

Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	Abbil	dungsverzeichnis
2 Blindleistungskompensationsbedarf zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität. 2.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 2.2 Methodik. 9. 2.2.1 Bedarfsermittlung. 9. 2.2.2 Ermittlung der Blindleistungsregionen. 11. 2.2.3 Methodik zur Zubaubedarfsermittlung (Blindleistungsbilanzierung). 12. 2.3 Ergebnisse / Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität. 2.3.1 Blindleistungsbedarfe 2.3.2 Blindleistungsbedarfe 2.3.3 Ermittlung der Zubaubedarfe. 2.4 Fazit. 18. 3 Frequenzstabilität 3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 3.2 Einordnung der Entwicklung in bestehende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber. 19. 3.3 Eräuterung der Methodik. 2.1 Abarstellung der Ergebnisse. 2.2 Shannahmen. 2.2 Fazit. 4. Untersuchungen der transienten Stabilität. 4. Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität. 4. Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität. 4. Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität. 4. Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität. 4. Ausgewählter Senzen ser der Untersuchungen der transienten Stabilität. 4. Ausgewählter Senzen ser Heine Rogahn]. 4. A. Kurzschluss auf dem HöÜ-Korridor DC5 (Isar-Wolmirstedt) mit Ausfall des DC5 und DC20 (Isar-Riein Rogahn). 4. A. Kurzschluss an zentralen Transitkonten in der TenneT Regelzone. 4. A. Kurzschluss and ern Phasenschiebern. 4. A. Kurzschluss and ern Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4. A. Kurzschluss auf dern Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4. A. Kurzschluss auf dern Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4. A. Kurzschluss auf dern Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4. A. Kurzschluss auf dern Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4. A. Kurzschluss auf dern Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4. A. Kurzschluss auf dern Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4. A. Kurzschluss auf dern Dreibe	Tabel	lenverzeichnis
2.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge	1 Ein	leitung und Zusammenfassung der Ergebnisse
2.2 Methodik	2 Blir	ndleistungskompensationsbedarf zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität
2.2.1 Bedarfsermittlung der Blindleistungsregionen. 111 2.2.3 Methodik zur Zubaubedarfsermittlung (Blindleistungsbilanzierung). 12 2.3 Ergebnisse/ Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität. 14 2.3.1 Blindleistungsbedarfe. 14 2.3.2 Blindleistungspotenziale. 16 2.3.3 Ermittlung der Zubaubedarfe. 17 2.4 Fazit. 18 3 Frequenzstabilität 18 3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 18 3.2 Einordnung der Entwicklung in bestehende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber 19 3.3 Erfäuterung der Methodik. 21 3.4 Darstellung der Ergebnisse. 23 3.5 Maßnahmen 27 3.6 Fazit. 33 4 Untersuchungen der transienten Stabilität. 34 4.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 34 4.2 Methodik. 35 4.3 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität. 36 4.4 Ausgewählter Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 36 4.4 Ausgewählter Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 36 4.4.1 Kurzschluss auf dem HöU-Korridor DC5 (Isar-Wolmirstedt) mit Ausfalt des DC5 und DC20 (Isar-Klein Rogahn) 40 4.4.3 Kurzschluss auf dem HöU-Korridor DC5 (Isar-Wolmirstedt) mit Ausfalt des DC5 und DC20 (Isar-Klein Rogahn) 40 4.4.3 Kurzschluss auf dem HöU-Korridor DC5 (Isar-Wolmirstedt) mit Ausfalt des DC5 und DC20 (Isar-Klein Rogahn) 40 4.4.4 Kurzschluss auf dem Breibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop 44 4.4.5 Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop 44 4.4.5 Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop 44 4.4.6 Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop 44 4.4.7 Kurzschluss auf der Zuleitung des HöU-Konverters in Polsum und Ausfall der HöÜ-Verbindung Polsum – Heide / West 47 4.4.5 Fazit. 47	2.1	Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge
2.2.2 Ermittlung der Blindleistungsregionen. 2.2.3 Methodik zur Zubaubedarfsermittlung (Blindleistungsbilanzierung). 12.3 Ergebnisse / Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität. 2.3.1 Blindleistungsbedarfe. 2.3.2 Blindleistungspedenziale. 2.3.3 Ermittlung der Zubaubedarfe. 2.4 Fazit. 3 Frequenzstabilität. 3 I Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber. 19 3.3 Erläuterung der Methodik. 2.1 3.4 Darstellung der Ergebnisse. 2.3 3.5 Maßnahmen. 2.7 3.6 Fazit. 3.8 Halterung der transienten Stabilität. 3.9 Untersuchungen der transienten Stabilität. 3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 3.2 Einordhungen der transienten Stabilität. 3.3 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität. 3.6 A.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 3.7 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität. 3.8 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität. 3.9 Ausgewählter Stepennisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 3.9 Ausgewählter Stepennisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 3.9 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 3.9 Ausgewählte Stepennisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 3.0 Ausgewählter Stepennisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 3.1 Ausgewählter Stepennisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 3.2 Ausgewählter Stepennisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 3.3 Ausgewählter Stepennisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 3.4 Ausgewählter Stepennisse der Stepennissen Stepennissen Stepennissen Stepennissen Stepennissen Stepennissen Stepen	2.2	Methodik
2.2.3 Methodik zur Zubaubedarfsermittlung (Blindleistungsbilanzierung). 2.3 Ergebnisse/ Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität. 2.3.1 Blindleistungsbedarfe. 2.3.2 Blindleistungspotenziale. 2.3.3 Ermittlung der Zubaubedarfe. 2.4 Fazit. 3 Frequenzstabilität 3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 3.2 Einordnung der Entwicklung in bestehende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber. 3.3 Ertäuterung der Methodik. 2.4 Darstellung der Ergebnisse. 3.5 Maßnahmen. 3.6 Fazit. 4 Untersuchungen der transienten Stabilität. 4.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 3.4 Wethodik. 4.2 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität. 4.4 Ausgewählter Fiepbnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität. 4.4.1 Kurzschluss in der Nähe der Anlage Schmölln mit Schutzüberfunktion. 38 4.4.2 Kurzschluss auf dem H6Ü-Korridor DCS (Isar – Wolmirstedt) mit Ausfall des DCS und DC20 (Isar – Klein Rogahn). 4.4.3 Kurzschluss aur dem H6Ü-Korridor DCS (Isar – Wolmirstedt) mit Ausfall des DCS und DC20 (Isar – Klein Rogahn). 4.4.4 Kurzschluss aur dem H6Ü-Korridor DCS (Isar – Wolmirstedt) mit Ausfall der BCS und DC20 (Isar – Klein Rogahn). 4.4.5 Kurzschluss aur dem Derbein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.4.6 Kurzschluss aur dem Derbein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.4.5 Kurzschluss aur dem Derbein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.4.6 Kurzschluss aur dem Derbein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.4.7 Kurzschluss aur dem Derbeinen Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.5 Kurzschluss aur dem Derbeinen Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.6 Kurzschluss aur dem Derbeinen Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.7 Kurzschluss aur dem Derbeinen Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.6 Kurzschluss aur dem Derbeinen Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.7 Kurzschluss aur dem Derbeinen Gersteinwerk – Enniger – Uentrop. 4.8 Kurzschluss aur dem Derbeinen Gersteinwerk – Enniger – Uentrop.		2.2.1 Bedarfsermittlung
2.3 Ergebnisse/Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität		2.2.2 Ermittlung der Blindleistungsregionen
und Spannungsstabilität		2.2.3 Methodik zur Zubaubedarfsermittlung (Blindleistungsbilanzierung)
2.3.1 Blindleistungsbedarfe	2.3	Ergebnisse/Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung
2.3.2 Blindleistungspotenziale		und Spannungsstabilität
2.3.3 Ermittlung der Zubaubedarfe		2.3.1 Blindleistungsbedarfe
2.4 Fazit		2.3.2 Blindleistungspotenziale
3 Frequenzstabilität		2.3.3 Ermittlung der Zubaubedarfe
3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 3.2 Einordnung der Entwicklung in bestehende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber. 3.3 Erläuterung der Methodik. 3.4 Darstellung der Ergebnisse. 3.5 Maßnahmen. 3.6 Fazit. 3.7 Jana der transienten Stabilität. 3.6 Fazit. 3.7 Jana der transienten Stabilität. 3.8 Jana der transienten Stabilität. 3.9 Jana der transienten Stabilität. 3.9 Jana der transienten Stabilität. 3.0 Jana der transienten Stabilität. 3.1 Jana der transienten Stabilität. 3.2 Jana der transienten Stabilität. 3.3 Jana der	2.4	Fazit
3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge. 3.2 Einordnung der Entwicklung in bestehende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber. 3.3 Erläuterung der Methodik. 3.4 Darstellung der Ergebnisse. 3.5 Maßnahmen. 3.6 Fazit. 3.7 Jana der transienten Stabilität. 3.6 Fazit. 3.7 Jana der transienten Stabilität. 3.8 Jana der transienten Stabilität. 3.9 Jana der transienten Stabilität. 3.9 Jana der transienten Stabilität. 3.0 Jana der transienten Stabilität. 3.1 Jana der transienten Stabilität. 3.2 Jana der transienten Stabilität. 3.3 Jana der	2 5	
3.2 Einordnung der Entwicklung in bestehende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber		
3.3 Erläuterung der Methodik		
3.4 Darstellung der Ergebnisse		
3.5 Maßnahmen		·
3.6 Fazit		
4 Untersuchungen der transienten Stabilität 4.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge 3.4 4.2 Methodik 4.3 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität 4.4 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität 4.4.1 Kurzschluss in der Nähe der Anlage Schmölln mit Schutzüberfunktion 3.8 4.4.2 Kurzschluss auf dem HGÜ-Korridor DC5 (Isar – Wolmirstedt) mit Ausfall des DC5 und DC20 (Isar – Klein Rogahn) 4.4.3 Kurzschluss an zentralen Transitknoten in der TenneT Regelzone 4.4.4 Kurzschluss in Bergrheinfeld/West – Einfluss der Spannungsstützung von STATCOM und rotierenden Phasenschiebern 4.4.5 Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop 4.4.6 Kurzschluss auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Polsum und Ausfall der HGÜ-Verbindung Polsum – Heide/West 4.4.7 Kurzschluss auf einer Sammelschiene im Umspannwerk Großgartach 4.5 Fazit 4.7		
 4.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge 4.2 Methodik 4.3 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität 4.4 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität 4.4.1 Kurzschluss in der Nähe der Anlage Schmölln mit Schutzüberfunktion 4.4.2 Kurzschluss auf dem HGÜ-Korridor DC5 (Isar – Wolmirstedt) mit Ausfall des DC5 und DC20 (Isar – Klein Rogahn) 4.4.3 Kurzschluss an zentralen Transitknoten in der TenneT Regelzone 4.4.4 Kurzschluss in Bergrheinfeld/West – Einfluss der Spannungsstützung von STATCOM und rotierenden Phasenschiebern 4.2.5 Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop 4.3 4.4.6 Kurzschluss auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Polsum und Ausfall der HGÜ-Verbindung Polsum – Heide/West 4.4.7 Kurzschluss auf einer Sammelschiene im Umspannwerk Großgartach 4.5 Fazit 4.7 	3.0	FdZIL
4.2 Methodik	4 Unt	ersuchungen der transienten Stabilität
4.3 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität	4.1	Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge
4.4 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität	4.2	Methodik
4.4.1 Kurzschluss in der Nähe der Anlage Schmölln mit Schutzüberfunktion	4.3	Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität
4.4.2 Kurzschluss auf dem HGÜ-Korridor DC5 (Isar – Wolmirstedt) mit Ausfall des DC5 und DC20 (Isar – Klein Rogahn)	4.4	Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität
des DC5 und DC20 (Isar – Klein Rogahn)		•
4.4.3 Kurzschluss an zentralen Transitknoten in der TenneT Regelzone.414.4.4 Kurzschluss in Bergrheinfeld/West – Einfluss der Spannungsstützung von STATCOM und rotierenden Phasenschiebern.424.4.5 Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop.434.4.6 Kurzschluss auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Polsum und Ausfall der HGÜ-Verbindung Polsum – Heide/West.454.4.7 Kurzschluss auf einer Sammelschiene im Umspannwerk Großgartach.464.5 Fazit.47		4.4.2 Kurzschluss auf dem HGÜ-Korridor DC5 (Isar-Wolmirstedt) mit Ausfall
4.4.4 Kurzschluss in Bergrheinfeld/West – Einfluss der Spannungsstützung von STATCOM und rotierenden Phasenschiebern		des DC5 und DC20 (Isar – Klein Rogahn)
und rotierenden Phasenschiebern		
4.4.5 Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop		i i i
4.4.6 Kurzschluss auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Polsum und Ausfall der HGÜ-Verbindung Polsum – Heide/West		
der HGÜ-Verbindung Polsum – Heide/West		·
4.4.7 Kurzschluss auf einer Sammelschiene im Umspannwerk Großgartach		·
4.5 Fazit		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·
		·
5 Anhang	4.5	Fazit
	5 Anh	nang

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Blindleistungsbedarf einer 100 km langen 380-kV-Freileitung8
Abbildung 2:	Summarische VNB-Blindleistungsprognose für eine Netzgruppe mit deutlichem Anstieg der Rückspeisung im Vergleich zwischen Trainingsdaten/Snapshot (blau) und NEP-Szenario/Prognose (rot)
Abbildung 3:	Bisherige Netzregionen als Basis für die neu ermittelten Blindleistungsregionen
Abbildung 4:	Schematische Darstellung der Methodik zur Blindleistungsbilanzierung
Abbildung 5:	Maximale zeitungleiche Blindleistungsbedarfe der Blindleistungsregionen
Abbildung 6:	Maximale zeitungleiche Zubaubedarfe
Abbildung 7:	angenommene Teilnetzbildung im NEP Szenario B 2035; zur blauen Insel gehören zudem Teile Nordafrikas (hier nicht dargestellt)
Abbildung 8:	Leistungsbilanz (entspricht dem Leistungstransport vor Eintritt der Netzauftrennung) im nordöstlichen Teilnetz (positiv: Exportsituation, negativ: Importsituation)
Abbildung 9:	links: Momentanreserve bei Nenndrehzahl bzw. Nennfrequenz von 50 Hz; rechts: Einspeisung aufgeteilt nach Primärenergiequellen im nordöstlichen Teilnetz, absteigend nach der Momentanreserve sortiert
Abbildung 10:	links: Leistungsbilanz im nordöstlichen Teilnetz (positiv: Exportsituation, negativ: Importsituation); rechts: Einspeisung aufgeteilt nach Primärenergiequellen im nordöstlichen Teilnetz, sortiert nach der Leistungsbilanz
Abbildung 11:	links: ermittelte maximale Frequenzgradienten im nordöstlichen Teilnetz; rechts: Leistungsbilanz im nordöstlichen Teilnetz (positiv: Exportsituation, negativ: Importsituation)
Abbildung 12:	links: ermittelte maximale Frequenzgradienten im südwestlichen Teilnetz (blaue Insel); rechts: Einspeisung aufgeteilt nach Primärenergiequellen im südwestlichen Teilnetz, sortiert nach dem Frequenzgradienten
Abbildung 13:	links: Leistungsbilanz im südwestlichen Teilnetz (positiv: Exportsituation, negativ: Importsituation); rechts: Momentanreserve des südwestlichen Teilnetzes, sortiert nach dem Frequenzgradienten nach Abbildung 12 (links)
Abbildung 14:	Erforderliche Reduktion der Leistungstransporte zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s und 2 Hz/s
Abbildung 15:	Momentanreservebedarf zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s und 2 Hz/s
Abbildung 16:	Momentanreservebeitrag sowie benötige Momentanreserve der einzelnen Länder innerhalb des südwestlichen und nordöstlichen Teilnetzes
Abbildung 17:	Dreipoliger Kurzschluss auf einer 380-kV-Sammelschiene im Umspannwerk Gersteinwerk mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Freischaltung des Sammelschienenabschnitts – ohne Berücksichtigung der ermittelten Kompensationsanlagen aus den Blindleistungsanalysen
Abbildung 18:	Dreipoliger Kurzschluss auf einer 380-kV-Sammelschiene im Umspannwerk Gersteinwerk mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Freischaltung des Sammelschienenabschnitts – unter Berücksichtigung der zusätzlichen Kompensationsanlagen aus den Blindleistungsanalysen
Abbildung 19:	Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde-Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall beider Stromkreise

Abbildung 2	20: Dynamische Blindleistung bei dreipoligem Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde- Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall beider Stromkreise
Abbildung 2	21: Ausgewählte Spannungen bei Kurzschluss auf dem HGÜ-Korridor Isar-Wolmirstedt (DC05) und Isar-Klein Rogahn (DC20) mit einer Fehlerdauer von 150 ms und Ausfall beider HGÜs40
Abbildung 2	22: Wirkleistungsfluss und Blindleistungsverluste der Leitungen zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld bei Ausfall der HGÜ DC5 und DC20
Abbildung 2	23: 3-poliger Kurzschluss nahe Gießen mit Ausfall beider Stromkreise nach Borken und einer Fehlerdauer von 150ms41
Abbildung 2	24: 3-poliger Kurzschluss nahe Redwitz mit Ausfall beider Stromkreise nach Altenfeld und einer Fehlerdauer von 150ms42
Abbildung 2	25: 3-poliger Kurzschluss auf einer Sammelschiene in Bergrheinfeld/West mit einer Fehlerdauer von 150 ms und Freischaltung des Sammelschienenabschnitts – mit Berücksichtigung der ermittelten STATCOM und rotierende Phasenschieber aus den Blindleistungsanalysen im Großraum Bergrheinfeld/West
Abbildung 2	26: 3-poliger Kurzschluss auf einer Sammelschiene in Bergrheinfeld/West mit einer Fehlerdauer von 150 ms und Freischaltung des Sammelschienenabschnitts-Ohne Berücksichtigung der ermittelten STATCOM und rotierende Phasenschieber aus den Blindleistungsanalysen im Großraum Bergrheinfeld/West
Abbildung 2	27: Dreipoliger Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms in unmittelbarer Nähe zur 380-kV-Sammelschiene in Gersteinwerk 44
Abbildung 2	28: Dreipoliger Kurzschluss auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Polsum und anschließender Abschaltung der HGÜ-Verbindung Polsum – Heide/West bei konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms – mit den zusätzlichen Kompensationsanlagen aus den Blindleistungsanalysen
Abbildung 2	29: Dreipoliger Kurzschluss auf der Sammelschiene 1 des Umspannwerkes Großgartach mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Freischaltung der Sammelschiene
Tabelle	nverzeichnis
Tabelle 1:	Maximale stationäre Blindleistungsbedarfe nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Blindleistungsregionen)
Tabelle 2:	Maximale regelbare Blindleistungsbedarfe nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)
Tabelle 3:	Stationäre Blindleistungspotenziale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)16
Tabelle 4:	Regelbare Blindleistungspotenziale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen) 16
Tabelle 5:	Blindleistungszubaubedarf nach Regelzone (Alle Angaben zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)
Tabelle 6:	Anlagenkategorien zur Bereitstellung von Momentanreserve im Nordosten Deutschlands
Tabelle 7:	Auswertung der Momentanreservepotenziale
Tabelle 8:	Maximale stationäre Blindleistungsbedarfe nach Blindleistungsregion
Tabelle 9:	Maximale regelbare Blindleistungsbedarfe nach Blindleistungsregionen
Tabelle 10:	Stationäre Blindleistungspotenziale nach Blindleistungsregionen
Tabelle 11:	Regelbare Blindleistungspotenziale nach Blindleistungsregionen
Tabelle 12:	Blindleistungszubaubedarf nach Blindleistungsregionen

1 Einleitung und Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Systemstabilität beschreibt die Fähigkeit eines elektrischen Verbundsystems, nach einer Störung wieder einen neuen stationären Betriebspunkt zu erreichen. Der Erhalt der Systemstabilität ist somit eine grundlegende Voraussetzung für den sicheren Netzbetrieb. Im ersten Schritt wird anhand stationärer Untersuchungen geprüft, inwieweit ein neuer stationärer Betriebspunkt, der sich nach einer Störung ergibt, zulässig ist. Im zweiten Schritt wird das dynamische Übergangsverhalten während und nach Einwirkung einer Störung untersucht.

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans werden auf Basis von stationären Untersuchungen (siehe Kapitel 5.3 des NEP-Berichts) für alle Belastungszustände des Übertragungsnetzes (n-1)-Ausfälle von Netzelementen betrachtet. Die Belastungszustände sind stationär zulässig, wenn die Grenzen für Ströme und Spannungen nach den Planungsgrundsätzen¹ eingehalten werden. Um die Systemstabilität gewährleisten zu können, müssen darüber hinaus die Ausgleichsvorgänge zwischen den stationären Netzzuständen untersucht werden. Während dynamischer Vorgänge in Folge eines Fehlers dürfen keine für diese Vorgänge relevanten Grenzwerte verletzt werden.

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 IEEE ebenso weiter in die Konverter- und Resonanzstabilität zu unterteilen.² Im Rahmen der Stabilitätsanalysen im Netzentwicklungsplan (NEP) stehen die ersten drei Kategorien im Fokus. Die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität wird im Kapitel 5.4 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 erläutert³.

In der Zielnetzplanung werden im aktuellen NEP 2035 (2021), wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben, identifizierte Netzengpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen beseitigt, um das erwartete Potenzial zukünftiger Innovationen zu berücksichtigen. Zur Bewertung der Systemstabilität werden die Netzzustände nach Redispatch analysiert, da zur Stabilitätsbewertung die stationären Arbeitspunkte innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen liegen sollten. Die in diesem Dokument getätigten Aussagen stehen damit in direkter Abhängigkeit zu der konkreten Realisierung zukünftiger Innovationen. Bei einem vermehrten konkreten Einsatz von Innovationen ergeben sich vor und nach dem Fehler Zustände mit höheren Belastungen als ohne Innovationen. Für diese Netzsituationen sind gegebenenfalls weitere stabilitätssichernde Maßnahmen erforderlich.

Im Sinne einer effizienten Netzauslegung werden Netzelemente bestmöglich ausgenutzt. Im Rahmen der Systemauslegung hat jedoch eine höhere Auslastung des Übertragungsnetzes einen deutlichen Einfluss vor allem auf die Polradwinkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität. Die Höherauslastung führt das System näher an die Stabilitätsgrenzen heran. Die Stabilitätsgrenzen werden durch Maßnahmen zur Höherauslastung nicht verändert, da diese u. a. von der Übertragungsentfernung sowie von den Netzreaktanzen abhängen und auch durch die meisten innovativen Technologien nicht verändert werden. Die Höherauslastung wirkt sich somit (u. a. wegen hoher Winkeldifferenzen) tendenziell ungünstig sowohl auf die Polradwinkelstabilität als auch (infolge des übernatürlichen Betriebs) auf die Spannungsstabilität aus. Aufgrund der höheren Auslastung des Übertragungsnetzes steigt infolge nicht planbarer Ereignisse) zudem das Risiko kaskadierender Abschaltungen. Diese können zu Netzauftrennungen, wie schon mehrfach im Europäischen Verbundsystem vorgekommen, führen und demzufolge die Frequenzstabilität gefährden.

Zu den drei oben erwähnten Stabilitätsaspekten wurden im Rahmen des NEP Analysen durchgeführt, deren Ergebnisse in den folgenden Absätzen zusammengefasst sind. Über diese Analysen hinaus werden durch die deutschen ÜNB weitere Detailuntersuchungen zur Sicherstellung der Systemstabilität durchgeführt. Insbesondere sind in Ergänzung zum NEP weitere stationäre und dynamische Analysen erforderlich, um die Anlagen zur Blindleistungskompensation und Momentanreservebereitstellung zu dimensionieren und ihre Technologie sowie die konkreten Standorte festzulegen.

^{1 50}Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: "Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes", Juli 2020: www.netzentwicklungsplan.de/Zwg

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

³ Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: <u>www.netzentwicklungsplan.de/ZwM</u>

Die **Spannungsstabilität** wird im Rahmen der Analysen des Blindleistungskompensationsbedarfs für das Szenario und den Netzausbau B 2035 geprüft. Es zeigen sich, wie bereits in den vorherigen NEP ausgewiesen, signifikante Blindleistungsbedarfe, die bei weitem nicht mehr allein durch die vorhandenen sowie geplanten Blindleistungskompensationsanlagen, HGÜ-Konverterstationen und direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Es ist davon auszugehen, dass mit einem geeigneten Ausbau von Kompensationsanlagen die Spannungsstabilität aufrechterhalten werden kann. Im Kapitel 2 werden sowohl die hierfür notwendigen stationären als auch regelbaren Bedarfe ausgewiesen. Die Analysen weisen für ganz Deutschland einen stationären Blindleistungszubaubedarf von 13 Gvar spannungssenkend, 21 Gvar spannungshebend und zusätzlich einen regelbaren Blindleistungszubaubedarf von 26 Gvar aus. Bei einer exemplarischen Anlagengröße von 300 MVA entspräche dieser Blindleistungsbedarf einem Zubaubedarf von 114 stationären und 87 regelbaren Anlagen.

In den Berechnungen wird nicht der Transformationspfad zum Zielnetz berücksichtigt. Beispielsweise stehen im Zieljahr viele HGÜ-Konverterstationen zur Verfügung, die im Ausbaupfad noch nicht vorhanden sind. Außerdem kann der Bedarf an einzelnen Standorten zu bestimmten Entwicklungsschritten höher sein als es im NEP für das Zieljahr ausgewiesen wird. In detaillierten Studien außerhalb des NEP, z. B. im Rahmen der Systemanalysen zur Netzreserve oder Analysen zum Kohleausstieg, werden zusätzliche Zubaubedarfe für den Transformationspfad identifiziert. In den Steckbriefen des NEP (www.netzentwicklungsplan.de/NEP 2035 V2021 2 Entwurf Teil2.pdf) werden daher auch Maßnahmen als Zubaubedarf dokumentiert, die außerhalb der NEP-Szenarien nachgewiesen wurden.

Für die **Frequenzstabilität** besteht im Verbundbetrieb des kontinentaleuropäischen Systems bei auslegungsrelevanten Fehlerfällen, wie dem 3-GW-Erzeugungs- oder Lastausfall, für das Szenario B 2035 kein Risiko, wenn ein systemkonformes Verhalten der Erzeugungseinheiten vorausgesetzt werden kann. Ereignisse, die zu einer Netzauftrennung des Verbundsystems führen (sogenannter "System Split"), wie z. B. die Störung am 04.11.20064, können jedoch je nach Netzsituation nicht sicher beherrscht werden. Insbesondere in Stunden mit hohen Leistungstransporten und einer geringen Momentanreserve treten Frequenzgradienten von bis zu 4 Hz/s auf, die weit über den angestrebten Frequenzgradienten von 1 Hz/s liegen. In Kapitel 3 werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen aufgezeigt.

Die Analysen zeigen, dass eine alleinige Lösung des Problems durch die Reduktion der Leistungstransporte sowohl technisch als auch wirtschaftlich, mit Blick auf Redispatchkosten, nicht zielführend ist. Daher ist ein zusätzlicher Momentanreservebedarf von mehr als 600 GWs in Deutschland erforderlich. Es ist davon auszugehen, dass mit der entsprechenden Momentanreserve die Frequenzstabilität für die betrachtete Netzauftrennung aufrechterhalten werden kann. Über die untersuchten Fälle hinaus können andere Netzauftrennungskonstellationen zu noch kritischeren Situationen führen. Aufgrund des 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:

- > 1. Windenergie- und Photovoltaikanlagen
- > 2. Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb
- > 3. Batteriegroßspeicher
- > 4. regelbare Blindleistungskompensationsanlagen

Auf dieser Grundlage müssen im nächsten Schritt die detaillierten technischen Anforderungen mit den Stakeholdern diskutiert und dann verbindliche Anforderungen für Erzeugungsanlagen im Rahmen der Netzanschlussregeln festgelegt werden. Sollten die verfügbaren Potenziale einzelner Anlagenkategorien geringer ausfallen als hier angenommen, muss das daraus entstehende Momentanreservedefizit durch die anderen Maßnahmen kompensiert werden. Auch der Zubau von Betriebsmitteln zur expliziten Bereitstellung von Momentanreserve muss gegebenenfalls in dem Kontext in Betracht gezogen werden. Ist beides nicht möglich, müssen als letztmögliche Maßnahme mittels Markteingriffen die Leistungstransporte reduziert oder die Momentreserve in kritischen Stunden erhöht werden.

Die transiente Stabilität, als wesentlicher Teilaspekt der **Polradwinkelstabilität**, wird auf Basis eines detaillierten dynamischen Netzmodells des kontinentaleuropäischen Verbundsystems und der dynamischen Simulationen anhand von auslegungsrelevanten Netzfehlern bewertet. Basierend auf den Analysen des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität werden die konkreten Kompensationsanlagen modelliert und berücksichtigt. Es wird das Zielnetz des Szenarios B 2035 und der Belastungsfall der Stunde 297 zu Grunde gelegt. Dieser Belastungsfall zeichnet sich durch hohe Blindleistungsverluste und Spannungswinkeldifferenzen im Übertragungsnetz sowie durch eine Erzeugungssituation mit hohen Leistungstransporten aus und stellt damit einen für die transiente Stabilität kritischen Fall dar.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen für (n-1)-Fehlerereignisse sowie Fehler mit konzeptgemäßer Fehlerklärung ein robustes und stabiles Systemverhalten. Die wesentliche Ursache für das stabile Systemverhalten gegenüber den Untersuchungen im vorangegangenen NEP 2030 (2019) liegt in der Berücksichtigung der konkreten Blindleistungskompensationsanlagen aus den Analysen zur Spannungsstabilität. Zudem wurden in den Stabilitätsanalysen im NEP 2035 (2021) nur die expliziten Innovationen berücksichtigt. Die Analysen zur transienten Stabilität wurden daher mit einem nahezu engpassfreien Zielnetz durchgeführt. Kritischere Fehler⁵ und Fehler mit nicht konzeptgemäßer Fehlerklärung, welche im Rahmen der Netz- und Systemauslegung zu berücksichtigen sind, werden bedingt beherrscht. Fehler, welche nur bedingt beherrscht werden, können zu regionalen Störungen und Versorgungsunterbrechungen führen. Die Untersuchungsergebnisse werden in Kapitel 4 erläutert.

2 Blindleistungskompensationsbedarf zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität

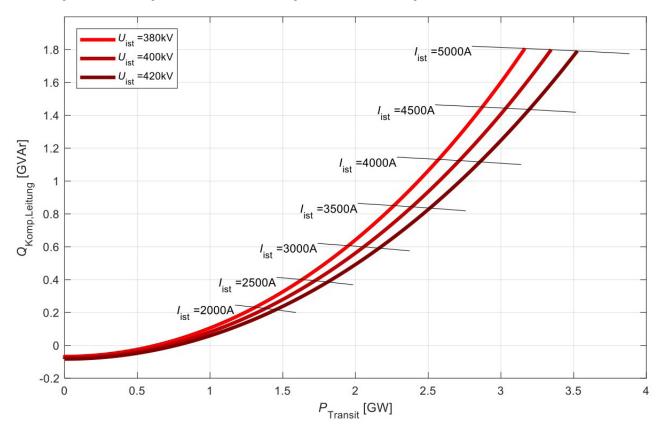
2.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge

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, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz 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 Niveau abfallen, das im schlimmsten Fall zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen und Betriebsmitteln führt. Umgekehrt können bei Überspannung 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.

⁵ 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.





Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abnahme des Potenzials der spannungsgeregelten Blindleistung aus direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen konventionellen Erzeugungseinheiten, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu umrichtergesteuerten 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 durch Erzeugungsanlagen, Kompensationsanlagen oder auch aus unterlagerten Netzebenen 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 Blindleistungspotenziale werden die zeitabhängigen Blindleistungszubaubedarfe zu ermittelt. Hierbei wird unterschieden zwischen stationären und kontinuierlich regelbaren Kompensationsanlagen. Stationäre Kompensationsanlagen umfassen (automatisch) diskret schaltbare Kapazitäten (bspw. MSCDN) oder Induktivitäten (bspw. MSR), während regelbare Kompensationsanlagen ihre Blindleistung kontinuierlich regeln können (bspw. STATCOM).

2.2 Methodik

Die Methodik beschreibt im Folgenden die Ermittlung der Blindleistungsdefizite, auf dessen Basis die Zubaubedarfe in Form von Kompensationsanlagen abgeleitet werden. Die Blindleistungszubaubedarfe ergeben sich aus den Blindleistungsbedarfen und den zur Verfügung stehenden Potenzialen:

Blindleistungszubaubedarf = Bedarf - Potenzial

Alle Bedarfe, Potenziale und Zubaubedarfe werden knoten- und betriebsmittelscharf bestimmt und für insgesamt 25 Netzregionen in Deutschland bilanziert.

Das Methodikkapitel gliedert sich maßgeblich in drei Teile: 1) Bedarfsermittlung, 2) Ermittlung der Blindleistungsregionen sowie 3) Methodik zur Zubaubedarfsermittlung (Blindleistungsblianzierung). Zunächst wird auf die Bedarfsermittlung eingegangen, bei der die Bedarfe des Höchstspannungsnetzes, das Blindleistungsverhalten unterlagerter Netzebenen und 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. Die Bedarfe werden auf Basis der Leistungsflüsse aus dem Jahreslauf und einer idealen homogenen Spannung von 415 kV bzw. 240 kV ermittelt. Als Resultat ergeben sich für alle Betriebsmittel des 380/220-kV Netzes die individuellen Blindleistungsbedarfe für 8.760 Stunden des Jahreslaufs.

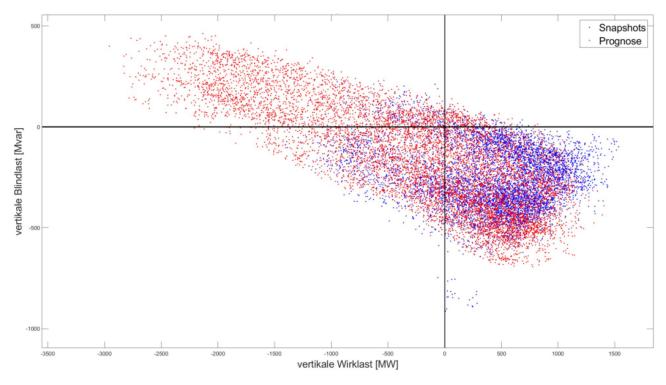
b) Blindleistungsverhalten unterlagerter Netzebenen

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 Verteilnetzbedarfe wird basierend auf einem Prognosemodell das Blindleistungsverhalten des Verteilnetzes bestimmt. Für das Prognosemodell wird ein neuronales Netz trainiert. Dies geschieht im Rahmen einer Kooperation mit einem externen Dienstleister. Das Training des Blindleistungsprognosemodells wird auf Basis von Messdaten aus dem Zeitraum Juni 2018 bis Mai 2019 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 Verluste in den 380/110-kV bzw. 220/110-kV Kuppeltransformatoren.

Abbildung 2 zeigt das Ergebnis dieser Prognosen exemplarisch für die Summe des VNB-Verhaltens in einer beispielhaften Netzgruppe für 8.760 Stunden (im Verbraucherzählpfeilsystem).

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. Zukünftige, zusätzliche Potenziale durch die Verteilnetzbetreiber zur Bereitstellung von Blindleistung werden nicht berücksichtigt. Zur Gestaltung eines effizienten Systems können zukünftig die Potenziale des Verteilnetzes berücksichtigt werden. Diese müssen zeitlich mit den Zubaubedarfen korrelieren und gesichert zur Verfügung stehen. Dabei ist auch die Betrachtung der transienten Vorgänge wichtig, da die Blindleistungsbedarfe insbesondere bei Störungsereignissen gesichert zur Verfügung stehen müssen. Sind diese Voraussetzungen bzgl. einer zeitlich gesicherten Erbringung bei gleichzeitiger Konformität zu Anforderungen an das dynamische Verhalten bei Spannungsänderungen und Netzfehlern erfüllt, kann der Zubaubedarf im Übertragungsnetz entsprechend reduziert werden.

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 empfindliche 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, Lärmschutzbedingte Ein-/Abschaltung von Windenergieanlagen und Störungen, die Betriebsmittelausfälle nach sich ziehen. Zur Bestimmung der regelbaren Blindleistungsbedarfe werden die Bedarfsänderungen eines Netznutzungsfalls zum nächsten (Stundenwechsel) und die Änderung bei Störungen betrachtet. Da Stundenwechsel und Störungen zeitgleich stattfinden können, werden diese Bedarfe summiert.

Darüber hinaus wird regelbarer Blindleistungsbedarf für die Beherrschung von Störungen entsprechend den Planungsgrundsätzen ermittelt. Dies umfasst die (n-1)-Ausfälle, Common-Mode-Ausfälle sowie Sammelschienenausfälle. 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 die genannten Störungen werden die stationären Blindleistungsbedarfsänderungen nach Auftreten der Störung bestimmt und den 25 Netzregionen zugeordnet. Für alle 25 Regionen ergeben sich damit jeweils zwei worst-case Störungen, die einerseits zu der größten negativen (spannungshebenden) und andererseits zu der größten positiven (spannungssenkenden) regelbaren Blindleistungsbedarfsänderung führen.

Der so ermittelte Bedarf deckt den stationären Nachfehlerzustand ab, der geregelt zur Verfügung stehen muss. Zur Beherrschung der dynamischen Ausgleichsvorgänge entstehen jedoch ggf. darüber hinausgehende Bedarfe, die im Abschnitt 4 der transienten Stabilität betrachtet werden.

2.2.2 Ermittlung der Blindleistungsregionen

Die Blindleistungsregionen basieren auf den bestehenden Netzgruppen, die aus dem Lastflussmodell bekannt sind. Die im folgenden beschriebene Methodik 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 berechnet. Die einzelnen Netz-knoten werden zu Blindleistungsregionen geclustert und die Blindleistungsbedarfe und -potenziale für jede Region bilanziert. Grundsätzlich stellt die Bilanzierung eine Vereinfachung dar, da von einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz auf die Spannung und damit 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 spannungshebende und spannungssenkende Blindleistungsbedarfe und -potenziale 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 D71, D75 und D42 in Abbildung 3) ist eine Neueinteilung der Regionen notwendig. Neben der beschriebenen Methodik fließen auch betriebliche Erfahrungen in die Ausgestaltung mit ein. Schließlich ergeben sich 25 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 3: Bisherige Netzregionen als Basis für die neu ermittelten Blindleistungsregionen

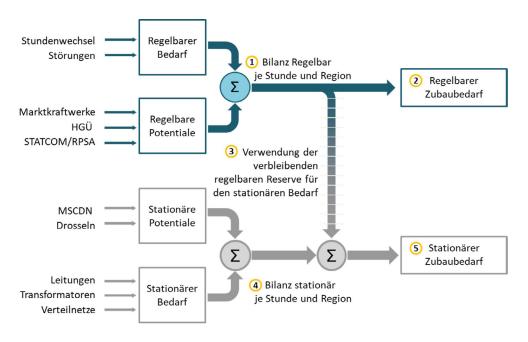


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.2.3 Methodik zur Zubaubedarfsermittlung (Blindleistungsbilanzierung)

Die ermittelten stationären und regelbaren Blindleistungsbedarfe werden stundenscharf mit den verfügbaren Blindleistungspotenzialen verrechnet. Das Ergebnis der Bilanzierung aus Bedarfen und Potenzialen liefert den zusätzlichen Zubaubedarf, der durch geeignete Maßnahmen gedeckt werden muss. Die Blindleistungspotenziale werden analog zu den Bedarfen nach "Regelbaren" und "Stationären" Potenzialen differenziert. Abbildung 4 zeigt die schematische Methodik zur Blindleistungsbilanzierung auf.

Abbildung 4: Schematische Darstellung der Methodik zur Blindleistungsbilanzierung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zuerst werden die regelbaren Bedarfe mit den regelbaren Potenzialen (darunter fallen HGÜ-Konverter, Marktkraftwerke, sowie STATCOM-Anlagen und rotierende Phasenschieberanlagen (RPSA)) für jede Region und Stunde gegeneinander verrechnet (siehe Abbildung 4, Schritt 1). Dabei wird angenommen, dass alle Anlagen jederzeit verfügbar sind und jeweils das volle technische Potenzial der Anlagen vollständig ausgenutzt werden kann. Kraftwerke werden nur dann als verfügbar angenommen, wenn sie marktbedingt am Netz sind. Zusätzliche Nichtverfügbarkeiten werden genauso vernachlässigt wie bspw. lokale Spannungsrestriktionen, die zu einer Einschränkung des einsetzbaren Potenzials führen.

Übersteigt der Bedarf einer Region das verfügbare Potenzial, wird für diese Stunde die Differenz als zusätzlicher Zubaubedarf ausgewiesen. Können die regelbaren Potenziale den regelbaren Bedarf decken, ergibt sich für die Stunde eine Reserve an regelbarer Blindleistung. Somit ergibt sich für jede Stunde einer Region ein Zubaubedarf oder eine Reserve. Das Maximum des Zubaubedarfs aller Stunden wird als Zubaubedarf für die entsprechende Region ausgewiesen (siehe Abbildung 4, Schritt 2).

Die stundenscharfe regelbare Reserve wird als zusätzliches Potenzial für die stationäre Bedarfsdeckung in der jeweiligen Stunde angesetzt (siehe Abbildung 4, Schritt 3). Allerdings ist dieses Potenzial auf maximal 30 % der regelbaren Potenziale begrenzt. Sollten also beispielsweise 50 % des regelbaren Potenzials als Reserve theoretisch verfügbar sein, werden trotzdem nur 30 % als zusätzliches stationäres Potenzial angerechnet. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass im Modell eine perfekte Vorausschau auf die kommende Stunde (bezüglich des Stundenwechsels) unterstellt wird. Dabei handelt es sich um eine mathematische Optimierung, welche nicht nur eine perfekte Prognose, sondern auch eine Optimierbarkeit des Systems zu jeder Stunde ohne betriebliche Restriktionen unterstellt. In der Realität müssen voraussichtlich größere regelbare Potenziale vorgehalten werden, um Unsicherheiten und betriebliche Restriktionen kompensieren zu können. Daher wird das Potenzial zur Nutzung für stationäre Kompensation auf 30 % limitiert.

Im nächsten Schritt werden die stationären Blindleistungsbedarfe mit den vorhandenen Quellen verrechnet (siehe Abbildung 4, Schritt 4). Als Potenziale werden dafür Drosselspulen (untererregter Netzbetrieb) und MSCDN-Anlagen (übererregter Netzbetrieb), sowie – falls in der jeweiligen Stunde vorhanden – die noch freien regelbaren Potenziale aus Schritt 3 in die Rechnung mit einbezogen. Ist der Blindleistungsbedarf in einer Region höher als die summierten Potenziale, wird für diese Stunde die Differenz als Zubaubedarf ermittelt. Ausgewiesen wird das jeweilige Maximum der stationären Zubaubedarfe je Region (siehe Abbildung 4, Schritt 5)

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.

2.3 Ergebnisse / Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität

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

In den Tabellen werden die summarischen Bedarfe der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber dargestellt. Hierbei gilt es zu beachten, dass die Summen aus den Regionenbilanzen gebildet werden. Die angegebenen Regionenbilanzen treten allerdings zu unterschiedlichen Zeitpunkten auf. Die Summen werden als "zeitungleich" bezeichnet, da sie nicht zu einem Zeitpunkt im Jahreslauf auftreten. Eine Aufschlüsselung entsprechend der Regionenbilanzen befindet sich im Anhang.

2.3.1 Blindleistungsbedarfe

Die Blindleistungsbedarfe der Übertragungs- und Verteilnetze sind zeitvariant bzw. stark von der Betriebssituation abhängig. Die maximalen zeitungleichen Bedarfe der Blindleistungsregionen sind in Abbildung 5 dargestellt.

Stationär spannungssenkende Maximum des regelbaren Bedarf Stationär spannungshebende **Bedarf Bedarf** (induktiv und kapazitiv) D82 D82 D82 Maximaler Blindleistungsbedarf in MVAr D81 D81 3750 D83 D83 D71 D71 D84 D84 D74 D74 D86 D86 D86 D87 D87 D75 D75 D41 1250 D26 D26 D43 D42 D42

Abbildung 5: Maximale zeitungleiche Blindleistungsbedarfe der Blindleistungsregionen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Tabelle 1 ist der maximale stationäre Bedarf für die Übertragungsebene (ÜNB) und die Verteilungsnetzebene (VNB) dargestellt. Jeder Eintrag stellt die Summe der maximalen Blindleistungsbedarfe für mehrere Regionen dar. Diese Maxima in den Regionen treten zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahreslauf auf.

Tabelle 1: Maximale stationäre Blindleistungsbedarfe nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Blindleistungsregionen)

	Maximaler stationärer Blindleistungsbedarf spannungssenkend in Mvar		Maximaler stationärer Systembedarf spannungshebend in Mvar			
ÜNB	ÜNB	VNB	Summe	ÜNB	VNB	Summe
TenneT	-10.343	-7.605	-17.126	11.894	7.734	16.398
TransnetBW	-2.133	-1.425	-3.255	2.646	2.078	3.416
Amprion	-7.985	-3.704	-11.305	9.699	10.004	16.543
50Hertz	-9.735	-6.032	-15.614	5.741	4.310	7.210
Summe DE	-30.196	-18.766	-47.300	29.980	24.125	43.568

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 2 zeigt den zeitungleichen regelbaren Systembedarf je Blindleistungsregion getrennt nach dem Bedarf für die Stundenwechsel und für die betrachteten Störungen auf. Der summarische Bedarf in Spalte vier und sieben ist für die Summe von gleichzeitig auftretender Störung und Stundenwechsel in den Bilanzregionen angegeben.

Tabelle 2: Maximale regelbare Blindleistungsbedarfe nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)

		Maximaler regelbarer Systembedarf spannungssenkend in Mvar			Maximaler regelbarer Systembedarf spannungshebend in Mvar		
ÜNB	Stundenwechsel	Störungen	Summe	Stundenwechsel	Störungen	Summe	
TenneT	-12.469	-3.595	-15.180	13.394	7.032	15.939	
TransnetBW	-2.327	-2.136	-4.092	2.212	1.930	3.049	
Amprion	-10.053	-4.998	-14.595	10.790	7.529	14.662	
50Hertz	-8.393	-1.701	-10.042	8.351	3.720	11.000	
Summe DE	-33.243	-12.431	-43.909	34.747	20.212	44.650	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.2 Blindleistungspotenziale

Den Blindleistungsbedarfen stehen zeitvariante Blindleistungspotenziale gegenüber, die zu deren Deckung herangezogen werden. Die stationären Potenziale in Tabelle 3 setzen sich aus schaltbaren Anlagen wie Drosselspulen und MSCDN zusammen. Die stundenscharfe regelbare Reserve wird als zusätzliches Potenzial für die stationäre Bedarfsdeckung in der jeweiligen Stunde angesetzt (vgl. Beschreibung in Abschnitt 2.2.3).

Tabelle 3: Stationäre Blindleistungspotenziale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)

	Stationäre Blindleistungspotenziale spannungssenkend in Mvar			Stationäre Blindleistungspotenziale spannungshebend in Mvar		
ÜNB	ÜNB	regelbare Res	erve (von bis)	ÜNB	regelbare Rese	erve (von bis)
TenneT	10.497	4.700	6.059	6.850	14.808	26.472
TransnetBW	4.266	0	814	1.000	451	3.127
Amprion	5.600	1.617	5.022	3.900	4.095	23.826
50Hertz	8.069	0	1.047	600	0	4.643
Summe DE	28.431	6.317	12.942	12.350	19.354	58.068

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die summarischen regelbaren Blindleistungspotenziale sind in Tabelle 4 zusammengestellt. Die starke Varianz der Potenziale aus Kundenanlagen ist auf deren marktlichen Einsatz zurückzuführen. Alle Blindleistungspotenziale der ÜNB werden zu jeder Zeit als verfügbar angenommen.

Tabelle 4: Regelbare Blindleistungspotenziale nach Regelzone (Zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)

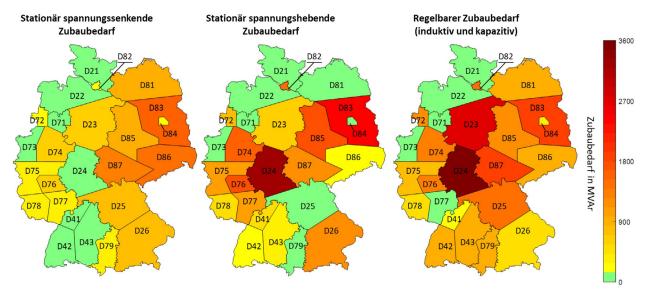
	Regelbarer Potenziale spannungssenkend in Mvar			Regelbarer Potenziale spannungshebend in Mvar			
ÜNB	ÜNB	Kundenanlag	Kundenanlagen (vonbis)		Kundenanlag	jen (vonbis)	
TenneT	18.046	40	2.152	22.643	99	3.830	
TransnetBW	1.314	0	1.398	1.644	0	1.483	
Amprion	10.224	335	6.515	12.458	1.043	11.703	
50Hertz	1.414	0	2.076	1.744	0	2.993	
Summe DE	30.998	374	12.141	38.489	1.142	20.009	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.3 Ermittlung der Zubaubedarfe

Mit der Verrechnung der Blindleistungsbedarfe mit den jeweiligen zeitabhängigen Potenzialen ergeben sich die zeitabhängigen Zubaubedarfe. In Abbildung 6 finden sich die jeweiligen Maxima dieser zeitabhängigen Defizite.

Abbildung 6: Maximale zeitungleiche Zubaubedarfe



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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. Eine ausführliche Liste der Zubaubedarfe ist im Anhang dargestellt. Die summarischen Zubaubedarfe pro ÜNB finden sich in Tabelle 5.

Tabelle 5: Blindleistungszubaubedarf nach Regelzone (Alle Angaben zeitungleiche Summierung der Regionenbilanzen)

ÜNB	Stationärer Zubaubedarf spannungssenkend in Mvar	Stationärer Zubaubedarf spannungshebend in Mvar	Regelbarer Zubaubedarf Mvar
TenneT	2.561	5.222	8.457
TransnetBW	117	1.288	2.299
Amprion	3.430	7.183	6.523
50Hertz	7.058	7.393	9.152
Summe DE	13.167	21.086	26.432

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Ausweisung der Zubaubedarfe für das Zieljahr 2035 basiert auf einem idealen Modell. In diesem sind betriebliche Herausforderungen nicht vollständig erfasst. U. a. wurde angenommen, dass keinerlei betriebliche Restriktionen vorliegen und zu jeder Stunde alle Betriebsmittel zur Verfügung stehen und 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.

2.4 Fazit

Die Spannungsstabilität wird im Rahmen der Analysen des Blindleistungskompensationsbedarfs für das Szenario und den Netzausbau B 2035 geprüft. Es zeigen sich, wie bereits in den vorherigen NEP ausgewiesen, signifikante Blindleistungsbedarfe, die nicht mehr allein durch die vorhandenen sowie in Umsetzung befindlichen Blindleistungskompensationsanlagen, HGÜ-Konverterstationen und direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Es ist davon auszugehen, dass mit einem geeigneten Ausbau von Kompensationsanlagen die Spannungsstabilität aufrechterhalten werden kann.

Die Analysen weisen für ganz Deutschland einen stationären Blindleistungszubaubedarf von 13 Gvar spannungssenkend, 21 Gvar spannungshebend und einen regelbaren Blindleistungszubaubedarf von 26 Gvar aus (vgl. Tabelle 5). Bei einer exemplarischen Anlagengröße von 300 MVA entspricht dieser Blindleistungsbedarf einem Zubaubedarf von 114 stationären und 87 regelbaren Anlagen.

In den Berechnungen wird nicht der Transformationspfad zum Zielnetz berücksichtigt. Beispielsweise stehen in dem Zieljahr viele HGÜ-Konverterstationen zur Verfügung, die in dem Ausbaupfad noch nicht vorhanden sind. Außerdem kann der Bedarf an einzelnen Standorten zu bestimmten Entwicklungsschritten höher sein als es im NEP für das Zieljahr ausgewiesen wird. In detaillierten Studien außerhalb des NEP, z. B. im Rahmen der Bedarfsanalysen oder Analysen zum Kohleausstieg, werden zusätzliche Zubaubedarfe für den Transformationspfad identifiziert. In den Steckbriefen des NEP (www.netzentwicklungsplan.de/NEP 2035 V2021 2 Entwurf Teil2.pdf) werden daher auch Maßnahmen als Zubaubedarf dokumentiert, die außerhalb der NEP-Szenarien nachgewiesen wurden.

Der regelbare Bedarf für die Störungen wird nur auf Basis des stationären Bedarfs nach Fehlerklärung ermittelt. Um die Störungen auch transient stabil durchfahren zu können, ist ggf. ein Mehrbedarf an regelbaren Kompensationsanlagen nötig. In den Untersuchungen zur transienten Stabilität werden die im Rahmen der Blindleistungsbilanzierungen ausgewiesenen Anlagen berücksichtigt.

3 Frequenzstabilität

3.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge

Die Frequenzstabilität beschreibt, inwiefern das Verbundsystem in der Lage ist, eine stationäre Netzfrequenz auch nach einer schweren Störung des Wirkleistungsgleichgewichts wiederherzustellen.⁶ Sie hängt von der Fähigkeit des Systems ab, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch beizubehalten beziehungsweise wieder herzustellen.

Für die Frequenzstabilität besteht im kontinentaleuropäischen Verbundsystem bei einem auslegungsrelevanten 3-GW-Kraftwerksausfall für den Zeithorizont 2035 kein Risiko, wenn ein systemkonformes Verhalten der Erzeugungseinheiten vorausgesetzt werden kann. Bei Großstörungen (out-of-range contingencies) besteht dagegen in Abhängigkeit der Netzsituation ein erhöhtes Risiko hinsichtlich kaskadierender Leitungsabschaltungen, die zu einer Netzauftrennung (System Split)^{7,8} führen können. Ein solcher Störfall trat bereits am 04.11.2006 sowie erneut am 08.01.2021 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 Leistungstransport – charakterisiert.

⁶ 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.

⁷ Übertragungsnetzbetreiber (2014). Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb.

⁸ ENTSO-E – European Power System 2040, Completing the map – The Ten-Year Network Development Plan 2018, European System Needs Report – Technical Appendix.

⁹ UCTE - Final Report- System Disturbance on 4 November 2006: ecolo.org/documents/documents/documents/ecolo.org/documents/documents/ english/blackout-nov-06-UCTE-report.pdf

¹⁰ ENTSO-E Interim Report – Continental Europe Synchronous Area Separation on 8 January 2021: eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entso-e CESysSep interim report 210225.pdf

In Situationen, in denen zwischen mindestens zwei Netzbereichen ein hoher Leistungsaustausch stattfindet, besteht eine erhöhte Eintrittswahrscheinlichkeit einer Netzauftrennung. Gleichzeitig ist auch die Beherrschbarkeit einer Netzauftrennung umso anspruchsvoller, je höher der Leistungsaustausch zwischen den beiden Netzbereichen vor Eintritt der Störung ist. Im Falle einer Netzauftrennung entspricht dieser Leistungsaustauch dem Leistungsungleichgewicht in den sich bildenden Teilnetzen. Als wichtiges Maß für die Beherrschbarkeit einer Netzauftrennung kann der Frequenzgradient in den entstehenden Teilnetzen nach Netzauftrennung herangezogen werden. Untersuchungen der ENTSO-E zeigen auf, dass heute ein Frequenzgradient¹¹ bis zu 1 Hz/s und langfristig bis zu 2 Hz/s noch sicher beherrscht werden kann.¹² Im Folgenden werden diese Grenzen daher zur Bewertung einer sicheren Beherrschbarkeit herangezogen, wobei im NEP-Horizont der Wert von 1 Hz/s als zulässige Grenze angenommen wird¹³.

Der Frequenzgradient wird im Wesentlichen durch das bei Netzauftrennung entstehende Leistungsungleichgewicht und die vorhandene Momentanreserve in dem jeweiligen Teilnetz bestimmt. Die bei einer Frequenzänderung instantan, d. h. ohne Eingriff einer Regelung, bereitgestellte Leistung wird im Folgenden als Momentanreserve bezeichnet und beinhaltet somit die kinetische Rotationsenergie bzw. Schwungmasse von Synchrongeneratoren und rotierenden Phasenschiebern sowie den Beitrag von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen mit netzbildenden Eigenschaften. Nachfolgend werden insbesondere die Entwicklungen der Leistungstransporte und der kinetischen Energie bzw. der verfügbaren Momentanreserve analysiert, um daraus die Notwendigkeit von Maßnahmen zur sicheren Beherrschbarkeit der Netzauftrennungen ableiten zu können.

3.2 Einordnung der Entwicklung in bestehende Analysen der Übertragungsnetzbetreiber

Ziel der nachfolgenden Analysen und Maßnahmen ist die Gewährleistung eines möglichst robusten Systemverhaltens auch bei außergewöhnlichen Ereignissen. Hierzu ist die systemdienliche Integration der umrichterbasierten Erzeugung zwingend erforderlich.

Im Rahmen des NEP 2025 wurde bereits ein Bericht zu den "Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb" veröffentlicht.⁷ Darin wurde gezeigt, dass Leistungsungleichgewichte von bis zu 10 % der Netzlast beherrschbar sind, sofern eine minimale Momentanreserve, die einer Netzanlaufzeitkonstante von 2,5 s entspricht, zur Verfügung steht. Daraus wurde gefolgert, dass, wenn die geforderte Primärregelleistung künftig weiterhin aus konventionellen Erzeugungseinheiten bereitgestellt wird, dieser Wert in der Regel eingehalten werden kann. Allerdings haben sich seitdem einige Randbedingungen geändert.

Einerseits führt die stetig steigende Übertragungsleistung im Drehstromnetz, die auch auf die Maßnahmen zur Höherauslastung zurückzuführen ist, aus heutiger Sicht zu deutlich höheren Leistungsungleichgewichten im Falle einer Netzauftrennung und damit zu einem höheren Bedarf an Momentanreserve. Andererseits wird bereits heute ein beträchtlicher Teil der Primärregelleistung nicht mehr durch konventionelle Kraftwerke vorgehalten. Dadurch steht auch deren Anteil an der Momentanreserve nicht mehr gesichert zur Verfügung. Es zeichnet sich außerdem ab, dass zukünftig die gesamte Primärregelleistung in Deutschland von Batteriespeichern vorgehalten werden könnte.

¹¹ Frequenzgradient im Punktmodell (entspricht dem Frequenzgradienten im Massenträgheitszentrum des Teilnetzes)

¹² ENTSO-E (2016) – Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, Requirements and impacting factors – RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group

¹³ Diese Einschätzung ist auf die aktuellen deutschen technischen Anschlussregeln für Erzeugungsanlagen zurückzuführen, die keine ausreichend schnelle Überfrequenzleistungsreduktion für ein 2 Hz/s-Szenario fordern. Darüber hinaus berücksichtigen die Robustheitsanforderungen nicht die regional deutlich höher auftretenden Frequenzgradienten innerhalb eines Teilnetzes.

Zur Systemauslegung sollte daher eine minimale notwendige Momentanreserve durch die Erzeugungseinheiten und Betriebsmittel unter Berücksichtigung nachgelagerter Maßnahmen des Systemschutzplans bestimmt werden. Der Artikel 21 des NC RfG¹⁴ schafft dafür bereits den notwendigen Rahmen, der in Deutschland aber noch nicht in der nationalen Umsetzung berücksichtigt wurde.

Die bereitgestellte Momentanreserve ist bei einem Leistungsüberschuss und damit einhergehenden Überfrequenzen durch die Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) abzulösen. Bei hohem Leistungsmangel und Unterfrequenz ist im Rahmen des Systemschutzplans vor allem der Unterfrequenzlastabwurf zu aktivieren. Durch rechtzeitiges Eingreifen dieser Maßnahmen ist zu gewährleisten, dass die zulässigen Frequenzabweichungen nicht überschritten wird.

Im Bericht "Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz"¹⁵ wurde in diesem Kontext das notwendige Zeitverhalten von Erzeugungsanlagen bei Überfrequenzszenarien aufgrund von Netzauftrennungsszenarien analysiert. Das dort geforderte Zeitverhalten setzt einen Frequenzgradienten von maximal 2 Hz/s voraus. Es zeigt sich als wesentliches Ergebnis, dass das heutige Zeitverhalten der Überfrequenz-Leistungsreduktion (ÜF-LR) von Windenergieanlagen nicht alleinig ausreicht, um alle Szenarien zu beherrschen. In den neuen Netzanschlussregeln wurde daher erstmals ein minimales Zeitverhalten für die ÜF-LR, auch auf Basis der Ergebnisse dieser Analysen, berücksichtigt.¹⁶

Die Netzbetreiber sind auf Basis von Artikel 50 des NC ER¹⁷ dazu verpflichtet, im Rahmen des sogenannten Systemschutzplans die Letztmaßnahmen für Überfrequenz auf Ihre Wirksamkeit zu überprüfen. In einer Studie¹⁸ der vier Übertragungsnetzbetreiber wurde dafür eine Herangehensweise beschrieben, die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern verfolgt werden soll. Derzeit werden Ad-Hoc-Maßnahmen geprüft, die den Risiken einer zu langsamen ÜF-LR entgegenwirken.

Die Herausforderungen einer Netzauftrennung sind auch im europäischen Ausland erkannt worden und werden daher auch auf europäischer Ebene analysiert. Im Rahmen des TYNDP 2018 wurden Berechnungen und Auswertungen der verfügbaren Momentanreserve durchgeführt. Hierbei wurden für die bewerteten Szenarien Zeitreihen für die Netzanlaufzeitkonstante $T_{\rm N}$ (mit H=0,5 \cdot $T_{\rm N}$) als Maß für die verfügbare Momentanreserve je Land aufgezeigt, aber auch in Relation zum Durchschnitt der Synchronzonen dargestellt. Pie Ergebnisse zeigen einerseits, dass die verfügbare Momentanreserve stark zwischen den Szenarien variiert, grundsätzlich jedoch zwischen den Jahren 2030 und 2040 stark abnimmt. Außerdem zeigen die Analysen, dass die verfügbare Momentanreserve in Deutschland gegenüber dem Durchschnitt des kontinentaleuropäischen Verbundsystems für die Mehrheit der Szenarien deutlich geringer ausfällt. Die Erkenntnisse zeigen den notwendigen Handlungsbedarf auf. Derzeit werden in verschiedenen Arbeitsgruppen Analysen durchgeführt mit dem Ziel Referenzfälle zur Systemauslegung abzuleiten.

¹⁴ Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes

¹⁵ Übertragungsnetzbetreiber (2018). Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz: www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Studie-zur-Frequenzstabilitaet

 $^{16\ \} Technische\ Anschlussregeln\ \ VDE-AR-N\ 4105,\ 4110,\ 4120,\ 4130\ und\ 4131.$

¹⁷ Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes

¹⁸ Übertragungsnetzbetreiber (2018). Approach to design and review the system defence plan for over-frequency to ensure frequency stability in the ENTSO-E Continental Europe Synchronous Area, Wind Integration Workshop 2018, Stockholm.

¹⁹ ENTSO-E (2020) – Ten Year Network Development Plan 2020 – System dynamic and operational challenges

²⁰ Inertia Duration Curve Country – TYNDP 2020 Scenarios | Tableau Public: public.tableau.com/profile/tyndp2020scenarios#!/vizhome/InertiaDurationCurveSATEST/CountryDashboard

3.3 Erläuterung der Methodik

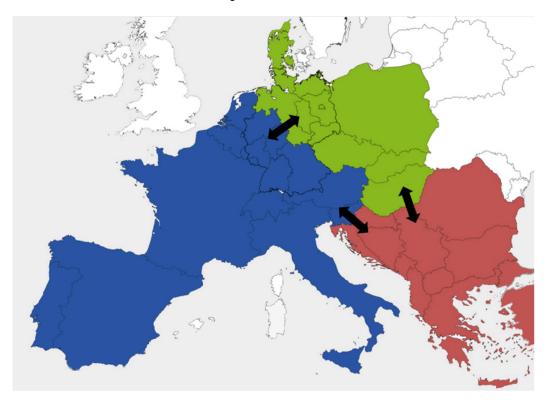
Eine der entscheidenden Kenngrößen für die Beherrschbarkeit einer Netzauftrennung ist der Frequenzgradient – auch als RoCoF bezeichnet (Rate of Change of Frequency). In einem Punktmodell, welches auf den Markdaten des NEP 2035 (2021) B 2035 Szenarios basiert, kann der mittlere Frequenzgradient, der unmittelbar nach Netzauftrennung in den jeweiligen Netzinseln auftritt, folgendermaßen ermittelt werden:

$$\frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{\sum_{i=1}^n (P_{\mathrm{N},i} \cdot T_{\mathrm{AN},i})} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{2 \cdot \sum_{i=1}^n E_{\mathrm{kin},i}}$$
(3-1)

Dabei ist ΔP das nach der Netzauftrennung auftretende Leistungsungleichgewicht in einem Teilnetz in W (Watt), f_0 die nominelle Systemfrequenz in Hz (Hertz), P_N die Nennwirkleistung der ins Netz einspeisenden Erzeugungsanlagen in dem betrachteten Teilnetz in W, T_{AN} die Anlaufzeitkonstante der jeweiligen Anlagen in s (Sekunde) und E_{kin} die kinetische Energie bzw. Momentanreserve der jeweiligen Anlagen in Ws (Wattsekunde).

Als Grundlage der nachfolgenden Berechnungen wird die Netzauftrennung aus dem Jahr 2006 herangezogen, die in Abbildung 7 dargestellt ist. Für die Überfrequenz-Region (Nordost-Region; grüne Insel) hat sich die Netzauftrennung von 2006 in Voruntersuchungen als ein geeignetes Auslegungs-Szenario herausgestellt, weshalb diese auch hier als Referenz herangezogen wird. Für die Südwest-Region (blaue Insel) gilt die Störung als nicht kritisch.

Abbildung 7: angenommene Teilnetzbildung im NEP Szenario B 2035; zur blauen Insel gehören zudem Teile Nordafrikas (hier nicht dargestellt)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die dem Modell zu Grunde liegenden Anlaufzeitkonstanten der einzelnen Erzeugungsanlagen basieren auf generischen Betriebsmitteldaten gemäß einer ENTSO-E Erhebung vom Oktober 2019 ²¹.

²¹ ENTSO-E (2019) – Methodology: Frequency Stability Studies: methodology: Frequency Stability %20Methodology.pdf

Für die Analysen werden zunächst keine Schwungmassenbeiträge von Verbrauchern, Großbatteriespeichern sowie PVund Windenergieanlagen angenommen. Für Großbatteriespeicher sowie PV- und Windenergieanlagen soll allerdings auf Basis der nachfolgenden Berechnungen ein Bedarf ausgewiesen werden. Zur Abschätzung des Schwungmassenbeitrages der Verbraucher fehlt aktuell eine belastbare Datengrundlage.

Die verwendeten Marktdaten berücksichtigen die HGÜ-Kapazitäten zu anderen Synchrongebieten gemäß Marktfahrplan. Die zwischen dem nordöstlichen und südwestlichen Teilnetz vorhandenen Kapazitäten von 14,4 GW werden durch deren systemdienliche Betriebsweise somit vollumfänglich ausgenutzt, um den Transit über das Drehstromnetz zu minimieren. Zusätzlich wird ein pauschaler Redispatch in Höhe von bis zu 5 GW berücksichtigt und ebenso die 24 kritischsten Stunden der Marktdaten nicht berücksichtigt, damit die Auslegung auf Basis von realistischen betrieblichen Situationen durchgeführt wird. Dadurch wird die quantitative Belastbarkeit der Ergebnisse erhöht, so dass bezüglich der Resultate kein erneutes Entfernen nicht auslegungsrelevanter Situationen erforderlich ist.

Als Planungsprämisse wird ein gemittelter Frequenzgradient von 1 Hz/s als Maximalwert herangezogen (vgl. Kapitel 3.1). Für das bessere Verständnis der Zusammenhänge zwischen Frequenzgradient, Momentanreserve, Wirkleistungsbilanz und Energiebedarf werden zusätzlich auch die Ergebnisse für einen Frequenzgradienten von 2 Hz/s dargestellt.

Die verfügbaren Marktdaten liegen innerdeutsch bundeslandscharf und für die restlichen Länder des Verbundnetzes länderscharf vor. Daher werden die nachfolgenden Ergebnisse jeweils länderscharf dargestellt. Für Deutschland findet eine Unterteilung in Nordost und Südwest statt. Hierunter werden die dem jeweiligen Teilnetz zugeordneten Bundesländer zusammengefasst. Das gewählte Vorgehen gliedert sich in folgende Schritte:

- > In Kapitel 3.4 wird zunächst mithilfe von Formel (3 1) der Frequenzgradient für das jeweilige Teilnetz in Abhängigkeit der Leistungsbilanz und der wirksamen Momentanreserve zu jeder Stunde des Jahres (abzüglich der 24 kritischsten Stunden) bestimmt. Weiterhin werden Zusammenhänge zur Einspeiseverteilung aufgezeigt.
- > In Kapitel 3.5 wird anschließend der erforderliche Redispatchbedarf ermittelt, der notwendig ist, um die entstehenden Frequenzgradienten im jeweiligen Teilnetz auf entweder 1 Hz/s oder 2 Hz/s zu begrenzen, indem die Leistungstransporte vor Störungseintritt und somit das Leistungsungleichgewicht bei Netzauftrennung reduziert werden.
- Zudem wird in Kapitel 3.5 der zusätzliche Momentanreservebedarf bestimmt, der in dem jeweiligen Teilnetz erforderlich ist, um den bei einer Netzauftrennung entstehenden Frequenzgradienten auf 1 Hz/s oder 2 Hz/s zu begrenzen. Hierzu wird unter anderem der vorhandene Momentanreservebeitrag der einzelnen Länder innerhalb des betrachteten Teilnetzes analysiert und in Relation zu dem benötigten Momentanreservebeitrag der Länder gesetzt. Der benötigte Momentanreservebeitrag eines Landes berechnet sich aus dem insgesamt benötigten Momentanreservebedarf eines Teilnetzes gewichtet mit der Nennleistung aller aktiven Erzeugungsanlagen des Landes nach Formel (3 2)

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

> Auf Grundlage des ermittelten Momentanreservebedarfs der Teilnetze werden unterschiedliche Momentanreservepotenziale quantifiziert. Für jede Maßnahme werden der Momentanreservebeitrag und die erforderliche Energie ausgewiesen. Der Momentanreservebeitrag eines Synchrongenerators oder rotierenden Phasenschiebers kann nach Formel (3–3) und (3–4) bestimmt werden.

$$E_{\rm kin} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \frac{\omega_{\rm N}^2}{p_f^2} \tag{3-3}$$

$$J = \frac{P_{\rm N} \cdot p_f^2 \cdot T_{\rm AN}}{\omega_{\rm N}^2}, \, {\rm mit} \, \omega_{\rm N} = 2\pi f_0 \tag{3-4}$$

Dabei ist P_N die Nennwirkleistung²² und p_f die Polpaarzahl des Generators sowie T_{AN} die Anlaufzeitkonstante eines Turbinensatzes, die die Zeit beschreibt, die eine Einheit benötigt, um vom Stillstand auf Nenndrehzahl zu beschleunigen, wenn die Einheit mit Nenndrehmoment angetrieben wird.

Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen verfügen über keine Schwungmasse und müssen daher für die Bereitstellung von Momentanreserve befähigt werden, um in Abhängigkeit der Richtung der Frequenzänderung mehr oder weniger Leistung ins Netz einzuspeisen. Die hierbei aktivierte Momentanreserve ΔP kann nach Formel (3-5) in eine äquivalente Anlaufzeitkonstante umgerechnet werden und die äquivalente kinetische Energie nach Formel (3-6) bestimmt werden. Diese Vereinfachung ist jedoch nur gültig, sofern der für die Auslegung herangezogene maximale Frequenzgradient df/dt nicht überschritten wird.

$$T_{\rm AN} = \frac{\Delta P \cdot f_0^2}{f \cdot P_{\rm N} \cdot \frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t}}$$
 (3-5)

$$E_{\rm kin} = \frac{1}{2} \cdot T_{\rm AN} \cdot P_{\rm N} \tag{3-6}$$

Die resultierende Energie $\Delta W_{\rm HF}$, die bei einem Überfrequenzereignis (High Frequency – HF) bis zum Erreichen der Frequenzgrenzen abgeregelt bzw. weniger eingespeist werden muss, berechnet sich anhand von Formel (3 – 7) in Abhängigkeit der äquivalenten Anlaufzeitkonstante und der Nennwirkleistung der Anlage.

$$\Delta W_{\rm HF} = \int \Delta P \, dt = \int_{50 \, \rm Hz}^{51.5 \, \rm Hz} \frac{P_{\rm N} \cdot T_{\rm AN} \cdot f}{f_0^2} \, df = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{\rm N} \cdot T_{\rm AN}}{f_0^2} ((51.5 \, Hz)^2 - (50 \, Hz)^2)$$
(3-7)

Bei einem Unterfrequenzereignis (Low Frequency – LF) $\Delta W_{\rm LF}$ ergibt sich die zusätzlich benötigte Energie für die Momentanreservebereitstellung nach Formel (3–8).

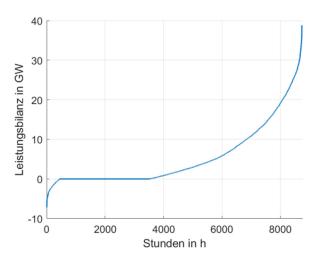
$$\Delta W_{\rm LF} = \int \Delta P \, dt = \int_{47.5 \text{ Hz}}^{50 \text{ Hz}} \frac{P_{\rm N} \cdot T_{\rm AN} \cdot f}{f_0^2} \, df = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{\rm N} \cdot T_{\rm AN}}{f_0^2} ((50 \text{ Hz})^2 - (47.5 \text{ Hz})^2)$$
(3-8)

3.4 Darstellung der Ergebnisse

Auf Basis der in Kapitel 3.1 herausgearbeiteten Problematik sowie der in Kapitel 3.3 erläuterten Methodik wurden durch die vier Übertragungsnetzbetreiber Analysen durchgeführt, um die Beherrschbarkeit eines Systemsplits von 2006 ²³ unter zukünftigen Randbedingungen zu bewerten. Hierfür wurde neben den Lastflussdaten zur Ermittlung der Leistungstransporte auch die Einspeiseverteilung (Primärenergiequellen) auf Basis von Marktdaten zur Abschätzung vorhandener Momentanreserve mit Hilfe der Daten des NEP 2035 (2021) B 2035 analysiert.

Zuerst wird in den folgenden Ausführungen ausschließlich auf die Ergebnisse des nordöstlichen Teilnetzes (Abbildung 7, grüne Insel) eingegangen.

Abbildung 8: Leistungsbilanz (entspricht dem Leistungstransport vor Eintritt der Netzauftrennung) im nordöstlichen Teilnetz (positiv: Exportsituation, negativ: Importsituation)



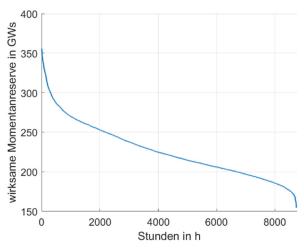
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

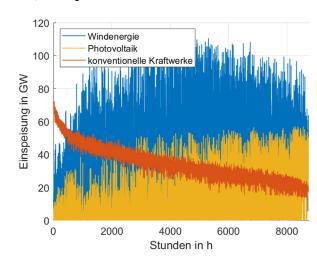
Abbildung 8 zeigt die aufsteigend sortierte Leistungsbilanz für das Jahr 2035 im nordöstlichen Teilnetz. Dabei werden die innerdeutschen HGÜ stets so eingesetzt, dass die Leistungstransporte zwischen den Teilnetzen über das Drehstromnetz minimiert werden. Es lässt sich klar erkennen, dass – als Folge der steten Zunahme von Einspeisung im Norden sowie auf See (v. a. Offshore-Windparks in der Nordsee) als auch der flächendeckenden Höherauslastung des Drehstromnetzes – die daraus resultierenden maximalen Leistungstransporte aus dem nordöstlichen Teilnetz über das Drehstromnetz um ein Mehrfaches höher liegen als zum Zeitpunkt des Systemsplits im Jahr 2006 mit etwa 10 GW. In ca. 1.900 Stunden und damit zu mehr als 20 % des Jahres sind Leistungstransporte zwischen 10 GW bis nahe 40 GW zu erwarten.

Mit Hilfe der in Kapitel 3.3 erläuterten Zusammenhänge kann der daraus resultierende Frequenzgradient errechnet werden. Dazu muss gemäß Formel (3–1) das Leistungsungleichgewicht ΔP und die verfügbare Momentanreserve ermittelt werden. Letztere wird heute vor allem durch die Schwungmasse synchron an das Netz angeschlossener Turbinensätze von Kraftwerken inhärent bereitgestellt.

Abbildung 9 zeigt den sortierten Verlauf der verfügbaren Momentanreserve. Es ist klar erkennbar, dass sich die am Netz befindliche Momentanreserve je nach Einspeisesituation erheblich unterscheidet und zu vielen Zeitpunkten des Jahres sehr geringe Werte annimmt. Dazugehörig ist der Einspeiseverteilung in der rechten Grafik von Abbildung 9, welche absteigend nach der Momentanreserve sortiert ist, zu entnehmen, dass eine hohe Korrelation zwischen geringer Momentanreserve und hoher Einspeisung durch erneuerbare Energien bzw. geringer konventioneller Einspeisung vorliegt.

Abbildung 9: links: Momentanreserve bei Nenndrehzahl bzw. Nennfrequenz von 50 Hz; rechts: Einspeisung aufgeteilt nach Primärenergiequellen im nordöstlichen Teilnetz, absteigend nach der Momentanreserve sortiert



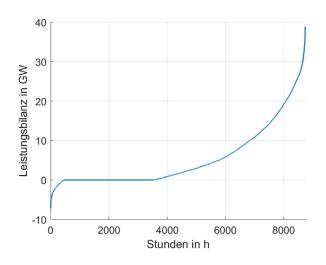


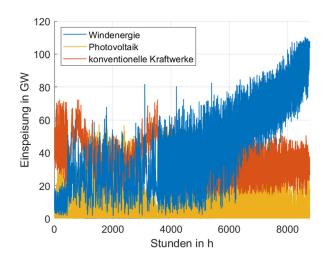
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im nächsten Schritt wurden die Leistungstransporte stundenscharf zu allen Zeitpunkten des Jahres in das (Import) bzw. aus dem (Export) nordöstlichen Teilnetz ermittelt. Hierbei wurde nur der Leistungstransport im Drehstromnetz berücksichtigt, da nur dieser zum Leistungsungleichgewicht im Falle eines Systemsplits beiträgt. Dies gründet sich auf der Annahme, dass alle geplanten HGÜ-Verbindungen zwischen Nord- und Süddeutschland (z. B. SuedLink, SuedOstLink) auch bei einer solch schweren Störung in Betrieb bleiben, d. h. durchgehend Leistung übertragen und damit nicht zu einem zusätzlichen Leistungsungleichgewicht beitragen und beide Netzinseln (asynchron) verbinden. Außerdem erfordert der Weiterbetrieb der HGÜ-Verbindungen während einer schweren Netzstörung eine ausreichende Robustheit gegenüber Frequenz- und Spannungsabweichungen infolge der Störung. Die so ermittelten Werte für den Leistungstransport zwischen den sich ausprägenden Netzinseln (siehe Abbildung 7) sind also eine untere Abschätzung des sich ergebenden Leistungsungleichwichts im Falle eines Systemsplits.

Abbildung 10 (links) zeigt diese Leistungsbilanz des nordöstlichen Teilnetzes nach einer Netzauftrennung. Importe in das nordöstliche Teilnetz sind dabei in der linken Grafik als negative, Exporte als positive Werte dargestellt. Es treten extreme Exporte bis zu 40 GW (zum Vergleich: heute maximal etwa 25 GW) über das Drehstromnetz auf. Die rechte Grafik in Abbildung 10 zeigt dazu passend, d.h. sortiert nach der Leistungsbilanz, die Einspeiseverteilung der einzelnen Primärenergieträger auf. Es ist ersichtlich, dass vor allem eine hohe Windenergieeinspeisung ein maßgeblicher Treiber der hohen Übertragungsleistung ist. Es sei hier der Vollständigkeit halber erwähnt, dass die aus der linken Grafik ersichtliche "Ausbilanzierung" (Leistungsbilanz ist gleich Null) des nordöstlichen Teilnetzes in einer Vielzahl der Situationen (ca. 3.000 Stunden) nur durch die in Kapitel 3.3 beschriebene transitminimierende Betriebsweise der großen Overlay-HGÜ erreicht wird. Dies bedeutet, dass weiterhin ein Leistungstransport über die HGÜ stattfindet.

Abbildung 10: links: Leistungsbilanz im nordöstlichen Teilnetz (positiv: Exportsituation, negativ: Importsituation); rechts: Einspeisung aufgeteilt nach Primärenergiequellen im nordöstlichen Teilnetz, sortiert nach der Leistungsbilanz

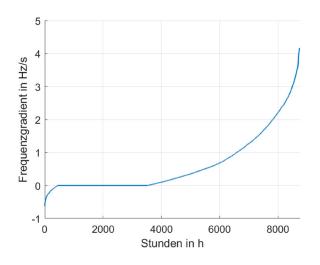


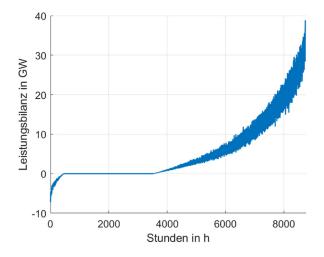


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit dem potenziellen Leistungsungleichgewicht (Abbildung 10, links) sowie der jeweils stundenscharf ermittelten kinetischen Rotationsenergie (Abbildung 9, links) auf Basis der Einspeiseverteilung kann nun für jede Situation der Frequenzgradient bestimmt werden, der sich ohne weitere Gegenmaßnahmen im nordöstlichen Teilnetz in Folge einer Netzauftrennung einstellen würde. Dies zeigt Abbildung 11 (links), in der der Frequenzgradient sortiert nach den höchsten Frequenzgradienten dargestellt ist. In etwa 2.100 Stunden (> 20 % des Jahres) kann ein Frequenzgradient von 1 Hz/s bzw. für knapp 900 Stunden (> 10 %) ein Frequenzgradient von 2 Hz/s nicht ohne entsprechende Gegenmaßnahmen eingehalten werden. Die Ergebnisse zeigen somit, dass eine Netzauftrennung gemäß oder ähnlich der vom 04.11.2006 mit einem damaligen Leistungsungleichgewicht von ca. 10 GW heute zu vielen Zeitpunkten des Jahres nicht mehr sicher beherrscht werden kann, da aufgrund der deutlich höheren Leistungstransporte sowie der veränderten Einspeiseverteilung Frequenzgradienten über 4 Hz/s auftreten können.

Abbildung 11: links: ermittelte maximale Frequenzgradienten im nordöstlichen Teilnetz; rechts: Leistungsbilanz im nordöstlichen Teilnetz (positiv: Exportsituation, negativ: Importsituation)



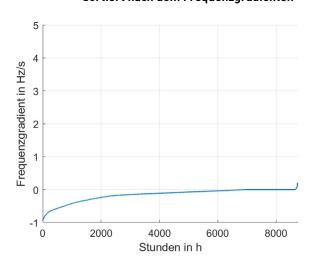


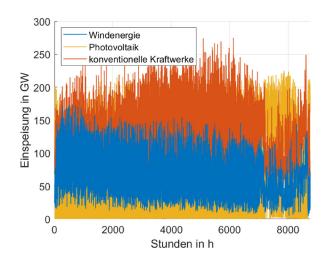
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 11 (rechts) illustriert die zu den jeweiligen Frequenzgradienten passende Leistungsbilanz, in der wiederum negative Werte einen Import in das bzw. positive Werte einen Export aus dem nordöstlichen Teilnetz bedeuten. Aus beiden Grafiken der Abbildung 11 kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass hohe Frequenzgradienten direkt mit einem hohen Leistungstransport korrelieren, welche gemäß Abbildung 9 wiederum einen eindeutigen Zusammenhang mit der am Netz befindlichen Momentanreserve und somit mit der Einspeiseverteilung aufweisen. In vielen Situationen tritt also eine Überlagerung der Effekte – hohe Leistungstransporte in Kombination mit gleichzeitig geringer Momentanreserve durch hohe Einspeisung erneuerbarer Energien – auf. Beides zusammen resultiert in den in Abbildung 11 (links) gezeigten hohen Frequenzgradienten für das nordöstliche Teilnetz.

Für das südwestliche Teilnetz ergibt sich ein differenziertes Bild gemäß Abbildung 12, auf das hier der Vollständigkeit halber nur kurz eingegangen wird, da die betrachtete Netzauftrennung für diese Region nicht auslegungsrelevant ist.

Abbildung 12: links: ermittelte maximale Frequenzgradienten im südwestlichen Teilnetz (blaue Insel); rechts: Einspeisung aufgeteilt nach Primärenergiequellen im südwestlichen Teilnetz, sortiert nach dem Frequenzgradienten

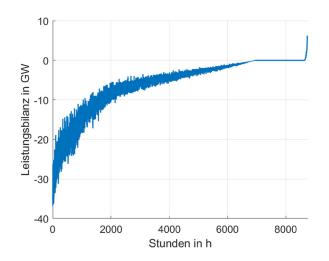


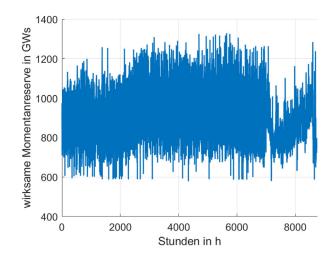


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aufgrund der Größe des südwestlichen Teilnetzes sind die Auswirkungen auf die zu erwartenden Frequenzgradienten auch bei hohen Importen bzw. Exporten (s. Abbildung 13, links) bei einem sich analog oder ähnlich zu 2006 ausprägenden Systemsplit verhältnismäßig gering. Frequenzgradienten von maximal 1 Hz/s zeigen auf, dass das südwestliche Teilnetz auch ohne weitere Gegenmaßnahmen robust genug ist, schweren Störungen ähnlich der von 2006 zu widerstehen. Neben der absoluten Größe des südwestlichen Teilnetzes liegt dies vor allem an der Erzeugungsstruktur (hoher Anteil konventioneller Erzeugung im Ausland) und der daraus resultierenden großen Trägheit (durchschnittlich vierfach so hohe wirksame Momentanreserve) der sich bildenden Netzinsel gemäß Abbildung 13 (rechts).

Abbildung 13: links: Leistungsbilanz im südwestlichen Teilnetz (positiv: Exportsituation, negativ: Importsituation); rechts: Momentanreserve des südwestlichen Teilnetzes, sortiert nach dem Frequenzgradienten nach Abbildung 12 (links)





Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den folgenden Ausführungen zu den möglichen bzw. notwendigen Gegenmaßnahmen wird daher hauptsächlich auf das als deutlich kritischer eingestufte nordöstliche Teilnetz eingegangen.

3.5 Maßnahmen

Die Analysen zeigen, dass die untersuchte Netzauftrennung zu sehr hohen spontanen Leistungsungleichgewichten und demzufolge zu sehr hohen Frequenzgradienten in den sich bildenden Teilnetzen führt. Um ein sicheres Abfangen der Teilnetze im Teilnetzbetrieb zu ermöglichen, muss daher die Wirksamkeit der im Systemschutzplan vorgesehenen Maßnahmen zur Frequenzstützung, wie z. B. Überfrequenzleistungsreduktion oder Lastabwurf, sichergestellt werden, indem der Frequenzgradient auf 1 Hz/s bzw. 2 Hz/s begrenzt wird.

Da der initiale Frequenzgradient ausschließlich von dem Leistungsungleichgewicht und der wirksamen Momentanreserve im jeweiligen Teilnetz abhängt (vgl. Formel (3 – 1)), ergeben sich zwei wesentliche Möglichkeiten, um die Höhe
der auftretenden Frequenzgradienten zu reduzieren. Zum einen kann das entstehende Leistungsungleichgewicht verringert werden, indem der Leistungstransport im Drehstromnetz vor Eintritt der Störung reduziert wird. Zum anderen
kann die im jeweiligen Teilnetz wirksame Momentanreserve erhöht werden. Beide dieser Maßnahmen werden in den
folgenden Abschnitten diskutiert.

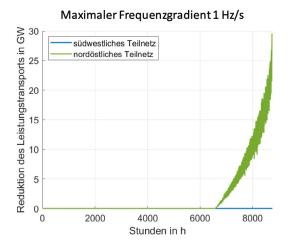
Reduktion des Leistungstransports zwischen den Teilnetzen

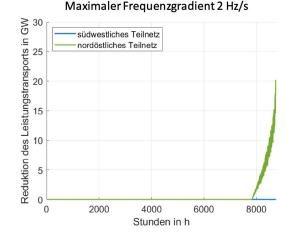
Um das entstehende Leistungsungleichgewicht in den sich bildenden Teilnetzen zu reduzieren, muss der Leistungstransport im Drehstromnetz vor Eintritt der Störung, beispielsweise mithilfe von Redispatch-Maßnahmen, reduziert werden. In Abhängigkeit der wirksamen Momentanreserve in dem jeweiligen Teilnetz und des einzuhaltenden Frequenzgradienten kann nach Formel (3–9) eine maximale Störleistung bestimmt werden, die dem Export bzw. Import aus dem Teilnetz vor Eintritt der Netzauftrennung entspricht.

$$\Delta P_{\text{soll}} = \frac{2 \cdot E_{\text{kin}} \cdot \frac{df}{dt}}{f_0}$$
 (3-9)

Die erforderliche Leistungsreduktion ergibt sich aus der Differenz zwischen dem tatsächlichen Leistungstransport im Drehstromnetz und dem bestimmten maximalen Leistungstransport. Abbildung 14 zeigt die notwendige Leistungsreduktion für jede Stunde des betrachteten Szenarios zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s und 2 Hz/s. Für das nordöstliche Teilnetz ist erkennbar, dass die Leistungstransporte in ca. 2.000 Stunden um bis zu 29,5 GW reduziert werden müssen, um einen maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s einzuhalten. Über das gesamte Jahr entspricht dies 16,7 TWh. Im Vergleich hierzu liegt der verbleibende Redispatchbedarf im Zielnetz für das Szenario B 2035 bei 1,5 TWh, sodass der erforderliche Bedarf zur Reduktion der Leistungstransporte ca. das Zehnfache dessen betragen würde. Zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 2 Hz/s müssen die Leistungstransporte in ca. 1.000 Stunden um bis zu 20,2 GW reduziert werden. Dies entspricht einem Gesamtbedarf von 5,4 TWh, also immer noch rund das Dreifache des verbleibenden Redispatchbedarfs im Szenario B 2035. Für das südwestliche Teilnetz ergibt sich hingegen kein Bedarf zur Reduzierung des Leistungstransports, da die Frequenzgradienten in allen Stunden unterhalb von 1 Hz/s liegen.

Abbildung 14: Erforderliche Reduktion der Leistungstransporte zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s und 2 Hz/s





Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Es wird deutlich, dass die Leistungstransporte in erheblichem Umfang reduziert werden müssten, um die im Falle einer Netzauftrennung auftretenden initialen Frequenzgradienten zu begrenzen. Die auftretenden Frequenzgradienten sind jedoch nicht allein auf hohe Leistungstransporte zurückzuführen, sondern treten vor allem in Stunden mit hoher Windenergieeinspeisung auf, in denen auch wenig Momentanreserve im nordöstlichen Teilnetz vorhanden ist (vgl. Kap. 3.4). Daher ist eine alleinige Lösung des Problems durch die Reduktion der Leistungstransporte sowohl technisch als auch wirtschaftlich nicht zielführend. Es würden durch einen derart erheblichen Eingriff in die Einspeisung die politischen bzw. gesellschaftlichen Ziele eines Umbaus der Energieerzeugung (Energiewende) konterkariert, da zur Reduktion der Leistungstransporte vornehmlich klimafreundliche Windenergieerzeugung reduziert würde, die wiederum durch flexible Kraftwerke ausgeglichen werden müsste (v. a. Gaskraftwerke). Außerdem widerspricht eine derartige Vorgehensweise – Markteingriff durch Redispatch – auch der Idee eines freien europäischen Binnenmarktes und kann daher nicht als alleinige Lösung angesehen werden.

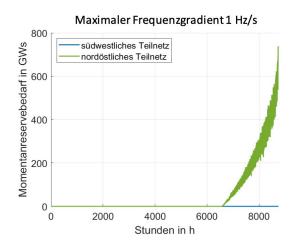
Erhöhung der Momentanreserve

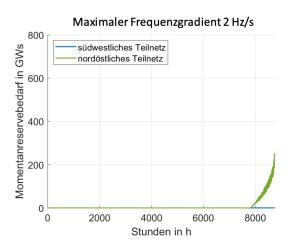
Hohen Frequenzgradienten kann ebenfalls durch Erhöhung der wirksamen Momentanreserve im jeweiligen Teilnetz entgegengewirkt werden. Die benötigte Momentanreserve für die Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten kann in Abhängigkeit des Leistungsungleichgewichts in dem jeweiligen Teilnetz nach Formel (3 – 10) bestimmt werden

$$E_{\text{kin,soll}} = \frac{\Delta P \cdot f_0}{2 \cdot \frac{\mathrm{d}f}{\mathrm{d}t}}$$
 (3-10)

Auf dieser Grundlage lässt sich für jede Stunde der zusätzliche Momentanreservebedarf anhand der Differenz zwischen der im Teilnetz vorhandenen und der benötigten Momentanreserve bestimmen. Abbildung 15 zeigt den Momentanreservebedarf für jede Stunde des betrachteten Szenarios. Da die Frequenzgradienten im südwestlichen Teilnetz in jeder Stunde unterhalb von 1 Hz/s liegen, ergibt sich für dieses Teilnetz kein zusätzlicher Momentanreservebedarf. Für das nordöstliche Teilnetz ist hingegen ein zusätzlicher Momentanreservebedarf von ca. 740 GWs bzw. 250 GWs zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s bzw. 2 Hz/s zu erkennen. Hieraus lässt sich für das nordöstliche Teilnetz eine erforderliche Netzanlaufzeitkonstante²⁴ von ca. 9,0 s für einen maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s bzw. 4,5 s für maximal 12 Hz/s ableiten.

Abbildung 15: Momentanreservebedarf zur Einhaltung eines maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s und 2 Hz/s



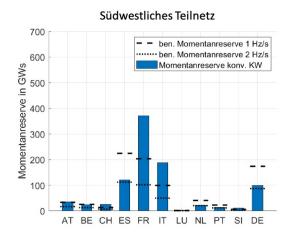


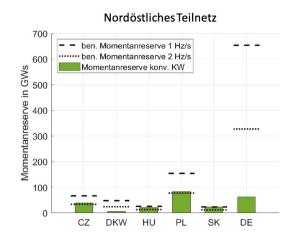
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 16 stellt die Beiträge der Länder zur Momentanreserve für das südwestliche und das nordöstliche Teilnetz für die Stunde mit dem höchsten Momentanreservebedarf dar. Für Deutschland werden jeweils nur die Regionen berücksichtigt, die innerhalb des entsprechenden Teilnetzes liegen. Zusätzlich ist der anteilig benötigte Momentanreservebeitrag jedes Landes für die Einhaltung von 1 Hz/s bzw. 2 Hz/s angegeben (vgl. Formel (3–2)).

²⁴ Die angegebene Netzanlaufzeitkonstante bezieht sich auf die Nennleistung aller in das Teilnetz einspeisenden Erzeugungsanlagen.

Abbildung 16: Momentanreservebeitrag sowie benötige Momentanreserve der einzelnen Länder innerhalb des südwestlichen und nordöstlichen Teilnetzes





Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insbesondere für das südwestliche Teilnetz ist zu erkennen, dass sich die Momentanreservebeiträge der einzelnen Länder stark von einander unterscheiden. Dies ist vor allem auf die Unterschiede in der Erzeugungsstruktur der Länder zurückzuführen. Während vor allem Frankreich und Italien einen sehr hohen Momentanreservebeitrag liefern, verfügt der Südwesten Deutschlands mit ca. 98 GWs über verhältnismäßig wenig Momentanreserve. Der zusätzlich benötigte Momentanreservebedarf für den Südwesten Deutschlands beträgt rund 70 GWs, sofern ein einzuhaltender maximaler Frequenzgradient von 1 Hz/s zugrunde gelegt wird. Dieser Bedarf wird in dem betrachteten Szenario (Netzauftrennung aus dem Jahr 2006) jedoch durch die relativ hohen Momentanreservebeiträge der anderen Länder ausgeglichen. Obwohl die betrachtete Netzauftrennung für die Südwestregion keinen Auslegungsfall darstellt, erkennt man links in Abbildung 16, dass auch im Südwesten Deutschlands ein Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve besteht. Dies gilt umso mehr, da Netzauftrennungen in ihrer genauen Ausprägung nicht vorhersehbar sind, und damit nicht davon ausgegangen werden kann, dass die Momentanreservebeiträge aus dem Ausland zur Verfügung stehen.

Im nordöstlichen Teilnetz ergibt sich ein deutlich anderes Bild. Zum einen fallen die Momentanreservebeiträge der einzelnen Länder systematisch deutlich geringer aus. Zum anderen ergeben sich aufgrund der hohen Exportleistungen von bis 39 GW (über das Drehstromnetz) sehr hohe Momentanreservebedarfe. Insgesamt zeigt sich, dass alle Ländern systematisch unterhalb der benötigten Momentanreservebeiträge zur Einhaltung eines Frequenzgradienten von 1 Hz/s liegen. Es fällt jedoch auf, dass insbesondere der Nordosten Deutschlands mit gerade einmal 62 GWs weit unterhalb der benötigten Momentanreservebeiträge liegt. Dies ist vor allem auf den hohen Anteil der Windeinspeisung in Höhe von ca. 76 GW zurückzuführen, was ca. 50 % der gesamten Erzeugung im nordöstlichen Teilnetz entspricht. In Abhängigkeit des maximal einzuhaltenden Frequenzgradienten ergibt sich für den Nordosten Deutschlands damit ein erheblicher zusätzlicher Momentanreservebedarf von 592 GWs bei 1 Hz/s bzw. 265 GWs bei 2 Hz/s.

Ableitung von Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve

Insgesamt lässt sich festhalten, dass vor allem für den Nordosten Deutschlands ein erheblicher Momentanreservebedarf besteht. Im nachfolgenden Abschnitt werden daher die theoretisch verfügbaren Momentanreservepotenziale analysiert und mit dem identifizierten Momentanreservebedarf gegenübergestellt. Auf dieser Grundlage werden abschließend technische Anforderungen an die Betriebsmittel und konkrete Handlungsempfehlungen zur Erhöhung der verfügbaren Momentanreserve abgeleitet, um die Beherrschbarkeit zukünftiger Netzauftrennungen sicherzustellen. Die verfügbaren Potenziale werden zunächst für den Nordosten Deutschlands untersucht und bestimmt. Die daraus abgeleiteten Betriebsmittelanforderungen sind im Sinne einer robusten Systemauslegung und einer einheitlichen Ausgestaltung der technischen Anforderungen für ganz Deutschlands erforderlich.

Für die Bestimmung des verfügbaren Momentanreservepotenzials werden fünf unterschiedliche Anlagenkategorien berücksichtigt, deren jeweilige Potenziale (die installierte Leistung) in Tabelle 6 näher beschrieben sind. Für jede Anlagenkategorie sind die qualitativen technischen Voraussetzungen für die Bereitstellung von Momentanreserve gegeben. Darüber hinaus müssen aber alle umrichterbasierten Erzeugungsanlagen und Speicher zusätzlich über netzbildende Eigenschaften (vgl. Klasse 3 Umrichter²⁵) verfügen, um ohne Messverzögerung und somit inhärent auf eine Netzauftrennung bzw. Frequenzabweichung reagieren zu können. Für jede Anlagenkategorie ist nur das verfügbare Anlagenpotenzial ab dem Jahr 2025 angegeben, um einen zeitlichen Vorlauf für die Umsetzung der technischen Anforderungen für neu errichtete Anlagen zu berücksichtigen. Dies ist sinnvoll, da diese Anforderung heute nicht als Stand der Technik angesehen werden kann und somit Anlagen, die bis etwa 2025 installiert werden, keinen Beitrag liefern können.

Tabelle 6: Anlagenkategorien zur Bereitstellung von Momentanreserve im Nordosten Deutschlands

Anlagenkategorie	Technische Anforderungen	Verfügbares Anlagenpotenzial ab 2025
Windenergieanlagen	Regelungsanpassung und ggf. Speicherfähigkeit	40,0 GW
Photovoltaikanlagen	Regelungsanpassung und Speicherfähigkeit	27,5 GW
Batteriegroßspeicher	Regelungsanpassung	1,7 GW
Gaskraftwerke	Option für Phasenschieberbetrieb	5,9 GW
Regelbare Blindleistungs- kompensationsanlagen	Schwungmassenerweiterung bzw. Regelungsanpassung und Speicherfähigkeit	10,3 GVA

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die Bestimmung des verfügbaren Momentanreservepotenzials für die jeweiligen Anlagenkategorien wird zwischen zwei Szenarien unterschieden. In Szenario 1 findet eine Auslegung auf einen maximalen Frequenzgradienten von 1 Hz/s statt, während in Szenario 2 das System auf einen maximalen Frequenzgradienten von 2 Hz/s ausgelegt wird. Dadurch unterscheiden sich die Momentanreservebedarfe beider Szenarien und somit auch die daraus resultierenden Anforderungen an die Anlagenkategorien. In den nachfolgenden Betrachtungen wird vereinfacht angenommen, dass die ausgewiesenen Momentanreservepotenziale zu jeder Zeit zur Verfügung stehen. Sofern einzelne Anlagenkategorien aufgrund von Nichtverfügbarkeiten oder technischer Restriktionen keine Momentanreserve bereitstellen können, müsste dieser fehlende Momentanreservebeitrag in Realität stets durch anderweitige Maßnahmen ausgeglichen werden.

Für Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen wird eine äquivalente Anlaufzeitkonstante von 9,0 s für Szenario 1 und 4,5 s für Szenario 2 angenommen. Dies entspricht der durchschnittlich benötigten Netzanlaufzeitkonstante im nordöstlichen Teilnetz (vgl. Auswertung zu Abbildung 15). Je nach Vorzeichen des Frequenzgradienten bedeutet dies, dass die Anlagen im Durchschnitt 18 % ihrer Nennwirkleistung in Form von Momentanreserve bereitstellen müssen. Dies bedeutet, dass die Anlage im Fall eines Überfrequenzereignisses durchschnittlich 18 % der Nennwirkleistung über den gesamten Zeitbereich bis zum Erreichen der Frequenzgrenzen abregeln oder zwischenspeichern muss. Bei Windenergieanlagen kann dies ggf. anteilig²6 durch einen bereits vorhandenen Bremswiderstand und bei Photovoltaikanlagen durch einen vorhandenen Batteriespeicher realisiert werden. Für Szenario 1 ergibt sich hieraus eine abzuregelnde Energie von 11 GWs für Windenergieanlagen und 7,5 GWs für Photovoltaikanlagen (entspricht 0,27 MWs pro MW). In Szenario 2 beträgt der Energiespeicherbedarf beider Anlagenkategorien aufgrund der geringeren äquivalenten Anlaufzeitkonstante nur die Hälfte (vgl. Formel (3 – 7)).

Es wird angenommen, dass Batteriespeicher bis zu 50 % ihrer Nennwirkleistung in Form von Momentanreserve zur Verfügung stellen können und somit eine äquivalente Anlaufzeitkonstante von 25 s in Szenario 1 bzw. 12,5 s in Szenario 2 aufweisen. Für Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb wird eine konstante Anlaufzeitkonstante von 4 s angenommen.

²⁵ ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (2017): High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potenzial Contribution of Grid Forming Converters – Technical Report

²⁶ Es muss sichergestellt werden, dass die Momentanreserve auch nach Erreichen des Frequenzmaximums und einem Rückgang der Frequenz zur Verfügung steht, indem kurzzeitig mehr Leistung ins Netz eingespeist wird.

Tabelle 7 stellt den Momentanreservebedarf und die verfügbaren Momentanreservepotenziale für Szenario 1 und Szenario 2 gegenüber. Berücksichtigt man die Schwungmasse der konventionellen Kraftwerke, die möglichen Potenziale von Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie von Gaskraftwerken im Phasenschieberbetrieb, verbleibt weiterhin ein Momentanreservebedarf von ca. 255,5 GWs für Szenario 1 und ca. 90,9 GWs für Szenario 2, der durch die zu Spannungshaltungszwecken geplanten Blindleistungskompensationsanlagen zu decken ist.

Zur Deckung des verbleibenden Momentanreservebedarfs im Nordosten Deutschlands müssten alle bereits geplanten regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen in Szenario 1 (1 Hz/s) so ausgelegt werden, dass sie über eine Anlaufzeitkonstante von ca. 50 s verfügen. Dies bedeutet, dass rotierende Phasenschieber mit zusätzlicher Schwungmasse ausgestattet werden müssen. Nach aktuellem Stand der Technik können rotierende Phasenschieber mit Schwungmassenerweiterung lediglich auf eine Anlaufzeitkonstante von rund 10 s ausgelegt werden. STATCOMs müssen über ein netzbildendes Regelungsverhalten und einen Energiespeicher mit einer Leistungsanbindung in der Größenordnung der Scheinleistung der STATCOM verfügen. Hieraus ergibt sich für Szenario 1 ein Energiespeicherbedarf über das komplette Frequenzband (47,5 Hz < fN < 51,5 Hz) von 40,8 GWs. Aufgeteilt ergibt sich ein Speicherbedarf von 15,7 GWs für den Überfrequenzbereich und 25,1 GWs für den Unterfrequenzbereich. Dies entspricht einem Energiespeicherbedarf von ca. 4 MWs pro MVA für das komplette Frequenzband bzw. aufgeteilt 1,52 MWs bzw. 2,44 MWs pro installiertem MVA STATCOM-Leistung für den Über- und Unterfrequenzbereich. Bis heute gibt es keine STATCOMs, die diese technischen Anforderungen erfüllen.

In Szenario 2 muss die äquivalente Anlaufzeitkonstante ca. 17,5 s betragen, um die erforderliche Momentanreserve bereitzustellen. Demzufolge müssen die STATCOM-Anlagen über einen Speicher mit einer Leistung von ca. 70 % der Nennscheinleistung der Anlage verfügen. Hieraus ergibt sich für die regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen ein gesamter Energiespeicherbedarf von 14,3 GWs bzw. entsprechend 5,5 GWs für den Überfrequenzbereich und 8,8 GWs für den Unterfrequenzbereich. Dies entspricht einem Speicherbedarf von insgesamt ca. 1,38 MWs bzw. 0,53 MWs (Überfrequenzbereich) und 0,85 MWs (Unterfrequenzbereich) pro installiertem MVA STATCOM-Leistung.

Tabelle 7: Auswertung der Momentanreservepotenziale

	Szen	ario 1 - max. 1 Hz/s	Szena	ario 2 - max. 2 Hz/s
	Momentan- reservebeitrag in GWs	Energieabregelungs-/ speicherbedarf in GWs	Momentan- reservebeitrag in GWs	Energieabregelungs-/ speicherbedarf in GWs
Benötigte Momentanreserve / anteiliges Leistungsungleichgew.	654,2	-	327,1	-
Konventionelle Kraftwerke	61,9	-	61,9	-
Windenergieanlagen ($T_{\rm AN}$ =9 s für Szenario 1 und $T_{\rm AN}$ =4,5 s für Szenario 2)	180	$\Delta W_{HF} = 11 \ GWs \cong 0.27 \frac{MWs}{MW}$ $\Delta W_{LF} = 17.6 \ GWs \cong 0.44 \frac{MWs}{MW}$	90	$\Delta W_{HF} = 5.5 \ GWs \cong 0.14 \frac{MWs}{MW}$ $\Delta W_{LF} = 8.8 \ GWs \cong 0.22 \frac{MWs}{MW}$
Photovoltaikanlagen ($T_{\rm AN}$ =9 s für Szenario 1 und $T_{\rm AN}$ =4,5 s für Szenario 2)	123,7	$\Delta W_{HF} = 7.5 \ GWs \stackrel{\triangle}{=} 0.27 \frac{MWs}{MW}$ $\Delta W_{LF} = 12.1 \ GWs \stackrel{\triangle}{=} 0.44 \frac{MWs}{MW}$	61,9	$\Delta W_{HF} = 3.8 \ GWs \stackrel{\triangle}{=} 0.14 \frac{MWs}{MW}$ $\Delta W_{LF} = 6.0 \ GWs \stackrel{\triangle}{=} 0.22 \frac{MWs}{MW}$
Batteriegroßspeicher ($T_{\rm AN}$ =25 s für Szenario 1 und $T_{\rm AN}$ =12,5 s für Szenario 2)	21,5	$\Delta W_{HF} = 1.3 \ GWs \stackrel{\triangle}{=} 0.76 \frac{MWs}{MW}$ $\Delta W_{LF} = 2.1 \ GWs \stackrel{\triangle}{=} 1.22 \frac{MWs}{MW}$	10,6	$\Delta W_{HF} = 0.6 \ GWs \cong 0.38 \frac{MWs}{MW}$ $\Delta W_{LF} = 1.0 \ GWs \cong 0.61 \frac{MWs}{MW}$
Gaskraftwerke ($T_{\rm AN}$ =4 s)	11,8	-	11,8	-
Verbleibender, durch regelbare Blindleistungsanlagen zu deckender Momentanreservebedarf	255,5	$\Delta W_{HF} = 15.7 \ GWs \cong 1.52 \frac{MWs}{MVA}$ ΔW_{LF} $= 25.1 \ GWs \cong 2.44 \frac{MWs}{MVA}$	90,9	$\Delta W_{HF} = 5.5 \ GWs \stackrel{\triangle}{=} 0.53 \frac{MWs}{MVA}$ ΔW_{LF} $= 8.8 \ GWs \stackrel{\triangle}{=} 0.85 \frac{MWs}{MVA}$

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insgesamt lässt sich festhalten, dass für das nordöstliche Teilnetz ein sehr hoher Momentanreservebedarf zur Beherrschung der hier betrachteten Netzauftrennung entsteht, der nur durch die Kombination der betrachteten Einzelmaßnahmen gedeckt werden kann.

3.6 Fazit

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass Netzauftrennungen vergleichbar mit der Störung am 04.11.2006 zu sehr hohen Leistungsungleichgewichten und dementsprechend zu sehr hohen Frequenzgradienten und -abweichungen führen. Gleichzeitig erinnert die Netzauftrennung vom 08.01.2021 daran, dass solche Ereignisse auch in Zukunft auftreten können und im Sinne einer Vermeidung von großflächigen Blackouts bei der Systemauslegung zu berücksichtigen sind. In diesem Kontext sind im Nordosten von Deutschland in zahlreichen Stunden Frequenzgradienten von bis zu 4 Hz/s zu beobachten, die weit über den angestrebten Frequenzgradienten von 1 Hz/s liegen. Insbesondere Stunden mit hoher Windeinspeisung, in denen hohe Leistungstransporte in Nord-Süd-Richtung auftreten und wenig Momentanreserve vorhanden ist, erweisen sich als kritisch.

Der hohe Umfang an Stunden mit hohen Frequenzgradienten verdeutlicht den dringenden Handlungsbedarf, um auch in Zukunft jederzeit Netzauftrennungen beherrschen zu können. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass dem Problem zwar durch Reduktion des Leistungstransports entgegengewirkt werden kann, das hierfür benötigte Redispatch-Volumen von 16,7 TWh pro Jahr aber in einer technisch und wirtschaftlich nicht vertretbaren Größenordnung liegt. Als Alternative wird daher die Erhöhung der Momentanreserve favorisiert. Das nordöstliche Teilnetz weist vor allem für die Beherrschung von Netzauftrennungen, die zu einem schnellen Anstieg der Frequenz führen, einen erheblichen Momentanreservebedarf auf. Auf dieser Grundlage ist für den Nordosten Deutschlands eine zusätzliche Momentanreserve von 592 GWs erforderlich

Da die Netzauftrennung von 2006 für das südwestliche Teilnetz (inkl. Südwesten Deutschlands) nicht kritisch und damit nicht auslegungsrelevant ist, ergibt sich aus den Untersuchungen für diese Region kein zusätzlicher Momentanreservebedarf. Die Untersuchungen zeigen aber, dass der Südwesten Deutschlands, verglichen mit den Nachbarländern, bereits hier einen zu geringen Beitrag zur Momentanreserve des Teilnetzes liefert und sich damit auf die Momentanreserve des Auslands abstützt. Die genaue Ausprägung von Netzauftrennungen ist nicht vorhersehbar. Es kann somit nicht davon ausgegangen werden, dass die Momentanreservebeiträge aus dem Ausland jederzeit zur Verfügung stehen und in anderen Netzauftrennungsszenarien höhere Momentanreservebedarfe bestehen können. Daher ist es erforderlich, die Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve in ganz Deutschland umzusetzen. Die technischen Anforderungen an die Betriebsmittel und Erzeugungseinheiten sind deutschlandweit einheitlich zu gestallten.

Aufgrund des erheblichen Momentanreservebedarfs sollten mehrere Maßnahmen zur Erhöhung parallel verfolgt und zeitnah hinsichtlich ihrer technischen Realisierbarkeit geprüft werden:

- > 1. Bereitstellung von Momentanreserve durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen
- > 2. Bereitstellung von Momentanreserve durch Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb
- > 3. Bereitstellung von Momentanreserve durch Batteriegroßspeicher
- > 4. Bereitstellung von Momentanreserve durch regelbare Blindleistungskompensationsanlagen

Die verfügbaren Potenziale der unterschiedlichen Anlagenkategorien wurden im Rahmen dieser Untersuchung abgeschätzt. Im nächsten Schritt müssen mit den Stakeholdern die detaillierten technischen Anforderungen diskutiert werden. Auf dieser Grundlage müssen dann verbindliche Anforderungen für Erzeugungsanlagen festgelegt werden. Sollten die verfügbaren Potenziale einzelner Anlagenkategorien geringer ausfallen als hier angenommen, muss das daraus entstehende Momentanreservedefizit durch die anderen Maßnahmen kompensiert werden. Auch der Zubau von Betriebsmitteln zur expliziten Bereitstellung von Momentanreserve muss gegebenenfalls in dem Kontext in Betracht gezogen werden. Ist beides nicht möglich, müssen mittels Markteingriffen die Leistungstransporte im Drehstromnetz reduziert oder die Momentreserve erhöht werden.

Eine fristgerechte Bereitstellung ausreichender Mengen von Momentanreserve ist sowohl für den NEP-Horizont als auch für die Zwischenszenarien sehr ambitioniert. Die marktliche Beschaffung von Momentanreserve könnte neben technischen Anschlussregeln und ÜNB-Investitionen eine weitere wichtige Säule für die Vorhaltung ausreichender Mengen an Momentanreserve darstellen.

Es sei darauf hingewiesen, dass die hier ausgewiesen Momentanreservebedarfe auf einem Mittelwertmodell basieren, welches den mittleren Frequenzgradienten unmittelbar nach Auftritt einer Störung approximiert. Infolge von Netzauftrennungen treten jedoch lokal deutlich höhere Frequenzgradienten auf, die ein Vielfaches des mittleren Frequenzgradienten betragen und somit eine hohe Belastung für die Betriebsmittel darstellen. Dies muss bei der Ausgestaltung der technischen Anforderungen und der Dimensionierung der Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve berücksichtigt werden.

4 Untersuchungen der transienten Stabilität

4.1 Einleitung, Motivation und grundlegende Zusammenhänge

Die transiente Stabilität ist 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 hinzu umrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen ist das Systemverhalten weiterhin auf der Basis der klassischen Stabilitätsdefinition zu untersuchen. Die Veränderungen haben jedoch einen wesentlichen Einfluss auf das allgemeine Systemverhalten. Dabei werden zusätzliche Stabilitätsphänomene relevant²? Daher steht bei der Bewertung der transienten Stabilität auch allgemein die Systemreaktion auf eine Störung und die sichere Beherrschung eines Fehlers im Fokus. Des Weiteren wird bei der Untersuchung der transienten Stabilität aufgrund der gewählten Methodik auch immer die Kurzzeitspannungsstabilität geprüft. Die Einwirkung vergleichsweise großer Störungen ist unter Beachtung der nichtlinearen Systemeigenschaften zu untersuchen.

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.

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. Eine höhere Auslastung des Übertragungsnetzes beeinflusst deutlich die Stabilität des Systems: 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 im Abschnitt 4.5 aufgezeigt. Zunächst wird im folgenden Abschnitt die Methodik und Modellierung beschrieben.

²⁷ IEEE Power & Energy Society (April 2020) – Stability definitions and characterization of dynamic behaviour in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies

4.2 Methodik

Zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens und der Stabilität des deutschen Übertragungsnetzes mit seinen 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. Eine Beschreibung zur grundsätzlichen Methodik und Modellierung findet sich im NEP 2022, Kapitel 5.4 (siehe www.netzentwicklungsplan.de/ZwM).

In den Untersuchungen werden auslegungsrelevante Fehlerfälle und ihre zulässigen Auswirkungen, die in den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB¹ beschrieben sind, berücksichtigt. Hierzu gehören Kurzschlüsse mit Ausfall eines Netzelements, Sammelschienenfehler und Doppel-Ausfälle (Common-Mode-Fehler). Bei Einfachfehlern werden zudem gemäß den Planungsgrundsätzen verlängerte Fehlerklärungszeiten von 400 ms untersucht. Für diese 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 8.760 Netznutzungsfälle des Jahres fiktive spannungsabhängige Blindleistungsquellen eingesetzt, sogenannte Extended-Ward-Elemente. Diese können nahezu unlimitiert Blindleistung bereitstellen und ermöglichen dadurch ein ausreichendes Spannungsniveau im Netz. 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.

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 (siehe Kapitel 2) werden konkrete Maßnahmen für stationäre und regelbare Blindleistungskompensation standort- bzw. regionen- und technologiescharf ermittelt. Diese Maßnahmen werden anschließend in das detaillierte Netzdynamikmodell integriert. Die aufgezeigten Momentanreservebedarfe zur Beherrschung einer Netzauftrennung in Kapitel 3 sind nicht Teil der hier eingebrachten Modellierung, da die genaue Ausgestaltung dieser Maßnahmen erst noch festgelegt werden muss. Durch die Modellierung der Blindleistungskompensationsanlagen können die ursprünglich enthaltenen Extended-Ward-Elemente deaktiviert und ein realistisches Systemverhalten abgebildet werden. Die ermittelten Anlagen bilden zusammen mit den Netzverstärkungsund Netzausbaumaßnahmen ein plausibles Zielnetz, für welches in den transienten Untersuchungen die Robustheit und das Gesamtsystemverhalten im Kurzzeitbereich bewertet werden kann.

In der Zielnetzplanung werden im aktuellen NEP 2035 (2021), wie in Kapitel 5.1.1 des NEP-Berichts beschrieben, identifizierte Netzengpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen beseitigt, um das erwartete Potenzial zukünftiger Innovationen angemessen zu berücksichtigen. Wichtig ist dabei, dass die Ausgestaltung der Innovationen nicht zu einer Überschreitung der zulässigen Betriebsgrenzen führt. Zur Bewertung der Systemstabilität werden daher die Netzzustände nach Redispatch analysiert, da zur Stabilitätsbewertung die stationären Arbeitspunkte innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen liegen sollten. Zudem wurden in den Stabilitätsanalysen im NEP 2035 (2021) nur die expliziten Innovationen berücksichtigt. Die Analysen zur transienten Stabilität wurden daher auf einem nahezu engpassfreien Zielnetz durchgeführt.

4.3 Ausgewählter Netznutzungsfall für die Analyse der transienten Stabilität

Mit dem Netznutzungsfall 297 des Szenarios B 2035 wurde ein, aus Sicht der transienten Stabilität, geeigneter 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 10 Gvar führt. Unter Berücksichtigung von unterlagerten Netzebenen und der Last beträgt der Blindleistungsbedarf des deutschen Netzgebietes 51 Gvar.

Die Offshore-Windeinspeisung in Deutschland liegt mit 27,6 GW (vgl. 22,1 GW NEP 2030 (2019)) nahe an der installierten Kapazität von 30 GW. Die Onshore-Windeinspeisung beträgt 62,9 GW (vgl. 65,7 GW NEP 2030 (2019)) bei einer installierten Kapazität von 86,8 GW. In der ausgewählten Stunde (9 Uhr morgens) tritt nur eine sehr geringe Einspeisung aus Photovoltaik von 1,1 GW auf. Weiterhin sind in diesem Netznutzungsfall 22 der in diesem Szenario verbleibenden 66 thermischen Kraftwerke mit einer installierten Nennleistung ab 200 MW in Deutschland am Netz, mit einem größten Block von 600 MW, was hinsichtlich der Stabilität eine Einschränkung darstellt. Die Last beträgt 91,8 GW, bei einer Spitzenlast von 103,1 GW in Deutschland. Das Handelssaldo beträgt 9,4 GW (Export) und ist verglichen mit dem maximalen Handelsexport von 35,8 GW im Jahreslauf moderat.

Der betrachtete Netznutzungsfall stellt für die transiente Stabilität in dem betrachteten Szenario einen kritischen Fall dar. Dies begründet sich durch die hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen mit insgesamt 90,5 GW (onshore und offshore), die hohe Transportaufgabe und dem damit verbundenen erhöhten Blindleistungsbedarf des Netzes sowie der geringen Anzahl an Synchrongeneratoren am Netz.

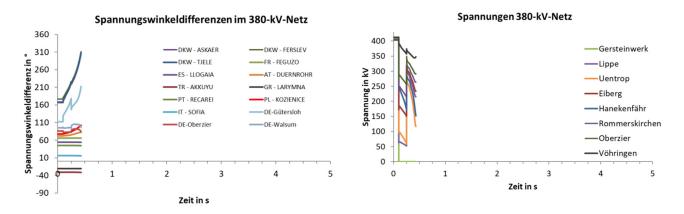
4.4 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität

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 Kompensationsanlagen modelliert und berücksichtigt. Die Vorgehensweise wurde gewählt, da sich im vergangenen NEP 2030 (2019) gezeigt hat, dass signifikante Blindleistungsbedarfe durch zusätzliche Betriebsmittel gedeckt werden müssen.

Im aktuellen NEP zeigen die Simulationsergebnisse ohne die Berücksichtigung der konkreten Kompensationsanlagen aus den Blindleistungsanalysen bei vielen konzeptgemäß geklärten Fehlern und anschließender Freischaltung der fehlerbehafteten Elemente, dass diese nicht mehr sicher beherrscht werden können.

Abbildung 17 zeigt exemplarisch die Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen an ausgewählten Sammelschienen für einen dreipoligen Kurzschluss auf einer 380-kV-Sammelschiene. Der Fehler wurde im Umspannwerk Gersteinwerk mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung des fehlerbehafteten Sammelschienenabschnitts berechnet. Nach Fehlerklärung stehen regional nicht ausreichend dynamische Blindleistungsreserven zur Verfügung, sodass die Spannungen an den Sammelschienen auch nach Fehlerklärung deutlich unter dem Vorfehlerniveau verbleiben. Aufgrund dieses Spannungsproblems kommt es auch nach Fehlerklärung zu einer regional unterschiedlichen Beschleunigung der Polräder der im Netz vorhandenen Synchronmaschinen und einer zunehmenden Spannungswinkeldifferenz zwischen den Netzgruppen nördlich und südlich des Fehlerortes.

Abbildung 17: Dreipoliger Kurzschluss auf einer 380-kV-Sammelschiene im Umspannwerk Gersteinwerk mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Freischaltung des Sammelschienenabschnitts – ohne Berücksichtigung der ermittelten Kompensationsanlagen aus den Blindleistungsanalysen



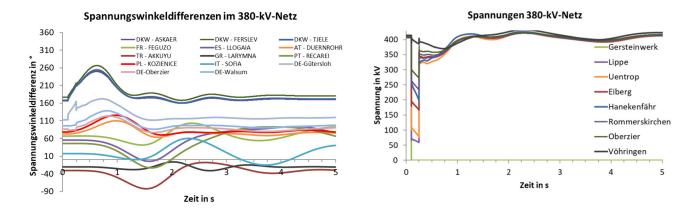
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Auseinanderlaufen der Spannungswinkel verschiedener Netzgruppen wird 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 flächendeckend zur Blindleistungskompensation eingesetzten statischen Kondensatoren zusammen. Auf Letzteres wird im Folgenden genauer eingegangen

Die statischen Kondensatoren weisen eine quadratische Spannungsabhängigkeit auf: Steigt die Spannung, erhöht sich der Blindleistungsbeitrag und umgekehrt sinkt der Blindleistungsbeitrag bei Abnahme der Spannung. Ein entgegengesetztes Verhalten wäre notwendig, um die Spannung bei Abweichungen vom Arbeitspunkt zu stabilisieren. Infolge eines Spannungseinbruchs nimmt die Blindleistungsbereitstellung der Kondensatoren also stark ab. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, ist eine dynamische bzw. geregelte Blindleistungsbereitstellung erforderlich. Heutzutage wird diese im Übertragungsnetz im Wesentlichen durch die Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke sichergestellt, auch sind deutlich weniger Kondensatoren im Netz zur Kompensation notwendig. Solange ausreichend regelbare Blindleistung im Netz verfügbar ist, kann dem Spannungseinbruch mit zusätzlicher Blindleistungseinspeisung entgegenwirkt werden. In dem in Abbildung 17 gezeigten Fehlerfall reichen jedoch die verfügbaren Reserven nicht aus, um die Spannung wieder zurückzuführen und damit dem Systemkollaps entgegenzuwirken.

Die Simulationsverläufe unter Berücksichtigung der konkreten Kompensationsanlagen aus den Blindleistungsanalysen zeigen bei konzeptgemäß geklärten Sammelschienenfehlern und anschließender Freischaltung, dass diese sicher beherrscht werden können. Abbildung 18 zeigt exemplarisch wieder die Simulationsergebnisse für den dreipoligen Kurzschluss auf einer 380-kV-Sammelschiene im Umspannwerk Gersteinwerk mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Freischaltung. In der Abbildung ist zu sehen, dass das System für den Fehler nun stabil ist.

Abbildung 18: Dreipoliger Kurzschluss auf einer 380-kV-Sammelschiene im Umspannwerk Gersteinwerk mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Freischaltung des Sammelschienenabschnitts – unter Berücksichtigung der zusätzlichen Kompensationsanlagen aus den Blindleistungsanalysen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

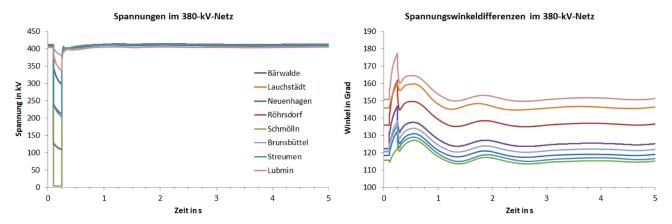
In den Analysen zur transienten Polradwinkelstabilität wurden im Rahmen von Sensitivitäten u. a. auch der Einfluss von verschiedenen Reglerparametern der umrichtergekoppelten Betriebsmittel und Erzeugungseinheiten untersucht. Aufgrund der geringen Anzahl von Synchronmaschinen in dem betrachteten Szenario zeigt sich ein sehr hoher Einfluss der Reglerparameter und der modellierten Regelungsstruktur auf das Gesamtsystemverhalten. Dies betrifft insbesondere Erzeugungseinheiten der Onshore-Windenergieanlagen, die Konverter der Overlay-HGÜ-Korridore sowie der landseitigen HGÜ-Offshore-Anschlüsse und der STATCOM-Anlagen. Hier sind sowohl die zeitlichen Verzögerungen aus der Regelung als auch die absolute Höhe der regelungsbedingten Stromreaktion der Anlagen ausschlaggebend. Bei den landseitigen Konvertern der HGÜ-Offshore-Anbindungen zeigt sich, durch ihre regional verhältnismäßig konzentrierte Leistungseinspeisung, bei einer installierten Offshore-Windleistung von ca. 30 GW, ein erheblicher Einfluss auf das Gesamtsystemverhalten. Dieser Effekt wird insbesondere je nach gewählter Statik der spannungsabhängigen Blindstromeinspeisung zur Spannungsstützung und entsprechender Wirkleistungsreduktion während des Fehlers und nach Fehlerklärung deutlich.

4.4.1 Kurzschluss in der Nähe der Anlage Schmölln mit Schutzüberfunktion

Zur Untersuchung der transienten Stabilität wird ein dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis der Doppelleitung Bärwalde-Schmölln in der Nähe der Anlage Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung simuliert. Weiterhin wird der zusätzliche Ausfall des Parallelsystems Bärwalde-Schmölln, bedingt durch eine Überfunktion des Netzschutzes, angenommen.

Die dargestellten Simulationsergebnisse in Abbildung 19 zeigen, dass das System für diesen Fehlerfall stabil ist. Die Spannungen erreichen nach Fehlerklärung innerhalb von 100 ms wieder nahezu ihren Vorfehlerwert und es sind keine signifikanten Pendelungen erkennbar. Die Änderungen der Spannungswinkeldifferenzen zeigen ein gut gedämpftes Verhalten des Gesamtsystems.

Abbildung 19: Dreipoliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde-Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall beider Stromkreise

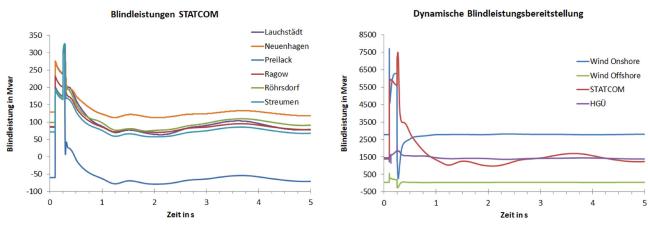


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die schnelle Spannungswiederkehr nach Fehlerklärung ist vor allem mit der Blindleistungsstützung der STATCOM und der Onshore-Windenergieanlagen zu begründen. In Abbildung 20 ist der Blindleistungsbeitrag ausgewählter STATCOM in elektrischer Nähe zum Kurzschlussereignis dargestellt. Sowohl während des Fehlers als auch nach Fehlerklärung speisen diese einen entsprechenden Blindleistungsbeitrag ein und unterstützen damit die Spannungswiederkehr. Nach Fehlerklärung und Abklingen der Ausgleichsvorgänge wird die Blindleistung entsprechend der resultierenden Spannung auf einen Wert im Bereich des Vorfehlerbeitrags zurückgefahren.

In Abbildung 20 sind die summarischen Werte der Blindleistungen unterschiedlicher Anlagenkategorien in der 50Hertz-Regelzone dargestellt. Die dynamische Blindleistungsbereitstellung von Offshore-Windenergieanlagen, welche in der 50Hertz-Regelzone nicht über HGÜ, sondern über Drehstromanbindungen in das Netz einspeisen, haben bei diesem Fehlerfall nur einen geringen Anteil kleiner 5 %. HGÜ-Konverter stellen zwar im stationären Bereich eine ähnliche Blindleistung von ca. 1.400 Mvar wie die STATCOM bereit, steuern allerdings während des Fehlers nur einen vergleichsweise geringen Blindleistungsbeitrag von ca. 1.800 Mvar bei. Dies ist mit der geringen dynamischen Blindleistungsreserve der beiden berücksichtigten HGÜ (DC5 und DC20) in dem untersuchten Szenario zu begründen. Die Onshore-Windenergieanlagen mit ca. 6.200 Mvar und die STATCOM mit ca. 5.800 Mvar liefern den maßgeblichen Blindleistungsanteil zur stabilen Fehlerbeherrschung.

Abbildung 20: Dynamische Blindleistung bei dreipoligem Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde-Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall beider Stromkreise



4.4.2 Kurzschluss auf dem HGÜ-Korridor DC5 (Isar – Wolmirstedt) mit Ausfall des DC5 und DC20 (Isar – Klein Rogahn)

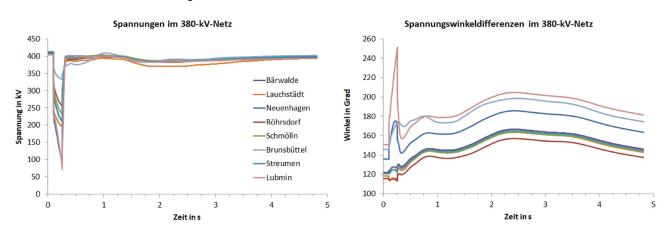
Mit 4 GW Übertragungsleistung stellen die beiden HGÜ-Korridore DC5 zwischen Wolmirstedt und Isar sowie DC20 zwischen Klein Rogahn und Isar eine zentrale Nord-Süd-Verbindung im deutschen Übertragungsnetz dar. Untersucht wird ein Kurzschluss auf dem HGÜ-Korridor zwischen Isar und Wolmirstedt mit einer Fehlerklärungszeit von 150 ms und einem darauffolgenden Ausfall beider HGÜ-Verbindungen DC5 und DC20. Dieses Fehlerszenario zeigt beispielhaft, dass auch bei kritischen Common-Mode-Fehlern die transiente Stabilität des Übertagungsnetzes gewährleistet ist.

Das hier angenommene Fehlerszenario stellt eine sehr konservative Annahme des Fehlereintritts bei einem Mastumbruch, der in Abschnitten voraussichtlich zusammen geführten HGÜ-Korridore DC5 und DC20, mit anschließendem Ausfall der Konverter dar. In der Praxis ist sichergestellt, dass die Konverter bei einem Kurzschluss auf der DC-Übertragungsstrecke innerhalb weniger Sekunden wieder am Netz verfügbar sind und somit zumindest ihre Blindleistungsbereitstellung wieder gesichert ist.

Die Abbildung 21 zeigt das dynamische Verhalten der Spannungen ausgewählter Knoten in der 50Hertz-Regelzone. Es zeigt sich eine schnelle Spannungserholung nach Fehlerklärung, sodass die Spannungen innerhalb der ersten 500 ms wieder nahezu den Vorfehlerwert erreichen. Danach kommt es zu einer gut gedämpften Schwingung, wodurch beispielsweise die Spannung in Lauchstädt nach ca. 2 s nochmals auf 370 kV abfällt. Innerhalb der darauffolgenden 3 s erholen sich die Spannungen wieder und erreichen einen stabilen Arbeitspunkt, wobei das Spannungsniveau in der 50Hertz-Regelzone gegenüber dem Vorfehlerwert um bis zu 5 % reduziert ist. Dies weist auf einen erhöhten Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes hin.

Die Spannungswinkeldifferenzen in Abbildung 21 weisen eine gut gedämpfte Schwingung nach Fehlerklärung auf. Darüber hinaus erhöht sich die Spannungswinkeldifferenz zwischen dem nördlichsten und südlichsten der ausgewählten Standorte (Umspannwerk Lubmin und Umspannwerk Röhrsdorf) um 14 Grad gegenüber dem Vorfehlerwert. Dieses Verhalten weist auf einen höheren Wirkleistungstransit im AC-Netz hin.

Abbildung 21: Ausgewählte Spannungen bei Kurzschluss auf dem HGÜ-Korridor Isar-Wolmirstedt (DC05) und Isar-Klein Rogahn (DC20) mit einer Fehlerdauer von 150 ms und Ausfall beider HGÜs

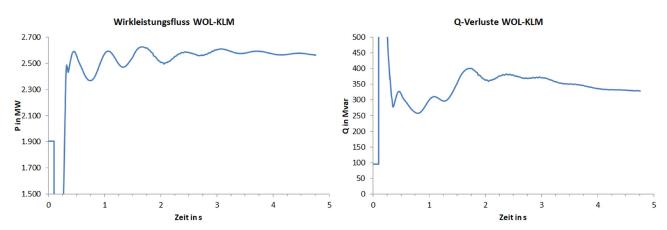


Das stationäre Verhalten der Spannungen und Spannungswinkeldifferenzen nach Fehlerklärung ist mit dem Ausfall beider HGÜ zu erklären, da dieser zu einer signifikanten Verlagerung des Wirkleistungsflusses auf das AC-Netz führt. Der zusätzliche Wirkleistungsfluss erhöht dabei die Leitungsauslastungen und somit die Blindleistungsverluste im Übertragungsnetz.

In Abbildung 22 ist beispielhaft der Anstieg des Wirkleistungsflusses für die Leitungen zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld im AC-Netz nach dem HGÜ-Ausfall dargestellt. Es zeigt sich auf diesen Leitungen ein Anstieg von ca. 650 MW gegenüber dem Vorfehlerwert, was zu einem zusätzlichen Blindleistungsbedarf von 230 Mvar führt.

Die Wirkleistungsflussverschiebungen und der Anstieg der Blindleistungsverluste können für diesen Ausfall einer HGÜ-Transportleistung von 4 GW im betrachteten Szenario sowohl im stationären als auch transienten Verhalten sicher beherrscht werden.

Abbildung 22: Wirkleistungsfluss und Blindleistungsverluste der Leitungen zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld bei Ausfall der HGÜ DC5 und DC20



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.4.3 Kurzschluss an zentralen Transitknoten in der TenneT Regelzone

Abbildung 23: 3-poliger Kurzschluss nahe Gießen mit Ausfall beider Stromkreise nach Borken und einer Fehlerdauer von 150ms

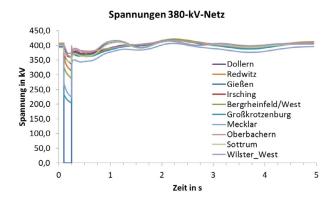
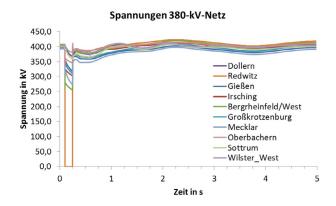


Abbildung 24: 3-poliger Kurzschluss nahe Redwitz mit Ausfall beider Stromkreise nach Altenfeld und einer Fehlerdauer von 150ms



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 23 zeigt das dynamische Verhalten bei einem dreipoligen Fehler (Fehlerdauer von 150 ms) in der Nähe der Schaltanlage in Gießen mit Ausfall von beiden Stromkreisen nach Borken und anschließender Freischaltung der betroffenen Stromkreise.

Abbildung 24 zeigt das dynamische Verhalten bei einem dreipoligen Fehler (Fehlerdauer von 150 ms) in der Nähe der Schaltanlage in Redwitz mit Ausfall von beiden Stromkreisen nach Altenfeld und anschließender Freischaltung der betroffenen Stromkreise.

Während des Kurzschlusses entsteht ein großflächiger Spannungseinbruch im Übertragungsnetz. In beiden Fehlerfällen bleiben die Spannungen unmittelbar nach Fehlerklärung im zulässigen Bereich. Die Pendelungen sind ausreichend gut gedämpft. Die Störungen werden somit insgesamt sicher beherrscht.

4.4.4 Kurzschluss in Bergrheinfeld / West – Einfluss der Spannungsstützung von STATCOM und rotierenden Phasenschiebern

Abbildung 25: 3-poliger Kurzschluss auf einer Sammelschiene in Bergrheinfeld/West mit einer Fehlerdauer von 150 ms und Freischaltung des Sammelschienenabschnitts-mit Berücksichtigung der ermittelten STATCOM und rotierende Phasenschieber aus den Blindleistungsanalysen im Großraum Bergrheinfeld/West

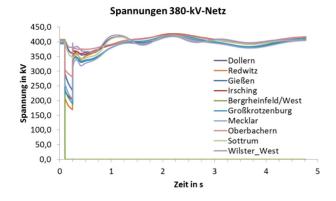
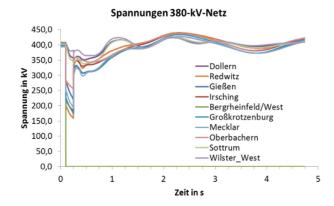


Abbildung 26: 3-poliger Kurzschluss auf einer Sammelschiene in Bergrheinfeld/West mit einer Fehlerdauer von 150 ms und Freischaltung des Sammelschienenabschnitts – Ohne Berücksichtigung der ermittelten STATCOM und rotierende Phasenschieber aus den Blindleistungsanalysen im Großraum Bergrheinfeld/West



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 25 zeigt das dynamische Verhalten bei einem dreipoligen Kurzschluss auf einer Sammelschiene in Bergrheinfeld/West. Der Fehler wurde mit einer Dauer von 150 ms mit anschließender Freischaltung des Sammelschienenabschnitts unter Berücksichtigung von ermittelten STATCOM und rotierende Phasenschieber aus den Blindleistungsanalysen berechnet. Die Spannungen gelangen unmittelbar nach Fehlerklärung in den zulässigen Bereich. Das Netz bleibt insgesamt stabil.

Die Abbildung 26 zeigt das dynamische Verhalten bei einem dreipoligen Kurzschluss auf einer Sammelschiene in Bergrheinfeld/West mit einer Fehlerdauer von 150 ms und anschließender Freischaltung des Sammelschienenabschnitts. Die ermittelte regelbare Blindleistung (STATCOM und rotierende Phasenschieber) aus den Blindleistungsanalysen wurde im Großraum Bergrheinfeld/West nicht berücksichtigt. Die Spannungsabweichungen an einigen Knoten (Großkrotzenburg, Mecklar, Gießen) nähern sich den unzulässigen Bereich (Gefahr der Fault-Ride-Through-Grenzkurven Verletzung) nach Fehlerklärung. Diese Sensitivität verdeutlicht die Wichtigkeit der dynamisch regelbaren Blindleistungsquellen aus den Blindleistungsanalysen auch für dynamische Vorgänge nach Kurzschlüssen.

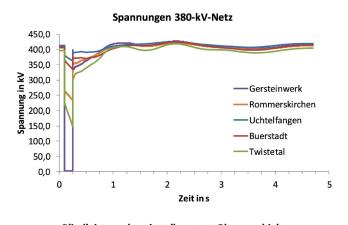
4.4.5 Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop

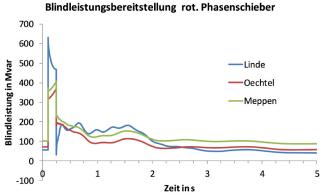
Die Abbildung 27 zeigt die Simulation eines konzeptgemäß geklärten dreipoligen Kurzschlusses (Fehlerdauer 150 ms) auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop in unmittelbarer Nähe zur 380-kV-Sammelschiene in Gersteinwerk. Der betroffene Stromkreis wird zur Fehlerklärung abgeschaltet. Der Verlauf der Netzspannungen während des Fehlers und unmittelbar nach Fehlerklärung bleibt im zulässigen Bereich und führt somit zu keiner Abschaltung von konventionellen Erzeugungseinheiten oder anderen Betriebsmitteln.

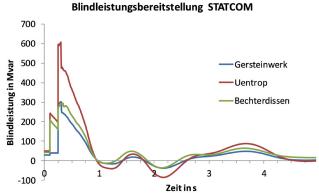
Die beiden unteren Kurvenverläufe zeigen die Blindleistungsbereitstellung aus den umliegenden STATCOM und den rotierenden Phasenschiebern. Die rotierenden Phasenschieber speisen im ersten Augenblick einen inhärenten Beitrag an Blindleistung ein, welcher im Kurzschlussfall ein vielfaches der Bemessungsleistung betragen kann. Hierdurch wird der Spannungstrichter im Netz begrenzt. Aus dem Verlauf wird ersichtlich, dass die Höhe des Kurzschlussbeitrages abhängig von dem Fehlerort und der Tiefe des Spannungseinbruchs ist. Der rotierende Phasenschieber in Linde speist etwa das doppelte der Nennleistung ein. Nach Fehlerklärung muss die Synchronmaschine magnetisiert werden, was eine kurzzeitige Reduktion des Blindleistungsbeitrages bewirkt.

Ein inhärenter Kurzschlussbeitrag wie bei den rotierenden Phasenschiebern ist bei der STATCOM ohne weiteres nicht möglich. Dies zeigt sich an der STATCOM in Gersteinwerk, welche unmittelbar nach Fehlereintritt keinen signifikanten Beitrag an Blindleistung bereitstellen kann. Prinzipiell wird das Verhalten der STATCOM maßgeblich durch die Regelung definiert, daher kann der STATCOM als geregelte Stromquelle aufgefasst werden, die einen Blindstrom in Höhe des Bemessungsstromes sehr schnell einspeisen kann. Nach der Fehlerklärung kann der STATCOM aufgrund der hohen Regeldynamik sehr gut die Spannung stützen. In den Verläufen ist zu sehen, dass im Vergleich zu den rotierenden Phasenschiebern die STATCOM einen positiven Einfluss auf die Spannungsstützung unmittelbar nach Fehlerklärung haben.

Abbildung 27: Dreipoliger Kurzschluss auf dem Dreibein Gersteinwerk – Enniger – Uentrop mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms in unmittelbarer Nähe zur 380-kV-Sammelschiene in Gersteinwerk







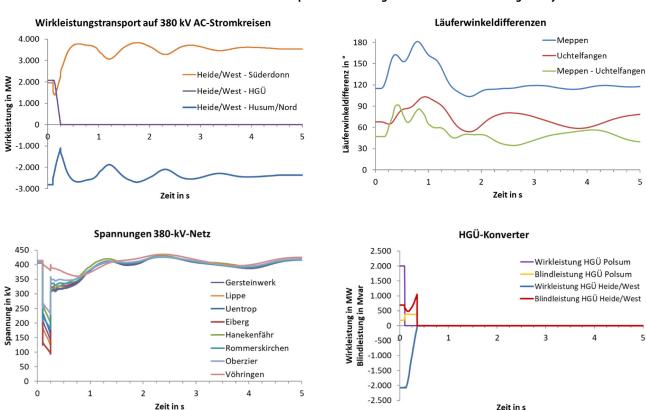
4.4.6 Kurzschluss auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Polsum und Ausfall der HGÜ-Verbindung Polsum – Heide / West

In Abbildung 28 sind die Simulationsverläufe eines dreipoligen Kurzschlusses auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Polsum, mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und anschließender Abschaltung der HGÜ-Verbindung zwischen Polsum und Heide/West, dargestellt. Das erste Diagramm in Abbildung 28 zeigt den AC-Wirkleistungstransport der 380 kV AC-Stromkreise Heide/West – Süderdonn und Heide/West – Husum/Nord sowie die Wirkleistungsübertragung des angeschlossenen Konverters der DC-Verbindung mit Polsum. Aufgrund des Ausfalls der HGÜ muss das Übertragungsnetz einen zusätzlichen Wirkleistungstransport von 2 GW übernehmen. Dies macht sich vor allem auf dem Stromkreis Heide/West – Süderdonn bemerkbar, der nach Fehlerklärung etwa 1.600 MW mehr Leistung transportieren muss als im Vorfehlerfall. Während des Kurzschlusses verringert sich der Wirkleistungstransit aus Dänemark über den Stromkreis Heide/West – Husum/Nord um bis zu 1.700 MW. Da die Austauschleistung zwischen Dänemark und Deutschland über diesen Korridor zunächst stärker abnimmt als die Wirkleistungsübertragung der HGÜ, wird der Stromkreis Heide/West – Süderdonn während des Fehlers kurzzeitig entlastet.

Diese geänderte Leistungsflusssituation hat Auswirkungen auf die Läuferwinkeldifferenzen der exemplarisch ausgewählten rotierenden Phasenschieber in Meppen und Uchtelfangen, welche in Abbildung 28 rechts oben dargestellt sind. Während der Kurzschlussdauer wird die nördlich gelegene Synchronmaschine Meppen beschleunigt, der weiter südlich gelegene Phasenschieber in Uchtelfangen hingegen abgebremst. Dies führt zu einer vergrößerten Läuferwinkeldifferenz zwischen den betrachteten Betriebsmitteln, welche kurz nach Fehlerklärung ihr Maximum erreicht. Mit zunehmender Erholung der Spannungen im Übertragungsnetz nach Fehlerklärung, nähern sich die Läuferwinkel ihrem Vorfehlerwert an.

Die Spannung an ausgewählten Sammelschienen ist in Abbildung 28 unten links dargestellt. Die HGÜ-Konverter in Polsum und Heide/West erhöhen im Fehlerfall die Blindleistungseinspeisung und tragen somit zur schnellen Spannungswiederkehr bei. Ein neuer, statisch stabiler Arbeitspunkt wird erreicht.

Abbildung 28: Dreipoliger Kurzschluss auf der Zuleitung des HGÜ-Konverters in Polsum und anschließender Abschaltung der HGÜ-Verbindung Polsum – Heide/West bei konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms – mit den zusätzlichen Kompensationsanlagen aus den Blindleistungsanalysen

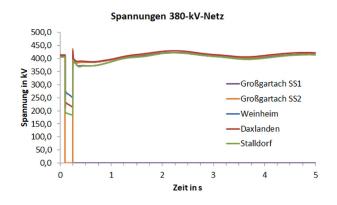


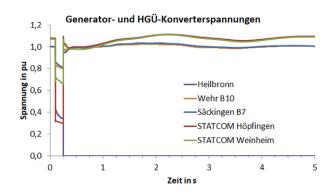
4.4.7 Kurzschluss auf einer Sammelschiene im Umspannwerk Großgartach

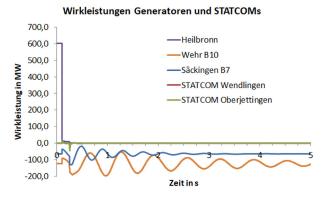
In Abbildung 29 ist ein Sammelschienenkurzschluss im Umspannwerk Großgartach zu sehen. Der Kurzschluss auf der Sammelschiene 1 wird konzeptgemäß nach 150 ms geklärt. An Sammelschiene 1 ist der Generator des Gaskraftwerkes Heilbronn angeschlossen. Dies ist das größte deutsche aktive konventionelle Kraftwerk in der betrachteten Stunde. In der Simulation sind die beiden Sammelschienen in Großgartach vor und während des Fehlers gekuppelt. Der Kurzschluss liegt direkt am Netzanschlusspunkt des Kraftwerkes, welches nur durch eine geringe Leitungs- und Trafoimpedanz vom Kurzschlussort getrennt sind.

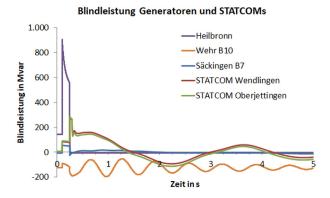
In der Regelzone der TransnetBW sind außer dem Gaskraftwerk nur noch wenige Synchronmaschinen der beiden Pumpspeicherkraftwerke Wehr und Säckingen am Netz. Daher werden weitere Einheiten zur Sicherstellung der Systemstabilität benötigt. In den vier Grafiken ist der Spannungsverlauf einiger ausgewählten 380-kV-Sammelschienen, sowie die Wirk- und Blindleistung und die Knotenspannung einiger aktiven Generatoren und STATCOMs im TransnetBW Gebiet dargestellt. Von den jeweils vier vorhandenen Generatoren der beiden Pumpspeicher wird je einer stellvertretend gezeigt. Die Spannungserholung an den 380-kV-Sammelschienen nach dem Fehler befindet sich im zulässigen Bereich. Es ist jedoch auch ersichtlich, dass die Spannungserholung an den Knoten Weinheim und Stalldorf erst etwa nach 0,9 Sekunden wieder über 380 kV kommt. Mit der Dämpfung der Generatorwirkleistungspendelungen kann damit festgehalten werden, dass der Fehler stabil durchfahren werden kann. Bei der Wirkleistungseinspeisung des Gaskraftwerkes Heilbronn ist weiterhin noch erkennbar, dass die Einspeisung und die Spannung auf null zurückgefahren wird und das Kraftwerk durch die Schalteröffnungen in Großgartach freigeschaltet wird. Dies bedeutet, dass das Kraftwerk abgeschaltet wird. An der Blindleistungseinspeisung der STATCOM wird deutlich, dass diese Anlagen nach der Fehlerklärung viel Blindleistung verteilt im Netzgebiet bereitstellen und damit die Spannungserholung stark stützen. Diese Anlagen übernehmen die Aufgabe der im Zuge der Energiewende wegfallenden Synchronmaschinen und sorgen so für ein stabiles Systemverhalten.

Abbildung 29: Dreipoliger Kurzschluss auf der Sammelschiene 1 des Umspannwerkes Großgartach mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Freischaltung der Sammelschiene









4.5 Fazit

Die Untersuchungen zeigen, dass die transiente Stabilität des Verbundsystems bei hoher übernatürlicher Netzauslastung durch weiträumige und überregionale Transite bereits bei einem konzeptgemäß geklärten 3-poligen Kurzschluss nicht mehr gegeben ist. Ein solcher Verlust des Synchronismus im Verbundsystem stellt aufgrund unvorhersehbarer überregionaler kaskadierender Auswirkungen eine weiträumige Systemgefahr dar, die nicht zulässig ist. Diese Systemgefahr wurde bereits im NEP 2030 (2019) identifiziert. Es konnte gezeigt werden, dass ihr durch ausreichende Dimensionierung direkt an das Übertragungsnetz angeschlossener dynamischer Blindleistungsquellen entsprechend den Ergebnissen zur Spannungsstabilität begegnet werden kann. Daher müssen auch zur Wahrung der transienten Stabilität neben stationären Betriebsmitteln, wie z. B. Kondensatorbänken, auch regelbare Betriebsmittel zur Spannungsregelung eingesetzt werden. HGÜ-Konverter leisten dazu ebenfalls einen wichtigen Beitrag, der jedoch in vielen Belastungssituationen des Netzes nicht ausreicht.

Basierend auf den Analysen des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität wurden die konkreten Kompensationsanlagen modelliert und in den Analysen berücksichtigt.

Die Simulationen haben gezeigt, dass bei vielen konzeptgemäß geklärten Fehlern und anschließender Freischaltung, diese ohne die zusätzlichen Anlagen aus den Analysen des Blindleistungsbedarfes nicht sicher beherrscht werden können. Unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen Kompensationsanlagen zeigen die (n-1)-Fehlerereignisse sowie Fehler mit konzeptgemäßer Fehlerklärung sowie darüber hinausgehende Sammelschienen- und Mehrfachfehler (Common-Mode-Fehler) ein robustes und stabiles Systemverhalten. Für verlängerte Fehlerklärungszeiten zeigt sich eine eingeschränkte Beherrschbarkeit und diese sind im Rahmen der zulässigen regionalen Auswirkungen beherrschbar.

Die Berücksichtigung der konkreten Blindleistungskompensationsanlagen aus den Analysen zur Spannungsstabilität stellt eine wesentliche Ursache für das stabile Systemverhalten gegenüber den Untersuchungen des vorangegangen NEP 2030 (2019) dar. Zudem wurden in den Stabilitätsanalysen im NEP 2035 (2021) nur die expliziten Innovationen berücksichtigt. Die Analysen zur transienten Stabilität wurden daher auf einem nahezu engpassfreien Zielnetz durchgeführt.

In den Analysen zur transienten Winkelstabilität wurden im Rahmen von Sensitivitäten u. a. auch der Einfluss von verschiedenen Reglerparametern der umrichtergekoppelten Betriebsmittel und Erzeugungseinheiten untersucht. Aufgrund der sehr geringen Anzahl von Synchronmaschinen in dem betrachteten Szenario zeigt sich ein sehr hoher Einfluss der Reglerparameter und der modellierten Regelungsstruktur auf das Gesamtsystemverhalten. Im Rahmen der transienten Stabilitätsanalysen werden grundsätzliche Zusammenhänge des Systemverhaltens identifiziert. Daraus können die Notwendigkeiten für Folgeuntersuchungen, welche z. B. auch in die Ausgestaltung von Netzanschlussregeln einfließen, abgeleitet werden.

5 Anhang

Im den folgenden Tabellen werden die Blindleistungsbedarfe, Blindleistungspotenziale und Blindleistungzubaubedarfe getrennt nach stationärer und regelbarer Blindleistung entsprechend Kapitel 2.3, aufgeschlüsselt nach den Blindleistungsregionen, dargestellt. Die jeweiligen Summen in den Spalten stellen die zeitgleiche Summe der vorgenannten Spalteneinträge dar. Die jeweiligen Summen in den letzten Zeilen stellen die zeitungleiche Summe aller Regionenbilanzen dar.

Tabelle 8: Maximale stationäre Blindleistungsbedarfe nach Blindleistungsregion

Blindleistungs- region		stationärer Blindlei: annungssenkend in I		Maximaler stationärer Systembedarf spannungshebend in Mvar		
	ÜNB	VNB	Zeitgleiche Summe	ÜNB	VNB	Zeitgleiche Summ
D21	-1.437	-1.620	-2.727	1.351	2.115	3.384
D22	-2.925	-1.435	-4.267	264	1.942	1.902
D23	-2.075	-1.008	-3.026	1.937	791	1.829
D24	-1.622	-672	-2.141	4.810	595	4.658
D25	-1.388	-1.524	-2.847	2.583	1.111	2.800
D26	-896	-1.346	-2.117	948	1.182	1.826
D41	-720	-467	-1.091	1.442	631	1.694
D42	-880	-534	-1.365	653	679	743
D43	-533	-424	-799	551	767	979
D71	-1.741	-466	-2.183	-36	53	-238
D72	-999	-212	-1.180	1.454	271	1.460
D73	-1.095	-442	-1.475	1.212	3.798	4.614
D74	-804	-682	-1.474	1.808	1.034	2.159
D75	-710	-258	-959	1.332	1.390	2.160
D76	-536	-250	-769	1.568	910	2.192
D77	-1.156	-537	-1.604	1.799	1.260	2.713
D78	-473	-366	-711	392	663	796
D79	-472	-491	-951	169	626	687
D81	-3.441	-823	-4.234	-1.101	710	-1.528
D82	-393	-340	-722	1.554	245	1.561
D83	-1.644	-1.715	-3.334	1.418	1.463	2.507
D84	-816	-920	-1.725	-583	280	-391
D85	-1.226	-957	-2.171	2.242	722	2.517
D86	-1.258	-628	-1.836	409	414	744
D87	-958	-649	-1.592	1.801	476	1.800
Summe DE	-30.196	-18.766	-47.300	29.980	24.125	43.568

Tabelle 9: Maximale regelbare Blindleistungsbedarfe nach Blindleistungsregionen

Blindleistungs- region		ler regelbarer Syste nnungssenkend in N		Maximaler regelbarer Systembedarf spannungshebend in Mvar		
	Stundenwechsel	Störungen	Zeitgleiche Summe	Stundenwechsel	Störungen	Zeitgleiche Summe
D21	-1.845	-100	-1.945	2.240	1.005	2.540
D22	-1.803	-530	-2.228	1.847	1.257	2.350
D23	-2.353	-543	-2.896	2.420	845	2.677
D24	-3.268	-1.397	-4.168	3.493	1.269	3.585
D25	-1.885	-552	-2.343	2.104	1.281	2.541
D26	-1.315	-474	-1.599	1.289	1.375	2.246
D41	-825	-964	-1.629	1.033	532	1.193
D42	-862	-621	-1.456	743	1.091	1.231
D43	-640	-551	-1.008	436	308	626
D71	-927	-443	-1.319	706	937	1.243
D72	-1.134	-1.352	-2.315	1.451	894	1.713
D73	-1.202	-618	-1.772	1.500	791	2.227
D74	-1.818	-497	-2.315	1.362	1.125	1.809
D75	-1.053	-528	-1.582	1.015	701	1.553
D76	-1.295	-117	-1.412	1.642	489	1.734
D77	-1.134	-769	-1.802	1.595	2.108	2.690
D78	-591	-196	-787	644	245	761
D79	-899	-477	-1.290	875	238	932
D81	-1.198	-156	-1.353	1.113	816	1.928
D82	-1.478	-71	-1.548	1.341	338	1.622
D83	-1.416	-218	-1.635	1.582	604	1.988
D84	-366	-171	-486	382	210	543
D85	-1.639	-331	-1.971	1.557	622	2.179
D86	-847	-263	-1.110	975	361	1.101
D87	-1.448	-491	-1.939	1.401	770	1.639
Summe DE	-33.243	-12.431	-43.909	34.747	20.212	44.650

Tabelle 10: Stationäre Blindleistungspotenziale nach Blindleistungsregionen

	Station spa	äre Blindleistungspot annungssenkend in M	enziale var	Stationäre Blindleistungspotenziale spannungshebend in Mvar		
Blindleistungs- region	ÜNB regelbare Reserve (von bis)			ÜNB regelbare Reserve (von l		
	1.360	1.873	1.892	1.050	5.268	7.956
D22	2.425	2.827	2.920	900	9.539	12.323
D23	2.282	0	92	1.200	0	608
D24	1.940	0	190	1.150	0	941
D25	1.710	0	261	2.350	0	1.201
D26	780	0	705	200	0	3.443
D41	1.551	0	484	0	451	1.944
D42	1.220	0	233	500	0	837
D43	1.495	0	96	500	0	346
D71	2.250	295	484	300	701	1.944
D72	500	0	487	0	0	2.672
D73	900	1.234	1.568	1.200	3.394	7.977
D74	450	0	395	300	0	1.977
D75	250	0	481	600	0	2.669
D76	0	0	90	300	0	300
D77	450	88	967	900	0	3.830
D78	250	0	366	0	0	1.313
D79	550	0	185	300	0	1.143
D81	3.072	0	227	0	0	922
D82	465	0	18	0	0	110
D83	1.722	0	0	0	0	0
D84	1.390	0	85	0	0	549
D85	940	0	212	0	0	942
D86	280	0	210	0	0	1.070
D87	200	0	295	600	0	1.050
Summe DE	28.431	6.317	12.942	12.350	19.354	58.068

Tabelle 11: Regelbare Blindleistungspotenziale nach Blindleistungsregionen

Blindleistungs- region	Regelbarer Blindleistungspotenziale spannungssenkend in Mvar			Regelbarer Blindleistungspotenziale spannungshebend in Mvar		
	ÜNB	Kundenanlagen (vonbis)		ÜNB	Kundenanlagen (vonbis)	
	6.243	0	63	7.808	0	148
D22	9.412	12	321	11.699	29	624
D23	0	28	306	0	70	608
D24	250	0	382	400	0	542
D25	827	0	44	1.092	0	109
D26	1.314	0	1.037	1.644	0	1.799
D41	1.314	0	300	1.644	0	300
D42	0	0	777	0	0	837
D43	0	0	321	0	0	346
D71	1.614	0	0	1.944	0	0
D72	978	0	644	1.322	0	1.350
D73	3.828	285	1.399	4.488	908	3.489
D74	957	0	359	1.122	0	855
D75	757	0	845	922	0	1.854
D76	300	0	0	300	0	0
D77	1.420	50	1.803	1.650	136	2.409
D78	200	0	1.020	300	0	1.013
D79	170	0	445	410	0	733
D81	757	0	0	922	0	0
D82	0	0	60	0	0	110
D83	0	0	0	0	0	0
D84	0	0	282	0	0	640
D85	657	0	50	822	0	120
D86	0	0	701	0	0	1.073
D87	0	0	984	0	0	1.050
Summe DE	30.998	374	12.141	38.489	1.142	20.009

Tabelle 12: Blindleistungszubaubedarf nach Blindleistungsregionen

Blindleistungs- region	Stationärer Zubaubedarf spannungssenkend in Mvar	Stationärer Zubaubedarf spannungshebend in Mvar	Regelbarer Zubaubedarf in Mvar	
D21	0	0	0	
D22	0	0	0	
D23	733	629	2.738	
D24	126	3.330	3.663	
D25	886	0	1.516	
D26	816	1.263	540	
D41	0	566	315	
D42	117	243	997	
D43	0	479	987	
D71	0	0	0	
D72	344	811	1.299	
D73	0	0	0	
D74	728	1.687	1.358	
D75	447	1.116	764	
D76	679	1.849	1.434	
D77	442	1.108	125	
D78	389	541	519	
D79	401	72	1.023	
D81	936	0	1.006	
D82	244	1.511	1.548	
D83	1.612	2.507	1.988	
D84	300	0	479	
D85	1.018	1.864	1.264	
D86	1.556	310	928	
D87	1.392	1.200	1.939	
Summe DE	13.167	21.086	26.432	