die benötigte negative Momentanreserve zu erkennen ist (Abbildung 22, links). Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei diesen auslegungsrelevanten Netzauftrennungen um großflächige Netzauftrennungen handelt, die das kontinentaleuropäische Verbundsystem in zwei in etwa gleich große Teilnetze teilen. Eine Nicht-Beherrschung dieser Fälle würde zu einem Versorgungsausfall in ganz Kontinentaleuropa führen. Gleichzeitig ist für ein maximales relatives Leistungsungleichgewicht unter 20 % ein sehr hohes Redispatch-Volumen zu erkennen. Dies bedeutet, dass diese Netzauftrennungen in vielen Stunden des Jahres auftreten können.

Erst ab einem maximalen relativen Leistungsungleichgewicht von mehr als 25 % ist ein Einfluss der Mindest-Teilnetzgröße zu erkennen, da hier zunehmend Netzauftrennungen mit einem sehr kleinen Teilnetz und sehr hohem relativen Leistungsungleichgewicht auslegungsrelevant sind (z. B. kleines Teilnetz mit hoher Erzeugung und geringer Last). Durch die Inhomogenität dieser Netzauftrennungen, sind diese jedoch in der Regel als nicht kritisch für Kontinentaleuropa zu bewerten, da diese nur zu regionalen Versorgungsunterbrechungen führen würden, die durch das verbleibende Verbundsystem wieder hochgefahren werden könnten. Zudem ist zu beachten, dass eine Dimensionierung der Momentanreserve über die Auslegung des Systemschutzplans hinaus nicht sinnvoll ist, da nicht sichergestellt ist, dass die Momentanreserve durch nachgelagerte Maßnahmen ausreichend abgelöst und die Frequenz innerhalb der Auslegungsgrenzen stabilisiert werden kann.

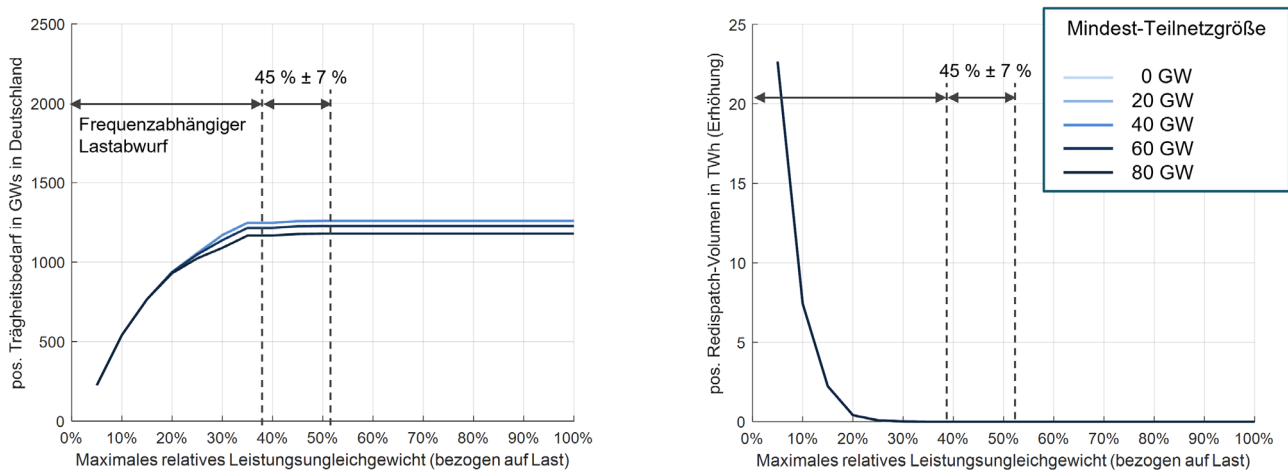


Es ist gut zu erkennen, dass bei einem maximalen relativen Leistungsungleichgewicht von ca. 30 % das Redispatch-Volumen stagniert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass alle darüberhinausgehenden Netzauftrennungen sehr selten auftreten oder nur sehr kleine Teilnetzregionen betreffen. Eine sichere Beherrschung dieser Fälle wäre jedoch mit einem sehr hohen zusätzlichen Bedarf an Momentanreserve verbunden, wie in Abbildung 22 zu erkennen.

Abbildung 23 zeigt eine Auswertung nach gleicher Systematik für die positive Momentanreserve (Unterfrequenz-Fall). Es ist zum einen zu erkennen, dass die generellen Systembedarfe weniger stark ausgeprägt sind. Gleichzeitig ist auch der Einfluss der Mindest-Teilnetzgröße schwächer ausgeprägt, da zwar viele Netzregionen existieren, die einen Großteil der erzeugten Leistung exportieren, aber kaum Netzregionen existieren, die in vergleichbarem Umfang Leistung importieren.

Es zeigt sich aber auch für positive Momentanreserve, dass das theoretische Redispatch-Volumen ab ca. 25 % maximalen relativen Leistungsungleichgewichts stagniert und damit nicht-auslegungsrelevante Netzauftrennungen nur in wenigen Stunden auftreten.

Abbildung 23: Positive Momentanreservebedarfe und Redispatch-Volumina (Unterfrequenz-Fall) in Abhängigkeit von Mindest-Teilnetzgröße und maximalen relativen Leistungsungleichgewicht des Teilnetzes

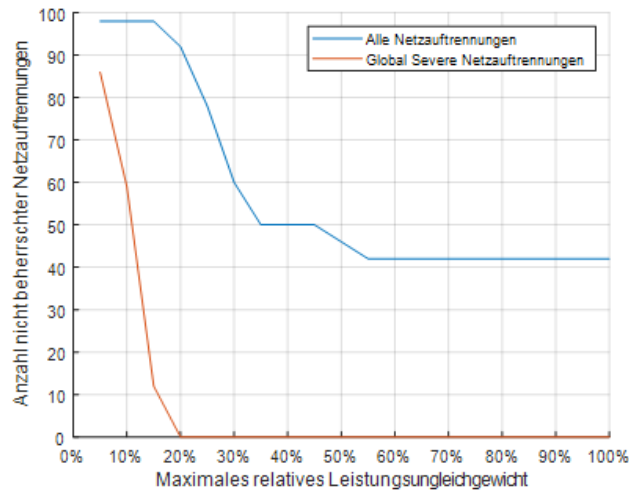


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 24 zeigt beispielhaft die Anzahl der nicht beherrschten Netzauftrennungen für eine Mindest-Teilnetzgröße von 40 GW bei Variation des maximalen relativen Leistungsungleichgewichts (bezogen auf die Last). Hierzu wird zwischen allen betrachteten Netzauftrennungen und den sogenannten „Global Severe“ Netzauftrennungen differenziert²¹. Letztere bezeichnen Netzauftrennungen, die zu einem absoluten Frequenzgradienten von mehr als 1 Hz/s in beiden Teilnetzregionen führen und damit zu einer schweren Störung in ganz Kontinentaleuropa führen könnten. Wie deutlich zu erkennen ist, führt ein maximales relatives Leistungsungleichgewicht von mehr als 20 % dazu, dass keine dieser Netzauftrennungen mehr auftritt. Alle nicht beherrschten Netzauftrennungen (blaue Kurve) sind somit auf kleinere Teilnetzregionen und wenige Stunden des Jahres beschränkt.

²¹ ENTSO-E, 2021, Frequency stability in long-term scenarios and relevant requirements, URL: https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/211203_Long_term_frequency_stability_scenarios_for_publication.pdf (geprüft: 2023-06-20).

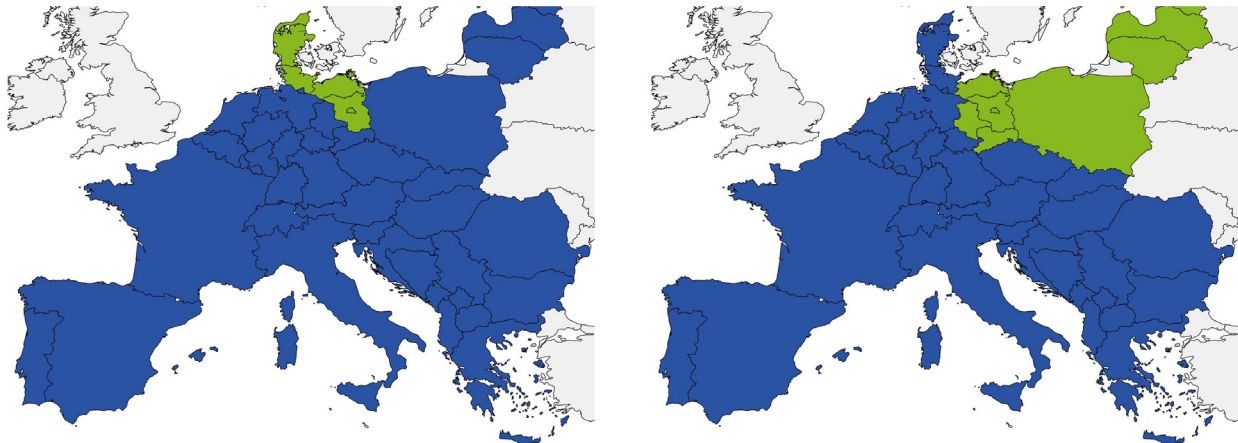
Abbildung 24: Anzahl nicht beherrschter Netzauftrennungen in Abhängigkeit der gewählten Auslegungskriterien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Auf Grundlage dieser Erkenntnisse werden für die nachfolgenden Betrachtungen alle Netzauftrennungen als auslegungsrelevant betrachtet, die eine Mindest-Teilnetzgröße von 40 GW und ein maximales relatives Leistungsungleichgewicht von 25 % (jeweils bezogen auf Last oder Erzeugung) aufweisen. Hierdurch ergeben sich für die unterschiedlichen Regionen jeweils spezifische auslegungsrelevante Netzauftrennungen. In Deutschland wird für jedes Bundesland jeweils für Über- und Unterfrequenzbereich die auslegungsrelevante Netzauftrennung betrachtet. Hierzu werden vereinfacht Bremen, Hamburg und Niedersachsen sowie Brandenburg und Berlin zusammengefasst. Es ergeben sich insgesamt 26 auslegungsrelevante Netzauftrennungen für die nachfolgenden Analysen.

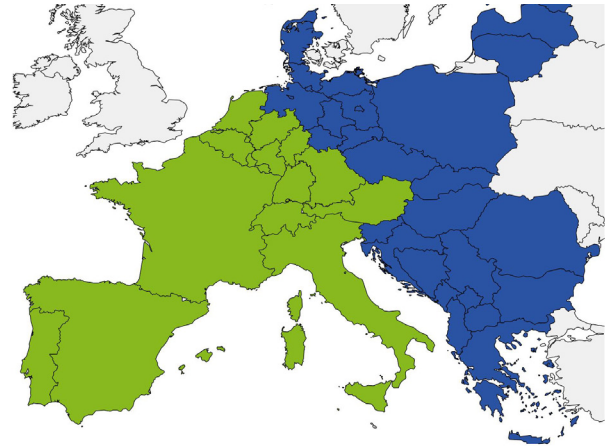
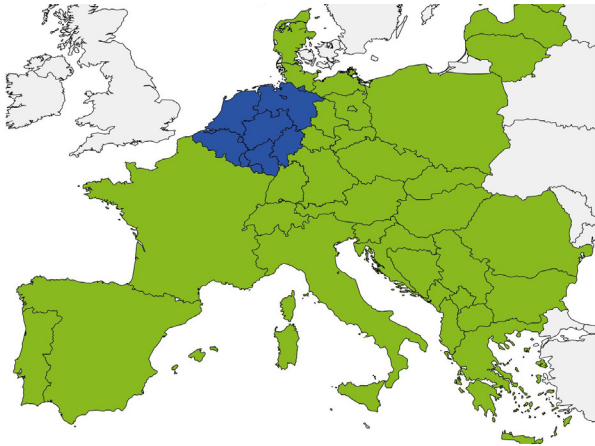
Abbildung 25: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Berlin und Brandenburg (links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

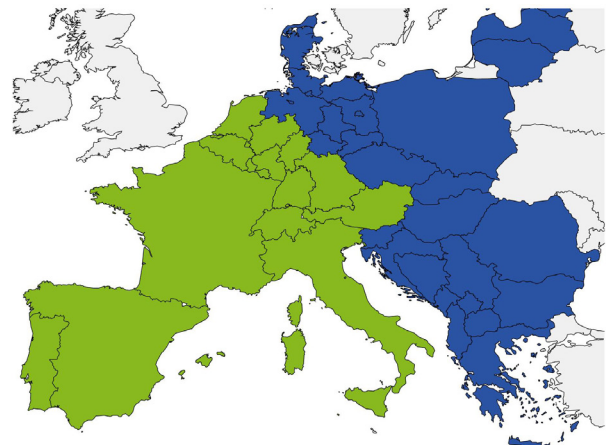
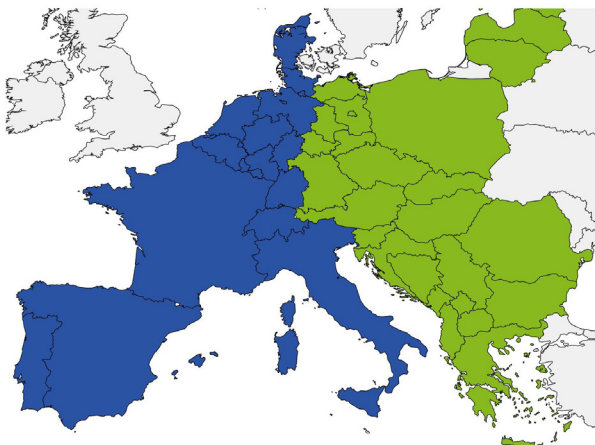


**Abbildung 26: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Baden-Württemberg
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



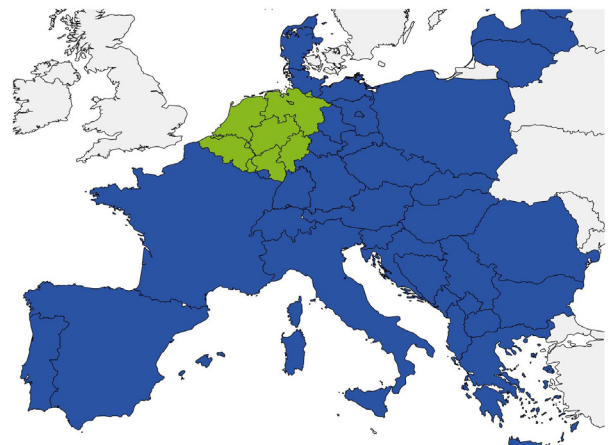
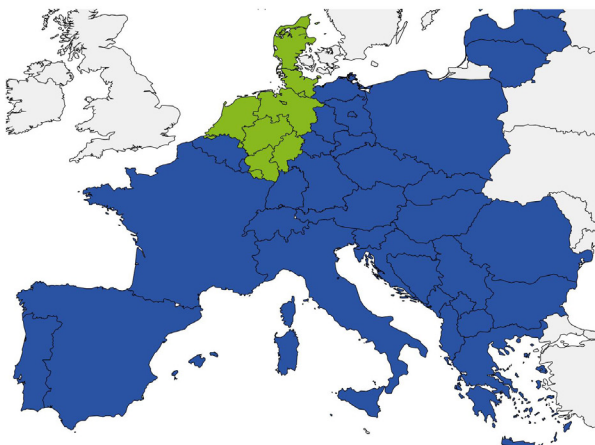
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Abbildung 27: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Bayern
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

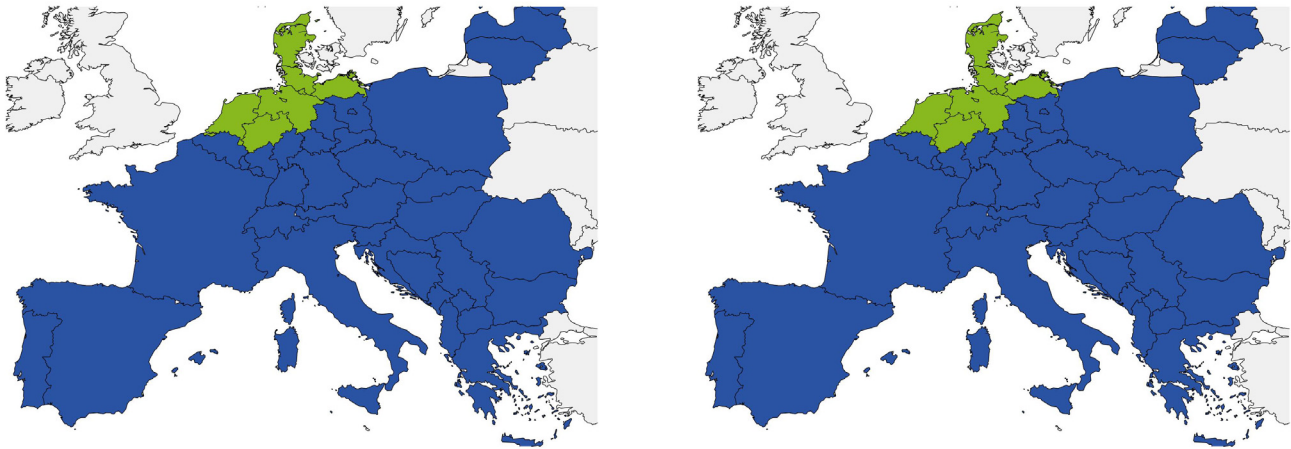
**Abbildung 28: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Hessen
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

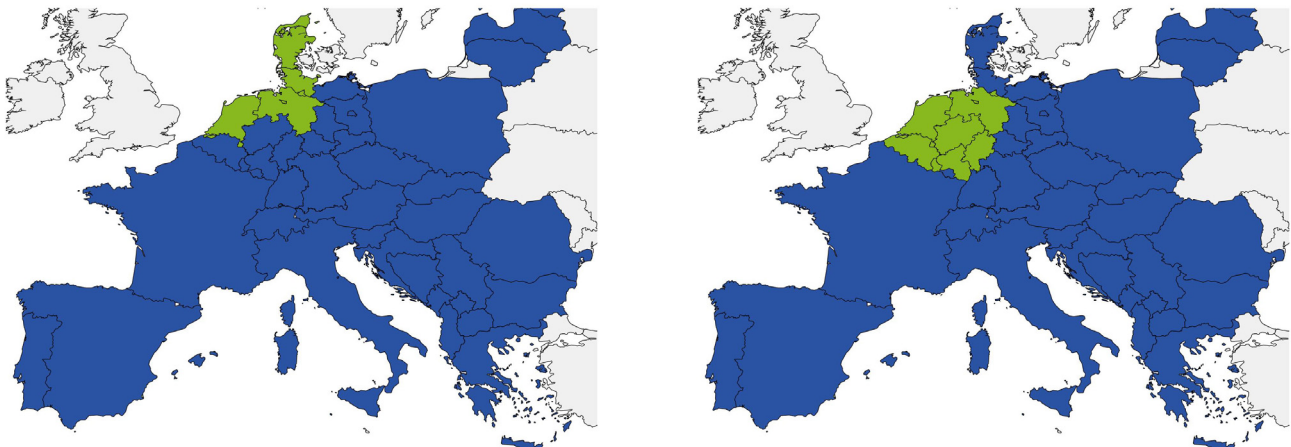


**Abbildung 29: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Mecklenburg-Vorpommern
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



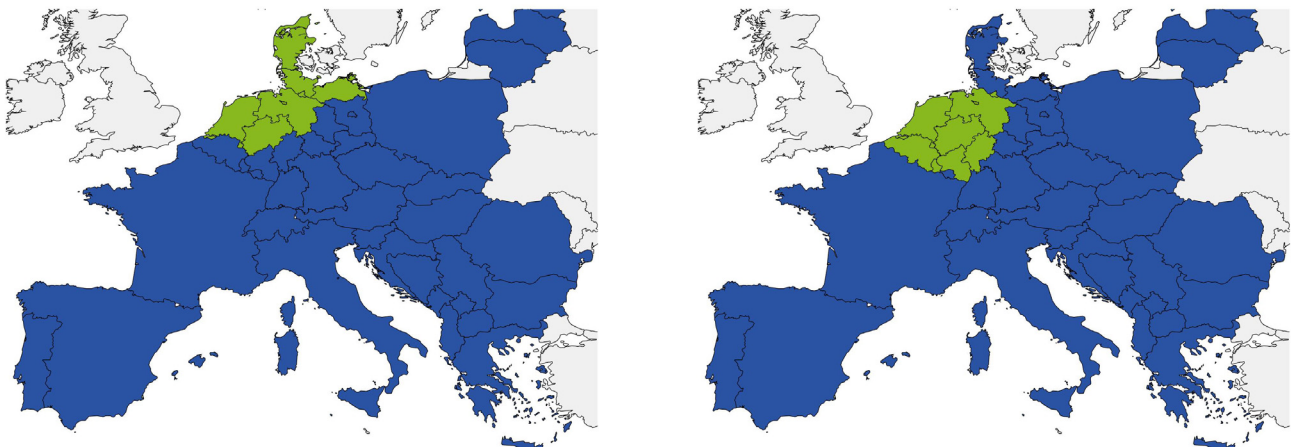
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Abbildung 30: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Bremen, Hamburg und Niedersachsen
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

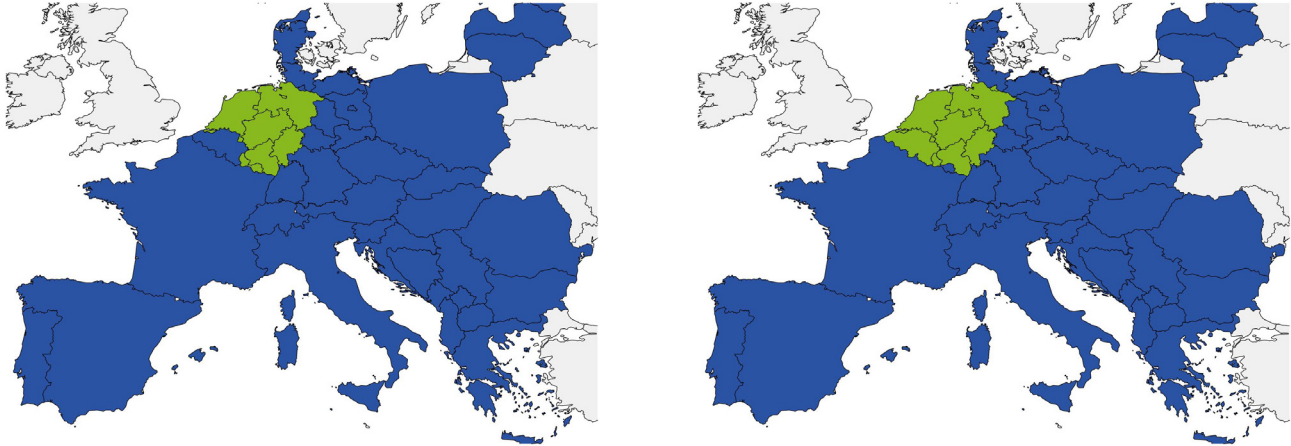
**Abbildung 31: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Nordrhein-Westfalen
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

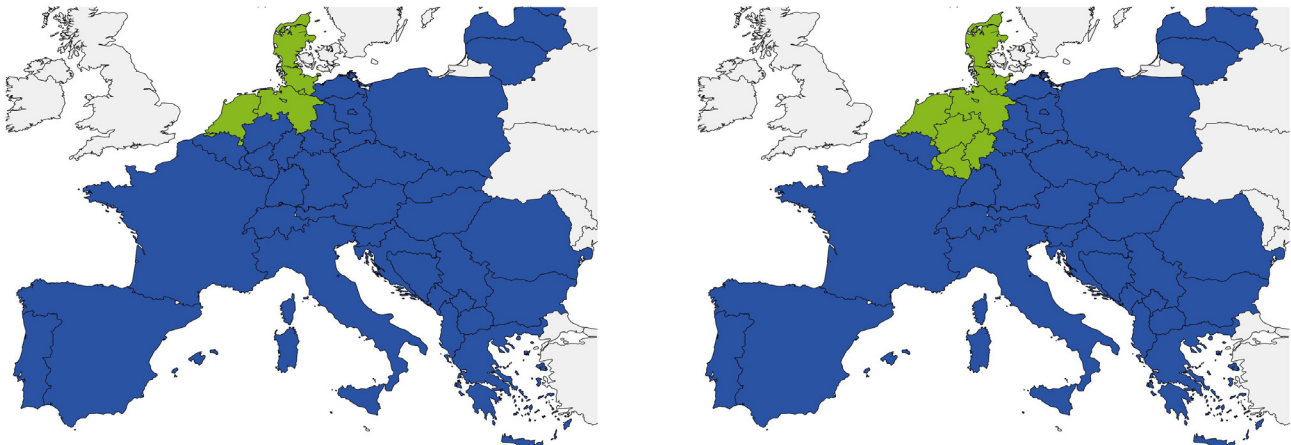


**Abbildung 32: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Rheinland-Pfalz
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



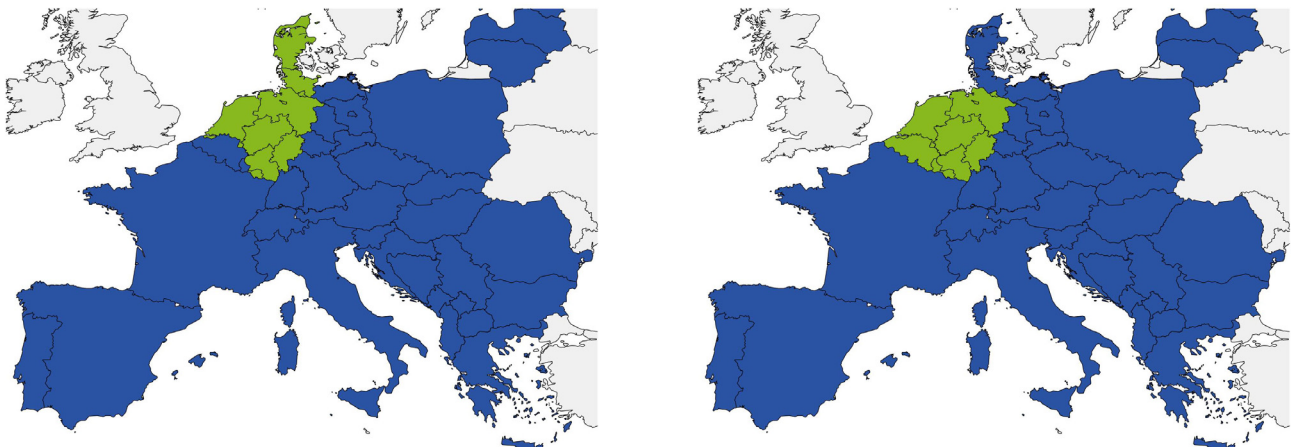
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Abbildung 33: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Schleswig-Holstein
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

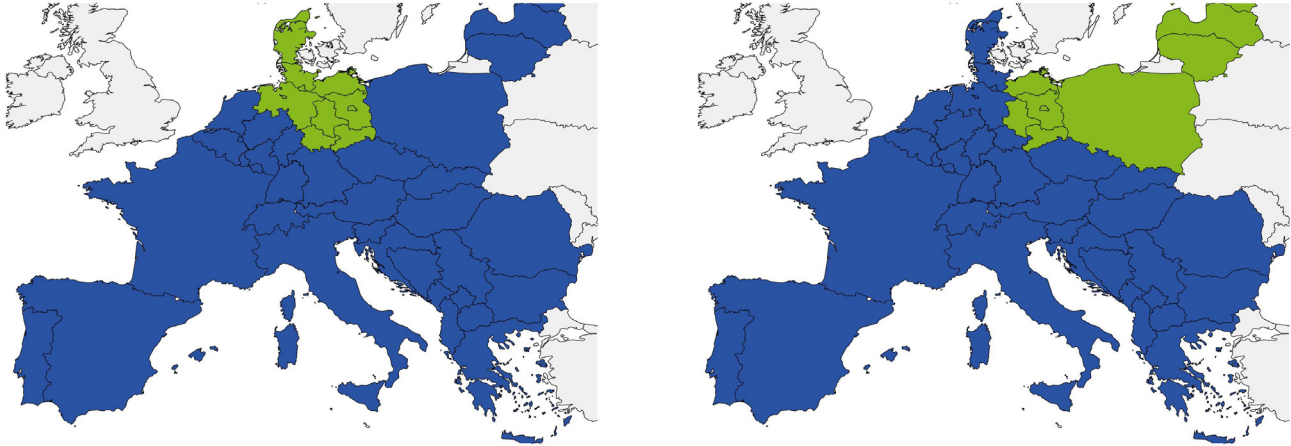
**Abbildung 34: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Saarland
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

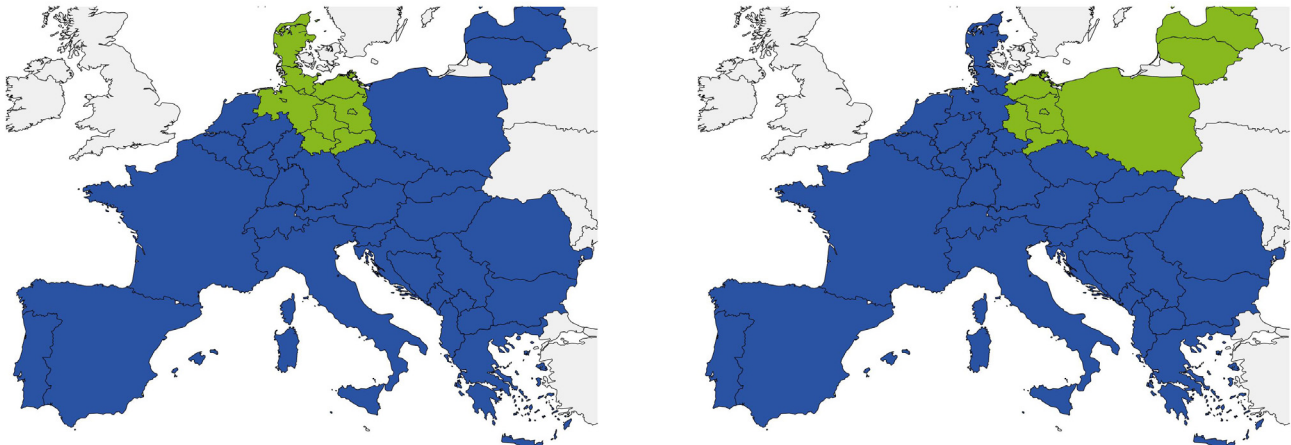


**Abbildung 35: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Sachsen
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



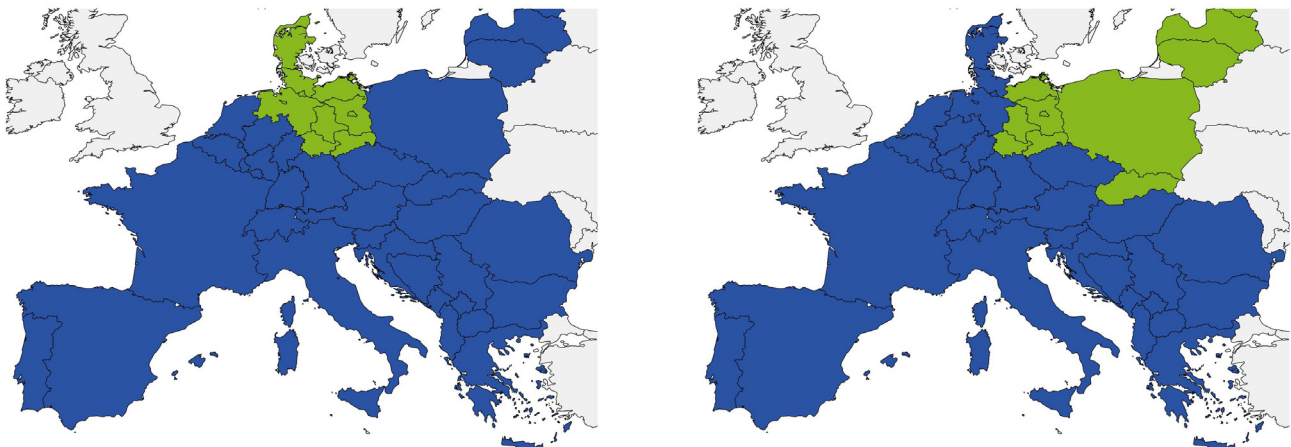
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Abbildung 36: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Sachsen-Anhalt
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Abbildung 37: Auslegungsrelevante Netzauftrennung für Thüringen
(links Überfrequenz, rechts Unterfrequenz)**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.2.2 Dimensionierung der Momentanreserve

Eine der entscheidenden Kenngrößen für die Beherrschbarkeit einer Netzauftrennung ist der Frequenzgradient – auch als RoCoF bezeichnet (Rate of Change of Frequency).

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{\sum_{i=1}^n (P_{N,i} \cdot T_{AN,i})} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{2 \cdot \sum_{i=1}^n E_{kin,i}} \quad (3-1)$$

Dabei ist ΔP das nach der Netzauftrennung auftretende Leistungsungleichgewicht in einem Teilnetz in MW, f_0 die nominelle Systemfrequenz in Hz, P_N die Nennwirkleistung der ins Netz einspeisenden Erzeugungsanlagen in dem betrachteten Teilnetz in MW, T_{AN} die Anlaufzeitkonstante der jeweiligen Anlagen in s und E_{kin} der Trägheitsbeitrag der jeweiligen Anlagen in Ws.

Zur Bestimmung der resultierenden Frequenzgradienten infolge einer Netzauftrennungen werden die Marktdaten (nach Redispatch) des betrachteten Szenarios B 2037 herangezogen. Die verfügbaren Marktdaten liegen für Deutschland bundeslandscharf und für die restlichen Länder des Verbundnetzes länderscharf vor. Auf dieser Grundlage können für jedes Teilnetz zunächst die Leistungsbilanzen sowie die Systemträgheit bzw. verfügbare Momentanreserve zu jeder Stunde des Jahres bestimmt werden. Die verwendeten Marktdaten berücksichtigen die HGÜ-Kapazitäten zu anderen Synchrongebieten gemäß Marktfahrplan. Für alle weiteren innerdeutschen HGÜ-Systeme wird die Annahme getroffen, dass diese in der jeweils betrachteten Netzauftrennungen so eingesetzt sind, dass sie die vorhandene Kapazität systemdienlich ausnutzen, indem sie den Leistungstransport und damit das sich einstellende Leistungsungleichgewicht über die betrachtete Schnittlinie maximal reduzieren. Ebenso werden die 24 kritischsten Stunden der Marktdaten nicht berücksichtigt, damit die Auslegung auf Basis von realistischen betrieblichen Situationen durchgeführt wird.

Die Beiträge der Erzeugungsanlagen zur verfügbaren Momentanreserveleistung bzw. Trägheit werden auf Grundlage von technologiespezifischen Anlaufzeitkonstanten bestimmt. Für die nachfolgenden Analysen wird zunächst kein Beitrag zur Momentanreserve durch Verbraucher, Speicheranlagen oder erneuerbare Energien angenommen.

Im Anschluss wird der zusätzliche Momentanreservebedarf bestimmt, der in dem jeweiligen Teilnetz erforderlich ist, um den bei einer Netzauftrennung entstehenden Frequenzgradienten auf ± 1 Hz/s zu begrenzen. Der benötigte Momentanreservebeitrag eines Landes bzw. Bundeslandes berechnet sich aus dem insgesamt benötigten Momentanreservebedarf eines Teilnetzes gewichtet mit der Nennleistung aller aktiven Erzeugungsanlagen des Landes bzw. Bundeslandes nach Formel (3-2).

$$E_{kin,soll,Land} = E_{kin,soll} \cdot \frac{P_{N,Land}}{\sum P_{N,Land}} \quad (3-2)$$

Der Fokus der nachfolgenden Untersuchungen liegt auf Deutschland. Eine detaillierte Auswertung der Momentanreservebedarfe und -potentiale im Ausland erfolgt nicht. Für eine sichere Beherrschung der nachfolgend betrachteten Netzauftrennungen ist jedoch sicherzustellen, dass neben den ausgewiesenen Systembedarfen in Deutschland auch die resultierenden Systembedarfe im restlichen Verbundnetz gedeckt werden.

Für die Ermittlung der Potentiale für Momentanreserve werden unterschiedliche Anlagenkategorien berücksichtigt:

- Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb
- Pumpspeicherkraftwerke im Phasenschieberbetrieb
- Windenergieanlagen On- und Offshore
- Batteriespeicher (Großbatterien sowie PV-Batteriespeicher)

Grundvoraussetzung sind netzbildende Eigenschaften (vgl. Klasse 3 Umrichter²²), um ohne Messverzögerung und somit inhärent auf eine Frequenzabweichung (bspw. in Folge einer Netzauftrennung) reagieren zu können. Für jede Anlagenkategorie ist nur das neu installierte Anlagenpotential ab dem Jahr 2025 für Speicher, Gaskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke sowie ab dem Jahr 2027 für Windenergieanlagen berücksichtigt, um einem zeitlichen Vorlauf für die Umsetzung der technischen Anforderungen Sorge zu tragen.

²² ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (2017): High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters – Technical Report; URL: <https://euagenda.eu/upload/publications/untitled-292051-ea.pdf> (geprüft: 2023-06-20).

Die nachfolgenden Angaben der Potentiale für Momentanreserve beziehen sich immer auf die Momentanreserveleistung bzw. den Trägheitsbeitrag einer Anlage. Dies ist nicht mit der benötigten Momentanreserveenergie gleichzusetzen.

3.2.3 Erweiterte Analysen im Zeitbereich

Im Rahmen der Frequenzstabilitätsuntersuchungen, werden erstmal auch Zeitbereichssimulationen durchgeführt. Diese dienen im Wesentlichen dazu die Auslegung des Systemschutzplans für Überfrequenz im NEP-Zeithorizont sicherzustellen.

Gemäß europäischer Vorgaben²³ sind die ÜNB dazu verpflichtet, einen Systemschutzplan auszuarbeiten (Auslegung des Systemschutzplans) und zudem dessen Wirksamkeit in regelmäßigen Abständen zu überprüfen. Damit haben die ÜNB im Rahmen des Systemschutzplans zwei wesentliche Aufgaben zu erfüllen. Die erste längerfristige Aufgabe besteht in der Auslegung des Systemschutzplans und damit auch darin diese für zukünftige Zieljahre sicherzustellen. Dabei wird überprüft, ob die aktuelle Auslegung des Systemschutzplans ausreicht oder angepasst werden muss. Dies wird im Rahmen der vorliegenden Analysen für das Zieljahr 2037 für Überfrequenz durchgeführt. Die zweite kurz- bis mittelfristige Aufgabe besteht darin, die Wirksamkeit des bestehenden Systemschutzplans zu prüfen und bei Bedarf Gegenmaßnahmen auszuweisen und umzusetzen. Diese zweite Aufgabe ist nicht Gegenstand der vorliegenden Analysen. Analysen zur Überprüfung der Wirksamkeit des bestehenden Systemschutzplans werden durch die ÜNB gesondert durchgeführt.

Für die Auslegung und Überprüfung des Systemschutzplans für Überfrequenz zur Sicherstellung der Frequenzstabilität im kontinentaleuropäischen Verbundsystem, wurde von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern eine Herangehensweise definiert.^{24, 25} Da ausschließlich die Prüfung der Auslegung des Systemschutzplans Gegenstand der vorliegenden Analysen ist, wird nur diese Herangehensweise im Folgenden kurz beschrieben. Für weitere Details wird auf folgende Fachbeiträge verwiesen.^{24, 25}

In einem ersten Schritt müssen die folgenden Randbedingungen definiert werden:

- **Auslegungsstörfall:** Als Basis muss den Analysen ein Auslegungsstörfall zugrunde gelegt werden. Hierfür werden die in Kapitel 3.2.1 ermittelten auslegungsrelevanten Netzauftrennungen für die einzelnen Bundesländer verwendet.
- **Auslegungsstörfall-Parameter:** Hierfür werden die NEP-Marktsimulationsergebnisse nach Redispatch entsprechend des jeweiligen Auslegungsstörfalls für die Simulationen aufbereitet.
- **Parametrierung der automatischen Letztmaßnahmen:** Die automatischen Letztmaßnahmen werden entsprechend der aktuellen Auslegung des Systemschutzplans, für Überfrequenz im Wesentlichen LFSM-O, parametrieren. In Deutschland als auch in den meisten benachbarten Regelblöcken beträgt heute der Frequenzschwellwert $f_{\text{Schwellwert, LFSM-O}}$ einheitlich 50,2 Hz und die Statik $s_{\text{LFSM-O}}$ einheitlich 5 %. Im Zeithorizont des Netzentwicklungsplans wird für alle Anlagen ein, zu den aktuellen Netzanschlussrichtlinien, konformes Verhalten angenommen.

Auf Basis dieser Randbedingungen kann die Prüfung der Auslegung des Systemschutzplans für Überfrequenz erfolgen:

- **Abregelbare Leistung:** Bei der Überprüfung der Auslegung des Systemschutzplans muss in einem ersten Schritt evaluiert werden, ob die maximale Wirkleistungsabregelung $\Delta P_{\text{PLFSM-O, max}}$ auf Basis von LFSM-O bilanziell ausreicht, um das potentielle maximale Leistungsungleichgewicht $\Delta P_{\text{Stör, max}}$ des Überfrequenz-Teilnetzes eines definierten Auslegungsstörfalls für Netzauftrennungs-Szenarien auszugleichen. Es muss daher gezeigt werden, dass über das betrachtete Jahr $\Delta P_{\text{PLFSM-O, max}}$ in jeder Stunde ausreicht, um $\Delta P_{\text{Stör, max}}$ bilanziell auszugleichen.
- **Zeitverhalten von LFSM-O:** Sofern die abregelbare Leistung ausreicht, muss in einem weiteren Schritt geprüft werden, ob das Zeitverhalten von LFSM-O ausreicht, damit die Frequenz innerhalb des zulässigen Frequenzbereichs verbleibt.

23 Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes; URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2196&from=EN> (geprüft: 2023-06-20).

24 J. Lehner, J. Weidner, T. Hennig, G. Deiml, Approach to design and review the system defence plan for over-frequency to ensure frequency stability in the ENTSO-E Continental Europe Synchronous Area. 17th Wind Integration Workshop, 2018.

25 J. Lehner, J. Weidner, T. Hennig, G. Deiml, D. Albrecht, Herangehensweise bei Auslegung und Prüfung des Systemschutzplans für Überfrequenz. 13. RTG/GMA Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“, 2019.

Diese Analysen erfolgen anhand eines summarischen Netzmodells (oft auch als Punktmodell oder System-Bilanz-Modell bezeichnet). Dieses Netzmodell bildet die wesentlichen Mechanismen des Leistungs-Frequenzverhaltens im Verbundsystem ab.²⁶ Dabei ist wichtig, dass die ausgewiesenen Momentanreserve-Bedarfe entsprechend Kapitel 3.3.1 zur Einhaltung eines Frequenzgradienten von maximal 1 Hz/s in den Eingangsgrößen des Modells berücksichtigt werden.

3.3 Ergebnisse und Maßnahmen

Im folgenden Kapitel werden auf Grundlage der Kapitel 3.1 und 3.2 zunächst die Ergebnisse der durchgeführten Analysen erläutert. Darauf aufbauend wird gezeigt, wie der Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve in Deutschland zukünftig gedeckt werden kann und welche Voraussetzungen dafür geschaffen werden müssen. In Kapitel 3.3.2 wird anschließend untersucht, inwieweit die heutige Auslegung des Systemschutzplans im NEP-Zeithorizont zur Beherrschung von Netzauftrennungen insbesondere im Überfrequenzbereich ausreicht.

3.3.1 Dimensionierung der Momentanreserve

Zur Einordnung der Problematik wird in Kapitel 3.3.1.1 ein Vergleich der Momentanreservebedarfe für drei unterschiedliche Szenarien mit verschiedenen Zieljahren dargestellt. Dazu dient ein Vergleich zwischen den Langfristanalysen 2030 und dem Zeitraum des Netzentwicklungsplans 2037 / 2045 (2023). Um die Auswirkungen der sich im Vergleich zum letzten NEP erheblich geänderten Rahmenbedingungen aufzuzeigen, werden zusätzlich die Ergebnisse des letzten NEP (Zieljahr 2035) mit einbezogen. Die Analysen zeigen deutlich einen stetig zunehmenden Ausbaubedarf an Momentanreserve infolge steigender Transite und abnehmender verfügbarer Momentanreserve im Netz. Anschließend erfolgt eine Analyse, welchen Einfluss der Redispatch auf die Momentanreservebedarfe hat (Kapitel 3.3.1.2). Mit Hilfe dieser Randbedingungen werden daraus in Kapitel 3.3.1.3 die Systembedarfe an Momentanreserve abgeleitet. Abschließend werden in Kapitel 3.3.1.4 mögliche Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve im Netz aufgezeigt.

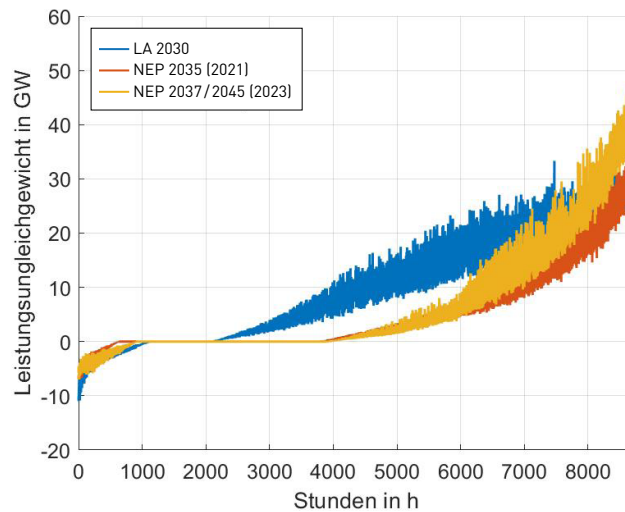
3.3.1.1 Vergleich LA und NEP

Auf Basis der in den vorherigen Kapiteln aufgezeigten Problematik und der erläuterten Methodik wurden durch die vier deutschen ÜNB bereits im letzten NEP-Analysen auf Basis der im Jahre 2006 aufgetretenen Netzauftrennung durchgeführt, um die Beherrschbarkeit einer solchen Großstörung unter den zukünftig vorliegenden Randbedingungen zu bewerten. Diese Analysen wurden im Vergleich zum letzten NEP noch einmal deutlich erweitert.

Zur besseren Vergleichbarkeit und Einordnung der Ergebnisse wird hier anfangs die 2006 aufgetretene Netzauftrennung (kurz: 2006er System-Split) nochmals zum Vergleich herangezogen. Abbildung 38 zeigt die Entwicklung der zukünftig zu erwartenden Leistungsungleichgewichte im nordöstlichen Teilnetz (vorher auch als „grüne Insel“ bezeichnet) für den 2006er System-Split auf Basis der Daten des vergangenen NEP (NEP 2035 [2021]), der aktuellen Langfristanalyse (LA 2030) und des aktuellen NEP 2037 / 2045 (2023) für das Zieljahr 2037.

²⁶ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, Frequenzstabilität - Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz, Studie der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Juni 2018; URL: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%c3%b6ffentlichungen/Frequenzstabilit%c3%a4t_Notwendiges%20Zeitverhalten%20bei%20c3%9cber-%20und%20Unterfrequenz_2018-05-16.pdf [geprüft: 2023-06-20].

Abbildung 38: Leistungsungleichgewichte im nordöstlichen Teilnetz bei einem System-Split analog zu 2006, sortiert nach RoCoF gemäß Abbildung 40

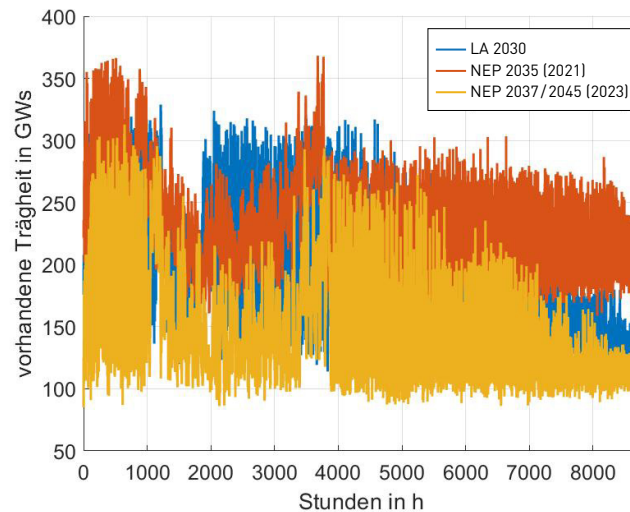


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Positive Leistungsungleichgewichte stehen für einen Export aus dem nordöstlichen Teilnetz (Leistungstransport aus dem nordöstlichen Teilnetz zum restlichen Netz) und negative Leistungsungleichgewichte entsprechend für einen Import in das nordöstliche Teilnetz (Leistungsfluss in Richtung nordöstliches Teilnetz). Obwohl zwischen den Zieljahren für die Szenarien des NEP 2035 (2021) und des NEP 2037/2045 (2023) nur zwei Jahre liegen, zeigt Abbildung 38 deutlich, dass die maximal auftretenden positiven Leistungsungleichgewichte für den hier betrachteten System-Split im Vergleich zum NEP 2035 (2021) nochmals deutlich zugenommen haben. In absoluten Zahlen steigt der Leistungstransport im Drehstromnetz über die betrachtete Schnittkante in einzelnen Situationen auf über 50 GW. Dies ist hauptsächlich mit dem weiträumigen Leistungstransport allein über das Drehstromnetz infolge der immer größer werdenden räumlichen Entkopplung zwischen Erzeugung und Last zu begründen. Die Analysen zeigen aber zusätzlich, dass die Anzahl der Situationen mit relevantem Leistungstransport tendenziell abnimmt. Während im Zieljahr der Langfristanalysen in etwa 1000 Stunden kein Leistungs transit (über das Drehstromnetz) auftritt, erhöht sich diese Kennzahl trotz weiter fortschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Zieljahr des Netzentwicklungsplans auf etwa 3000 Stunden. Dieser vermeintliche Widerspruch ist allein dem geschuldet, dass bis zum Zieljahr des Netzentwicklungsplans alle innerdeutschen HGÜ als fertiggestellt angenommen werden. Dies vorausgesetzt, wurde die optimistische Annahme getroffen, dass die HGÜ in der jeweils betrachteten Situation (Netzauftrennung) so eingesetzt werden können, dass sie ihre komplette Übertragungskapazität systemdienlich ausnutzen, indem sie den Leistungs transport und damit das sich einstellende Leistungsungleichgewicht über die betrachtete Schnittlinie maximal reduzieren.

Zusätzlich zu den immer weiter ansteigenden Leistungs transiten kommt erschwerend eine tendenziell weiter sinkende verfügbare Momentanreserve hinzu.

Abbildung 39: Leistungsungleichgewichte im nordöstlichen Teilnetz bei einem System-Split analog zu 2006, sortiert nach RoCoF gemäß Abbildung 40



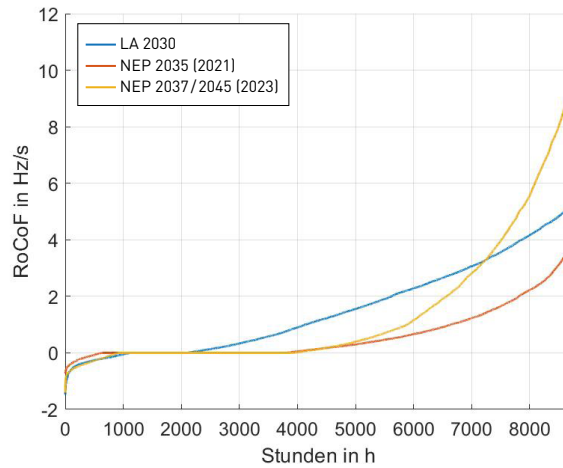
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Wie in Abbildung 39 zu sehen ist, sinkt die vorhandene Momentanreserve im NEP 2037/2045 (2023) (gelbe Kurve) im Vergleich zum NEP 2035 (2021) (rote Kurve) im nordöstlichen Teilnetz nochmals deutlich. Diese Entwicklung begründet sich v.a. in Deutschland auf den noch ambitionierteren Klimazielen, die sich durch eine noch stärkere Integration von erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Abschaltung konventioneller Kraftwerke äußert. Hierbei ist insbesondere zu beobachten, dass in Stunden mit hoher Windeinspeisung und hohen Leistungsflüssen vom Norden in den Süden Deutschlands nur noch sehr wenige Kraftwerke am Netz sind und somit sehr wenig Momentanreserve vorhanden ist. Auch der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien im europäischen Ausland fließt hier in die Analysen ein.

Beide Entwicklungen (weiter ansteigender Leistungstransite und weiter absinkender Momentanreserve), führen wiederum zu nochmals deutlich größeren maximalen Frequenzgradienten bzw. RoCoFs (Abbildung 40), die sich ohne entsprechende Gegenmaßnahmen ergeben würden. In einzelnen Situationen verdoppelt sich der initiale RoCoF im Vergleich zum vergangenen NEP auf Werte bis 10 Hz/s.

Auf den ersten Blick zeigt Abbildung 40 entgegen der Erwartung eine Abnahme bei der Anzahl der Situationen, in denen der RoCoF unter der Auslegungsgrenze des Systemschutzplans von 1 Hz/s bleibt. Während im Zieljahr der Langfristanalysen 2030 noch etwa 4500 Stunden einen zu hohen RoCoF aufweisen (blaue Kurve), nimmt die Anzahl bis zum Zieljahr des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2023) auf etwa 2500 Stunden und damit um etwa 40 % ab. Wie bereits vorhergehend erläutert, ist auch dies der Annahme geschuldet, dass die bis dahin als fertiggestellt angenommenen HGÜ maximal systemdienlich eingesetzt werden. Sie reduzieren also das sich einstellende Leistungsungleichgewicht bei einer Netzauftrennung und damit in vielen Situationen den maximal auftretenden RoCoF. Auch wenn die HGÜ durch ihre gute und schnelle Regelbarkeit zwar die Anzahl der Situationen mit zu hohem RoCoF tendenziell reduzieren, so ist im Vergleich zu heute dennoch mit einer steigenden Eintrittswahrscheinlichkeit durch die stetig steigenden Transite zu rechnen. In Verbindung mit der abnehmenden Momentanreserve sind zudem gravierendere Auswirkungen im Falle des realen Ereigniseintritts zu befürchten.

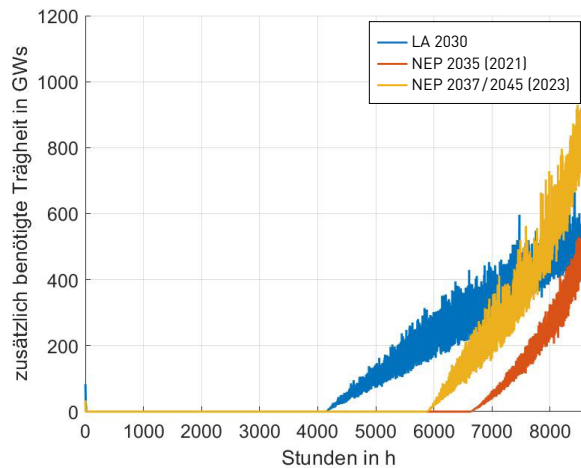
Abbildung 40: Frequenzgradient im nordöstlichen Teilnetz bei einem System-Split analog zu 2006



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insgesamt ist zu beobachten, dass infolge steigender Leistungstransportbedarfe vom Norden in den Süden Deutschlands und die Abnahme der verfügbaren Momentanreserve durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke die zusätzlichen Momentanreservebedarfe zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s weiter ansteigen (Abbildung 41). Hierbei zeigt sich für 2030 im LA-Szenario bereits ein zusätzlicher Momentanreservebedarf vergleichbar mit dem NEP 2035 (2021) Szenario B 2035, während für den NEP 2037/2045 (2023) die Bedarfe noch weiter ansteigen. Auch hier begründet sich die geringere Anzahl an Stunden mit zusätzlich benötigter Trägheit in den NEP-Szenarien im Vergleich zu 2030 durch die am Netz befindlichen innerdeutschen HGÜ-Verbindungen.

Abbildung 41: Vergleich der zusätzlich benötigten Trägheit in der LA, im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037 / 2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

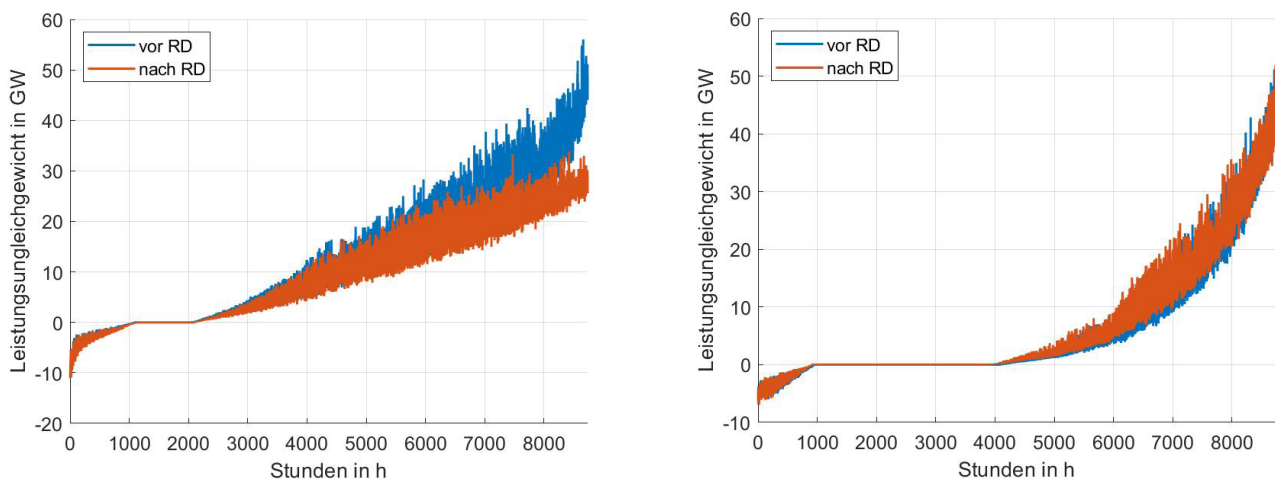


3.3.1.2 Exkurs: Einfluss Redispatch

Die im letzten Netzentwicklungsplan durchgeführten Analysen zur Frequenzstabilität wurden rein auf Basis der Marktsimulationsergebnisse durchgeführt. Dies bedeutet, dass etwaige Netzrestriktionen (Engpässe infolge nicht ausreichend ausgebautem Netz) keine Berücksichtigung fanden. Es wurde lediglich eine pauschale Reduktion um bis zu 5 GW (s. NEP 2035 [2021]) der Transitleistung vorgenommen, die den Einfluss von Redispatch-Maßnahmen zur Engpassbeseitigung Rechnung tragen sollten. Für die nun erneut durchgeführten Analysen zur Frequenzstabilität wurden sowohl für das Zieljahr der Langfristanalysen als auch für das Zieljahr des Netzentwicklungsplans Einschränkungen, die sich infolge eines nicht ausreichend ausgebauten Netzes ergeben, berücksichtigt. Wenn in dezidierten Situationen die Übertragungskapazität des Netzes bzw. einzelner Stromkreise nicht ausreicht, um die vom Markt geforderten Leistungstransporte zu erfüllen, werden Markteingriffe (Redispatch) vorgenommen, um das Netz jederzeit in einen nach heute angewandten Grundsätzen ((n-1)-Sicherheit) betreibbaren Zustand zu bringen. Die folgenden Analysen nutzen ausschließlich „Nach-Redispatch“ Daten. In diesem kurzen Exkurs wird aufgezeigt, dass die Verwendung von den Daten „Nach-Redispatch“ vor allem für das Zieljahr der Langfristanalysen großen Einfluss auf die Analysen hat.

Die folgenden Auswertungen beziehen sich auf den auch im NEP 2035 (2021) angenommenen System-Split von 2006. In Abbildung 42 ist eine deutliche Abnahme der maximalen Leistungstransite vor allem im Zeitraum der Langfristanalysen festzustellen. Hier werden die relevanten Leistungstransite in den kritischsten Stunden um teils über 20 GW mittels Markteingriffen (Redispatch) reduziert (Abbildung 42, links), um ein engpassfreies bzw. nach heutigen Grundsätzen betreibbares Netz zu erhalten. Hintergrund ist, dass bis zum Zieljahr der Langfristanalysen 2030 nicht von einem adäquat ausgebauten Netz ausgegangen wird, um alle vom Markt geforderten Übertragungskapazitäten bereitstellen zu können. Dagegen ist der Einfluss durch Redispatch im Zeithorizont des NEP 2037/2045 (2023) vernachlässigbar, da hier ein annähernd vollständig engpassfreies, d. h. vollausgebautes Netz zugrunde gelegt wurde (Abbildung 42, rechts). Ein vollständig ausgebautes Netz hat also direkt höhere Leistungstransite zur Folge.

Abbildung 42: Leistungsungleichgewicht vor und nach Redispatch im nordöstlichen Teilnetz für die LA 2030 (links) und den NEP B 2037



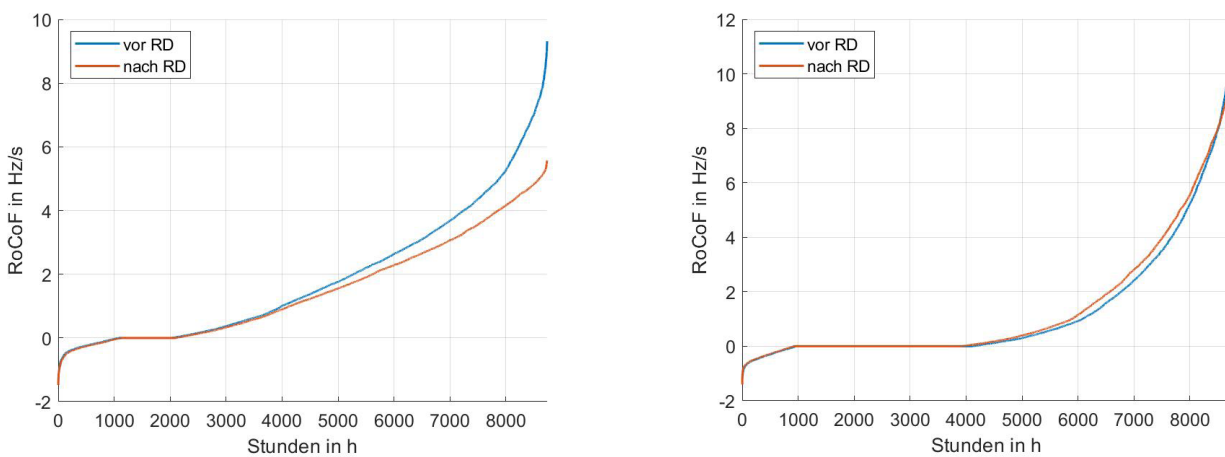
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine aus Gründen der Netzsicherheit notwendige Reduzierung des Leistungstransits durch Markteingriffe (Redispatch) hat somit natürlich auch direkten Einfluss auf die auftretenden Frequenzgradienten. Dies ist vor allem für den Zeitraum der Langfristanalysen deutlich zu erkennen (Abbildung 43, links). Hier wird der maximale RoCoF vor und nach Redispatch noch um mehr als 3 Hz/s in den auslegungsrelevanten Zeitpunkten (Abbildung 43, links) reduziert.

Dagegen wird im Zieljahr des Netzentwicklungsplans von einem vollständig ausgebauten Netz ausgegangen, dass jederzeit die Bedürfnisse des Marktes hinsichtlich der Leistungsübertragung erfüllen kann. Hier ist also kein nennenswerter Redispatch (und somit Transitreduzierung) mehr notwendig (Abbildung 42, rechts). Dies bedeutet direkt, dass sich nur noch sehr geringen Änderungen beim maximalen RoCoF ergeben (Abbildung 43, rechts). Zusätzlich ist ersichtlich, dass die absoluten Werte – wie bereits eingangs erwähnt – tendenziell steigen. Selbst bei einem angenommenen engpassfreien Netz im Zeitraum der Langfristanalysen (d. h. die vom Markt geforderten Transite können vollständig durchgeführt werden) läge der maximale RoCoF unter den Werten im Zeitraum des NEP („Abbildung 43, links, vor RD“ im Vergleich zu „Abbildung 43, rechts“).

Es kann also festgehalten werden, dass mit fortschreitendem Netzausbau und damit steigenden Transiten die Herausforderungen zur Wahrung der Frequenzstabilität in auslegungsrelevanten Situationen größer werden. Der Vollständigkeit halber sei noch erwähnt, dass die größere Anzahl an Stunden mit einem RoCoF unterhalb der Auslegungsgrenze von 1 Hz/s im Zieljahr des Netzentwicklungsplans (Abbildung 43, rechts) auf den netzdienlichen Einsatz der HGÜ zurückzuführen ist. Dies wurde bereits in Kapitel 3.3.1.1 erläutert.

Abbildung 43: Initialer RoCoF vor und nach Redispatch im nordöstlichen Teilnetz für die LA 2030 (links) und den NEP B 2037



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

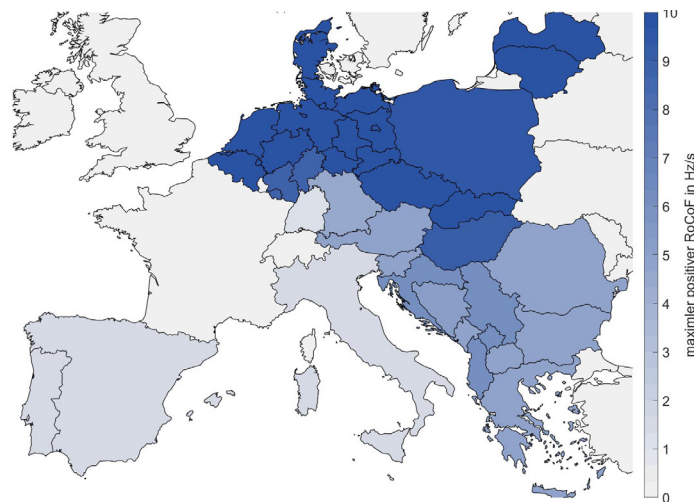
Da die Auswertung gezeigt hat, dass der Einfluss durch Redispatch abhängig vom Umfang der Netzrestriktionen bzw. vom Netzausbauzustand erheblich sein kann, werden im folgenden Kapitel die zukünftig notwendigen Bedarfe zur Wahrung der Frequenzstabilität nur noch auf Basis eines engpassfreien Netzes (nach Redispatch) ausgewiesen. Ziel ist, für die Momentanreservebedarfe belastbare Ergebnisse auf Basis heute angewandter Netzführungsgrundsätze ((n-1)-Sicherheit) zu erhalten.

3.3.1.3 Systembedarfe an zusätzlicher Momentanreserve

Abschließend werden im Folgenden Zusammenhänge zwischen den auftretenden Frequenzgradienten bei unterschiedlichen, auslegungsrelevanten Netzauftrennungen (Methodik s. Kapitel 3.2.1) veranschaulicht und daraus der regionale Momentanreservebedarf in Deutschland bundeslandscharf ermittelt.

Hierzu werden alle auslegungsrelevanten Netzauftrennungen aus Kapitel 3.2.1 zugrunde gelegt. Für das kontinental-europäischen Verbundnetz kann festgestellt werden, dass insbesondere das nördliche und nordöstliche Mitteleuropa (Abbildung 44 und Abbildung 45) von z. T. sehr hohen (positiven und negativen) Frequenzgradienten bis über 10 Hz/s bei einzelnen Netzauftrennungen betroffen wäre.

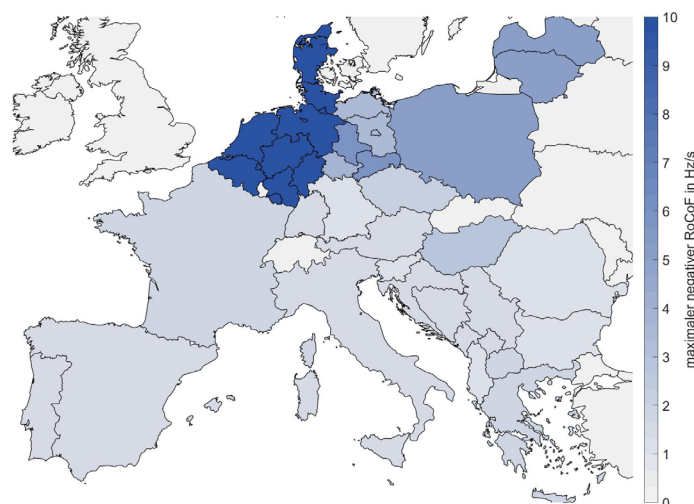
Abbildung 44: Maximal auftretenden (positive) Frequenzgradienten für die auslegungsrelevanten Netzauftrennungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich hier um Gebiete mit starkem Erzeugungsüberschuss (entlang der Küsten von Nord und Ostsee durch hohe Offshore – Winderzeugung) handelt. Wie bereits erläutert, resultiert ein solcher Erzeugungsüberschuss im Fall einer Netzauftrennung in einem Leistungsungleichgewicht in der betroffenen Netzinsel, der sich ohne entsprechende Gegenmaßnahmen in hohen Frequenzgradienten ausdrückt. Zusätzlich wirkt sich der stete Rückgang von heute in (Süd-) Osteuropa noch vorhandener konventioneller Erzeugung (z. B. Kohlekraftwerke) negativ auf die zu erwartenden Frequenzgradienten aus.

Abbildung 45: Maximal auftretenden (negative) Frequenzgradienten für die auslegungsrelevanten Netzauftrennungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

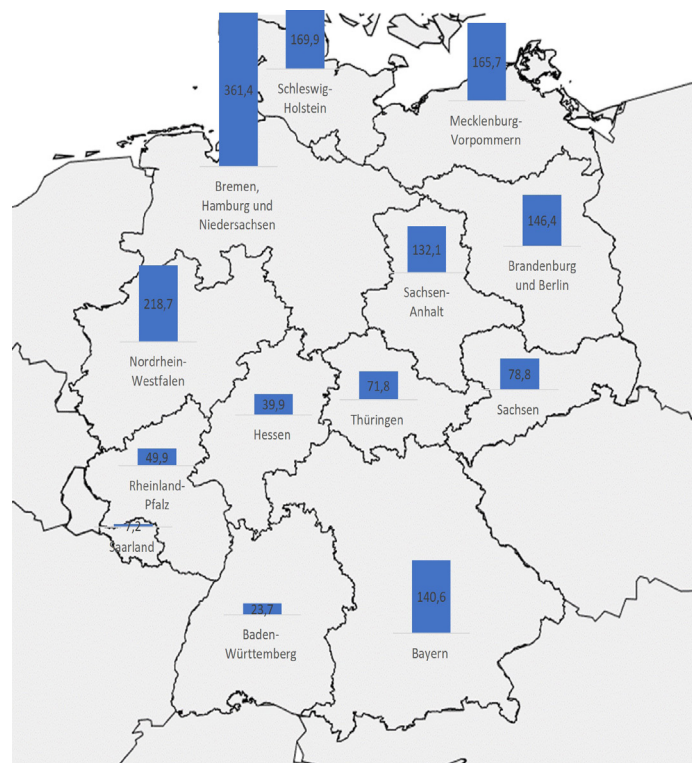


Die geographisch gleichen Gebiete im nördlichen und nordöstlichen Mitteleuropa (Abbildung 45) sind auch von hohen negativen Frequenzgradienten bei (anderen) auslegungsrelevanten Netzauftrennungen betroffen. Diese Situationen sind von hohem Leistungsimport in diese Regionen geprägt, die vor allem in windschwachen Zeiten auftreten. Dies führt zu einem erheblichen zusätzlichen positiven Momentanreservebedarf, da analog zu den Überfrequenzszenarien in diesen Regionen kaum Momentanreserve (z. B. durch konventionelle Kraftwerke) verfügbar ist.

Mit den bisherigen Ergebnissen kann der Momentanreservebedarf für relevante Netzauftrennungen für Deutschland ermittelt werden. Als Schlüssel zur Verteilung der bundeslandscharfen Ausweisung der (deutschlandweiten) Momentanreservebedarfe wurde (analog zum vergangenen NEP) die am Netz befindliche installierte Erzeugungsleistung gewählt.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass der absolute Momentanreservebedarf über alle auslegungsrelevanten Über- und Unterfrequenzinseln im Vergleich zum NEP 2035 (2021) weiter zunimmt, wobei die negativen Momentanreservebedarfe (Überfrequenzinsel) deutlich größer sind und auch relativ stärker zunehmen. Allerdings ist ein direkter Vergleich zwischen dem NEP 2035 (2021) und dem NEP 2037/2045 (2023) nicht möglich, da im vergangenen NEP nur eine Netzauftrennung (2006er System-Split) betrachtet wurde. Mit der neuen Methodik wurden nun weit mehr relevante Netzauftrennungen ermittelt und der daraus maximal notwendige Bedarf berechnet.

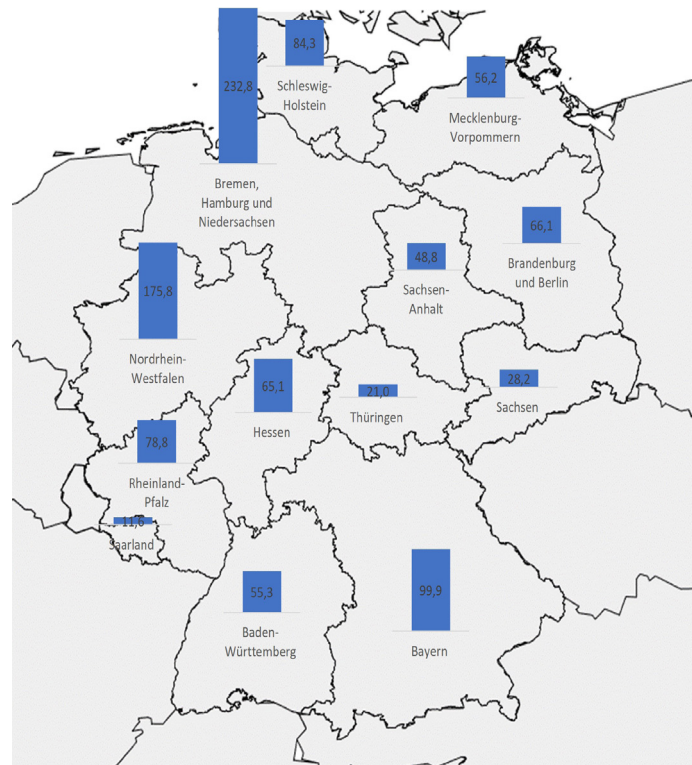
Abbildung 46: Bundeslandscharfer, maximaler negativer Momentanreservebedarf (Überfrequenz-Fall) in GWs aus allen auslegungsrelevanten Netzauftrennungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 46 zeigt bundeslandscharf die Bedarfe an negativer Momentanreserve (Überfrequenz-Fall) für die jeweils kritischste Netzauftrennung des jeweiligen Bundeslandes. Bei einem deutschlandweiten Gesamtbedarf an negativer Momentanreserve von ca. 1.500 GWs zeigt sich aufgrund des gewählten Verteilungsschlüssels (die am Netz befindliche installierte Erzeugungsleistung) ein starkes Nord-Süd-Gefälle. Von der nördlichen Hälfte Deutschlands müssen etwa 2/3 des Gesamtbedarfs erbracht werden, während in den sieben südlichen Bundesländern (Sachsen, Thüringen, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Baden-Württemberg und Bayern) nur gut 400 GWs bereitgestellt werden müssten.

Abbildung 47: Bundeslandscharfer, maximaler positiver Momentanreservebedarf (Unterfrequenz-Fall) in GWs aus allen auslegungsrelevanten Netzauftritten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die gleiche Methodik wurde zur Ermittlung des maximalen positiven Momentanreservebedarfs (Unterfrequenz-Fall) herangezogen (Abbildung 47). Zwar ist der absolute Bedarf mit ca. 980 GWs um ca. 40 % geringer, aber auch hier zeigen sich starke regionale Unterschiede. Vor allem die Regionen Nordwest- bzw. Westdeutschland müssen einen Großteil des Bedarfs beisteuern, während Ostdeutschland (Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt, Berlin, Brandenburg, Thüringen und Sachsen) nur ca. 20 % bzw. 200 GWs beizutragen haben.

3.3.1.4 Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve

Die in Kapitel 3.3 erläuterten Ergebnisse zeigen, dass im Vergleich zu den Analysen aus dem NEP 2035 (2021) mit nochmals steigenden, großräumigen Leistungstransporten zu rechnen ist. In Verbindung mit einer weiter abnehmenden Momentanreserve (Abbildung 39) führt dies ohne Gegenmaßnahmen zu abermals steigenden Frequenzgradienten bei relevanten Netzauftritten nach Kapitel 3.2.1. Um einen Übergang in den Teilnetzbetrieb bzw. ein sicheres Abfangen wenigstens eines der sich ergebenden Teilnetze zu ermöglichen, müssen die zuvor genannten Randbedingungen (bspw. systemische RoCoFs $\leq \pm 1$ Hz/s) erfüllt werden, da eine wesentliche Beschleunigung der dafür vorgesehenen Maßnahmen technisch nicht möglich ist. Sowohl die Überfrequenzleistungsreduktion als auch der Lastabwurf haben technisch limitierte Reaktionszeit (z. B. Schalteröffnungszeiten beim Lastabwurf).

Wie bereits im letzten Netzentwicklungsplan aufgeführt, können zur Begrenzung des initialen Frequenzgradienten verschiedene Maßnahmen ergriffen werden. Neben der Reduzierung des Leistungstransportes über das Drehstromnetz (z. B. Einsatz von Redispatch oder Verlagerung der Einspeisung der Offshore-Windenergie an südlichere Verknüpfungspunkte) oder der Akzeptanz eines erhöhten Risikos für größere, ggf. sehr schwere Störungen bis hin zum vollständigen Systemzusammenbruch ist vor allem die Erhöhung der im Netz befindlichen Momentanreserve die vielversprechendste Möglichkeit zur Erhöhung der Robustheit des Stromnetzes gegenüber Netzauftritten.

Wie Abbildung 41 eindrucksvoll zeigt, ist der absolute zusätzliche Bedarf an Momentanreserve erheblich und steigt in Zukunft weiter an. Fokus der nachfolgenden Betrachtungen liegt auf Deutschland, sodass keine Auswertung der Momentanreservebedarfe und -potentiale im Ausland erfolgt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass für eine sichere Beherrschung der nachfolgend betrachteten Netzauftrennungen neben den ausgewiesenen Systembedarfen für Deutschland auch die resultierenden Systembedarfe im restlichen Verbundnetz gedeckt werden müssen.

Um das erschließbare Momentanreservepotential zukünftiger Anlagen abzuschätzen, wurden Annahmen für jede Erzeugungsart bzw. Betriebsmittel getroffen. Grundlage hierfür sind Gespräche mit Herstellern und Betreibern, in denen das technische Potential erfasst wurde. Die resultierenden Annahmen sind in Tabelle 23 angegeben.

Tabelle 23: Annahmen zu potenziellen Anlaufzeitkonstante für unterschiedliche Erzeugungstechnologien

Anlagenkategorie	T_{AN} für Überfrequenzbereich	T_{AN} für Unterfrequenzbereich
Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb	3 s	3 s
Pumpspeicher im Phasenschieberbetrieb	8,4 s	8,4 s
Batteriegroßspeicher	25 s	25 s
PV-Batteriespeicher	20 s	20 s
Windenergie Offshore	15 s	-
Windenergie Onshore	15 s	-
Regelbare Blindleistungskompensationsanlagen	25 s	25 s

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

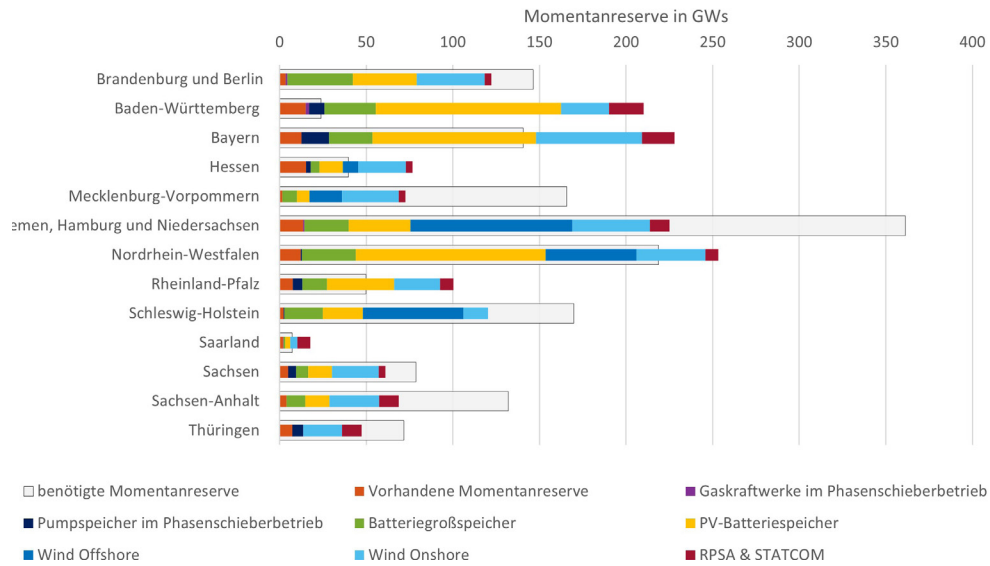
Mit Hilfe der angenommenen Anlaufzeitkonstanten kann auf Basis der installierten Erzeugung (Leistung) das für die jeweils kritischste Netzauftrennung verfügbare Potential an Momentanreserve bundeslandscharf errechnet werden. Für jede Anlagenkategorie ist nur das neu installierte Anlagenpotential ab dem Jahr 2025 für Speicher, Gaskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke sowie ab dem Jahr 2027 für Windenergieanlagen berücksichtigt, um einem zeitlichen Vorlauf für die Umsetzung der technischen Anforderungen Sorge zu tragen. Die Potentiale von Windenergieanlagen sind lediglich für den Überfrequenzbereich, also die Leistungsreduktion, berücksichtigt, sodass kein expliziter Speicher für die Bereitstellung von Momentanreserve erforderlich ist und die Leistungsreduktion bspw. über einen vorhandenen Chopper realisiert werden kann. Für Speicher wird davon ausgegangen, dass diese zu jedem Zeitpunkt die angenommene Momentanreserve bereitstellen können.

Abbildung 48 (Überfrequenzszenario) und Abbildung 49 (Unterfrequenzszenario) zeigen für jedes Bundesland die verfügbare Momentanreserve sowie die resultierenden theoretischen Potentiale der unterschiedlichen Technologien als farbige Balken dargestellt. Im Vergleich hierzu zeigt der graue Balken die benötigte Momentanreserve des jeweiligen Bundeslands, die erforderlich ist, um die auftretenden Frequenzgradienten für das jeweils kritischste auslegungsrelevante Szenario auf 1 Hz/s zu begrenzen.

Nur mit Hilfe der getroffenen, sehr optimistischen Annahmen können die identifizierten Bedarfe an positiver und negativer Momentanreserve gedeckt werden. Es zeigen sich jedoch sehr starke regionale Unterschiede der Potentiale an Momentanreserve. Während in einigen Bundesländern insbesondere im Süden Deutschlands, wie z. B. Baden-Württemberg oder Bayern, die theoretischen Potentiale die identifizierten Bedarfe übersteigen, zeigt sich im Norden Deutschlands eine deutliche Unterdeckung der identifizierten Bedarfe sowohl für negative als auch für positive Momentanreserve. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass viele Bestandsanlagen, die nicht zur Bereitstellung von Momentanreserve herangezogen werden können, im Norden Deutschlands verortet sind. Ein Großteil der neu installierten Großbatteriespeicher und PV-Batteriespeicher werden hingegen im Süden Deutschlands zugebaut, wodurch hier große Potentiale für Momentanreserve entstehen. Darüber hinaus zeigt sich, dass neben Speichern vor allem auch Windenergieanlagen zur Deckung der hohen negativen Momentanreservebedarfe in den nördlichen und nordwestlichen Bundesländern beitragen können.

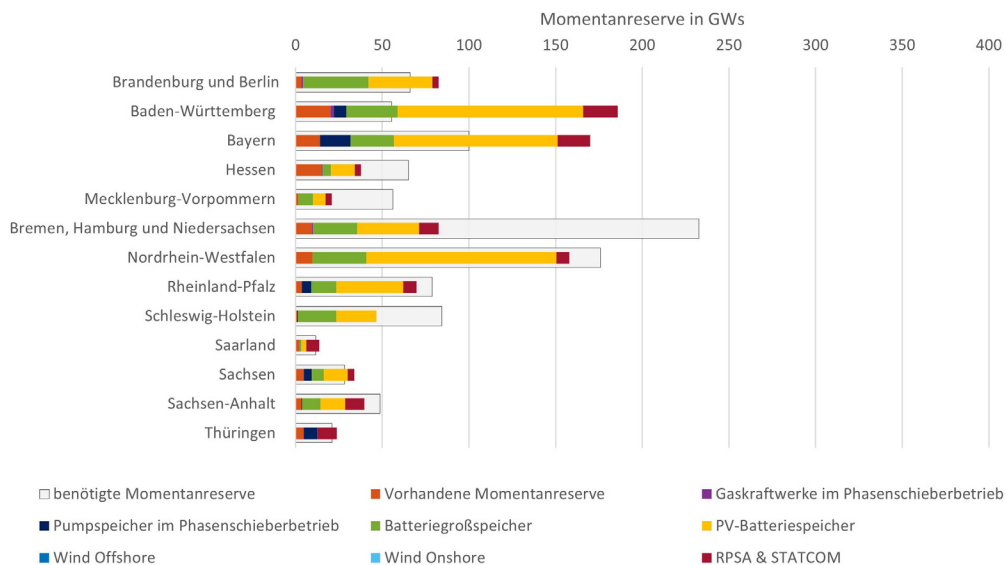


Abbildung 48: Benötigte (grau) und verfügbares Potential an (bunt) Momentanreserve für auslegungsrelevanten Netzauftrennungen – Überfrequenzszenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 49: Benötigte (grau) und verfügbares Potential (bunt) Momentanreserve für auslegungsrelevanten Netzauftrennungen – Unterfrequenzszenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Daraus resultiert die Forderung, dass alle erschließbaren Potentiale zur Erbringung von Momentanreserve zwingend zu nutzen sind. Einerseits müssen die ÜNB-eigenen Betriebsmittel, vornehmlich Kompensationsanlagen (STATCOMs und rotierende Phasenschieber), zwingend mit der Möglichkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve (zusätzlicher Kurzzeitspeicher bei STATCOMs, zusätzliche Schwungmasse bei rotierenden Phasenschiebern) ausgestattet werden. Diese als gesichert anzunehmenden Betriebsmittel können aber aufgrund der begrenzten Gesamtanzahl auch nur einen begrenzten Beitrag leisten. Daher müssen andererseits möglichst bald alle an das Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen (Wind, PV, Speicher) ebenfalls ertüchtigt werden, um einen Beitrag zur Momentanreserve leisten zu können. Diese Forderung beinhaltet auch, dass zukünftig noch ungenutzte Potentiale in der Mittel- und Niederspannung erschlossen werden müssen. Zudem können auch neu errichtete Kraftwerke einen Beitrag zur Momentanreserve leisten, indem sie mit einer Kupplung und ggf. einer Schwungmassenerweiterung ausgestattet werden, um im Phasenschieberbetrieb betrieben werden zu können.



Es ist darauf hinzuweisen, dass eine spätere Einführung der Fähigkeiten zur Bereitstellung von Momentanreserve zu einer unmittelbaren Reduzierung der verfügbaren Anlagenpotentiale und damit der hier ausgewiesenen Potentiale an Momentanreserve führt. Dadurch wird eine zukünftige Beherrschung der relevanten Netzauftrennungen immer herausfordernder.

Aus diesem Grund sollte ein zweistufiger Ansatz verfolgt werden, um zeitnah die möglichen Potentiale an Momentanreserve erschließen zu können. Zum einen sollte durch die zeitnahe Einführung einer marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve ein Anreizsystem geschaffen werden. Dadurch können Anreize entstehen, weitere Anlagen zur Momentanreserveerbringung (durch Dritte) zu installieren, Entwicklungen bei Herstellern für einen größeren Momentanreservebeitrag der einzelnen Anlagen anzustoßen bzw. Hersteller zu Weiterentwicklungen in diesem Bereich zu motivieren und bestenfalls durch die Anreize auch die regionale Verteilung zu verbessern. Wichtige Grundlage hierfür ist eine verbindliche Festlegung der technischen Anforderungen und Nachweise, die aktuell Gegenstand der laufenden Arbeiten der PG Systemanforderungen im FNN sind. Darüber hinaus sollte aber auch weiterhin parallel zur marktgestützten Beschaffung der Weg einer Festlegung verbindlicher Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen und Lasten zur Bereitstellung von Momentanreserve weiterverfolgt werden. Zudem sollten alle geplanten regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen um einen Kurzzeitspeicher bzw. eine Schwungmassenerweiterung erweitert werden, um einen Beitrag zur Deckung der zukünftigen Momentanreservebedarfe zu leisten.

3.3.2 Erweiterte Analysen im Zeitbereich

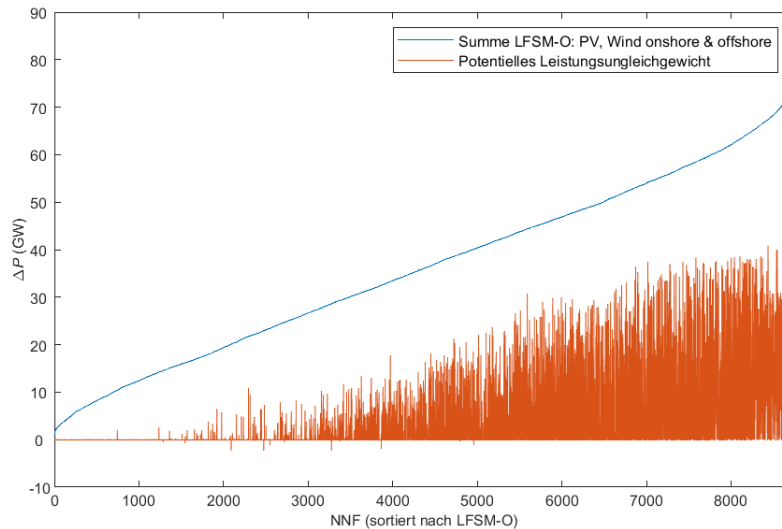
Nachstehend werden die Ergebnisse der erweiterten Analysen im Zeitbereich vorgestellt.

3.3.2.1 Systembedarfe hinsichtlich Leistungsabregelung bei Überfrequenz

Entsprechend der beschriebenen Vorgehensweise aus Kapitel 3.2.3 wird in diesem Abschnitt überprüft, ob die Maßnahmen inklusive Anforderungen des heutigen Systemschutzplans für Überfrequenz für das Zieljahr 2037 ausreichend sind oder angepasst werden müssen.

Hierbei ist in einem ersten Schritt zu überprüfen, ob die maximale Wirkleistungsabregelung $\Delta P_{\text{PLFSM-0, max}}$ auf Basis von LFSM-0 bilanziell ausreicht, um das potentielle maximale Leistungsungleichgewicht $\Delta P_{\text{Stör, max}}$ des Überfrequenz-Teilnetzes eines definierten Auslegungsstörfalls für Netzauftrennungs-Szenarien auszugleichen. Es muss daher gezeigt werden, dass über das betrachtete Jahr $\Delta P_{\text{PLFSM-0, max}}$ in jeder Stunde ausreicht, um $\Delta P_{\text{Stör, max}}$ bilanziell auszugleichen. Für jedes Bundesland wurde dies auf Basis dessen auslegungsrelevanten System-Splits separat untersucht. Für alle auslegungsrelevanten System-Splits aller Bundesländer konnte gezeigt werden, dass das verfügbare LFSM-0 Potential von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, sowie von PV bereits ausreicht, um die aus den auslegungsrelevanten System-Splits resultierenden Ungleichgewichte auszugleichen. In Abbildung 50 ist dies beispielhaft für die auslegungsrelevante Netzauftrennung des Bundeslandes Niedersachsen dargestellt. Gemäß aktuellen Netzanschlussrichtlinien wurde das LFSM-0 Potential mit 52 % der zu dieser Stunde eingespeisten Leistung aus Wind und PV angenommen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die abregelbare Leistung auf Basis von LFSM-0 in jeder Stunde größer ist als das potentielle Leistungsungleichgewicht.

Abbildung 50: Abregelbare Leistung durch LFSM-O und potentielles Leistungsungleichgewicht am Beispiel Niedersachsen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insgesamt kann gezeigt werden, dass die potenziellen Leistungsungleichgewichte in allen auslegungsrelevanten Netzauf-trennungen, gemäß Kapitel 3.2, durch LFSM-O bilanziell ausgeglichen werden können (selbst wenn die Stunde aufgrund der zu geringen Netzlast und/oder des zu hohen relativen Leistungsungleichgewichts nicht auslegungsrelevant ist).

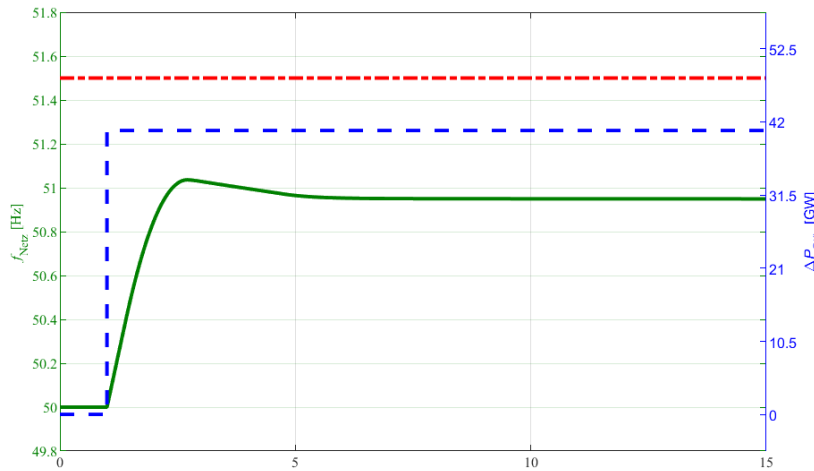
In einzelnen Stunden, bei denen die Netzlast des Teilnetzes unterhalb der vorgeschlagenen Auslegungsgrenze von 40 GW liegt und/oder das relative Leistungsungleichgewicht größer als 25 % (bezogen auf die Erzeugung) ist, kann das Leistungsungleichgewicht lediglich für Berlin-Brandenburg (s. Abbildung 25, links) bilanziell nicht ausgeglichen werden. Das gilt auch bei einer zusätzlichen Berücksichtigung von LFSM-O-Beiträgen von Batteriespeichern²⁷. Dies zeigt noch einmal, dass das vorgeschlagene Auslegungskriterium eine sinnvolle Einschränkung darstellt.

Damit kann im zweiten Schritt überprüft werden, ob auch das Zeitverhalten von LFSM-O in Summe ausreicht, damit die Frequenzgrenze von 51,5 Hz nicht überschritten wird. Unter Berücksichtigung der Bedarfe an Momentanreserve aus Kapitel 3.3.1, die zu einer Einhaltung von RoCoFs von ± 1 Hz/s führen, wurden daher Analysen mit dem System-Bilanz-Modell durchgeführt.

Dabei wurde für alle Stunden der auslegungsrelevanten Netzauf-trennungen überprüft, ob die Frequenz infolge der po-tenziellen Netzauf-trennung die Frequenzgrenze von 51,5 Hz überschreitet. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass in keiner Stunde der auslegungsrelevanten Netzauf-trennungen eine Überschreitung dieser Grenze erfolgt. Abbildung 51 zeigt beispielhaft einen Frequenzverlauf infolge einer Netzauf-trennung in einem kritischen Fall am Beispiel Niedersachsen. Es wird ersichtlich, dass der maximale RoCoF auf 1 Hz/s begrenzt wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in den Simulationen die notwendige Deckung der Bedarfe an Momentanreserve berücksichtigt wurden. Des Weiteren ist deut-lich zu erkennen, dass die Maßnahmen, inklusive der Anforderungen des heutigen Systemschutzplans für Überfrequenz, ausreichen, um die Frequenz unterhalb der Grenze von 51,5 Hz zu halten. Ein ausgeprägtes Überschwingen ist zudem nicht zu erkennen.

²⁷ Sowohl für Speicher, als auch für E-Mobilität (s. Kapitel 3.2.6.2) wurde ein LFSM-O/U Zeitverhalten gemäß den Technischen Anschlussrichtlinien für Wind angenom-men (Statik 5 %; Aktivierung unter 49,8 Hz und über 50,2 Hz, ...).

Abbildung 51: Beispielhafter Frequenzverlauf infolge einer Netzauftrennung in einem kritischen NNF am Beispiel Niedersachsen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.2.2 Beitrag der E-Mobilität und Batteriespeichern

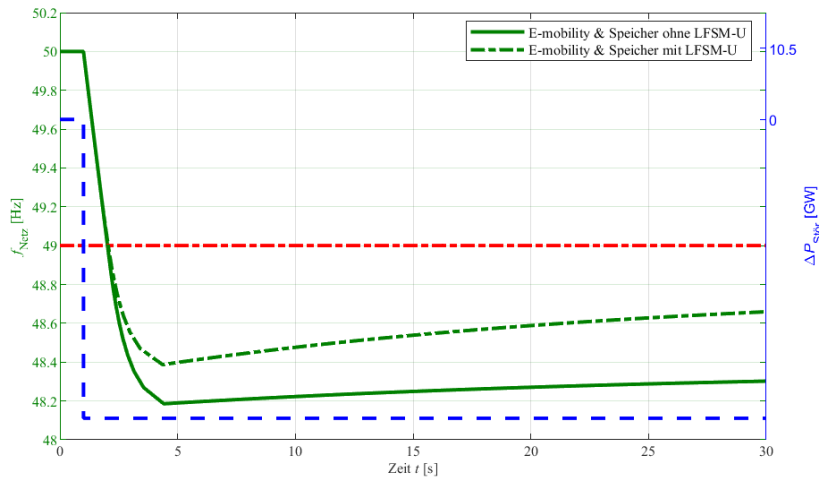
Ergänzend zu den Analysen zur Überfrequenz wird im folgenden Abschnitt noch auf einen möglichen Beitrag von E-Mobilität und Batteriespeichern zu LFSM-U eingegangen. Hierzu wird beispielhaft auf Ergebnisse einzelner auslegungrelevanter Netzauftrennungen für Unterfrequenz eingegangen.

Wesentliche Maßnahmen des Systemschutzplans für Unterfrequenz, die im Modell abgebildet sind, ist der frequenzabhängige Lastabwurf einerseits und LFSM-U von Batteriespeichern und E-Mobilität andererseits. Der Lastabwurf wurde für diese beispielhaften Analysen pauschal mit 10 Stufen mit jeweils 5 % Abwurfleistung je Stufe und einer Verzögerung von 150 ms abgebildet. LFSM-U von E-Mobilität und von Batteriespeichern wurde mit einer Statik von 5 % und einem Frequenzschwellwert $f_{\text{Schwellwert, LFSM-U}}$ von 49,8 Hz abgebildet. Bezüglich des Zeitverhaltens wurde für E-Mobilität eine Messverzögerung von 0,5 s und für Speicher von 0,2 s angenommen.

Abbildung 52 zeigt anhand eines beispielhaften Szenarios den Beitrag von E-Mobilität und Speichern zur auslegungrelevanten Netzauftrennung für Unterfrequenz des Bundeslandes Schleswig-Holstein. LFSM-U trägt deutlich zum Ausgleich des entstehenden Leistungsungleichgewichts bei, wodurch die Frequenz früher und auf einem höheren Wert stationär stabilisiert werden kann. Dieses beispielhafte Verhalten konnte in einer Vielzahl von Szenarien beobachtet werden. Zudem sinkt durch diesen ergänzenden Beitrag von LFSM-U die Gefahr einer Überreaktion des Lastabwurfs. Hintergrund dabei ist, dass durch den zusätzlichen LFSM-U Beitrag tendenziell immer mindestens eine Stufe des Lastabwurfs weniger aktiviert werden muss. In Fällen, in denen der Lastabwurf allein zu einer großen Überreaktion bis hin zu einer Überfrequenz führt, kann dies in Kombination mit LFSM-U meist durch das Wiederanregeln verhindert werden.

Mit Hilfe von Zeitbereichssimulationen konnte gezeigt werden, dass der Beitrag von LFSM-U von Batteriespeichern und E-Mobilität einen signifikanten positiven Beitrag bei Unterfrequenzszenarien leisten kann. Insbesondere erscheint der Beitrag von LFSM-U auch dazu geeignet zu sein, zukünftig den Lastabwurf zu unterstützen, da es zunehmend schwieriger wird, den bilanziellen Ausgleich des Leistungsungleichgewichts bei Unterfrequenz allein mittels Lastabwurf zu lösen. In beiden Szenarien zeigt sich, dass die Frequenz auf einem recht niedrigen Frequenzniveau stabilisiert wird (s. Abbildung 52). Dies ist zum einen auf eine geringe Überreaktion des Lastabwurfs und zum anderen auf den frequenzstützenden Beitrag von LFSM-U zurückzuführen. Allerdings liegt die stationäre Endfrequenz bei einem Einbezug von E-Mobilität und Speichern in die Frequenzregelung höher als ohne deren Beitrag. Vergangene Störungen haben gezeigt, dass ein niedriges stationäres Frequenzniveau die Gefahr von (eigentlich nicht regelkonformen und destabilisierenden) Schutzauslösungen und Netztrennungen von Erzeugungsanlagen birgt. Daher ist ein höheres stationäres Frequenzniveau immer anzustreben, was durch Beiträge aus E-Mobilität und Speichern erreicht werden kann (Abbildung 52). Die gewonnenen Erkenntnisse müssen mit weiterführenden Analysen untermauert werden.

Abbildung 52: Beitrag von LFMS-U von E-Mobilität und Speichern (gestrichelte Linie) eines beispielhaften Szenarios einer auslegungsrelevanten Netzauftrennung für Unterfrequenz des Bundeslandes Schleswig-Holstein



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.4 Fazit

Die durchgeführten Analysen zur Frequenzstabilität zeigen sehr deutlich, dass die Herausforderungen zur Beherrschung von Großstörungen (bspw. System-Splits) im Vergleich zum letzten Netzentwicklungsplan weiter zunehmen. Dies ist vor allem auf abermals gestiegene Leistungstransporte im Zielnetz, durch erhöhte Ausbauziele erneuerbarer Energien, und das gleichzeitige Absinken der verfügbaren Momentanreserve, durch den strukturellen Wandel der Erzeugungsstruktur (z. B. vorgezogener Kohleausstieg), zurückzuführen. Dadurch kommt es bei Netzauftrennungen zu größeren Leistungsungleichgewichten und dementsprechend zu sehr hohen Frequenzgradienten und -abweichungen, sofern keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Auch steigt die Anzahl der kritischen Netznutzungsfälle, in denen die resultierenden Frequenzgradienten im Fall einer Netzauftrennung die Auslegungsgrenze des Systemschutzplans von ± 1 Hz/s überschreiten. Als einzig sinnvolle Gegenmaßnahme zur zukünftigen Beherrschung dieser Ereignisse wurde die Erhöhung der Momentanreserve (Trägheit) im Netz identifiziert.

Die Analysen zur Beherrschung von Netzauftrennungen wurden im Vergleich zum letzten Netzentwicklungsplan deutlich erweitert. Hierzu wurden insgesamt ca. 100 potenzielle Netzauftrennungen des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes betrachtet. Für jedes Bundesland innerhalb Deutschlands, mit Ausnahme der Stadtstaaten, wurde die jeweils auslegungsrelevante Netzauftrennung ermittelt, die im weiteren Verlauf der Analysen als Grundlage für die Ermittlung der Bedarfe und Potentiale an Momentanreserve in Deutschland diente. Hierbei wurden nur Netzauftrennungen mit einer Mindestteilnetzgröße von 40 GW sowie einem maximalen relativen Leistungsungleichgewicht von 25 % berücksichtigt. Kleinere Teilnetze oder Teilnetze mit einem höherem relativen Leistungsungleichgewicht wurden nicht weiter betrachtet und damit auch nicht für die Ermittlung der Systembedarfe herangezogen, da der Aufwand zur Beherrschung dieser Netzauftrennungen stark ansteigt und diese Teilnetze voraussichtlich schnell wieder mit Hilfe benachbarter Netze hochgefahren werden können.

Eine Auswertung der regionalen Bedarfe an zusätzlicher Momentanreserve in Deutschland zeigt, dass diese für das untersuchte Szenario B 2037 auch im Vergleich zur LA 2030 und dem NEP 2035 (2021) weiter zunehmen. Insbesondere die Bedarfe an negativer Momentanreserve steigen nochmals deutlich an. Hohe negative Bedarfe sind vor allem entlang der Bundesländer im Norden Deutschlands mit einem starken Erzeugungsüberschuss durch Windenergie stark ausgeprägt. Gleichzeitig lässt sich aber auch ein Anstieg an positiver Momentanreserve in den gleichen Regionen in windschwachen Situationen beobachten.



Die zusätzlich benötigte Momentanreserve hängt maßgeblich von den weiträumigen Leistungstransporten im AC-Netz ab. In dem Kontext ist der Anstieg des Bedarfs an Momentanreserve für das LA 2030 Szenario weniger stark ausgeprägt, da dieses nicht vollständig ausgebaut ist und eingesetzte Redispatch-Maßnahmen zur Engpassbeseitigung dazu führen, dass die Leistungstransporte im Übertragungsnetz reduziert werden. Durch den angenommenen weitestgehend vollständigen Netzausbau im NEP Szenario B 2037 steigen die Systembedarfe daher vor allem im Vergleich zur LA 2030 noch einmal deutlich an.

Abschließend wurden unterschiedliche Maßnahmen zur Deckung der Momentanreserve-Bedarfe aufgezeigt. Grundlage für die Bestimmung der regionalen Potentiale für Momentanreserve waren Annahmen zu Anlaufzeitkonstanten auf Grundlage von Herstellergesprächen und Anlagenbetreibern sowie die zugebaute installierte Erzeugung (Leistung) des jeweiligen Bundeslandes für das auslegungsrelevante Szenario. Unter Berücksichtigung dieser sehr optimistischen Annahmen hinsichtlich Vorlaufzeiten bis zur Einführung von Momentanreserve bei diesen Anlagen und technischen Potentialen, können die Systembedarfe insgesamt in Deutschland zwar gedeckt werden, aber es bestehen regional große Unterschiede. In einzelnen Regionen überschreiten die verfügbaren Potentiale die Bedarfe, während die Potentiale in anderen Regionen nicht zur Deckung der regionalen Bedarfe ausreichen. Dies gilt sowohl für die Unter- als auch für die Überfrequenzszenarien.

Dies führt zur Forderung, dass alle erschließbaren Potentiale zur Erbringung von Momentanreserve zwingend zu nutzen sind:

- Ausstattung aller zukünftigen (Erzeugungs-)Anlagen mit einem anlagenspezifischen Mindestbeitrag an Momentanreserve
- Einführung einer zusätzlichen marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve
- Momentanreservebereitstellung durch alle neuen Blindleistungsbetriebsmittel (STATCOM, rotierende Phasenschieber)
- Aufrüstung aller geplanten Pumpspeicher- und/oder Gaskraftwerke für Phasenschieberbetrieb und ggf. Schwungmassenerweiterung
- Schaffung von Anreizen, um regionale Verteilung zu verbessern

Zudem ist eine möglichst zeitnahe Umsetzung der genannten Forderungen anzustreben, da eine spätere Einführung bzw. Umsetzung unmittelbar zu einer Reduzierung der verfügbaren Potentiale führt.

Die durchgeführten Analysen im Zeitbereich zeigen, dass die aktuelle Auslegung des Systemschutzplans für Überfrequenz für das Zieljahr 2037 und die hier zugrunde gelegten auslegungsrelevanten Netzauftrennungen ausreicht und kein zusätzlicher Anpassungsbedarf besteht. Die verfügbaren Potentiale zur Leistungsabregelung reichen für alle betrachteten Fälle aus, um das Leistungsungleichgewicht auszugleichen. Unter Berücksichtigung der ermittelten regionalen Bedarfe an Momentanreserve ist zudem sichergestellt, dass die Auslegungsgrenze des Systemschutzplans von 1 Hz/s nicht überschritten wird und nachgelagerte Maßnahmen des Systemschutzplans (z. B. Überfrequenzabregelung) ihre Wirksamkeit schnell genug entfalten. In allen betrachteten Fällen konnte die Frequenz innerhalb der Grenzen stabilisiert werden.

Für eine Überprüfung der Auslegung des Systemschutzplans für Unterfrequenz sind weiterführende Analysen für die hier identifizierten auslegungsrelevanten Netzauftrennungen erforderlich.

4 Untersuchungen der transienten Stabilität

4.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge

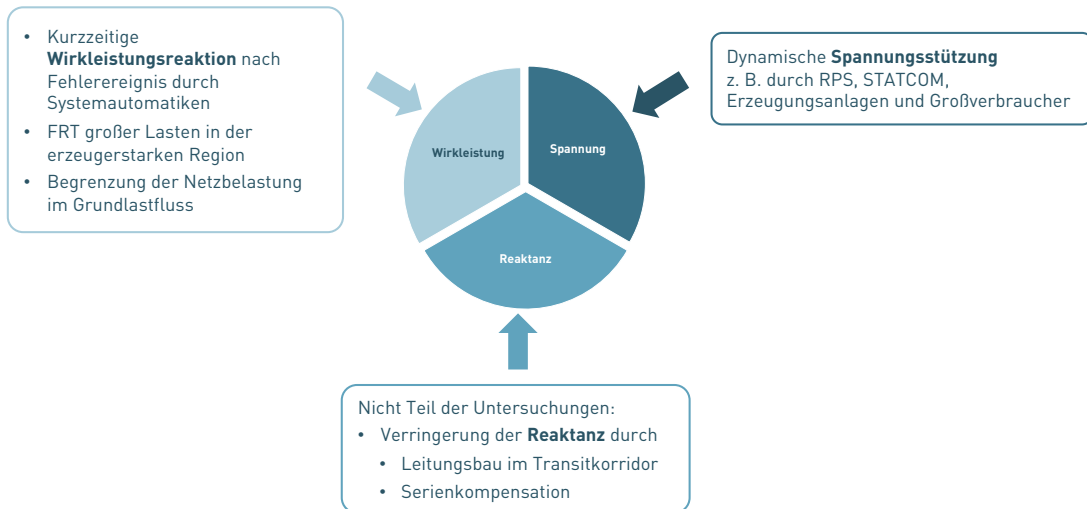
Die transiente Stabilität beschreibt die Fähigkeit der in einem Energieversorgungssystem angeschlossenen Synchronmaschinen bzw. Synchrongeneratoren nach (schwerwiegenden) Störungen – z. B. nach Kurzschlüssen oder Kraftwerksausfällen – den Synchronismus zu wahren. Auch bei Verlagerung der Erzeugungsstruktur von Synchronmaschinen hin zu umrichterbasierten Erzeugungsanlagen ist das Systemverhalten weiterhin auf der Basis der klassischen Stabilitätsdefinition zu untersuchen. Die Veränderungen haben jedoch einen wesentlichen Einfluss auf das allgemeine Systemverhalten. Daher steht bei der Bewertung der transienten Stabilität allgemein die Systemreaktion auf eine Störung und die sichere Beherrschung eines Fehlers im Fokus. Die Wirkung vergleichsweise großer Störungen ist unter Beachtung der nichtlinearen Systemeigenschaften zu untersuchen.

Die Übertragungsfähigkeit einer Drehstromübertragungsstrecke ist durch physikalische Gegebenheiten begrenzt. Wird die Belastung des Übertragungskorridors auch nur kurzzeitig, z. B. in 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. Das Stabilitätsverhalten einer Übertragungsstrecke kann maßgeblich von drei Stellgrößen beeinflusst werden. Maßnahmen zur Stabilitätsverbesserung können anhand des Ansatzes in der Übertragungsgleichung (4-1) klassifiziert werden.

$$P = \frac{U_i U_k}{X} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k) \quad (4-1)$$

Dabei ist P die übertragene Wirkleistung zwischen zwei Knoten i und k , U_i und ϑ_i Spannungsbetrag und -winkel des Startknotens und U_k und ϑ_k Spannungsbetrag und -winkel des Endknotens der Leitungsverbindung. Die Reaktanz der verbindenden Übertragungsstrecke wird mit X abgebildet. Wie anhand dieser vereinfachten Gleichung Maßnahmen zur Stabilisierung des Netzes eingeordnet werden können ist in Abbildung 53 visualisiert. Anhand der Gleichung wird deutlich, dass eine hohe Spannung viel Wirkleistungstransport bei geringerer Spannungswinkeldifferenz ermöglicht. Auf einen Fehlerfall übertragen bedeutet dies, dass besonders im Nachfehlerfall die Spannung schnellstmöglich wieder auf das Vorfehlerniveau gebracht werden muss. Eine geringe Reaktanz ermöglicht grundsätzlich hohe Transite. Werden Spannungsbetrag und Reaktanz als konstant angenommen, wird ein direkter Zusammenhang zwischen übertragener Wirkleistung und der Spannungswinkeldifferenz deutlich. Je mehr Transit übertragen wird, umso größer muss die Spannungswinkeldifferenz werden. Allerdings erhöht eine hohe Spannungswinkeldifferenz auch die Gefahr des Auseinanderdrehens von Netzgruppen, was im schlimmsten Fall zum Verlust des Synchronismus und damit zu einem System-Split führt. Daher wirken sich Maßnahmen zur Beeinflussung des Wirkleistungsflusses im und nach dem Fehlerfall auch direkt auf die Spannungswinkeldifferenz aus. Damit kann direkt Einfluss auf die Fähigkeit des Systems zur Beibehaltung des Synchronismus genommen werden.

In den Sensitivitäten wird zwischen spannungsstützenden und wirkleistungsentlastenden Maßnahmen unterschieden. Die Verringerung der Reaktanz zur Verbesserung der Stabilität – also Netzzubau – wird im Rahmen der Untersuchungen zur transienten Stabilität nicht betrachtet.

Abbildung 53: Graphische Darstellung der Maßnahmeneinteilung zur Verbesserung des Systemverhaltens

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit der Transformation des Energiesystems wandelt sich das dynamische Verhalten und die Reaktion des Systems auf eine Störung. Dies ist dadurch begründet, dass sich insbesondere die Erzeugungsstruktur ändert. Zum einen werden deutlich weniger konventionelle Generatoren mit dem Netz verbunden sein und zum anderen wird eine Vielzahl von umrichtergekoppelter Erzeugung im System installiert. Die Besonderheit dieser Erzeugungsanlagen ist, dass ihr Verhalten durch die Regelungsstruktur und deren Parameter maßgeblich beeinflusst wird. Die individuelle Ausprägung des Verhaltens ist zwar grundsätzlich durch Netzanschlussregeln vorgegeben, kann aber dennoch stark variieren. Dies erschwert im Rahmen der dynamischen Simulation die Abbildung der konkreten Anlagenregelung und damit die Bestimmung des zukünftigen Systemverhaltens. Eine weitere nicht zu vernachlässigende Einflussgröße ist das Verhalten von Großverbrauchern wie Elektrolyseure oder Großbatteriespeicher, deren Anteil im Netz in den nächsten Jahren stark steigen wird.

Die umrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen, werden an Standorten mit guten Rahmenbedingungen für die Energiegewinnung installiert. Die Energieerzeugung übersteigt dabei häufig den lokalen Bedarf. Damit die Energie vollständig integriert werden kann, ist ein weiträumiger Transport innerhalb von Deutschland und über Ländergrenzen hinweg notwendig – mit daraus resultierenden hohen Leistungstransiten. Im Sinne einer effizienten Netzauslegung werden Netzelemente bestmöglich ausgenutzt, um die hohen Leistungstransite zu ermöglichen. Die daraus resultierende höhere Auslastung des Übertragungsnetzes beeinflusst die Stabilität des Systems deutlich: Die Höherauslastung wirkt sich, u. a. wegen hoher Spannungswinkeldifferenzen, tendenziell ungünstig sowohl auf die transiente Stabilität als auch, infolge des zunehmend übernatürlichen Betriebs, auf die Spannungsstabilität aus.

Zur Bewertung des Systemverhalten und zur Identifikation grundsätzlicher Zusammenhänge werden eine Vielzahl verschiedener Fehlerszenarien mittels dynamischer Simulationen im Zeitbereich untersucht. Ausgewählte Simulationsergebnisse werden in Kapitel 4.4 aufgezeigt. Zunächst wird im folgenden Kapitel die Methodik und Modellierung beschrieben.

Die Untersuchungen werden allesamt mit dem Zielnetz der Langfristanalyse 2030 (Kohleausstiegsszenario) in der Variante B (konservativer Netzausbau) durchgeführt. Die ermittelten Ad-Hoc Maßnahmen zur Minimierung von Redispatch sind nicht im Modell enthalten. Deshalb ist die damit einhergehende Höherauslastung des Netzes nicht mit abgebildet.

4.2 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 Übertragungsnetzbetreiber, den Ausbauzustand des Verbundnetzes sowie die dynamischen Eigenschaften der technologisch unterschiedlichen Erzeugungseinheiten und Betriebsmittel. Für das europäische Ausland wird hierbei auf ein Modell der ENTSO-E zurückgegriffen. Das als „Initial Dynamic Model“²⁸ (IDM) bezeichnete Modell bildet dabei die Charakteristik des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes ab. Das dynamische Verhalten des Netzes wird hauptsächlich durch Synchrongeneratoren inklusive eines generischen dynamischen Modells abgebildet.

In den Untersuchungen werden auslegungsrelevante Fehlerfälle und ihre zulässigen Auswirkungen, die in den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB²⁹ beschrieben sind, berücksichtigt. Hierzu gehören Kurzschlüsse mit Ausfall eines Netzelements, Sammelschienenfehler und Common-Mode-Fehler (Mastumbruch, Doppelleitungsausfall). Für letztere außergewöhnlichen 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 angenommener Fehlerszenarien berechnet. Hierbei bilden die Modelle das dynamische elektrische Klemmenverhalten der Erzeugungseinheiten und Betriebsmittel nach.

In den stationären Netzanalysen werden zur Sicherstellung der Konvergenz der Leistungsflussberechnungen für alle 8760 Netznutzungsfälle des Jahres fiktive spannungsabhängige Wirk- und Blindleistungsquellen eingesetzt, sogenannte Extended-Ward-Elemente (Spannungsquellen). Zur Bewertung der transienten Stabilität in den dynamischen Simulationen ist es notwendig diese fiktiven Elemente durch reale Betriebsmittel zu ersetzen, um ein realistisches Netzdynamikverhalten abbilden zu können.

Die durch die Extended-Ward-Elemente bereitgestellte Blindleistung wird auf geplante Anlagen und Bestandsanlagen unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus Kapitel 2 übertragen. Die bereitgestellte Wirkleistung von ca. 2,8 GW im betrachteten Netznutzungsfall wird auf 800 Lasten verteilt (Verringerung der Lasten).

Zur Deckung des stationären Blindleistungsbedarfs werden mechanisch geschaltete Kondensatoren (MSCDN, Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) modelliert. Der dynamische Blindleistungsbedarf wird durch regelbare Anlagen bereitgestellt. Hierzu werden STATCOM (Static Synchronous Compensator) und rotierende Phasenschieber eingesetzt. Auf Grundlage der identifizierten Blindleistungskompensationsbedarfe (s. Kapitel 2) werden konkrete Maßnahmen für stationäre und regelbare Blindleistungskompensationsanlagen standort- bzw. regionen- und technologiescharf ermittelt. Diese Maßnahmen werden anschließend in das detaillierte Netzdynamikmodell integriert. Durch die Modellierung der Blindleistungskompensationsanlagen können die ursprünglich enthaltenen Extended-Ward-Elemente deaktiviert und ein realistisches Systemverhalten abgebildet werden.

Die Anzahl und Größe der Synchrongeneratoren in den Ländern des europäischen Auslands bestimmt die hauptsächlich im Datensatz zur Verfügung stehende Momentanreserve im Ausland. Verglichen mit den für die Langfristanalyse 2030 ermittelten Marktdaten ergibt sich im europäischen Randnetz aufgrund der Verwendung des IDM eine optimistische Abschätzung der Momentanreserve. Das Verwenden dieser Werte entspricht dabei dem Vorgehen im NEP 2035 (2021) und schafft daher eine gute Vergleichbarkeit. Für das deutsche Höchstspannungsnetz ist ein detaillierterer Modellierungsgrad vorhanden und es wurden für die Erzeugungsanlagen die Marktwerte zugrunde gelegt. Die durch die Frequenzanalysen identifizierten Momentanreservebedarfe in Höhe von 404 GWs wurden im Netzmodell jedoch nicht berücksichtigt. Dies ist eine konservative Annahme und entspricht ebenfalls den Annahmen aus dem NEP 2035 (2021).

28 ENTSO-E: „Dynamic Study Model for the Interconnected Power System of Continental Europe in Different Simulation Tools“, 2015, URL: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/#entso-e-dynamic-model-of-continental-europe> (geprüft: 2023-06-20).

29 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes“, Juli 2022, URL: www.netzentwicklungsplan.de/Zwg (geprüft: 2023-06-20).

Die ermittelten Anlagen 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 großen Synchrongeneratoren wird ein dynamisches Regelungsmodell hinterlegt, das in den meisten Fällen einen automatischen Spannungsregler inklusive Pendeldämpfungsgerät sowie einen Drehzahl- und Turbinenregler umfasst.
- **HGÜ-Konverter:** Für Konverterstationen 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.
- **Windenergieanlagen Offshore:** Zur Analyse des Systemverhaltens ist vor allem das Verhalten der onshoreseitigen Konverterstationen 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 onshoreseitigen Konverters sind dabei analog zu denen der HGÜ-Konverter.
- **Windenergieanlagen Onshore:** 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 wird ein generisches dynamisches Modell mit netzfolgendem Regelungskonzept verwendet. Eine wichtige Einstellmöglichkeit in diesem Modell ist die Parametrierung der Blindstromstützung. So lässt sich unter anderem die Höhe und Geschwindigkeit des zur Verfügung gestellten Blindstroms einstellen.
- **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.
- **Elektrolyseure:** Für diesen Anlagentyp wird ein generisches dynamisches Modell verwendet, mit welchem sich verschiedene Verhaltensweisen abbilden lassen. Unter anderem gibt es dabei die Möglichkeit die Blindstromstützung während und nach Fehlerereignissen einzustellen. Außerdem weist das Modell einen spannungsabhängigen Wirkleistungsbezug auf. Die Wiederkehrgeschwindigkeit der Wirkleistung nach einem Spannungseinbruch ist 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 Anschlussrichtlinien unterschiedliche Parametrierungen hinsichtlich Spannungsregler und schutzbedingten Abschaltsschwellen aufweist.
- **Photovoltaik:** Aufgrund des gewählten Netznutzungsfalls findet keine Wirkleistungseinspeisung durch Photovoltaik statt. Dementsprechend wird für diese Anlagen kein dynamisches Modell hinterlegt.

4.3 Auswahl des Belastungsfalls und Kurzschlussleistungsanalysen

In den folgenden Kapiteln werden die Eingangsdaten für die Analysen näher betrachtet. Dabei wird zunächst für die LA 2030 die zu untersuchende Variante und Jahresstunde ausgewählt. Auf der gewählten Variante und Jahresstunde wird anschließend das Kurzschlussleistungsverhältnis ausgewertet.

4.3.1 Ausgewählte Variante und Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität

Mit dem Netznutzungsfall 1274 (23. Februar, 02:00 Uhr) der Variante B (konservativer Netzausbau) der LA 2030 (Kohleausstiegsszenario) wurde 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 (vgl. 27,6 GW NEP 2035 (2021)) nahe an der installierten Kapazität von 30,8 GW. Die Onshore-Windeinspeisung beträgt 70,2 GW (vgl. 62,9 GW NEP 2035 (2021)) 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 davon als in Reserve und 15 davon als potenziell 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. Im Gegensatz zum NEP 2035 (2021) sind in der ausgewählten Stunde 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.

Variante B (konservativer Netzausbau) der LA 2030 zeichnet sich gegenüber der Variante A (progressiver Netzausbau) durch deutlich höhere Blindleistungsverluste des Übertragungsnetzes aus. In den kritischsten Stunden der Variante A sind die Blindleistungsverluste mehr als doppelt so hoch wie in Variante B. Neben einem geringeren Umfang des AC-Netzausbaus ist in Variante B auch nur eine HGÜ im Nord-Süd-Korridor berücksichtigt sowie vier HGÜ-Konverter (Offshore-Anbindungssystem NOR-10-1 in Mettingen, Offshore-Anbindungssystem LanWin2 in Heide/West, Konverter des SuedOstLink in Wolmirstedt, Konverter des SuedLink in Großgartach) im STATCOM-Betrieb (nur Blindleistungsbereitstellung unter Annahme von Verzögerungen in der Umsetzung der DC-Übertragungsstrecke).

Die Spannungswinkeldifferenz zwischen Nord- und Süddeutschland ist mit $90,4^\circ$ im Vergleich zum NEP 2035 (2021) um 21° gestiegen. Dies ist ein Indikator für eine sehr hohe Netzauslastung und stellt dadurch eine bezüglich der transienten Stabilität kritische Netzsituation dar. Dies bestätigt sich auch durch die hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen mit insgesamt 91,5 GW (onshore und offshore), die hohe Transportaufgabe und dem damit verbundenen hohen Blindleistungsbedarf des Netzes bei gleichzeitig konservativem Netzausbau sowie der wenigen aktiven Synchrongeneratoren, welche nur in Süddeutschland am Netz sind.

4.3.2 Auswertung Kurzschlussleistungsverhältnis

Stromerzeuger lassen sich mit den Eigenschaften netzbildend (z. B. Synchronmaschinen von konventionellen Kraftwerken) und netzfolgend (z. B. derzeitige Windenergie-, PV- und HGÜ-Anlagen) beschreiben. Allgemein sind netzfolgende Erzeuger auf einen gewissen Anteil von netzbildenden Erzeugern angewiesen, andernfalls können diese nicht mehr stabil betrieben werden. Für die Abschätzung von möglichen Stabilitätsproblemen wird z. B. bei der Netzanschlussplanung oftmals das Kurzschlussleistungsverhältnis („Short Circuit Ratio“, SCR) verwendet. Der SCR-Wert ist ein einfach zu berechnender Quotient und liefert übersichtsmäßige Aussagen für das Stabilitätsverhalten von sowohl netzbildender als auch netzfolgender Erzeugung.

Im Folgenden wird die Methodik gemäß den Grundsätzen für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes mit Präzisierungen³⁰ verwendet. Das mithilfe der Netzkurzschlussleistung berechnete Kurzschlussleistungsverhältnis ist definiert zu:

$$SCR = \frac{S_k''}{P_n} \quad (4-2)$$

Mit S_k'' als die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung und P_n als die Nennwirkleistung aller Erzeugerblöcke mit Anschluss an eine gemeinsame Sammelschiene. Die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S_k'' , im Folgenden verkürzt Netzkurzschlussleistung genannt, ist in den Normen zur Kurzschlussberechnung definiert zu:

$$S_k'' = \sqrt{3}U_n I_k'' \quad (4-3)$$

Bei SCR-Werten wird das Verhältnis von netzbildender (i. A. Synchronmaschinen) zu netzfolgender Erzeugung (i. A. umrichterbasiert) beurteilt. Aus diesem Grund wird der Kurzschlussstrombeitrag von umrichterbasierter Erzeugung bei keiner Kurzschlussrechnung berücksichtigt. Die Kurzschlussrechnung für die Bestimmung des Wertes von S_k'' wird im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung mit minimalen Kurzschlussströmen (ohne Änderungen der Topologie) durchgeführt. Der Kurzschlussort ist auf der Oberspannungsseite des Maschinentransformators.

Bei der Berechnung von SCR-Werten für konventionelle Kraftwerke wird der Kurzschlussstrombeitrag von Synchronmaschinen, welche über Maschinentransformatoren (ohne weitere Zwischenimpedanz) direkt mit dem Kurzschlussort verbunden sind, nicht berücksichtigt. Entsprechende Synchronmaschinen werden für die Kurzschlussrechnung außer Betrieb gesetzt. Es werden nur Kraftwerksblöcke betrachtet, welche mit dem übrigen Netzmodell verbunden sind und Leistung einspeisen.

Bei der Berechnung von SCR-Werten für umrichterbasierte Erzeugung werden nur Anlagen berücksichtigt, welche über einen Maschinentransformator mindestens auf die 110 kV-Ebene angeschlossen sind. Für umrichterbasierte Erzeugung lassen sich im aktuellen Netzmodell keine „Kraftwerksblöcke“ identifizieren, es werden infolgedessen immer Kurzschlüsse auf der Oberspannungsseite der Maschinentransformatoren der entsprechenden Anlagen gerechnet. Im Unterschied zum Vorgehen für konventionelle Kraftwerke werden dabei keine Generatoren außer Betrieb gesetzt. Die Nennleistung von umrichterbasierter Erzeugung lässt sich im aktuellen Netzmodell nicht zuverlässig ermitteln. Daher werden SCR-Werte näherungsweise mit der aktuellen Einspeiseleistung als Nennleistung ermittelt. Allgemein ist der hier verwendete Datensatz in PowerFactory kurzschlussrechenfähig, aber nicht kurzschlussgeprüft.

Abbildung 54 stellt die minimalen Netzkurzschlussleistungswerte S_k'' für das deutsche Übertragungsnetz geografisch dar. Für diese Darstellung wurden an den markierten Umspannwerkpositionen die niedrigste Netzkurzschlussleistung berechnet und dazwischen liegende Werte linear interpoliert. Der Kurzschlussstrombeitrag des Auslands wurde berücksichtigt, jedoch ist die Abbildung ausländischer Netze mit Unsicherheiten behaftet. Allgemein wird die Netzkurzschlussleistung vermindert durch Ersatz von konventionellen Kraftwerken mit umrichterbasierten Erzeugern und erhöht durch Netzausbaumaßnahmen (gesteigerter Vermaschungsgrad).

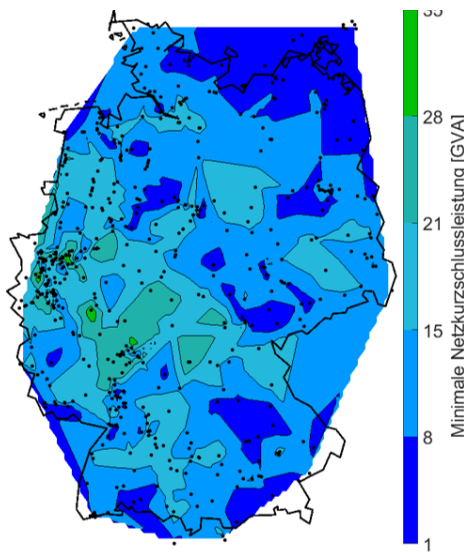
Abbildung 55 zeigt die zwanzig kleinsten SCR-Werte für konventionelle Kraftwerke und Abbildung 56 zeigt die fünf kleinsten SCR-Werte für umrichterbasierte Erzeugung.

30 P. & M. J. & M. P. & W. M. Kacejko, „Short-circuit power as important reliability factor for power system planning“, 10.1109/PSCC.2014.7038457, 2014, URL: https://www.researchgate.net/publication/269405202_Short-circuit_power_as_important_reliability_factor_for_power_system_planning (geprüft: 2023-06-20).

Für konventionelle Kraftwerke liegen nach den Grundsätzen für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes die unteren Grenzwerte zur Abschätzung der Gewährleistung der statischen Stabilität bei SCR = 4 und für die transiente Stabilität bei SCR = 6. Ein Unterschreiten dieser Werte erfordert standortspezifische Stabilitätsuntersuchungen. Für umrichterbasierte Erzeugung sind typischerweise SCR-Werte unterhalb von 3 kritisch, im Allgemeinen können Hersteller von umrichterbasierten Anlagen minimal erforderliche SCR-Werte spezifizieren.

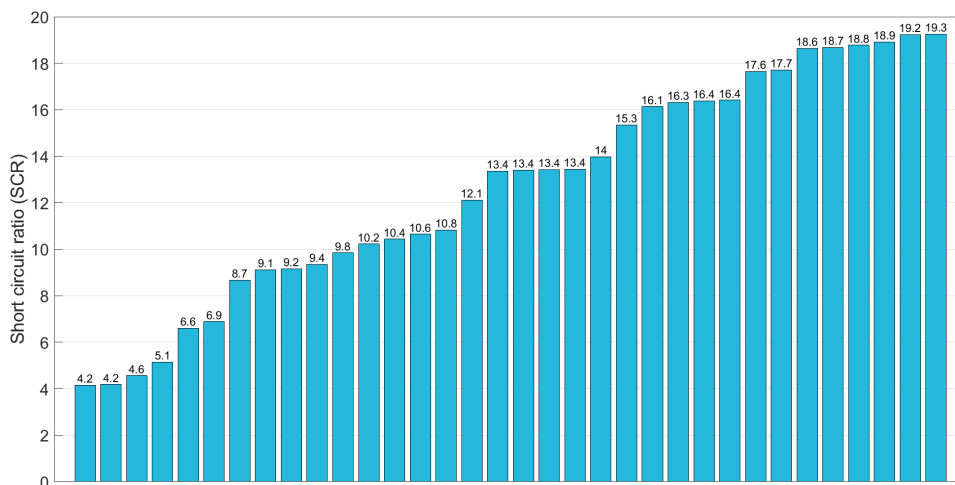
In diesem Abschnitt werden Netzkurzschlussleistungswerte sowie SCR-Werte für konventionelle Kraftwerke und umrichterbasierte Erzeugung angegeben. Allgemein sind durch den Ersatz konventioneller Kraftwerke durch umrichterbasierte Erzeugung absinkende Netzkurzschlussleistungswerte und kleiner werdende SCR-Werte zu erwarten. Weiterentwicklungen der SCR-Methodik bestehen z. B. in Form der „Enhanced Short Circuit Ratio“ (ESCR).³¹

Abbildung 54: Minimale Netzkurzschlussleistungen



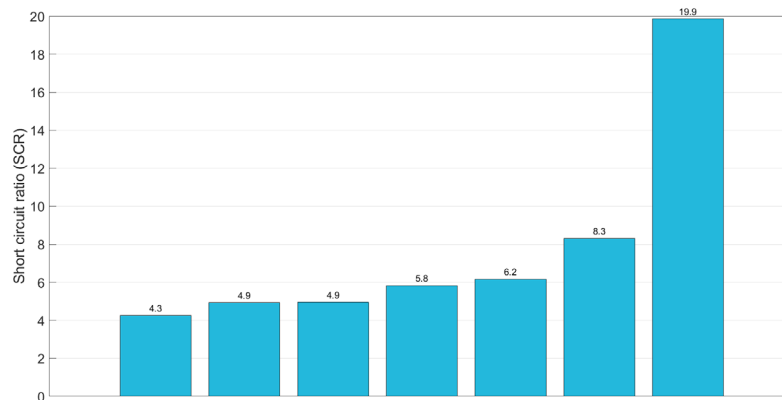
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 55: Kleinste SCR-Werte für Standorte von konventionellen Kraftwerken



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

31 DlgSILENT GmbH, „P2021 Gutachten zur NEMO VIII, Los 1 – Stabilität (Kurzfassung)“, Juli 2022, URL: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2035/NEP/NEP2035_NEMOVIII-1.pdf?__blob=publicationFile (geprüft: 2023-06-20).

Abbildung 56: Kleinste SCR-Werte für Standorte von umrichterbasierter Erzeugung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.4 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität

Zunächst wird ein Basisszenario definiert, in dem bestimmte Annahmen getroffen werden, sodass davon ausgehend die Wirksamkeit von Sensitivitäten gezeigt werden kann. Wie in Kapitel 4.2 zur Methodik der Untersuchungen der transienten Stabilität erläutert, werden basierend auf den Analysen des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität die konkreten stationären und dynamischen Kompensationsanlagen modelliert und berücksichtigt. Eine Deckung der Bedarfe für Momentanreserve, die durch die Frequenzanalysen ermittelt wurden, wird hingegen nicht berücksichtigt. Zudem werden keine netzbildenden Regelungskonzepte für Umrichter berücksichtigt. Diese Grundannahmen decken sich mit den Annahmen vom NEP 2035 (2021), sodass eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse geschaffen wird.

4.4.1 Definition Basisszenario

In Kapitel 4.2 sind für die regelbaren Anlagen bereits die wichtigsten Aspekte der Modellierung und Einstellmöglichkeiten erläutert. Darauf aufbauend werden für das Basisszenario einige Annahmen getroffen, um eine möglichst realistische Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes im betrachteten Zeithorizont zu erreichen. Dazu wurde folgendes Anlagen- und Betriebsverhalten des Netzes zugrunde gelegt:

- **Windenergieanlagen:** Ein aus Sicht der transienten Stabilität besonders wichtiger Einstellparameter der Windenergieanlagen ist der k-Faktor, welcher die Höhe der dynamischen Blindstromstützung in Abhängigkeit der Spannungsänderung angibt. Für das Basisszenario wurde dieser an die jeweils für die angeschlossene Spannungsebene geltende technische Anschlussregel angelehnt und eine eher konservative Abschätzung gewählt.
- **STATCOM:** Die Blindstromstatik der STATCOM bewirkt bei einem Spannungseinbruch je nach Höhe des Einbruchs und gewählter Statik-Einstellung eine Einspeisung von Blindstrom. Für das Basisszenario wurde eine heute übliche Blindstromstatik in Richtung eines konservativen Wertes gewählt.
- **Rotierende Phasenschieber:** Das für diesen Anlagentyp verwendete Modell wird mit festen Parametern standortabhängig berücksichtigt. Die Anlaufzeitkonstante der Anlagen entspricht dem standortabhängigen Planungsstand (u. a. Erhöhung der Anlaufzeitkonstante durch Schwungradspeicher).
- **Elektrolyseure:** Bisher gibt es für diese Anlagen keine verbindlichen Anforderungen, die über die Anschlussrichtlinien für Lasten und Verbraucher hinausgehen. Die genaue Ausgestaltung dieser Richtlinien für das Zieljahr 2030 ist schwer vorherzusagen. Daher wird für diese Anlagenmodelle im Basisfall eine konservative Parametrierung vorgenommen. Dies bedeutet, dass sie im stationären Betrieb und während eines Fehlerereignisses keinen Blindstrom bereitstellen sowie eine geringe Wiederkehrgeschwindigkeit der Wirkleistung nach einem Spannungseinbruch mit 10 % pro Sekunde aufweisen.

- Betriebsweise des Netzes:** Bereits heute gibt es Überlegungen den Engpassstrom für einzelne Stromkreise im (n-1)-Fall auf bis zu 4 kA zu erhöhen, welche im Rahmen der stationären Lastflussberechnungen in der betrachteten Variante B der Langfristanalyse 2030 hinterlegt sind. Dies wird im Basisszenario entsprechend berücksichtigt.

Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten bezüglich der in Zukunft geltenden Netzanschlussregeln und der Betriebsweise des Netzes, wurde ein realitätsnahes, aber in einzelnen Punkten eher konservatives Basisszenario definiert. Ausgehend davon lässt sich anhand von Sensitivitätsrechnungen der Einfluss verschiedener Maßnahmen auf die transiente Stabilität untersuchen.

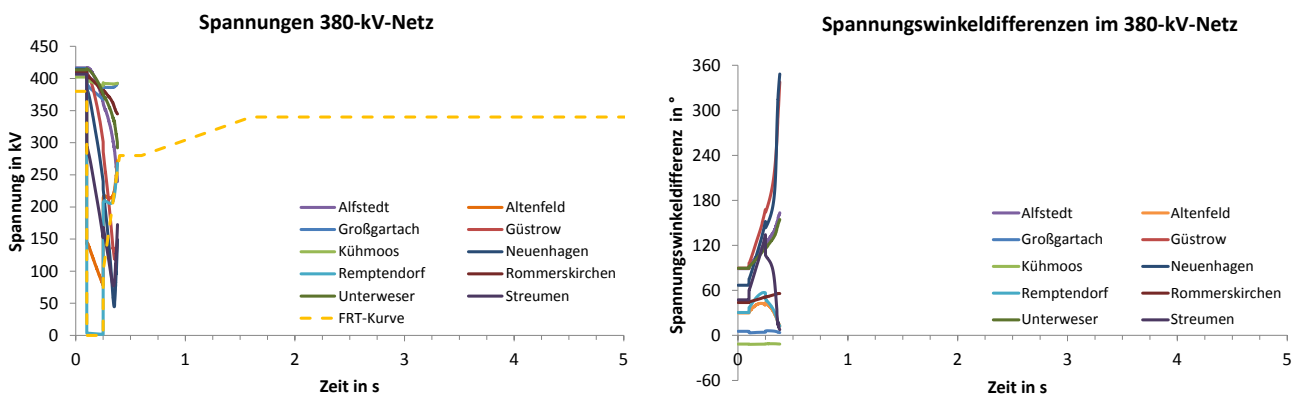
4.4.2 Simulationsergebnisse des Basisszenarios

Die Simulationsergebnisse des Basisszenarios zeigen je nach Standort des simulierten Fehlers ein unterschiedliches Systemverhalten. Einige (n-1)-Fehlerfälle in den nordöstlichen Netzgruppen können mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nicht mehr sicher beherrscht werden. Demgegenüber stehen Fälle in den südwestlichen Netzgruppen, bei denen neben (n-1)-Fehlerfällen auch kritischere Fehlerfälle (Sammelschienausfälle und Common-Mode-Fehler) sicher beherrscht werden.

In Abbildung 57 und 58 sind exemplarisch die Spannungswinkeldifferenzen und die Spannungen an ausgewählten Netzknoten bei einem dreipoligen Kurzschluss in den nordöstlichen Netzgruppen dargestellt. Der Fehler wurde nahe dem Umspannwerk Remptendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung eines Stromkreises nach Redwitz berechnet.

Die Ergebnisse zeigen eine Verletzung der FRT-Kennlinie sowie steigende Spannungswinkeldifferenzen zwischen den verschiedenen Netzgruppen. Nach Fehlerklärung stehen regional nicht ausreichend dynamische Blindleistungsreserven zur Verfügung, sodass die Spannungen an den Sammelschienen deutlich unter dem Vorfehlerniveau verbleiben. Aufgrund dieses Spannungsproblems beschleunigen die Polräder der im Netz vorhandenen Synchronmaschinen unterschiedlich und die Spannungswinkeldifferenzen zwischen den Netzgruppen nördlich und südlich des Fehlerortes nehmen zu.

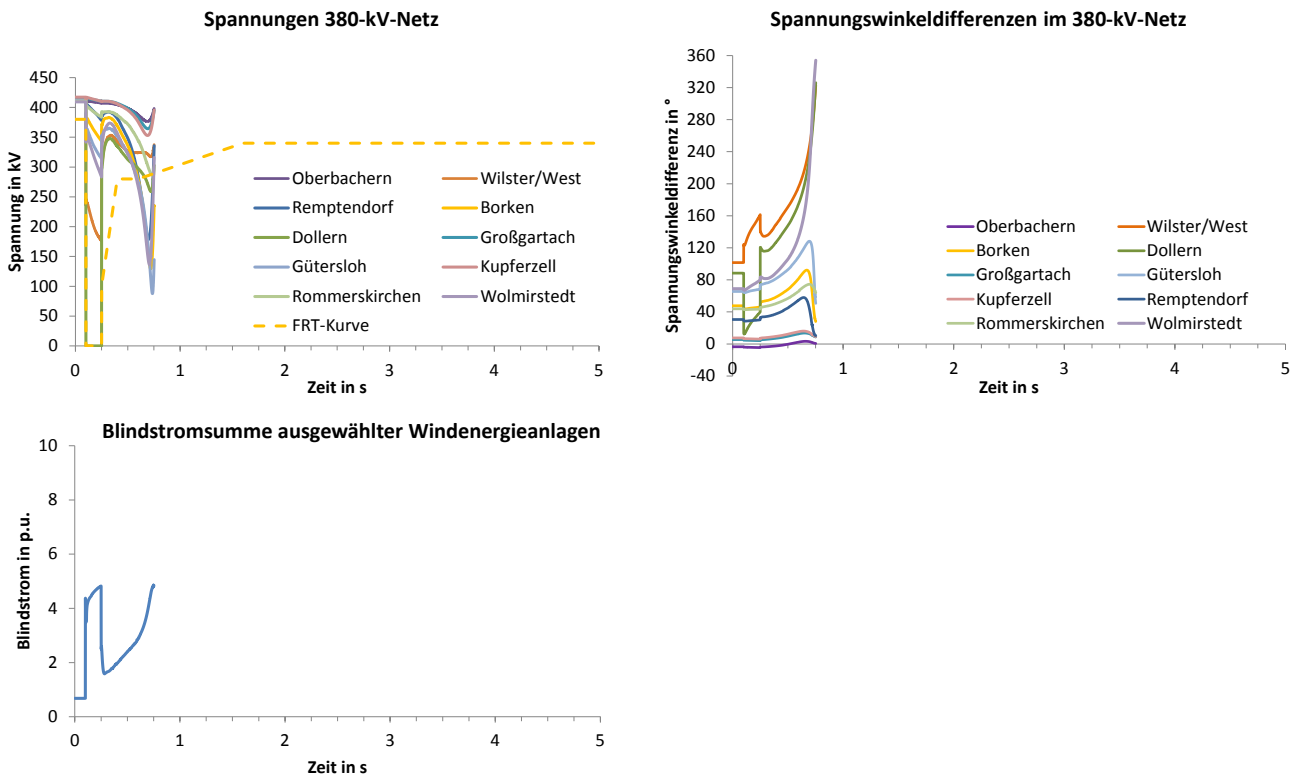
Abbildung 57: Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen bei einem dreipoligen Kurzschluss auf einem Stromkreis Redwitz-Remptendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung des betroffenen Stromkreises



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 58 zeigt das dynamische Verhalten bei einem dreipoligen Fehler (Fehlerdauer von 150 ms) in der Nähe der Schaltanlage in Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum und anschließender Freischaltung des betroffenen Stromkreises. Die Ergebnisse zeigen eine Verletzung der FRT-Kennlinie sowie steigende Spannungswinkeldifferenzen zwischen den verschiedenen Netzgruppen.

Abbildung 58: Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen bei einem 3-poligen Kurzschluss nahe Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Stromkreises



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Verletzung der Spannungsgrenzkurve (FRT-Kurve) an vielen Netzknoten kann zu einem großflächigen Ausfall von Erzeugungsleistung führen, da zu erwarten ist, dass sich Erzeugungsanlagen bei Nichteinhalten der FRT-Kennlinie vom Netz trennen.

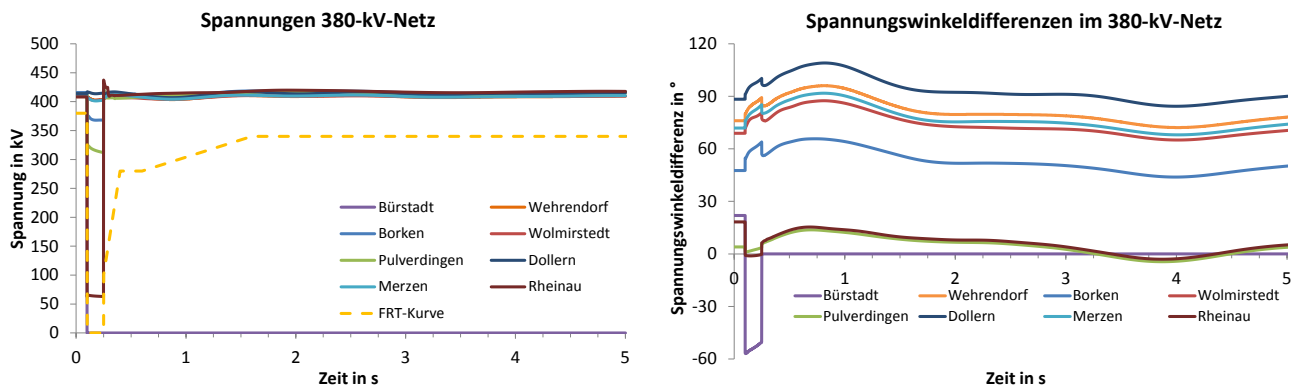
An den steigenden Spannungswinkeldifferenzen ist ein Auseinanderdrehen der nördlichen und südlichen Netzgruppen zu erkennen. In beiden gezeigten Fehlerfällen ist von einem System-Split und der Bildung von asynchronen Teilnetzen auszugehen.

Die steigenden Spannungswinkeldifferenzen werden zum einen durch eine unzureichende Spannungsstützung während des Fehlers und nach Fehlerklärung begünstigt. Zum anderen trägt der weiträumige Transit von Nord nach Süd sowie eine regional geringe Momentanreserve zu diesem Problem bei. Das plötzliche Abfallen der Spannungen hängt zusätzlich mit den zur Blindleistungskompensation flächendeckend eingesetzten statischen Kondensatoren zusammen, deren Blindleistungsbeitrag aufgrund der quadratischen Spannungsabhängigkeit variiert. Steigt die Spannung, erhöht sich der Blindleistungsbeitrag, umgekehrt sinkt der Blindleistungsbeitrag bei Abnahme der Spannung. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, ist eine dynamische bzw. regelbare Blindleistungsbereitstellung notwendig, welche heutzutage im Wesentlichen durch die Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke sichergestellt wird.

Im Gegensatz dazu zeigt sich in den südwestlichen Netzgruppen, dass neben (n-1)-Fehlerfällen auch kritischere Fehlerfälle (Sammelschienenenausfälle und Common Mode Fehler) sicher beherrscht werden. Abbildung 59 zeigt exemplarisch einen dreipoligen Kurzschluss auf einer 380-kV-Sammelschiene im Umspannwerk Bürstadt. Der Fehler wurde mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Sammelschienenabschnitts berechnet. Die Ergebnisse zeigen ein stabiles Systemverhalten im betrachteten Zeitraum.



Abbildung 59: Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen bei einem Sammelschienenfehler im Umspannwerk Bürstadt mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Sammelschienenabschnitts



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den südwestlichen Netzgruppen treten nur punktuell hohe Leitungsauslastungen auf, so dass diese Netzgruppen im Gegensatz zu den Netzgruppen im Norden und Osten geringer ausgelastet sind. Dies führt zu einer besseren Spannungswiederkehr nach Fehlerklärung. Zusätzlich werden die Spannungen an den fehlernahen Netzknoten durch den starken Kurzschlussstrombeitrag aus dem europäischen Ausland ausreichend gestützt.

4.4.3 Gegenmaßnahmen

Die Ergebnisse des Basisszenarios zeigen großflächige Stabilitätsprobleme im Norden und Osten des deutschen Übertragungsnetzes. Damit auch in diesen Gebieten ein stabiles und sicheres Beherrschen von Fehlerereignissen möglich ist, werden verschiedene Gegenmaßnahmen auf deren Wirksamkeit überprüft und am Datensatz in Simulationen getestet. Mit den untersuchten Gegenmaßnahmen soll entweder eine bessere Spannungsstützung erzielt oder die übertragene Leistung im betrachteten Korridor reduziert werden. Daher werden die Gegenmaßnahmen in die zwei Gruppen Spannungsstützung und Wirkleistungsentlastung aufgeteilt.

Maßnahmen für eine bessere Spannungsstützung:

- **Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen:** Über den k-Faktor wird die Blindstromeinspeisung von Windenergieanlagen bei einem Spannungseinbruch definiert. Je höher der Faktor ist, desto mehr Blindstrom speisen die Anlagen bei einem gleichen Spannungseinbruch ein. Durch eine Erhöhung des k-Faktors speisen Anlagen, welche durch ihre Nähe zum Kurzschluss nicht bereits zuvor ihren maximalen Blindstrom eingespeist haben, mehr Blindstrom ein. Damit wird eine großflächige zusätzliche Spannungsstützung im gesamten Netzgebiet erwirkt, da im gesamten Netzgebiet Windenergieanlagen angeschlossen und im betrachteten Netznutzungsfall aktiv sind. Im Rahmen der Sensitivität wird der k-Faktor für Windenergieanlagen an Aggregationsstandorten größer 100 MW verdoppelt.
- **Reduzierung der Statik der STATCOM:** Eine geringere Statik bei STATCOM bewirkt im hier verwendeten generischen Regelungsmodell das Gleiche wie die Erhöhung des k-Faktors bei den Windenergieanlagen: Bei gleichem Spannungseinbruch wird mehr Blindstrom durch die Anlagen eingespeist, wenn sich diese nicht bereits an ihrer Blindstromgrenze befinden. Damit können fehlerfernere Anlagen mehr Blindleistung bereitstellen. Dies führt zu einer allgemein besseren Spannungsstützung im gesamten Netz und kann auch die Fehlerregion damit stabilisieren.
- **Aktivierung zusätzlicher STATCOM:** Im Netzmodell sind alle STATCOM modelliert, welche mit Inbetriebnahme bis 2030 geplant sind und Anlagen, welche als zusätzliche Bedarfe aus den bilanziellen Untersuchungen der Blindleistungsbedarfe identifiziert wurden. Zusätzlich gibt es sieben geplante Projekte, deren Bedarfe erst bis 2035 gesehen werden. Diese Anlagen werden im Rahmen dieser Sensitivität zusätzlich im Netzmodell aktiviert. Es handelt sich dabei um zwei Anlagen im Netzgebiet von 50Hertz und um fünf Anlagen bei TenneT.

- **Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung):** Im Basisfall werden die Elektrolyseure als „passive“ Verbraucher ohne dynamische Blindstromstützung betrachtet. Eine Anpassung des Blindleistungsarbeitspunkts erfolgt nicht und die Anlagen speisen dauerhaft keine Blindleistung ein. In Anlehnung an das 4-ÜNB Positionspapier zur Anforderung an das Systemverhalten der Elektrolyseure³², wird mit dieser Sensitivität eine aktive Blindstromstützung angenommen. Damit speisen die Anlagen im Fehlerfall Blindleistung ein und die Spannung im Netz wird gestützt.

Maßnahmen für eine Wirkleistungsentlastung auf den Transitkorridoren:

- **Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf maximal 3,6 kA:** Im Basisszenario werden die drei Stromkreise „Heide/West – Husum/Nord“, „Garrel/Ost – Cappel/West“ und „Lauchstädt – Vieselbach“ im (n-1)-Fall mit bis zu 4 kA belastet. Mit einer Begrenzung der Leitungsauslastung auf maximal 3,6 kA im (n-1)-Fall sinken die örtlichen Blindleistungsbedarfe im Nachfehlerfall und damit verbessert sich das Spannungsniveau. Dies schwächt das Auseinanderdrehen während des Fehlers ab, wodurch eine Resynchronisation der Netzregionen nach dem Fehler erleichtert wird. Da die Reduzierung der Auslastung präventiv erfolgt, ändert sich dadurch auch der zugrunde liegende Lastfluss, sodass die Blindleistungsverluste im gesamten deutschen Übertragungsnetz von ca. 9 Gvar auf ca. 7 Gvar sinken. Ebenso reduziert sich die Spannungswinkeldifferenz zwischen Nord- und Süddeutschland von 90,4° auf 87,7°.
- **Kurzzeitige Entlastung des Transitkorridors durch Systemautomatiken:** Eine Einspeiseunterbrechung von ausgewählten Offshore-HGÜ (3 GW) für 1 s kurz nach Eintritt eines Fehlerereignisses führt zu einer Entlastung des Transitkorridors. Durch die Entlastung der Transitleitungen wird die auftretende maximale Spannungswinkeldifferenz während des transienten Vorgangs auf der Übertragungsstrecke verringert und damit die transiente Stabilität verbessert. Die Spannung nach Fehlerklärung erholt sich besser und damit wird die Gefahr zur Verletzung der FRT-Kennlinie geringer.
- **Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (schnelle Wirkleistungswiederkehr):** Wenn fehlernahe Großverbraucher nach Fehlerklärung weniger Wirkleistung beziehen, belastet dies unter Umständen die Transitkorridore zusätzlich. Das führt zu einem weiter erhöhten Leistungstransport aus der Exportregion mit steigenden Spannungswinkeldifferenzen zwischen Export- und Importregion. Der Arbeitspunkt rückt näher an die Stabilitätsgrenze der Übertragungsfähigkeit des Transitkorridors. Zusätzlich steigt auch der Blindleistungsbedarf der Leitungen durch die höhere Belastung weiter an und als Folge sinkt die Spannung weiter ab. In Anlehnung an das 4-ÜNB Positionspapier zur Anforderung an das Systemverhalten der Elektrolyseure³² wird daher mit dieser Sensitivität eine schnelle Wirkleistungswiederkehr der Elektrolyseure von 100 % pro Sekunde untersucht, um den Wirkleistungstransit nach Fehlerklärung schneller auf das Vorfehlerniveau zurückzuführen.
- **Erhöhung der Schwungmasse im Norden:** Im Basisszenario kommt es bei vielen Fehlerfällen zum Auseinanderdrehen der nordöstlichen und der südwestlichen Netzgruppe. Um das Beschleunigen des Spannungswinkels der nordöstlichen Region zu verringern und damit die Stabilitätsreserve zu erhöhen, wird in der nördlichen Region zusätzliche Trägheit in Höhe von 12,1 GWs standortscharf verortet. Diese zusätzliche Trägheit kann überschüssige Energie während dem Fehler einspeichern und damit dem Auseinanderdrehen der Spannungswinkeldifferenzen entgegenwirken.

³² 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „4-ÜNB-Positionspapier zu Fault-Ride-Through- und Modellanforderungen an Elektrolyseanlagen“, März 2023, URL: <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Elektrolyseanlagen/FRT-Anforderungen> (geprüft: 2023-06-20).



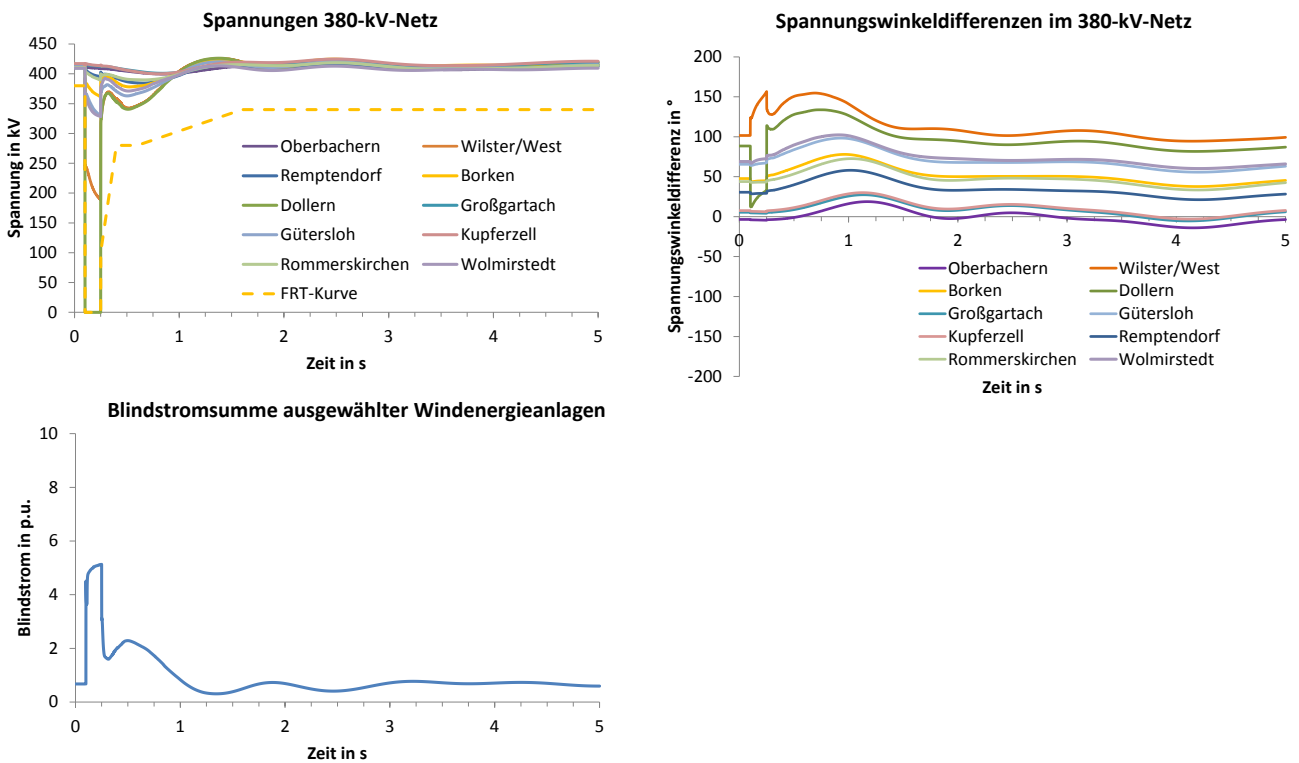
4.4.4 Simulationsergebnisse unter Berücksichtigung der Gegenmaßnahmen

4.4.4.1 Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen

Bei der Sensitivätsbetrachtung wurde der k-Faktor von Onshore-Windenergieanlagen verdoppelt. Dadurch wird erreicht, dass mehr Blindstrom im 380kV-Netz während der Störung eingespeist wird.

Im Gegensatz zu Abbildung 58 wird die Störung in Abbildung 60 nach einem dreipoligen Kurzschluss in der Nähe der Schaltanlage in Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum sicher beherrscht. Die Simulationsergebnisse zeigen keine Verletzung der FRT-Kurve und kein Verlust des Synchronismus nach dem Fehler.

Abbildung 60: Dreipoliger Kurzschluss nahe Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Stromkreises – mit erhöhter Blindstromstützung aus Windenergieanlagen



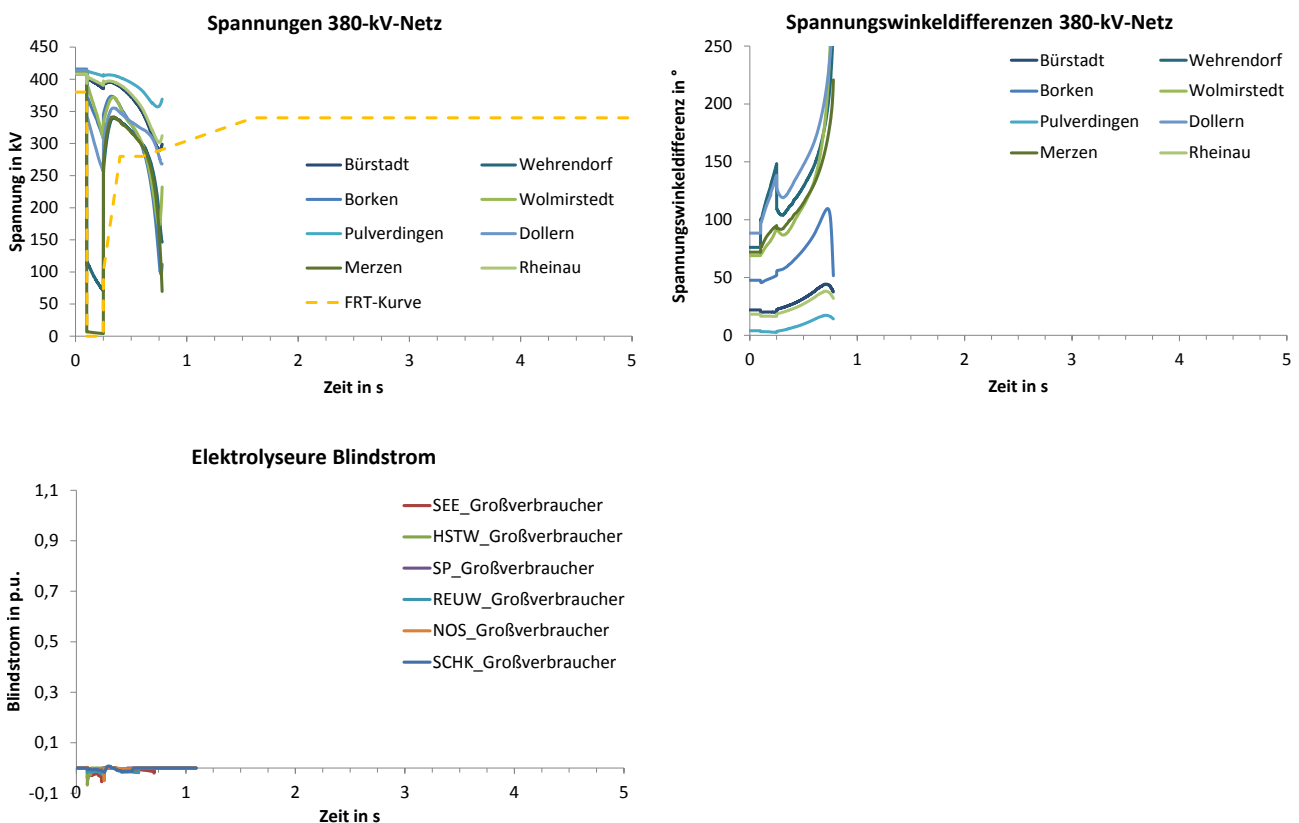
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.4.4.2 Netzdienstliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)

In der untersuchten Variante und Stunde sind, wie bereits in Kapitel 4.3.1 beschrieben, 9,3 GW Elektrolyseure am Netz. Diese haben im Basisfall kein netzdienstliches Verhalten. Wie in Kapitel 4.4.1 näher beschrieben heißt das, dass im Fehlerfall keine Blindstromstützung erfolgt. Jedoch wird angenommen, dass sich die Großverbraucher im Fehlerfall nicht vom Netz trennen, sondern unter einer Spannung von 0,8 pu ihre Wirkleistungsaufnahme herunterfahren. Kehrt die Spannung zurück, fährt die Anlage den Wirkleistungsbezug innerhalb von 10 Sekunden wieder auf 100 % hoch. Im Rahmen der Sensitivitätsberechnung wird den Elektrolyseuren nun eine Blindstromstützung im Fehlerfall unterstellt.

Der betrachtete (n-1)-Fehlerfall ist ein dreipoliger Kurzschluss nahe Merzen mit Ausfall eines Stromkreises nach Wehrendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms. In Abbildung 61 werden exemplarisch die Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen an ausgewählten Sammelschienen im Basisfall gezeigt. Wie bereits im Basisfall beschrieben, erreichen die Spannungen nach Fehlerklärung nicht das Vorfehlerniveau unter anderem aufgrund unzureichender dynamischer Blindleistungsreserven. Zudem wird die FRT-Kurve unterschritten. Regional können sich dadurch in diesem Fall Erzeuger vom Netz trennen. Zusätzlich drehen die Spannungswinkel auseinander, was zu einem System-Split führen würde.

Abbildung 61: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Merzen-Wehrendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms und anschließender Abschaltung des betroffenen Stromkreises – im Basisfall

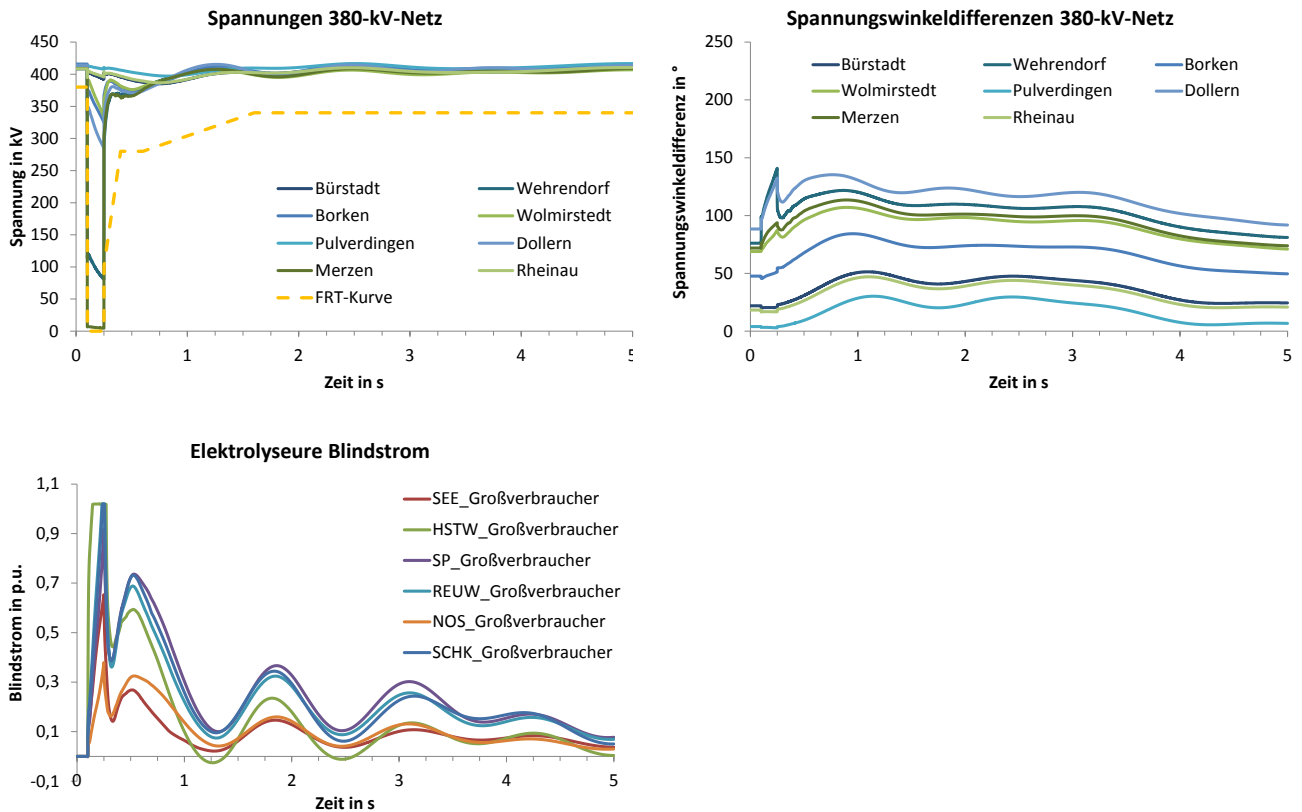


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



In der Abbildung 62 ist der gleiche (n-1)-Fehlerfall mit einer aktivierten Blindstromstützung durch die Elektrolyseure zu sehen. Im hier betrachteten Fehlerfall zeigt sich, dass durch die Blindstromstützung der Großverbraucher, die großflächig im Netzgebiet verteilt sind, die Spannungen oberhalb der FRT-Kurve bleiben und die Spannungswinkeldifferenzen auf einen konstanten Wert einschwingen. Der Fehler wird damit sicher beherrscht. Generell zeigt sich, dass mit einem netzdienlichen Verhalten der Großverbraucher im Fehlerfall viele Fehlerfälle sicher beherrscht werden können.

Abbildung 62: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Merzen-Wehrendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms und anschließender Abschaltung des betroffenen Stromkreises – unter Berücksichtigung der Blindstromstützung durch Elektrolyseure



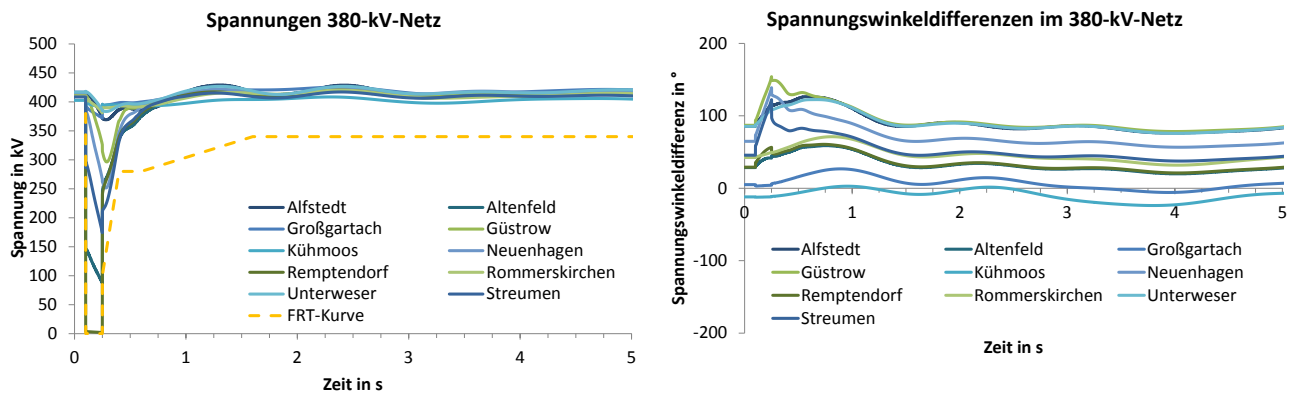
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.4.4.3 Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf max. 3,6 kA

Abbildung 63 zeigt exemplarisch den Fehler nahe dem Umspannwerk Remptendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung eines Stromkreises nach Redwitz unter Berücksichtigung der Begrenzung der maximalen Stromkreisauslastung. Im Gegensatz zum Basisszenario (s. Abbildung 57) zeigt sich, dass dieser Fall nun sicher beherrscht werden kann. Zwar ist die Spannungserholung nach Fehlerklärung relativ langsam, es treten aber keine Verletzungen der FRT-Kurve auf und die Spannungswinkeldifferenzen laufen nicht auseinander.

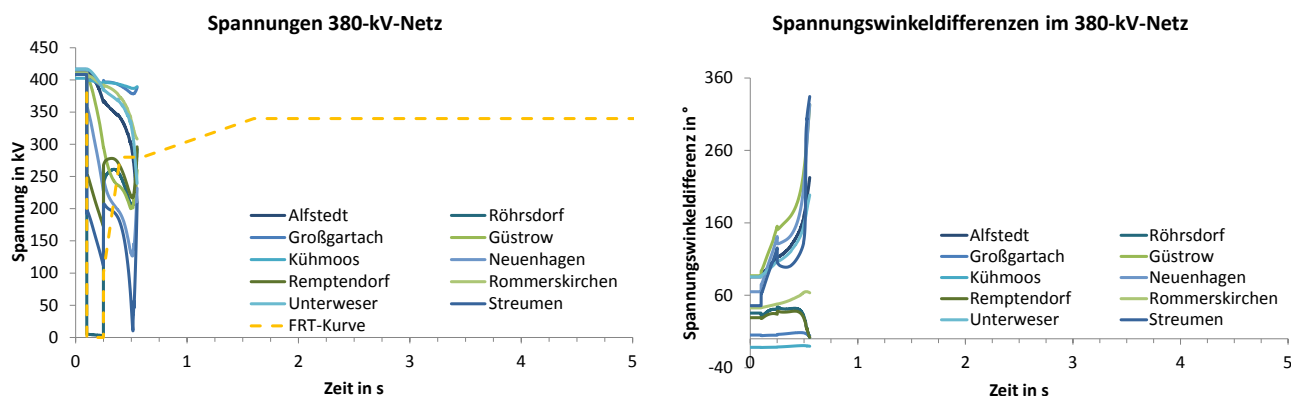
Abbildung 63: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Redwitz-Remptendorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms und anschließender Abschaltung des betroffenen Stromkreises – mit Berücksichtigung der Begrenzung der (n-1)-Stromkreisauslastung auf 3,6 kA



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Andere Fehlerfälle können aber auch weiterhin nicht beherrscht werden. Abbildung 64 zeigt den Fehler nahe dem Umspannwerk Röhrsdorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung beider Stromkreise nach Streumen unter Berücksichtigung der Begrenzung der maximalen Stromkreisauslastung. Es kommt zu Verletzungen der FRT-Kennlinie sowie dem Auseinanderdrehen der nördlichen und südlichen Netzgruppen. Ohne Gegenmaßnahmen ist ein großflächiger Ausfall von Erzeugungsleistung und die Bildung asynchronen Teilnetzen wahrscheinlich.

Abbildung 64: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Streumen-Röhrsdorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung beider Stromkreise – mit Berücksichtigung der Begrenzung der (n-1)-Stromkreisauslastung auf 3,6 kA



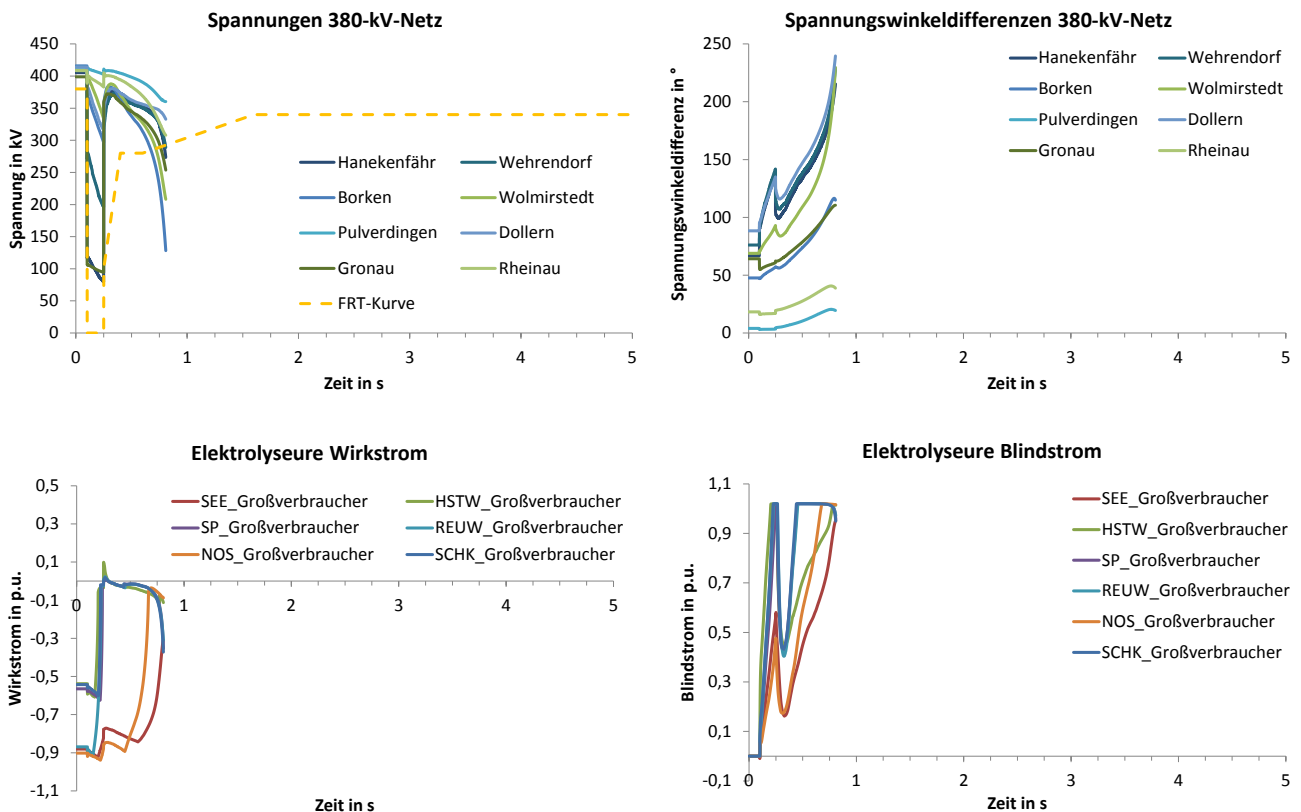
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.4.4.4 Maßnahmenkombination: Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung und schnelle Wirkleistungswiederkehr)

Zusätzlich zu der Blindstromstützung durch die Elektrolyseure kann auch deren Wirkleistungswiederkehr beschleunigt werden. Wie bereits in Kapitel 4.4.1 näher beschrieben, wird im Basisfall bei einer Spannungswiederkehr nach Fehlerklärung der Wirkleistungsbezug der Großverbraucher innerhalb von 10 Sekunden auf 100 % hochgefahren. In der betrachteten Sensitivität dagegen wird der Wirkleistungsbezug innerhalb von 1 Sekunde wieder auf 100 % hochgefahren. Dabei ist die Fähigkeit des schnellen Hochfahrens des Prozesses der Elektrolyse abhängig von der verwendeten Technologie und wurde hier zur Veranschaulichung grundlegender Zusammenhänge, vereinfacht für alle Anlagen gleich angenommen.

In der Abbildung 65 ist ein Common-Mode-Fehler mit einem Mastumbruch eines 4-fach Gestänges zu sehen, bei dem die Stromkreise Uentrop Nord, Roxel Ost, Hanekenfähr-Gronau und Gronau West ausfallen mit einer konzeptgemäßen Fehlerklärungszeit von 150 ms. Bei diesem Common-Mode-Fehler treten, wie bereits in anderen Fällen beschrieben, nicht nur FRT-Verletzungen auf, sondern auch die Polräder der Synchronmaschinen der Generatorgruppen nördlich und südlich des Fehlers drehen auseinander. Die Blindstromstützung durch die Elektrolyseure reicht nicht aus, diesen Fehlerfall sicher zu beherrschen. Die Elektrolyseure fahren hier den Wirkleistungsbezug zu langsam wieder hoch, sodass die Spannung aufgrund des zusätzlichen Transits weiter abfällt und damit die Elektrolyseure weiter den Wirkleistungsbezug reduzieren und so das Problem weiter verschlimmert wird.

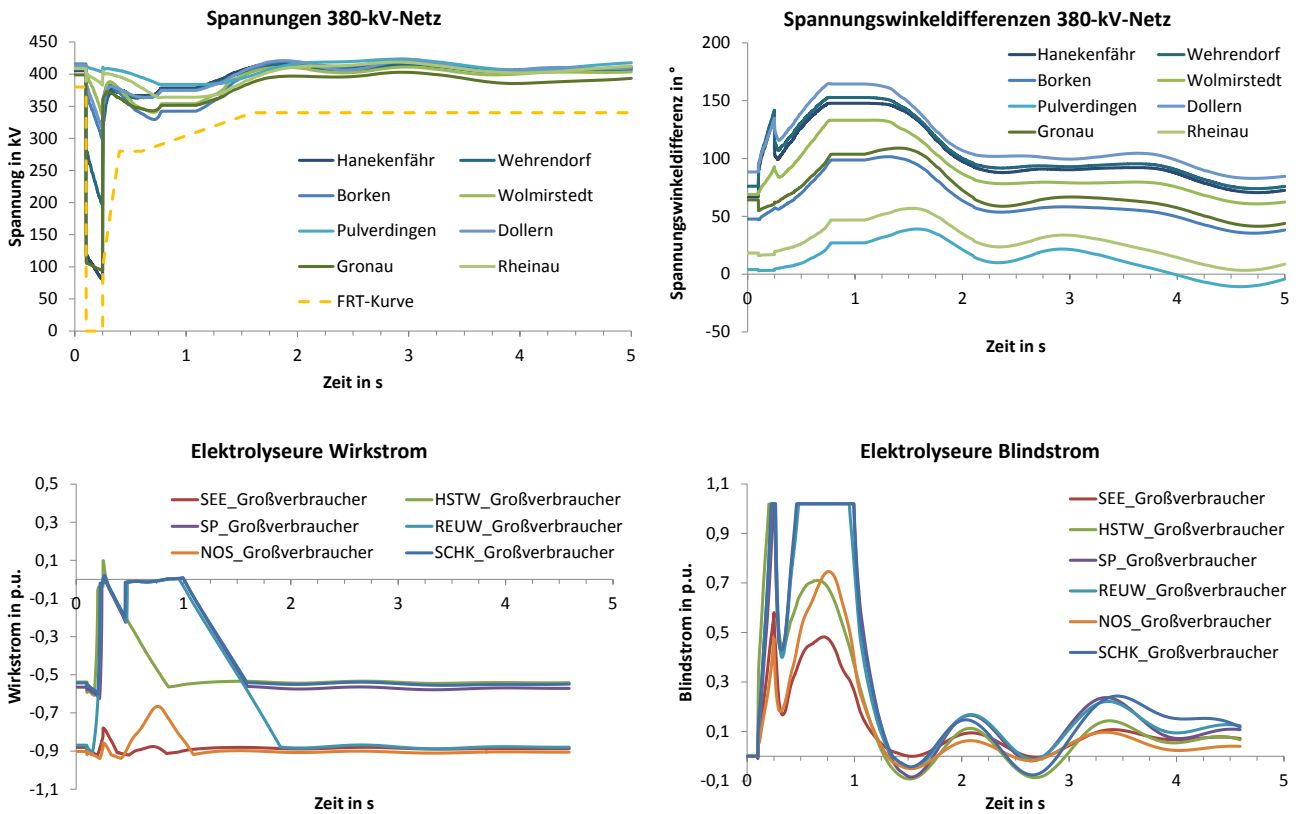
Abbildung 65: Mastumbruch mit Ausfall der Stromkreise Uentrop Nord, Roxel Ost, Hanekenfähr-Gronau und Gronau West mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms – unter Berücksichtigung der Blindstromstützung durch Elektrolyseure und einer langsamen Wirkleistungswiederkehr



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Wird zusätzlich zu der Blindstromstützung eine schnelle Wirkleistungswiederkehr angenommen, wird diesem Effekt endgegengewirkt wie in der Abbildung 66 zu sehen ist. Nach Fehlerklärung wird schneller Wirkleistung durch die Elektrolyseure aufgenommen und reduziert damit zusätzliche Wirkleistungsflüsse auf den Transitkorridoren, sodass die Spannungen sich wieder erholen können und die Spannungswinkeldifferenzen sich auf einen konstanten Wert einschwingen.

Abbildung 66: Mastumbruch mit Ausfall der Stromkreise Uentrop Nord, Roxel Ost, Hanekenfähr-Gronau und Gronau West mit konzeptgemäßer Fehlerklärungszeit von 150 ms – unter Berücksichtigung der Blindstromstützung durch Elektrolyseure und einer schnellen Wirkleistungswiederkehr



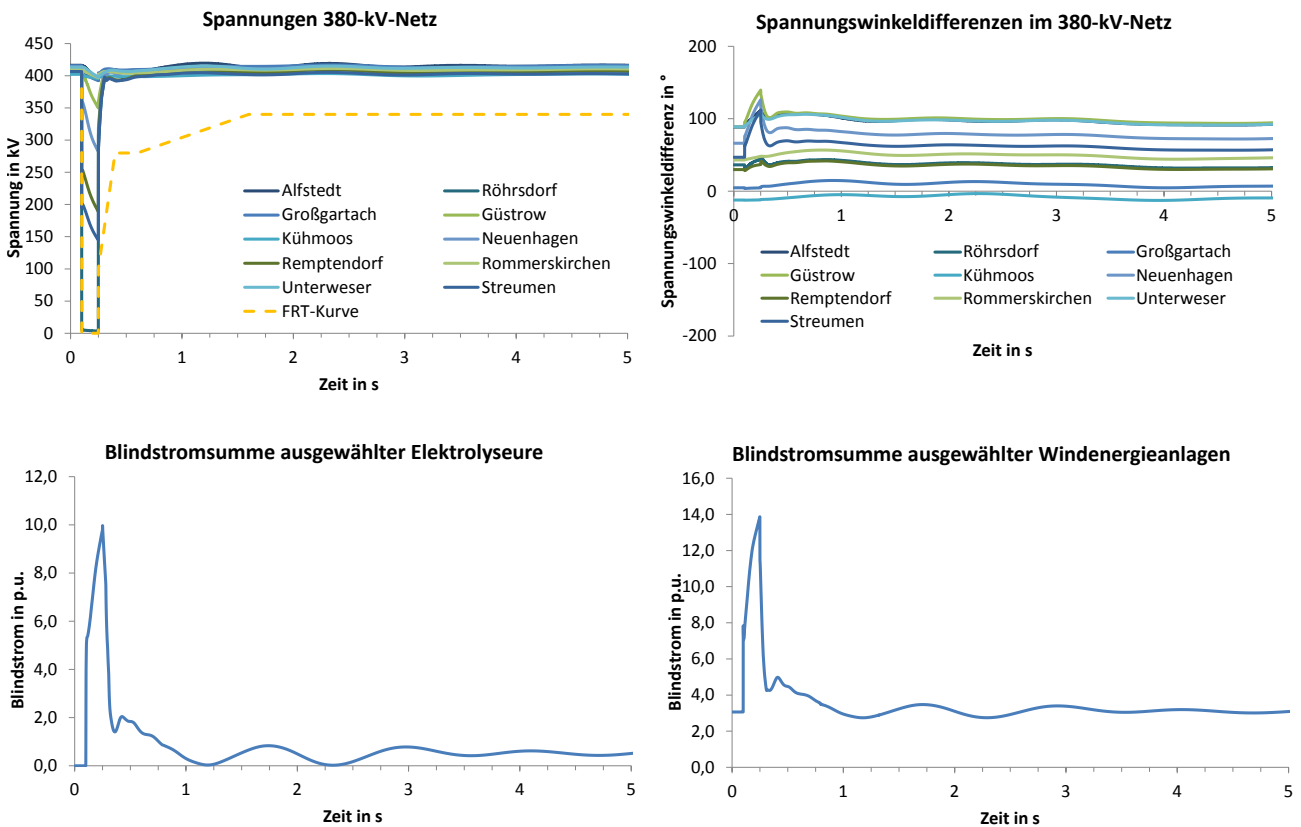
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.4.4.5 Maßnahmenkombination: Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen sowie netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)

Abbildung 67 zeigt exemplarisch den Fehler nahe dem Umspannwerk Röhrsdorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung beider Stromkreise nach Streumen unter Berücksichtigung der Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen sowie des netzdienlichen Verhaltens von Elektrolyseuren (Blindstromstützung). Im Gegensatz zum Basisszenario aber auch zur Analyse mit nur einer Gegenmaßnahme (Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf maximal 3,6 kA, (s. Abbildung 64)) zeigt sich, dass dieser Fall nun sicher beherrscht werden kann. Die Spannungserholung nach Fehlerklärung ist sehr schnell. Es treten keine Verletzungen der FRT-Kurve auf und die Spannungswinkeldifferenzen laufen nicht auseinander.

Abbildung 67: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Streumen-Röhrsdorf mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung beider Stromkreise – mit Berücksichtigung der Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen sowie des netzdienlichen Verhaltens von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)



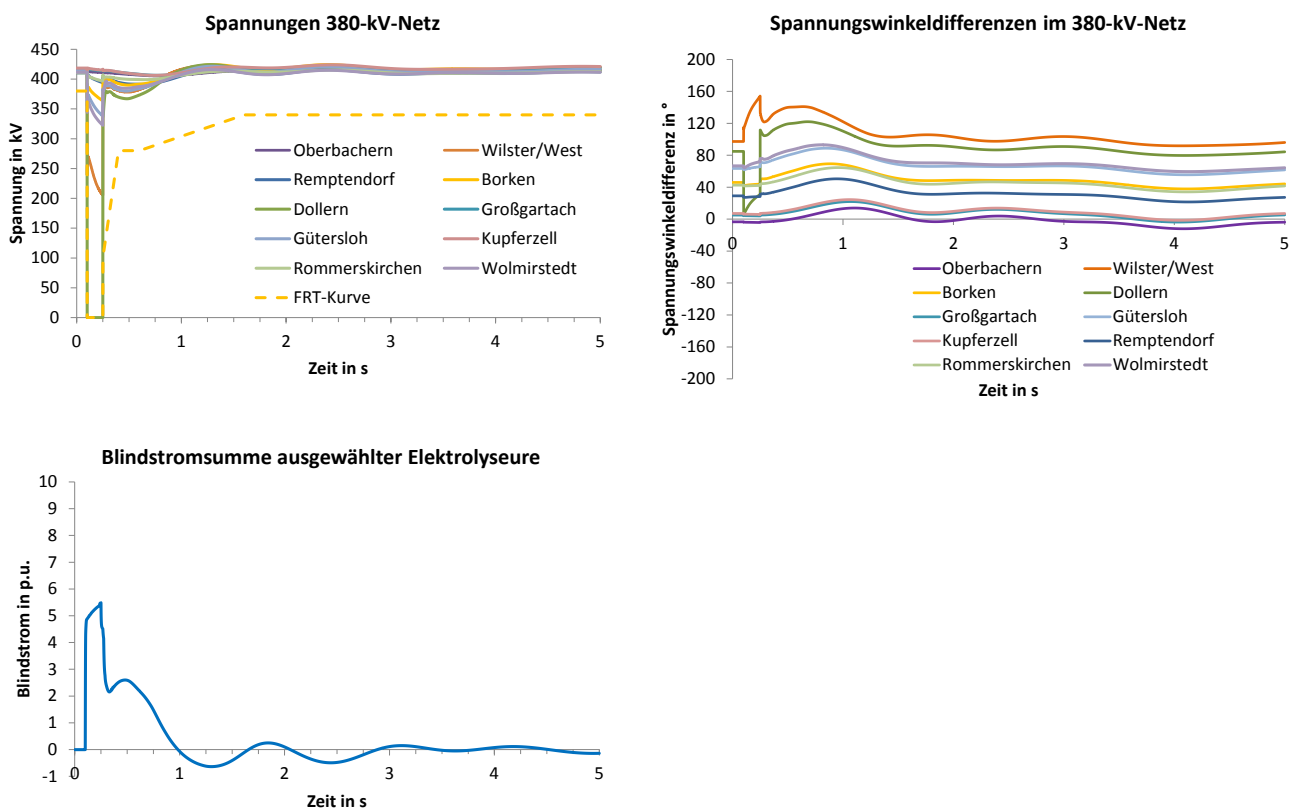
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.4.4.6 Maßnahmenkombination: Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf maximal 3,6 kA und netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung)

Bei dieser Maßnahmenkombination werden die Stromkreisauslastungen auf maximal 3,6 kA im (n-1)-Fall begrenzt und die Elektrolyseure stützen das Netz im Fehlerfall mit Blindstrom. Die Abbildung 68 zeigt das dynamische Verhalten bei einem dreipoligen Fehler (Fehlerdauer von 150 ms) in der Nähe der Schaltanlage in Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum und anschließender Freischaltung des betroffenen Stromkreises. Die Ergebnisse zeigen keine Verletzung der FRT-Kennlinie sowie keinen Verlust des Synchronismus.

Abbildung 68: Dreipoliger Kurzschluss nahe Dollern mit Ausfall eines Stromkreises nach Sottrum mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des betroffenen Stromkreises – mit Begrenzung der (n-1)-Stromkreisauslastung auf 3,6 kA und Blindstromstützung von Elektrolyseuren



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.4.5 Bewertung der Gegenmaßnahmen

Die Ergebnisse der Simulationen zu den Gegenmaßnahmen zeigen, dass die Maßnahmen unterschiedlich gut wirken. Allerdings gibt es keine Gegenmaßnahme, welche alleine die Beherrschbarkeit aller Fehlerfälle des Basisszenarios sicherstellen kann. Es zeigt sich, dass immer eine Kombination von mehreren Maßnahmen zur Spannungstützung und Wirkleistungsentlastung notwendig ist. Im Folgenden wird die Wirksamkeit der einzelnen Gegenmaßnahmen zusammengefasst:

- **Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen:** Diese zeigt in allen Fällen einen sehr positiven Einfluss auf die Spannungserholung im Netz. Die besonders gute Wirksamkeit dieser Maßnahme ergibt sich daraus, dass viele Anlagen verteilt im ganzen Netz mehr Blindleistung einspeisen und dadurch im gesamten Netz die Spannungserholung deutlich verbessert wird.
- **Reduzierung der Statik der STATCOM:** Die angepasste Statik führt zu einer erhöhten Blindleistungseinspeisung aus fehlerfernen Anlagen und damit zur Verbesserung des allgemeine Spannungsniveaus. Da alle Anlagen in der Nähe des Fehlers zuvor schon ihren maximalen Blindstrom bereitgestellt haben und die Anzahl an Anlagen vergleichsweise begrenzt ist, ist die positive Wirkung dieser Maßnahme im Vergleich zur Erhöhung des k-Faktors von Windenergieanlagen weniger stark ausgeprägt.
- **Aktivierung zusätzlicher STATCOM:** Da nur wenige Anlagen in der Sensitivität betrachtet werden, ist auch deren Einfluss gering. Zwar verbessert sich punktuell die Spannungswiederkehr mit Zuschaltung der weiteren STATCOM, aber die Anlagen haben in Summe einen zu geringen zusätzlichen Blindleistungsbeitrag, als dass diese eine großflächige Verbesserung der instabilen Fehlerfälle bewirken können.
- **Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (Blindstromstützung):** Durch diese Maßnahme verbessert sich nicht nur die allgemeine Spannungserholung im Netz, sondern auch die Spannung lokal bei den Elektrolyseuren selbst deutlich. Dies führt dazu, dass die Anlagen mehr Wirkleistung aufnehmen können und damit den Transitzkorridor entlasten. Aufgrund der hohen Anzahl und installierten Leistung der Elektrolyseure zeigt diese Maßnahme eine gute Wirksamkeit.
- **Begrenzung der (n-1)-Auslastungen von Stromkreisen auf maximal 3,6 kA:** Die geringere Auslastung der betrachteten Übertragungskorridore hilft besonders bei Fehlern in der Nähe der betrachteten Korridore. Dadurch wird das Spannungsniveau verbessert und das Auseinanderdrehen der Spannungswinkel verringert.
- **Kurzzeitige Entlastung des Transitzkorridors durch Systemautomatiken:** Wird dies bei Fehlern in direkter Nähe von großen Einspeisungen (z. B. anlandende Offshore-Verbindungen) angewendet, sind sehr positive Auswirkungen zu sehen. Einzelne nicht beherrschbare Fehlerfälle können durch diese Maßnahme stabilisiert werden.
- **Netzdienliches Verhalten von Elektrolyseuren (schnelle Wirkleistungswiederkehr):** Mit einer schnelleren Wirkleistungswiederkehr entlasten die Elektrolyseure die Transitzkorridore unmittelbar wieder, sodass ein besseres Verhalten der Spannungswinkeldifferenzen beobachtet werden kann. Zusätzlich verbessert sich auch die Spannung im Netz, da die zusätzliche Netzbelastung zu einem früheren Zeitpunkt wieder abnimmt.
- **Erhöhung der Trägheit im Norden:** Das Auseinanderdrehen der Spannungswinkeldifferenzen wird reduziert und hilft damit die durch den Fehlerfall kurzzeitig separierten Netzregionen synchron zu halten. Eine gute Wirksamkeit kann für einzelne Fehlerfälle gezeigt werden.

4.5 Fazit

Die Untersuchungen zur Langfristanalyse 2030 zeigen, dass die transiente Stabilität des Verbundsystems bei hoher übernatürlicher Netzauslastung durch weiträumige und überregionale Transite bereits bei konzeptgemäß geklärten 3-poligen Kurzschlüssen nicht immer gegeben ist. Ein solcher Verlust des Synchronismus im Verbundsystem stellt aufgrund unvorhersehbarer überregionaler kaskadierender Auswirkungen eine Gefahr für die weiträumige Systemstabilität dar, die nicht zulässig ist. Diese Gefahr für die weiträumige Systemstabilität wurde bereits im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) identifiziert und in den vorliegenden Untersuchungen erneut bestätigt. Eine Vielzahl von (n-1)-Fehlerfällen können nur beherrscht werden, wenn die empfohlenen Gegenmaßnahmen sichergestellt werden. Demgegenüber ergibt sich in den südwestlichen Netzgruppen aufgrund einer nur punktuell vorhandenen Höherauslastung sowie des hohen Kurzschlussstrombeitrags aus dem europäischen Ausland auch bei kritischeren Fehlerfällen (Sammelschienausfälle oder Common-Mode-Fehler) ein stabiles Systemverhalten.

Im NEP 2035 (2021) konnte aufgezeigt werden, dass durch ausreichende Dimensionierung direkt an das Übertragungsnetz angeschlossener dynamischer Blindleistungsquellen die transiente Stabilität gewährleistet werden konnte. Dies ist in der Langfristanalyse 2030 im vorliegenden Netznutzungsfall aufgrund des beschleunigten EE-Ausbaus sowie der ansteigenden Transportaufgabe über weite Distanzen bei gleichzeitigem Entfall der Potentiale angeschlossener konventioneller Kraftwerke nicht länger gegeben. Die Simulationen zeigen, dass, trotz der Berücksichtigung von zusätzlichen Anlagen aus den bilanziellen Analysen des Blindleistungsbedarfes (s. Kapitel 2) in den nordöstlichen Netzgruppen viele Fehlerereignisse nicht sicher beherrscht werden und zusätzliche Maßnahmen erforderlich sind.

Den Untersuchungen zur transienten Stabilität in der Langfristanalyse 2030 liegen verschiedene Randbedingungen zugrunde, welche die Ergebnisse beeinflussen. Nicht berücksichtigt wurden stabilisierend wirkende Maßnahmen, wie die Deckung der ermittelten Momentanreservebedarfe aus den Frequenzanalysen sowie netzbildende Umrichterregelungskonzepte. Demgegenüber wurden auch keine verschärfend wirkenden Annahmen wie eine realistischere Abschätzung der Momentanreserve im Ausland sowie mögliche Ad-Hoc-Maßnahmen zur Engpassreduktion berücksichtigt.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass verschiedene Gegenmaßnahmen notwendig sind, um ein robustes und stabiles Systemverhalten gewährleisten zu können. So sollten Großverbraucher wie Elektrolyseure zukünftig ein netzdienliches Verhalten zeigen und Windenergieanlagen wirksamer an der Spannungsstützung beteiligt werden. Außerdem muss die Auslegung, Technologie, Regelungskonzept sowie Verortung der Blindleistungskompensationsanlagen bedarfsgerecht erfolgen.

Zusätzlich zeigt sich, dass eine Stromkreisauslastung größer 3,6 kA einen erheblichen Einfluss auf die transiente Stabilität hat. Gemäß den Planungsgrundsätzen³³ muss die Freigabe von Stromkreisauslastungen größer 3,6 kA auf einzelnen Stromkreisen durch Stabilitätsuntersuchungen geprüft werden. Ergänzend dazu muss auch die parallele Höherauslastung mehrerer Stromkreise im Gesamtsystem überprüft werden. Auch die gezielte temporäre Entlastung der Transitkorridore im Sekundenbereich nach einem Fehlerereignis durch Systemautomatiken erweist sich als hilfreich zur Erhaltung der transienten Stabilität.

Die konkrete Ausgestaltung von Gegenmaßnahmen muss unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen in weiterführenden Untersuchungen genauer eingeordnet werden – insbesondere da in einzelnen Fehlerereignissen nur die Kombination mehrerer Gegenmaßnahmen zu einem stabilen Systemverhalten führt. Für einen sicheren Systembetrieb sind gegebenenfalls weitere Begleitmaßnahmen wie Stabilitätsuntersuchungen im operativen Betrieb (z. B. im Rahmen eines Dynamic-Stability-Assessment-Systems, DSA) notwendig.

In den Analysen wurden außerdem das Kurzschlussleistungsniveau und die Kurzschlussleistungsverhältnisse dargestellt. Auf Basis der Ergebnisse ergibt sich die Notwendigkeit genauerer, standortscharfer Untersuchungen.

³³ 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes“, Juli 2022, URL: www.netzentwicklungsplan.de/Zwg (geprüft: 2023-06-20).

Gegenüber den vorangegangenen Untersuchungen im NEP 2030 (2019) sowie NEP 2035 (2021) zeigen die Simulationsergebnisse, dass die Annahmen eines netzdienlichen Verhaltens von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen und Elektrolyseuren sowie die Begrenzung der Stromkreisauslastungen auf 3,6 kA einen entscheidenden Beitrag zu einem stabilen Systemverhalten darstellen. Der untersuchte Netznutzungsfall sowie die betrachteten Fehlerereignisse unterstreichen die Notwendigkeit den Fokus verstärkt auf Stabilitätsaspekte des Übertragungsnetzes zu setzen, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs zu gewährleisten. Die fortschreitende Netzentwicklung mit steigender Umrichterdurchdringung und Höherauslastung des Übertragungsnetzes erfordert weitergehende und umfassende Stabilitätsuntersuchungen.

5 Gesamtfazit

Die durchgeführten Stabilitätsanalysen im Rahmen der Langfristanalyse 2030 (Variante B) und des Netzentwicklungsplans Szenario B 2037 zeigen, dass die Herausforderungen für den sicheren und stabilen Netzbetrieb in Zukunft weiter zunehmen. In beiden analysierten Szenarien ist bereits ein vollständiger Kohleausstieg und ein erheblicher Zubau von erneuerbaren Energien unterstellt. Die hohen Leistungstransite unter Berücksichtigung einer Höherauslastung des bestehenden Übertragungsnetzes stellen das System vor erhebliche Herausforderungen, die in den Untersuchungen der Spannungsstabilität, der Frequenzstabilität und der transienten Stabilität quantifiziert und bewertet wurden.

Die beschriebenen Herausforderungen, die im Folgenden noch einmal für die einzelnen Stabilitätsaspekte herausgestellt werden, sind:

- **Spannungsstabilität:** Zunehmende Leistungstransite auch durch Höherauslastung und eine veränderte Erzeugungs- und Laststruktur führen zu massiv steigenden zusätzlichen Bedarfen an stationärer und kontinuierlich regelbarer Blindleistung. Die Deckung dieser Systembedarfe ist die Grundvoraussetzung für die Betriebbarkeit des Übertragungsnetzes. Dafür müssen neben der Errichtung weiterer Kompensationsanlagen auch weitere Potenziale Dritter erschlossen werden.
- **Frequenzstabilität:** Einerseits erhöhen die zunehmenden Leistungstransite das potenzielle Leistungsungleichgewicht im Fall einer Netzauftrennung und andererseits reduziert sich die verfügbare Momentanreserve aufgrund der sich deutlich verändernden Erzeugungs- und Laststruktur. Beide Aspekte stellen die Beherrschbarkeit von Netzauftrennungen vor große Herausforderungen und führen zu hohen zusätzlichen Bedarfen an Momentanreserve, die nur zu einem geringen Teil durch Anlagen der Übertragungsnetzbetreiber gedeckt werden können.
- **Transiente Stabilität:** Die Höherauslastung des Übertragungsnetzes sowie die sich deutlich verändernde Erzeugungs- und insbesondere auch Verbraucherstruktur (u. a. Großverbraucher) führen zu einem deutlich veränderten Systemverhalten und führen teilweise bereits bei konzeptgemäß geklärten (n-1)-Fehlern zu Instabilitäten. Ohne weitere Gegenmaßnahmen kann die transiente Stabilität nicht weiter sichergestellt werden. Die Gefahr von kaskadierender Schutzauslösungen infolge von Fehlern steigt und damit die Gefahr von großflächiger Fehlerausweitung bis hin zu Netzauftrennungen.

Die genannten Herausforderungen haben eine gemeinsame Basis: ihnen liegen zunehmende Leistungstransite inklusive einer Höherauslastung des Netzes sowie die sich massiv verändernde Erzeugungs- und Laststruktur zugrunde. Vor diesem Hintergrund ist festzustellen, dass ein stabiles Systemverhalten im unterstellten Szenario 2030 (Variante B) für die Langfristanalyse und im NEP Szenario B 2037 ohne die weiteren zuvor im Detail beschriebenen Maßnahmen zur Deckung der Systembedarfe nicht sichergestellt werden kann.

Generell können folgende allgemeine Aussagen getroffen werden, die für ein zukünftig stabiles Systemverhalten elementar werden:

- **1. Zusätzliche Anforderungen an Erzeugungsanlagen und Großverbraucher (insb. Elektrolyseure) für ein netzdienliches Verhalten**

Zusätzliche bzw. angepasste Anforderungen an Erzeugungsanlagen (bspw. netzbildende Regelungen; grid forming (GFM)) und Großverbraucher (bspw. FRT bei Elektrolyseuren) sind zwingend notwendig. Dadurch kann das Netz sowohl im störungsfreien als auch im gestörten Betrieb signifikant unterstützt werden.
- **2. Anreize für die Bereitstellung von Momentanreserve und Blindleistung schaffen**

Erzeugungsanlagen (bspw. Windenergieanlagen, Batteriespeichersysteme, PV-Heimspeicher) oder auch Verbraucher verfügen bereits heute über ein erhebliches Blindleistungspotential, das bei entsprechendem Monitoring und Koordination bereitgestellt werden könnte. Zukünftige Anlagen mit netzbildenden Eigenschaften können zudem einen erheblichen Teil der Momentanreserve-Bedarfe decken.
- **3. Erweiterung von (geplanten) Gas- und Pumpspeicherkraftwerken für den Phasenschieberbetrieb**

An neue Kraftwerke sollte die Anforderung gestellt werden, neben dem Leistungsbetrieb auch einen Phasenschieberbetrieb zu ermöglichen. Dadurch kann im Phasenschieberbetrieb Blindleistung für den störungsfreien wie auch störungsbehafteten Betrieb bereitgestellt werden. In Kombination mit zusätzlicher Schwungmasse könnte zudem weitere Momentanreserve vorgehalten werden.
- **4. Errichtung zusätzlicher Kompensationsanlagen für stationäre und regelbare Blindleistung**

Es zeigen sich, wie bereits in den vorherigen NEP ausgewiesen, signifikante Blindleistungsbedarfe, die vor dem Hintergrund insbesondere der hohen EE-Zubauzahlen und den damit verbundenen höheren Transiten weiter ansteigen. Die Analysen weisen für ganz Deutschland Zubaubedarfe sowohl für stationäre Blindleistung (spannungssenkend und spannungshhebend) als auch für regelbare Blindleistung aus, deren Realisierung schnellstmöglich gestartet werden muss, um die Bedarfe rechtzeitig decken zu können.
- **5. Erweiterung von Blindleistungsbetriebsmitteln um Kurzzeitspeicher bzw. zusätzliche Schwungmasse**

Zur Bereitstellung zusätzlicher Momentanreserve müssen geplante und aus diesen Analysen neu ermittelten Blindleistungsbetriebsmittel um Kurzzeitspeicher (STATCOM) bzw. zusätzliche Schwungmasse (rotierende Phasenschieber) erweitert werden. Da in den vorliegenden Analysen optimistische und nicht gesicherten Annahmen bezüglich möglicher Beiträge der Netznutzer gemacht wurden, sollte neben der standardmäßigen Erweiterung der Blindleistungsbetriebsmittel zudem auch der Zubau von Betriebsmitteln zur expliziten Bereitstellung von Momentanreserve in Betracht gezogen werden.
- **6. Verfolgung alternativer Lösungsmöglichkeiten zur temporären Blindleistungsbereitstellung**

Zum Teil ergeben sich im Transitionsfad temporäre Blindleistungsbedarfe. Für solche Bedarfe, die nur für einen begrenzten Zeitraum nicht gedeckt sind, müssen Übergangslösungen in Betracht gezogen werden, wie eine Umrüstung eines stillzulegenden Kraftwerks für einen Phasenschieberbetrieb oder bspw. eine vorzeitige Inbetriebnahme einer HGÜ-Kopfstation und Nutzung im STATCOM-Betrieb.
- **7. Nutzung von Potentialen aus dem Verteilnetz**

Aufgrund der erheblichen Systembedarfe für Blindleistung und Momentanreserve ist es unerlässlich, auch die Potentiale der Erzeugungsanlagen und Speicher im Verteilnetz zu erschließen.
- **8. Begleitung der Maßnahmen durch Monitoring der Systemstabilität**

Durch den zunehmenden Betrieb des Systems näher an den Stabilitätsgrenzen ist eine kontinuierliche Überwachung und Bewertung definierter Stabilitätsaspekte mittels eines Dynamic Stability Assessments (DSA) erforderlich. Dies ermöglicht die frühzeitige Erkennung der durch die geänderten Rahmenbedingungen auftretenden Risiken und ermöglicht es, erforderliche Gegenmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität einzuleiten.
- **9. Begrenzung der Wirkleistungsübertragung**

Allgemein wird festgestellt, dass ein 4-kA Betrieb im (n-1)-Fall ohne weitere Begleitmaßnahmen nicht in allen Netznutzungsfällen möglich ist, was eine Begrenzung der Übertragungsleistung erforderlich machen kann. Auch die gezielte temporäre Entlastung der Transitzkorridore im Sekundenbereich durch Systemautomatiken sollte als Maßnahme zur Erhaltung der Stabilität nach Fehlerereignissen in Betracht gezogen werden.