

50Hertz Transmission GmbH



Amprion GmbH



TenneT TSO GmbH



TransnetBW GmbH

GRUNDSÄTZE

FÜR DIE AUSBAUPLANUNG

DES DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZES

Stand Juli 2020

Änderungshistorie		
März 2012	Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes	Erstveröffentlichung
April 2015	Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes	Weiterentwicklung
Juli 2018	Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes	Überarbeitung
Juli 2020	Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes	Ergänzung und Präzisierung

50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin

Amprion GmbH
Robert-Schumann-Straße 7
44263 Dortmund

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

TransnetBW GmbH
Pariser Platz
Osloer Straße 15 - 17
70173 Stuttgart

Inhaltsverzeichnis

1 Präambel 5

2 Grundsätze der Netzplanung 7
2.1 Inhalt 7
2.2 Begriffsdefinitionen und Abgrenzungen 7

3 Randbedingungen der Netzplanung 10
3.1 Datengrundlage 10
3.2 Betrachteter Netzumfang 10
3.3 Planungszeitraum und Netzausbaustand 10
3.4 Netztopologie – Schaltzustand und Leistungsflusssteuerung 11
3.5 Praxisrelevante Fälle von Netzschwächungen 12
3.5.1 Einfachausfall eines Betriebsmittels 12
3.5.2 Nichtverfügbarkeit bzw. Ausfall mehrerer Betriebsmittel 13
3.5.3 Einordnung in den Netzplanungsprozess 17
3.6 Vertikale Übertragungsaufgaben 18
3.6.1 Übergabestellen zwischen ÜNB und Netznutzern 18
3.6.2 Nahbereich von Netzanschlüssen der Netznutzer 20
3.7 Horizontale Übertragungsaufgaben 20
3.8 Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt 20
3.9 Bestimmung des Kurzschlussstromniveaus 21

4 Untersuchungsgegenstand und Vorgehen der Netzplanung 22
4.1 Allgemein 22
4.2 Leistungsfluss 22
4.3 Kurzschluss 22
4.4 Stabilität 23
4.4.1 Einleitung 23
4.4.2 Stabilität von Erzeugungsanlagen 23
4.4.3 Winkelstabilität von Netzbereichen 23
4.4.4 Spannungsstabilität 24
4.5 Versorgungszuverlässigkeit 24

5 Netztechnische Beurteilungskriterien 25
5.1 Einleitung 25
5.2 (n-1)- und erweitertes (n-1)-Kriterium 25
5.2.1 Definition des (n-1)-Kriteriums 25
5.2.2 Definition des erweiterten (n-1)-Kriteriums 25
5.3 Netzanalysen für Mehrfachfehler 26
5.4 Leistungsfluss – Thermische Belastungsgrenzen 29
5.4.1 Drehstrom-Übertragungsnetz 29
5.4.1.1 Belastbarkeit von Betriebsmitteln – Allgemein 29
5.4.1.2 Belastbarkeit von Transformatoren 29
5.4.1.3 Belastbarkeit von Freileitungen – Beeinflussungsfragen 29
5.4.1.4 Witterungsabhängige Belastbarkeit von Freileitungen 30
5.4.1.5 Belastbarkeit von Kabeln 32
5.4.1.6 Belastbarkeit von Freileitungsstromkreisen mit Teilverkabelungsabschnitten 32
5.4.2 Gleichstrom- (HGÜ-) Verbindungen 32
5.5 Leistungsfluss – Spannungen 33
5.5.1 Spannungsgrenzen 33
5.5.2 Blindleistungs- und Spannungsänderungen 34
5.5.3 Spannungswinkeldifferenz 35
5.6 Leistungsfluss – Schutz- und Stabilitätsengpassströme 35
5.7 Verlust von Erzeugung oder Last 36
5.8 Stabilität 37
5.8.1 Transiente Stabilität von Erzeugungsanlagen 37
5.8.2 Statische Stabilität von Erzeugungsanlagen 37
5.8.3 Transiente Stabilität von Netzbereichen 37
5.9 Kurzschluss 38
5.10 Spannungsqualität 38
5.11 Sternpunkterdung 38
5.12 Schutzkonzepte 39

6 Maßnahmen zur Einhaltung der Beurteilungskriterien 40
7 Begriffe 42
8 Abkürzungen, Formelzeichen und Einheiten 47
9 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis 48
10 Literaturverzeichnis 49
11 Anhang / Anlagenverzeichnis 50

1 Präambel

Die vorliegenden Planungsgrundsätze definieren die Rahmenbedingungen für die Netzausbauplanung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Sie beschreiben ein praktikables Vorgehen zur Erreichung der im EnWG beschriebenen konkurrierenden Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit bezüglich des perspektivisch geplanten Netzausbaustandes. Hierin werden implizit Prognoseunsicherheiten hinsichtlich der zu erwartenden Übertragungsaufgaben und Übertragungsfähigkeiten berücksichtigt.

Die Netzausbauplanung entwickelt nach diesen Grundsätzen bedarfsgerechte, d. h. weitgehend engpassfreie, Netzkonzepte im Hinblick auf die Netz- und Systemsicherheit für mittel- bis langfristige Planungszeiträume. Diese werden in der technisch-wirtschaftlichen und nachhaltigen Reihenfolge der Netzoptimierung, der Netzverstärkung und des Netzausbaus (das sog. NOVA-Prinzip) entwickelt.

Dabei gibt es interne und externe Faktoren, die einen Einfluss auf das in den vorliegenden Planungsgrundsätzen beschriebene Vorgehen sowie die genannten Bewertungskriterien zur Entwicklung eines bedarfsgerechten Netzkonzeptes haben.

Zu den internen Einflussfaktoren zählen vorrangig

- die Einhaltung der technischen Kriterien und
- die technisch-wirtschaftliche Optimierung der Netzstruktur inkl.
- der Höherbelastung des Bestandsnetzes.

Zu den externen Einflussfaktoren zählen u. a.

- die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes,
- die Entwicklungen in den benachbarten Übertragungsnetzen,
- die Entwicklungen in den nachgelagerten Verteilungsnetzen,
- die Entwicklung sowie Marktintegration der Erzeugung aus regenerativen Energien,
- die Entwicklung sowie Marktintegration weiterer dezentraler Erzeugung,
- die Entwicklung konventioneller Kraftwerke und Speicher (insbesondere geplante Stilllegungen und Neubauten) und
- die Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie und deren Steuerungsmöglichkeiten.

Diese Einflussfaktoren werden durch das politische und regulatorische Umfeld beeinflusst und flankiert, u. a.

- EU-Richtlinien und -Verordnungen zur Vollendung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes, insbesondere die EU-Verordnung 714/2009,
- Energiewirtschaftsgesetz – EnWG,
- Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG,
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG,
- Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG,
- Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz – NABEG,
- Bundesbedarfsplangesetz – BBPlG,
- Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV,
- Atomgesetz (AtG) und
- Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KvbG).

Neben diesen vorliegenden Planungsgrundsätzen bilden insbesondere gemeinsame Datenmodelle zu energiewirtschaftlichen Szenarien, Netztopologien und Netznutzungsfällen die Grundlage für eine innerhalb Deutschlands und mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern koordinierte mittel- bis langfristige Netzentwicklung.

Das Prinzip eines diskriminierungsfreien Netzzugangs wird für alle bestehenden bzw. potenziellen Netznutzer des Übertragungsnetzes verfolgt.

Situationen, die entsprechend der Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes nicht durch die Netzauslegung erfasst werden, müssen in der Systemauslegung für das Elektrizitätsversorgungssystem (Gesamtheit von Erzeugern, Netzen und Verbrauchern) im nationalen und europäischen Rahmen abgedeckt werden.

Verfahren und Kriterien zur Analyse des volkswirtschaftlichen Nutzens und der volkswirtschaftlichen Kosten des Netzausbaus sind nicht Gegenstand der vorliegenden Planungsgrundsätze.

Die Einhaltung der Beurteilungskriterien gemäß dieser Planungsgrundsätze ist eine Voraussetzung zur Gewährleistung der zukünftigen Netz- und Systemsicherheit. Dazu bedarf es weiter der Entwicklung und des Einsatzes anforderungsgerechter und nach technisch-wirtschaftlichen Kriterien optimierter Schaltanlagen und Leitungen. Spezifikationen zu Bauformen von Schaltanlagen und Leitungen des Übertragungsnetzes (Anlagenlayout bzw. -design) sind grundsätzlich nicht Gegenstand der Planungsgrundsätze.

Die Planungsgrundsätze werden bei Erfordernis den sich ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen in Europa und Deutschland, dem aktuellen Stand der Technik und den sich ändernden Eigenschaften des Elektrizitätsversorgungssystems angepasst.

2 Grundsätze der Netzplanung

2.1 Inhalt

Die Planungsgrundsätze beschreiben die Rahmenbedingungen, den Untersuchungsgegenstand, das grundsätzliche Vorgehen sowie die netztechnischen Beurteilungskriterien und Maßnahmen der Netzausbauplanung (Einheit von Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau) für eine bedarfs- und anforderungsgerechte Netzauslegung.

2.2 Begriffsdefinitionen und Abgrenzungen

Die **Netzausbauplanung** führt Grundsatzplanungen zur Entwicklung bedarfsgerechter, d. h. weitgehend engpassfreier, Netzkonzepte im Hinblick auf die Netz- und Systemsicherheit für mittelfristige (bis 5 Jahre) bis langfristige Planungszeiträume (größer 5 Jahre) durch. Die Prognoseunsicherheiten (z. B. Erzeugungs- und Lastentwicklung) erfordern hierbei eine Betrachtung unterschiedlicher Szenarien der Energiemarktentwicklung (sog. Szenariorahmen).

Für die Netzanalysen der Netzausbauplanung ist eine Auswahl von planerisch relevanten Netznutzungsfällen erforderlich, damit das Übertragungsnetz einerseits zur Gewährleistung der Netzsicherheit grundsätzlich ausreichend bemessen wird und andererseits den Mindestanforderungen an einen effizienten Netzbetrieb Rechnung getragen werden kann. Die zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen werden hierzu auf Basis von Strommarktsimulationen (nachfolgend Marktsimulation genannt; siehe Anlage 1) und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen[1] Übertragungsaufgaben ausgewählt.

Für die daraus identifizierten planungs- und bemessungsrelevanten Netznutzungsfälle wird das idealerweise vollständig verfügbare Netz (sog. topologischer Grundfall) mit fehlerbedingten Abschaltungen (unplanmäßige, stochastische Ereignisse) oder betriebsbedingten Freischaltungen (planmäßige, determinierte Ereignisse) einzelner Betriebsmitteln beaufschlagt (vgl. Untersuchungsumfang für den Einfachausfall eines Betriebsmittels gemäß Kapitel 3.5.1).

Instandhaltungs- oder reparaturbedingte Freischaltungen von Betriebsmitteln werden als Netzschwächungen in die Netzanalysen einbezogen, insbesondere wenn

- diese von langer Dauer sind und/oder
- es sich um Betriebsmittel handelt, die für weiträumige horizontale Übertragungsaufgaben von besonderer Bedeutung sind (vgl. Kapitel 3.5.2)[2] und/oder
- es sich um Betriebsmittel handelt, die für vertikale Übertragungsaufgaben von Bedeutung sind (vgl. Kapitel 3.5.2 unter Maßgabe des Kapitels 5.2.2).

Ein zeitgleicher Ausfall von zwei Betriebsmitteln wird nur bei einer gemeinsamen Ursache (Common-Mode-Ausfall) und einer besonderen Bedeutung für die horizontalen Übertragungsaufgaben, die sich zu überregionalen Großstörungen ausweiten könnten (vgl. Kapitel 5.3), bzw. für relevante vertikale Übertragungsaufgaben (vgl. Kapitel 5.3, Abbildung 3), betrachtet. Der Ausfall von mehr als zwei Betriebsmitteln wird für die Netzauslegung nicht heran gezogen, muss aber im Rahmen der Systemauslegung betrachtet werden (vgl. Abbildung 1 und Kapitel 3.5.2).

[1] Vertikale Übertragungsaufgaben beziehen sich nachfolgend ausschließlich auf die Übergabestelle vom Übertragungsnetz zum Verteilungsnetz bzw. zum industriellen Netznutzer; sie betreffen nicht „horizontale“ Verteilungsaufgaben in den nachgelagerten Netzen.

[2] Vorschlag gemäß „Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie“ in [1], S. 20: „…, das (n-1)-Kriterium für Netzplanung und -betrieb, das bisher in allen Fällen ein ausreichendes Sicherheitsniveau garantiert hat, [ist] um eine Risikobewertung in Bezug auf Mehrfachfehler zu erweitern, um auch in Zukunft überregionale Großstörungen sicher vermeiden zu können.“

Die **Netzbetriebsplanung**, hier ausschließlich auf die vorbereitenden Tätigkeiten der Netz- und Systemführung für den nachfolgend beschriebenen Netzbetrieb bezogen, trägt dafür Sorge, dass kurz- bis mittelfristig anstehende Ereignisse wie Instandhaltungsarbeiten an Betriebsmitteln, Baumaßnahmen, etc. sicher durch den Netzbetrieb im täglichen Betriebsgeschehen beherrscht werden. Im Gegensatz zur Netzausbauplanung sind im Rahmen der Netzbetriebsplanung die Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln und/oder Erzeugungsanlagen sowie die zu erwartende Last- und Erzeugungssituation in diesem Zeithorizont besser bekannt bzw. prognostizierbar. Infolge der gegenüber der Netzausbauplanung deutlich reduzierten Anzahl an Planungsvarianten müssen die Netzsicherheitsanalysen der Netzbetriebsplanung vorrangig störungsbedingte Ausfälle, unter Berücksichtigung von Ereignissen mit potenziell großer Störungsausbreitung[3], beinhalten. Je nach Ergebnis der Netzsicherheitsanalyse muss dann auf die Übertragungsaufgabe Einfluss genommen werden können.

Der **Netzbetrieb**, hier ausschließlich auf die Tätigkeiten der Netz- und Systemführung bezogen, folgt in der täglichen Betriebsführung des Übertragungsnetzes den Vorgaben der vorgelagerten Netzbetriebsplanung und muss im Rahmen seiner kontinuierlichen Sicherheitsrechnungen dafür Sorge tragen, dass die konzeptgemäß zugelassenen Ereignisse wie Betriebsmittelausfälle mit den augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln in ihren Auswirkungen begrenzt werden. Ausgangspunkt dieser Betrachtungen ist der jeweilige aktuelle Betriebszustand des Netzes und dessen prognostizierte Entwicklung im Tagesverlauf. Die Betriebsführung des Übertragungsnetzes hat nach Eintritt einer Störung so bald wie möglich wieder einen Netzzustand herzustellen, der die Beherrschung einer weiteren Störung ermöglicht (Wiederherstellung eines (n-1)-sicheren Zustandes).

Die vorliegenden Planungsgrundsätze beschreiben die Rahmenbedingungen für die Netzausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, im folgenden **Netzplanung** genannt.

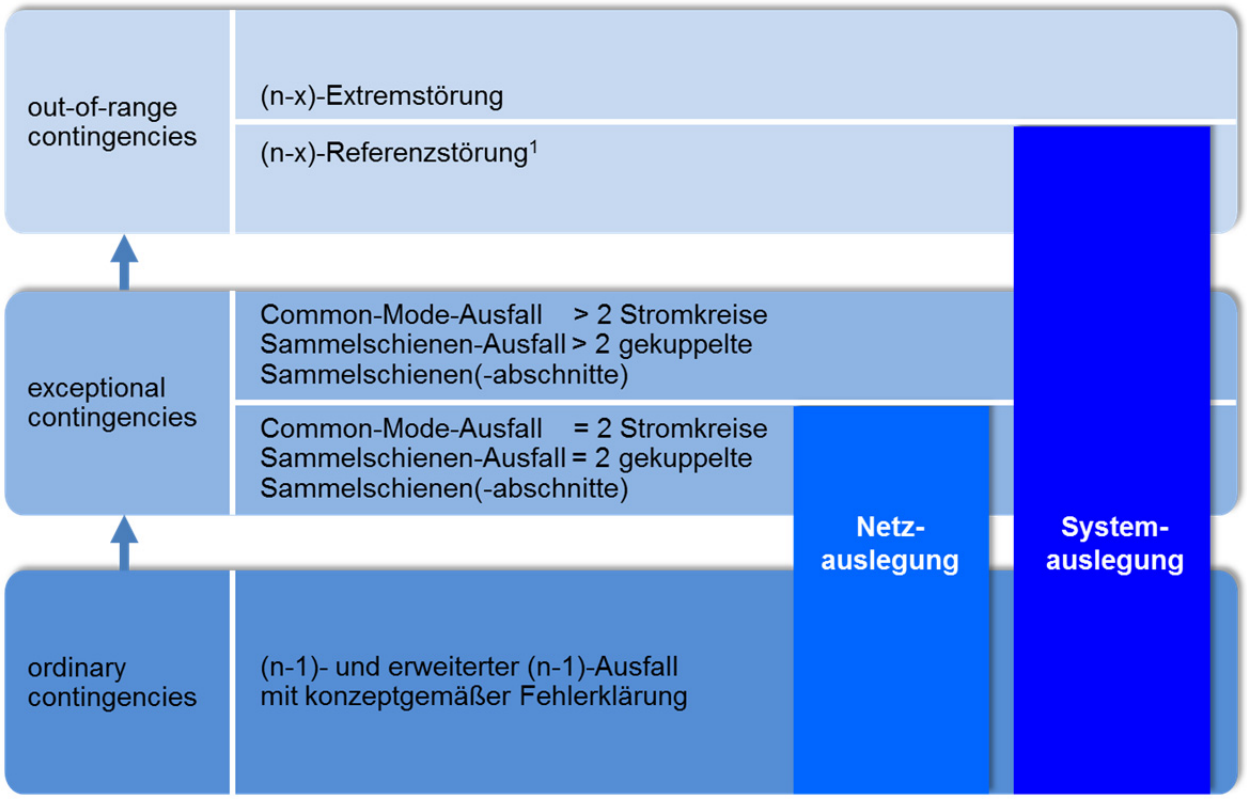
Die ausschließlich auf die Tätigkeiten der Netz- und Systemführung bezogenen Prozesse der Netzbetriebsplanung und des Netzbetriebes sind nicht Gegenstand dieser Planungsgrundsätze; ebenso nicht die Systemauslegung für das Elektrizitätsversorgungssystem (Gesamtheit von Erzeugern, Netzen und Verbrauchern). Diese betrifft u. a. die in anderen Regelwerken definierten Anforderungen an Erzeuger und Verbraucher, aber auch Netz- und Markteingriffe zum Erhalt der Systemsicherheit.

Die nachfolgende Abbildung 1 zeigt als Überblick die Abgrenzung der durch die Netz- und/oder Systemauslegung abzudeckenden Ausfallereignisse, insbesondere der für die vorliegenden Planungsgrundsätze relevanten **Netzauslegung** (vgl. dazu Kapitel 3.5).

In den vorliegenden Planungsgrundsätzen werden vorzugsweise die englischen Begriffe für Ausfallvarianten gemäß „Guideline on electricity transmission system operation“ (nachfolgend: „System Operation Guideline“) [2] verwendet, die zum weiteren Verständnis den Begriffen der deutschen Ausgabe gegenübergestellt sind:

- ordinary contingency = gewöhnliche Ausfallvariante,
- exceptional contingency = außergewöhnliche Ausfallvariante und
- out-of-range contingency = Ausnahme-Ausfallvariante.

[3] Sog. „exceptional contingencies“ bzw. „außergewöhnliche Ausfallvarianten“ gemäß „Guideline on electricity transmission system operation“ [2].



[1] Referenzstörungen sind noch nicht definiert und müssen national (DE) und im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet abgestimmt werden.
Anmerkung: Nicht konzeptgemäß geklärte „ordinary contingencies“ führen in der Regel zu „exceptional contingencies“. Diese sind in der Systemauslegung zu berücksichtigen.

Abbildung 1: Abgrenzung abzudeckender Ausfallereignisse bzgl. Netz- und/oder Systemauslegung

3 Randbedingungen der Netzplanung

3.1 Datengrundlage

Datengrundlage bilden gemeinsame Netzmodelle der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sowie Modelle der Marktsimulation.

Die Netzmodelle berücksichtigen neben Entwicklungen im deutschen Übertragungsnetz auch Entwicklungen in den Übertragungsnetzen des kontinentaleuropäischen Synchrongebietes der ENTSO-E, anderen benachbarten Übertragungsnetzen und nachgelagerten Verteilungsnetzen. Neben einem Modell für den aktuellen Stand des Netzes (Ausgangs- bzw. Ist-Zustand) werden Planungsnetzmodelle für die Mittel- und Langfristplanung verwendet.

Die Planungsnetzmodelle sind dabei insbesondere Basis für die nationalen Netzentwicklungspläne Strom (NEP) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß EnWG sowie für die europäischen 10-Jahres-Netzentwicklungspläne (TYNDP) der ENTSO-E gemäß EU-Verordnung 714/2009.

In Modellen der Marktsimulation werden die Verbraucher, die konventionellen, regenerativen und dezentralen Erzeugungsanlagen im In- und Ausland sowie bestehende Übertragungskapazitäten berücksichtigt.

3.2 Betrachteter Netzumfang

Grundsätzlich wird in den Netzmodellen das gesamte deutsche Übertragungsnetz betrachtet. Dieses besteht heute aus der 380- und 220-kV-Drehstrom-Höchstspannungsebene inkl. der Transformatoren für horizontale und vertikale Übertragungsaufgaben, den Interkonnektoren zu benachbarten Übertragungsnetzbetreibern (landseitige Drehstrom- und Gleichstrom-Verbindungen oder HGÜ-Seekabel-Verbindungen) sowie aus den Netzanbindungen von Offshore-Windparks[4]. Zusätzlich werden zukünftig in das Übertragungsnetz zu integrierende Fernübertragungsverbindungen einer höheren Spannungsebene bzw. alternativen Übertragungstechnologie (insbesondere HGÜ-Verbindungen) zur Übertragung hoher Leistungen über weite Entfernungen berücksichtigt.

Erzeugungsanlagen mit Anschluss am Übertragungsnetz werden inkl. ihrer Netzanschlusstransformatoren hinsichtlich ihrer elektrischen Eigenschaften, die für das Systemverhalten relevant sind, adäquat modelliert und berücksichtigt.

Die dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilungsnetze inkl. dort angeschlossener Erzeugungsanlagen werden angemessen abgebildet.

Die über Interkonnektoren verbundenen ausländischen Übertragungsnetze werden gemäß europäischem 10-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) in die Betrachtung für die jeweilige Aufgabenstellung in geeigneter Form und erforderlichem Umfang einbezogen. Sofern vorhanden und erforderlich, werden darüber hinausgehende Maßnahmen aus den nationalen Netzentwicklungsplänen benachbarter Länder berücksichtigt.

3.3 Planungszeitraum und Netzausbaustand

Für den zu untersuchenden Planungszeitraum werden die entsprechenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im In- und Ausland festgelegt. Dies betrifft Verbraucher, Erzeuger sowie Randbedin-

[4] Netzanbindungen von Offshore-Windparks gelten gemäß EnWG ab dem Zeitpunkt der Errichtung als Teil des Energieversorgungsnetzes. Die vorliegenden Planungsgrundsätze gelten nicht für die Netzanbindungen von Offshore-Windparks. Diese werden in den entsprechenden Netzanschlussregeln der anschlusspflichtigen Übertragungsnetzbetreiber behandelt.

gungen des europäischen Handels. Mit diesen Daten werden die notwendigen Marktsimulationen durchgeführt.

Das Planungsnetzmodell des Übertragungsnetzes enthält die für den jeweiligen Planungszeitraum der Mittelfristplanung (bis 5 Jahre) und Langfristplanung (größer 5 Jahre) relevante Netztopologie mit allen verfügbaren Betriebsmitteln und deren jeweiligen Belastbarkeiten. Dabei werden die bis zu diesem Planungszeitraum erwarteten Netzmaßnahmen (Optimierung, Verstärkung, Umstrukturierung, Erweiterung, Neubau) als realisiert unterstellt. Grundlage dafür ist insbesondere der Status von Netzmaßnahmen gemäß Monitoring zum EnLAG und BBPlG inkl. BMWi-Controlling zum Netzausbau.

Für die mittel- und langfristigen Netzkonzepte des deutschen Übertragungsnetzes werden innerhalb von ENTSO-E abgestimmte Netzausbaustände/Netztopologien der ausländischen Übertragungsnetze und in Abhängigkeit vom Anwendungsfall auch nachgelagerte Verteilungsnetze im erforderlichen Umfang und dem im jeweiligen Planungszeitraum bekannten und erwarteten Stand des Netzausbaus berücksichtigt.

3.4 Netztopologie – Schaltzustand und Leistungsflusssteuerung

Der im jeweiligen Planungszeitraum erwartete Stand des Netzausbaus gemäß Kapitel 3.3 ist mit allen verfügbaren Betriebsmitteln und deren jeweiligen Belastbarkeiten[5] die Grundlage für die Untersuchungen.

Topologisch wird für den perspektivischen Netzbetrieb ein repräsentativer, planerisch robuster Schaltzustand des Übertragungsnetzes abgebildet (topologischer Grundfall). Gleichwohl können für Gruppen von Netznutzungsfällen mit vergleichbaren Übertragungsaufgaben andere charakteristische topologische Grundfälle definiert werden.

Für den topologischen Grundfall ist die Einhaltung der netztechnischen Beurteilungskriterien gemäß Kapitel 5 für alle Netznutzungsfälle des betrachteten Planungszeitraums zu prüfen. Änderungen der Netztopologie nach Eintritt von Grenzwertverletzungen im (n-1)-Ausfall und Common-Mode-Ausfall sind auszuschließen.

Für den topologischen Grundfall und die zu betrachtenden Ausfallvarianten sind Betriebsmittel mit flexiblen Eigenschaften (siehe Kapitel 3.5.1) hinsichtlich ihrer vorgesehenen Funktionsweisen (Spannungsbeeinflussung oder Leistungsflusssteuerung) zu berücksichtigen. Dies betrifft:

i. Transformatoren
   - Die Stufung der längs- oder schräggeregelten Transformatoren (HöS/HöS bzw. HöS/HS) erfolgt für den Grundfall auf den angestrebten Spannungs- bzw. Leistungswert.
   - Diese Stufung wird bei der Simulation von Ausfallvarianten nicht verändert.

ii. Blindleistungskompensation
   - Statische Blindleistungskompensationsanlagen (feste und stufbare Kompensationsspulen sowie Kondensatoren, z. B. MSCDN) werden im Grundfall bedarfsgerecht zur Spannungshaltung eingesetzt.
   - Generatoren von direkt am Höchstspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen, SVC, STATCOM, rotierende Phasenschieber und HGÜ-Konverterstationen werden zur automatischen Spannungshaltung im Grundfall eingesetzt, sofern sie dafür geeignet und vorgesehen sind.

[5] Die Belastbarkeiten der Betriebsmittel beziehen sich auf die aktuellen Werte des Ausgangs- bzw. Ist-Zustandes nach Kapitel 3.3 bzw. auf den für den Planungszeitraum geplanten Realisierungsstand von Netzverstärkungsmaßnahmen (z. B. Austausch von engpassbestimmenden Betriebsmitteln innerhalb eines Stromkreises).

iii. Querregeltransformatoren (PST) und FACTS
- PST und FACTS auf Interkonnektoren bzw. Kuppelleitungen zwischen Strommarktgebieten sowie innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes sind im Grundfall entsprechend den ordnungsrechtlichen Vorgaben des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes einzusetzen.
- In den betrachteten Ausfallvarianten wird bei Überlastung der PST und FACTS deren Einstellung nur dann verändert, wenn diese mit einer lokalen Automatik zur Selbstentlastung ausgestattet sind.

iv. HGÜ-Verbindungen
- HGÜ-Verbindungen zwischen Strommarktgebieten und innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes sind im Grundfall entsprechend den ordnungsrechtlichen Vorgaben des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes einzusetzen.
- In den betrachteten Ausfallvarianten wird deren Einstellung nur dann verändert, wenn die jeweilige HGÜ-Verbindung über eine geeignete Automatik (z. B. Spannungswinkelregelung) verfügt.

3.5 Praxisrelevante Fälle von Netzschwächungen

3.5.1 Einfachausfall eines Betriebsmittels

Für netzsicherheitsrelevante Betrachtungen im Rahmen der Netzplanung wird für folgende Betriebsmittel die netzschwächende Auswirkung ihres Einfachausfalls, nachfolgend (n-1)-Ausfall genannt (ordinary contingency), auf die horizontale und vertikale Übertragungsaufgabe untersucht:

- Stromkreis,
- Fernübertragungsverbindung,
- HGÜ-Konverterstation,
- Transformator,
- Blindleistungskompensationsanlage,
- Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung,
- Sammelschiene bzw. Sammelschienenabschnitt,
- Erzeugungsanlage (inkl. Speicheranlage).

Nachfolgend werden ausgewählte Betriebsmittel des Übertragungsnetzes näher spezifiziert:

Unter **Stromkreis** ist der schutztechnisch abgrenzbare Teil einer Drehstrom- oder Gleichstrom-Verbindung zwischen Stationen des Übertragungsnetzes zu verstehen. Er kann aus Freileitungen, Kabeln oder Teilverkabelungen[6] bestehen. Beim (n-1)-Ausfall wird der gesamte Stromkreis abgeschaltet.

Als **Fernübertragungsverbindungen** sind weiträumige Übertragungsverbindungen hoher Leistungen mit Technologien außerhalb des 380- und 220-kV-Drehstrom-Übertragungsnetzes (z. B. HGÜ-Verbindungen) zu verstehen, die in Freileitungs- und/oder Kabelbauweise ausgeführt werden und deren Anfangs- und Endpunkte im deutschen oder in benachbarten Übertragungsnetz(en) liegen. Bei der Betrachtung des (n-1)-Ausfalls einer Fernübertragungsverbindung ist technologieabhängig das Vermögen der HGÜ-Konverterstationen zur flexiblen Bereitstellung von Blindleistung zu berücksichtigen.

Als **Transformatoren** im Übertragungsnetz werden für horizontale Übertragungsaufgaben die Transformatoren zwischen den Spannungsebenen 380 kV und 220 kV (HöS/HöS) sowie Transformatoren zur Leistungsflusssteuerung innerhalb dieser Spannungsebenen (Querregeltransformatoren bzw. PST) betrachtet. Für vertikale Übertragungsaufgaben werden die Transformatoren (HöS/HS) im Übertragungsnetz berücksichtigt, die zu den regionalen Verteilungsnetzen und Hoch- bzw. Mittelspannungs-Netzanschlüssen von industriellen Netznutzern umspannen. Netzanschlusstransformatoren (HöS/HS)

[6] Bei AC-Kabeln bzw. -Teilverkabelungen ggf. inkl. zugehöriger Blindleistungskompensationsanlagen.

von konventionellen und regenerativen Erzeugungsanlagen werden im Zusammenhang mit deren Anschlussleitungen betrachtet.

Unter **Blindleistungskompensationsanlagen** werden Betriebsmittel zur Kompensation des induktiven oder kapazitiven Blindleistungsbedarfs des Übertragungsnetzes verstanden. Diese sind im Regelfall direkt am Übertragungsnetz (Sammelschienen einer Schaltanlage), an Kabel-Stromkreisen bzw. Kabel-Stromkreisabschnitten, an den Tertiärwicklungen der Transformatoren im Übertragungsnetz oder in unterspannungsseitigen Schaltfeldern der Übergabestellen zwischen Übertragungsnetz und Verteilungsnetzen angeschlossen. Sie wirken entweder statisch (Blindleistungskompensation mit Kompensationsspulen mit fixer oder stufbarer Leistungsgröße bzw. Kondensatoren) oder dynamisch (stufenlos regelbare Blindleistungskompensation, z. B. SVC, STATCOM, rotierende Phasenschieber). Blindleistungskompensationsanlagen können anderen Betriebsmitteln fest zugeordnet sein, z. B. wenn Kabel/Kabelabschnitte und Kompensationsspulen eine schutztechnisch abgegrenzte Einheit bilden.

Unter **Sammelschiene** bzw. **Sammelschienenabschnitt** sind jeweils schutztechnisch abgrenzbare Teile einer Sammelschienenanlage zu verstehen. Aufgrund der Vielfalt an Anlagenbauformen können für den (n-1)-Ausfall einer Sammelschiene bzw. eines Sammelschienenabschnittes pauschale Aussagen zu tolerierbaren Fehlerauswirkungen nur schwer getroffen werden, da davon im Regelfall eine Vielzahl angeschlossener Betriebsmittel betroffen ist. Daher ist der Sammelschienenfehler bei den Analysen der Netzplanung wie ein Einfachausfall zu behandeln und einer Einzelfallbetrachtung zu unterziehen.

3.5.2 Nichtverfügbarkeit bzw. Ausfall mehrerer Betriebsmittel

Für netzsicherheitsrelevante Betrachtungen im Rahmen der Netzplanung werden nach dem Einfachausfall gemäß Kapitel 3.5.1 im zweiten Schritt, unter den nachfolgend beschriebenen Voraussetzungen, die gleichzeitige Nichtverfügbarkeit mehrerer Betriebsmittel unter Berücksichtigung betriebsbedingter Freischaltungen (erweiterter (n-1)-Ausfall) bzw. des zeitgleichen Ausfalls mehrerer Betriebsmittel (Common-Mode-Ausfall) herangezogen.

Die gleichzeitige **Nichtverfügbarkeit mehrerer Betriebsmittel** betrifft vorrangig bau- und instandhaltungsbedingte Freischaltungen kombiniert mit einem (n-1)-Ausfall, der sog. „erweiterte (n-1)-Ausfall“. Dieser bezieht sich auf diejenigen Betriebsmittelkombinationen, die

- mindestens ein Betriebsmittel mit einer erwartungsgemäß langen Nichtverfügbarkeit (geplant oder ungeplant) bei einem (n-1)-Ausfall eines anderen Betriebsmittels oder
- mindestens ein Betriebsmittel mit einer erwartungsgemäß langen Nichtverfügbarkeit (geplant oder ungeplant) und einer betriebsbedingten (geplanten) Freischaltung eines anderen Betriebsmittels beinhalten,

und/oder die von besonderer Bedeutung für horizontale Übertragungsaufgaben bzw. von Bedeutung für vertikale Übertragungsaufgaben sind (unter Maßgabe des Kapitels 5.2.2).

Wichtige praxisrelevante Beispiele des erweiterten (n-1)-Ausfalls sind in der nachfolgenden Tabelle 1 und in der Abbildung 2 gemäß Kapitel 5.2.2 aufgeführt.

Der zeitgleiche **Ausfall mehrerer Betriebsmittel**, insbesondere durch Common-Mode-Ausfälle (exceptional contingencies gemäß Abbildung 1), kann Betriebsmittelkombinationen betreffen, die von besonderer Bedeutung für die horizontalen Übertragungsaufgaben und die Vermeidung überregionaler Großstörungen sind. Wichtige praxisrelevante Beispiele hierfür sind in der nachfolgenden Tabelle 2 sowie als Beispiel für die Netzsicherheit der vertikalen Übertragungsaufgabe in der Abbildung 3 gemäß Kapitel 5.3 aufgeführt.

Common-Mode-Ausfälle können als Mehrfachfehler einen starken Einfluss auf die Netzsicherheit für die horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben haben. Ihre Eintrittswahrscheinlichkeit ist höher als

die unabhängiger Mehrfachausfälle[7]. Zudem werden letztere gemäß „System Operation Guideline“ [2] den “out-of-range contingencies” zugeordnet und sind damit für die Netzauslegung (siehe Abbildung 1) nicht relevant. Daher werden in den vorliegenden Planungsgrundsätzen ausschließlich Common-Mode-Ausfälle als Mehrfachfehler betrachtet.

Möglichkeiten für **betriebsbedingte Freischaltungen**[8] von Stromkreisen (Freileitung, Kabel, Teilverkabelung), Fernübertragungsverbindungen und Blindleistungskompensationsanlagen sind planerisch bei der Bemessung des Übertragungsnetzes insbesondere dann zu berücksichtigen, wenn die Netzsicherheit der weiträumigen horizontalen Übertragungsaufgabe durch Verletzung des (n-1)-Kriteriums (siehe Kapitel 5.2) gefährdet wäre. Gleiches gilt, wenn für länger andauernde betriebsbedingte Freischaltungen die Netzsicherheit der vertikalen Übertragungsaufgabe durch Verletzung des (n-1)-Kriteriums durch betriebliche Maßnahmen im Übertragungsnetz und/oder im betroffenen, nachgelagerten Verteilungsnetz nicht mehr erreicht werden könnte.

Der **Nichtverfügbarkeit der Stromkreise einer Mastgestängehälfte** bei Mehrfachleitungen (z. B. 4-fach- oder 6-fach-Gestänge bzw. -Leitungen) wird zunehmende Bedeutung beigemessen, da u. a. aufgrund des Minimierungsgebotes bei der Rauminanspruchnahme neue Leitungen gebündelt in vorhandenen Leitungstrassen zu errichten sind und somit zunehmend Mehrfachleitungen entstehen. Im Rahmen von Netzanalysen werden in der Regel im Sinne von Mehrfachabschaltungen nur diejenigen Stromkreise betrachtet, die jeweils den gleichen horizontalen oder vertikalen Übertragungsaufgaben dienen.
Da mit der Bündelung von Stromkreisen auf Mehrfachgestängen bzw. von Leitungen in Trassenkorridoren zugleich das Risiko für Common-Mode-Ausfälle (z. B. der Mastumbruch einer Mehrfachleitung infolge Extremwettersituation gemäß Tabelle 2) steigt, sind Netzanalysen zur Bewertung der Störungsauswirkungen durchzuführen.
Grundsätzlich sollten Mehrfachleitungen (z. B. 4-fach- oder 6-fach-Gestänge bzw. -Leitungen), insbesondere für Stromkreise, die bspw. den gleichen horizontalen (HöS/HöS) bzw. den jeweils gleichen horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben (HöS/HS) dienen, vermieden werden bzw. nur in begrenztem Umfang Anwendung finden.

Zu einer gleichzeitigen Abschaltung **mehrerer Erzeugungsanlagen** kann es aus technischen, brennstoffspezifischen, kühlungstechnischen oder wirtschaftlichen Gründen kommen. In diesem Sinne werden hier auch Offshore-Windparks eingeordnet, deren Netzanschlüsse gebündelt über ein sog. Anbindungssystem erfolgt.

Instandhaltungs- oder Bauarbeiten an Anlagenteilen, die z. B. aus Sicherheitsgründen die gleichzeitige betriebsbedingte Freischaltung einer Vielzahl intakter Betriebsmittel erfordern, können spezielle Probleme aus Sicht der Netzsicherheit darstellen, die bereits bei der Netzplanung zu betrachten sind. Neben Doppel- und Mehrfachleitungen sowie im gleichen Graben parallel geführten Kabeln, sind dies u. a. Leitungskreuzungen, insbesondere von Vielfachleitungen, oder Überspannungen im Sammelschienenbereich von Schaltanlagen. In solchen Fällen kann bei betriebsbedingten Freischaltungen das (n-1)-Kriterium auch unter Berücksichtigung begünstigender Effekte, wie die Durchführung geplanter Arbeiten bei niedriger Last, oft nicht mehr eingehalten werden. Netzsicherheitsanalysen werden hier zur Abschätzung von Störungsauswirkungen durchgeführt, um bereits frühzeitig im Rahmen der Netzplanung gestalterisch, z. B. auf die Stromkreisführung oder das Layout von Schaltanlagen, einzuwirken bzw. die Notwendigkeit baubedingter Provisorien zu identifizieren.

[7] Unabhängige Mehrfachausfälle haben mehrere voneinander unabhängige Ursachen (zumindest zwei), die zufällig zeitgleich auftreten bzw. sich zeitlich überlappen; jedoch ist der zweite Ausfall nicht die determinierte Folge des ersten Ausfalls.
[8] Belastbare Planungen für betriebsbedingte Freischaltungen liegen in der Regel nur für kurz- bis mittelfristige Zeithorizonte vor.

Tabelle 1: Praxisrelevante Mehrfachabschaltungen im Sinne des erweiterten (n-1)-Ausfalls (Ausfall während betriebsbedingter Freischaltung bzw. betriebsbedingte Freischaltungen mehrerer Betriebsmittel) mit Auswirkungen auf die horizontale und/oder vertikale Übertragungsaufgabe

Betriebsmittelkombination	**Grund der Betrachtung**	**horizontale**	**vertikale**
		Übertragungsaufgabe	
Stromkreis bzw. Fernübertragungsverbindung + Erzeugungsanlage	lange Reparaturdauer und hohe Ausfallhäufigkeit einer Erzeugungsanlage bzw. Fernübertragungsverbindung	X	
Stromkreis + Stromkreis	längere betriebsbedingte Freischaltungen und/oder besondere Bedeutung für die weiträumige horizontale Übertragungsaufgabe	X	X
Fernübertragungsverbindung + Stromkreis	lange Reparaturdauer, längere betriebsbedingte Freischaltungen und/oder besondere Bedeutung für die weiträumige horizontale Übertragungsaufgabe	X	
Fernübertragungsverbindung + Fernübertragungsverbindung	lange Reparaturdauer, längere betriebsbedingte Freischaltungen und/oder besondere Bedeutung für die weiträumige horizontale Übertragungsaufgabe	X	
(Teil-)Kabelstromkreis + Stromkreis	lange Reparaturdauer Kabel	X	X
Stromkreis bzw. Fernübertragungsverbindung + Blindleistungskompensationsanlage	lange Reparaturdauer, längere betriebsbedingte Freischaltungen und/oder besondere Bedeutung für die weiträumige horizontale Übertragungsaufgabe	X	
Transformator + Transformator	lange Reparaturdauer Transformator	X[9]	X[10]
Transformator + Stromkreis bzw. Fernübertragungsverbindung	lange Reparaturdauer Transformator bzw. Kabel	X	X
Transformator + Erzeugungsanlage	lange Reparaturdauer beider Betriebsmittel, hohe Ausfallhäufigkeit einer Erzeugungsanlage	X	

[9] Ausschließlich für 380/220-kV-Transformatoren.

[10] Im Grundsatz für Kombinationen von 380/110-kV- und/oder 220/110-kV-Transformatoren zu den regionalen 110-kV-Verteilungsnetzen sowie bei Erfordernis von HöS-Transformatoren zu industriellen Netznutzern. In Einzelfällen auch Kombinationen eines 380/220-kV-Transformators mit einem 380/110-kV- oder 220/110-kV-Transformator bzw. einem HöS-Transformator zum industriellen Netznutzer.

Betriebsmittelkombination	**Grund der Betrachtung**	**horizontale**	**vertikale**
		Übertragungsaufgabe	
mehrere Erzeugungsanlagen	lange Reparaturdauer und hohe Ausfallhäufigkeit einer Erzeugungs-anlage	X	
mehrere Schaltfelder oder Sammelschienen(-abschnitte)	betriebsbedingte Freischaltung von Betriebsmitteln für Schutzabstand bei geplanten Arbeiten	X	X
Stromkreise einer Mastgestängehälfte	geplante Arbeiten bzw. Störungsbeseitigung	X	X
Blindleistungskompensationsanlage + Blindleistungskompensationsanlage	lange Reparaturdauer	X	X

Tabelle 2: Praxisrelevante Beispiele zeitgleicher Ausfälle mehrerer Betriebsmittel (Common-Mode-Ausfälle)[11] mit Auswirkungen auf die horizontale und/oder vertikale Übertragungsaufgabe sowie Relevanz für die Netzauslegung

Betriebsmittel-konstellation	**Grund der Betrachtung** **Beispiel(e)**	**horizontale**	**vertikale**	**Relevanz für Netz-auslegung**
		Übertragungsaufgabe		
Mehrfachleitung (Freileitung oder Fernübertragungsverbindung)	Mastumbruch infolge Extremwettersituation	X	X	X[a]
Mehrfach-Kabelanlage	Fremdeinwirkung auf im gleichen Graben geführte Kabelstromkreise	X	X	X[a]
mehrere Erzeugungsanlagen	Ausfall des Eigenbedarfs einer Doppelblockanlage	X	X	
Parallel im selben Trassenkorridor geführte bzw. kreuzende Freileitungen oder Fernübertragungsverbindungen (Mehrfachleitungen)	Mastumbruch mit Folgebeschädigung weiterer Freileitungen oder Fernübertragungsverbindungen	X	X	

[11] In Anlehnung an die „FNN - Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik“ [3], S. 102-103

Betriebsmittel-konstellation	Grund der Betrachtung Beispiel(e)	horizontale	vertikale	Relevanz für Netz-auslegung
		Übertragungsaufgabe		
Ausfall gekuppelter Sammelschienen-abschnitte bzw. Sammel-schienen	Seilriss der Über-spannung, Schutz- oder Leistungsschalter-versagen, Unwetter, Fremdeinwirkung	X	X	X[b]

X[a] - Beschränkung auf zwei Stromkreise
X[b] - Beschränkung auf zwei gekuppelte Sammelschienen oder Sammelschienenabschnitte

Der Ausfall einer Leitung mit mehr als zwei Stromkreisen bzw. der Ausfall von mehr als zwei gekuppelten Sammelschienen oder Sammelschienenabschnitten wird nicht durch die Netzauslegung abgedeckt. Dieser Ausfallumfang muss durch die Systemauslegung beherrschbar sein (vgl. Kapitel 2.2 und Abbildung 1) und bedarf weiterer Untersuchungen.

Gemäß „System Operation Guideline“ [2] sind die sog. „Exceptional Contingencies“ (außergewöhnliche Ausfallvarianten) durch das gleichzeitige Auftreten mehrerer Ausfälle mit gemeinsamer Ursache (Common-Mode-Ausfall) gekennzeichnet. Diese Fehler sind, insbesondere bei deutlich höherer Eintrittswahrscheinlichkeit aufgrund der Betriebs- und Witterungsbedingungen und/oder bei starken Auswirkungen auf das eigene oder benachbarte Übertragungsnetz(e), grundsätzlich zu betrachten.

Die sog. „Out-of-range contingencies“ (Ausnahme-Ausfallvarianten) sind nach [2] durch das gleichzeitige Auftreten mehrerer Ausfälle ohne gemeinsame Ursache gekennzeichnet (sog. „zeitgleicher unabhängiger Mehrfachfehler“). Diese Fehler weisen im Grundsatz eine sehr kleine Eintrittswahrscheinlichkeit auf, können aber zu sehr hohen Fehlerauswirkungen führen. In solchen Fällen befindet sich das System im Regelfall im betrieblichen Notzustand („Emergency State“), in dem ein oder mehrere betriebliche(r) Grenzwert(e) überschritten wird/werden.

In der Netzplanung werden hinsichtlich Netzauslegung Exceptional Contingencies nur im Umfang gemäß Tabelle 2 und betriebliche Notzustände (Out-of-range contingencies) im Regelfall nicht berücksichtigt, um ein „Überbauen“ des Übertragungsnetzes aus technisch-wirtschaftlicher Sicht auszuschließen. Gleichwohl muss die Netzplanung über den Umfang nach Tabelle 2 hinausgehende Exceptional Contingencies analysieren, um, z. B. über ein geeignetes Layout von Schaltanlagen/Umspannwerken und Leitungen (Freileitungen und Kabel), die Eintrittswahrscheinlichkeit und den Ausfallumfang an Betriebsmitteln auf einen netz- und systemtechnisch vertretbaren Umfang zu begrenzen.

In den nachfolgenden Punkten werden die in der Netzplanung betrachteten bzw. zu berücksichtigenden Common-Mode-Ausfälle explizit benannt. Grundsätzlich wird dabei beim Common-Mode-Ausfall ein Ausfallumfang gemäß Tabelle 2, Spalte „Relevanz für Netzauslegung“, betrachtet. Ein darüber hinausgehender Ausfallumfang wird analog zu den „Out-of-range contingencies“ bzgl. Netzauslegung nicht berücksichtigt, diese sind Gegenstand der Systemauslegung (vgl. Kapitel 2.2 und Abbildung 1).

3.5.3 Einordnung in den Netzplanungsprozess

In der Netzplanung ist die Betrachtung des (n-1)-Ausfalls für die Ermittlung eines bedarfsgerechten, d. h. eines weitgehend engpassfreien, Netzes die Grundlage für die Ableitung notwendiger Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau. Diese erfolgt anhand einer Bewertung hinsichtlich derjenigen Netznutzungsfälle, die Grenzwertverletzungen aufweisen.

Um die erforderlichen Freiheitsgrade für den Betrieb des Übertragungsnetzes bzw. für die auf die Tätigkeiten der Netz- und Systemführung bezogenen Prozesse der Netzbetriebsplanung und des Netzbetriebes zu schaffen, ist in der Netzplanung zudem die Betrachtung des erweiterten (n-1)-Ausfalls notwendig. Durch die einerseits zunehmend ansteigende Netzbelastung und die andererseits im laufenden Netzbetrieb notwendigen betriebsbedingten Freischaltungen sowohl für Instandhaltungsarbeiten als auch für den Netzum- und Netzausbau werden ansonsten diese betrieblichen Freiheitsgrade im realen Netzbetrieb immer weiter eingeschränkt. Für den erweiterten (n-1)-Ausfall muss das Erfordernis notwendiger Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau anhand einer Bewertung hinsichtlich Eintrittswahrscheinlichkeit, Häufigkeit und Dauer des Ausfalls geprüft werden.

Die Analysen der Netzplanung zum Common-Mode-Ausfall gemäß Tabelle 2 sind ein wichtiger Indikator für die Netzsicherheit bei horizontalen Übertragungsaufgaben zur Vermeidung überregionaler Großstörungen und für die Netzsicherheit bei vertikalen Übertragungsaufgaben. Führt der Common-Mode-Ausfall zu nicht tolerierbaren Befunden (eine oder mehrere Grenzwertverletzungen), muss das Erfordernis zur Ableitung notwendiger Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau anhand einer Bewertung hinsichtlich Eintrittswahrscheinlichkeit, Häufigkeit und Dauer des Ausfalls sowie ihrer Auswirkungen geprüft werden.

Die Beherrschung darüber hinausgehender außergewöhnlicher Ausfallvarianten (Exceptional Contingencies) und betrieblicher Notzustände (Out-of-range contingencies) ist – wie bereits oben beschrieben – nicht Gegenstand der Netzauslegung. Die Beherrschung dieser Ereignisse kann letztlich nur im Rahmen der Systemauslegung, u. a. durch den Einsatz von netz- und marktbezogenen Maßnahmen bis hin zu massiven Markteingriffen durch die Systemführung in der Netzbetriebsplanung und im Netzbetrieb, erfolgen.

3.6 Vertikale Übertragungsaufgaben

3.6.1 Übergabestellen zwischen ÜNB und Netznutzern

Für die vertikalen Übertragungsaufgaben an der bzw. den Übergabestelle(n) zwischen ÜNB und Netznutzern sind sowohl die Verträge mit den Netznutzern (Verteilungsnetzbetreiber, Endverbraucher, Betreiber von Erzeugungsanlagen) mit darin vereinbarten Leistungswerten und -profilen (Wirk- und Blindleistung sowie Spannung) sowie dem diesbzgl. vereinbarten Verhalten der Netznutzer, als auch Prognosen für den Betrachtungszeitraum bei der Bemessung der Übergabestellen, inkl. der Redundanzanforderungen an diese, geeignet zu berücksichtigen.

Maßnahmen zur Spitzenkappung von Windenergie an Land oder von solarer Strahlungsenergie (sog. EE-Spitzenkappung[12]) können bei der Prognose des Leistungsaustauschs zwischen ÜNB und Netznutzer netzplanerisch berücksichtigt werden. Dies kann pauschal oder nach den individuellen Angaben der Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber[13] erfolgen. Planerisch kann die Spitzenkappung großräumig oder individuell für Übergabestellen modelliert werden. Dabei kann die Spitzenkappung für beide Energieträger einzeln oder kombiniert bzw. gemeinsam unter Berücksichtigung des prognostizierten Leistungsbedarfs modelliert werden.
In Ergänzung zur v. g. EE-Spitzenkappung gemäß EnWG werden planerisch zudem die Vorgaben gemäß Artikel 13 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2019/943[14] berücksichtigt, sofern die dort genannten Be-

[12] Auszug aus § 11 Absatz 2 EnWG (2019): Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze nach Absatz 1 Satz 1 können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung). …

[13] Gemäß FNN-Hinweis, Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad, Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen [5]

[14] Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)

dingungen erfüllt sind. Demzufolge wäre eine Kappung von bis zu 5 Prozent der jährlich erzeugten Elektrizität von Anlagen, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, zulässig. Planerisch kann die Kappung großräumig oder individuell für Übergabestellen modelliert werden. Sofern die dort genannten Bedingungen nicht erfüllt sind, bliebe davon die o. g. EE-Spitzenkappung um bis zu 3 Prozent gemäß § 11 Absatz 2 EnWG (2019) unberührt.

Grundsätzlich sind für die Analysen zur Bemessung des Übertragungsnetzes für vertikale Übertragungsaufgaben die gemäß Anlage 2 generierten Netznutzungsfälle zu verwenden.

Zur Bemessung der erforderlichen Kapazität der Übergabestellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Netznutzer werden die vertraglich vereinbarten und/oder prognostizierten Anforderungen an den maximalen Leistungsaustausch (Netzanschlusskapazitäten für Bezug und Einspeisung) sowie die ggf. vertraglich vereinbarten Redundanzanforderungen an die betreffenden Betriebsmittel – HöS/HS- bzw. HöS/MS-Transformatoren und/oder HöS-Anschlussleitungen, die ausschließlich der Erfüllung der vertikalen Übertragungsaufgabe für Netznutzer dienen – zugrunde gelegt.

Bei Netznutzern mit mehreren Übergabestellen zum Übertragungsnetz kann dabei eine (n-1)-sichere Auslegung der Betriebsmittel auch durch gegenseitige Redundanz der einzelnen Übergabestellen erbracht werden, sodass nicht jede Übergabestelle für sich (n-1)-sicher ausgelegt werden muss. Außerdem sind auch Möglichkeiten zur Reservestellung im Verantwortungsbereich des Netznutzers bei der Bemessung der Betriebsmittel in Betracht zu ziehen, z. B. Redundanzen zwischen Netzgruppen (Teilnetzen) des Verteilungsnetzbetreibers bzw. benachbarter Verteilungsnetzbetreiber. In Übergabestellen zu mehreren Netznutzern kommt zudem die gegenseitige temporäre Mitnutzung der Betriebsmittel zur Absicherung der Redundanzanforderungen in Betracht; darüber sind einzelfallbezogen entsprechende Abstimmungen bzw. vertragliche Regelungen zu treffen.

Neu zu errichtende Übergabestellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem 110-kV-Verteilungsnetz sind einvernehmlich hinsichtlich einer gesamtwirtschaftlich optimalen technischen Lösung zu ermitteln, siehe auch VDE-AR-N 4121 Anwendungsregel: 2018-04 Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze [4]. Gleiches gilt sinngemäß für neu zu errichtende Übergabestellen zwischen Übertragungsnetz und industriellen Netznutzern.

Zur Analyse der Strom- und Spannungsbeanspruchung der Betriebsmittel der Übergabestellen sind vor allem nachfolgend genannte Last- und/oder Einspeisefälle fallbezogen in Abstimmung mit dem Netznutzer anzusetzen:

i. Verteilungsnetzbetreiber

- Vertikale Starklasten in Situationen mit maximaler regionaler Leistungsnachfrage bei minimalem Einsatz von Erzeugungsanlagen im betrachteten Verteilungsnetz.
- Vertikale Rückspeisung aus dem nachgelagerten Verteilungsnetz in das Übertragungsnetz in Situationen mit maximalem Leistungsüberschuss im betrachteten Verteilungsnetz (vor allem bei hoher Einspeiseleistung in Zeiten niedrigen Leistungsbedarfs).
- Vertikale Schwachlasten bzw. niedrige vertikale Rückspeisungen im betrachteten Verteilungsnetz.
- Maßnahmen des Verteilungsnetzbetreibers zur Leistungssteuerung (z. B. Demand-Side-Management, EE-Spitzenkappung) sind einzubeziehen.

ii. Industrielle Netznutzer

- Vertikale Starklasten in Situationen mit maximaler Leistungsnachfrage bei minimalem Einsatz von Erzeugungsanlagen im betrachteten Bereich des Netznutzers.
- Vertikale Schwachlast bzw. vertikale Rückspeisung bei niedrigem Leistungsbedarf und zeitgleichem Einsatz von Erzeugungsanlagen im Bereich des Netznutzers.
- Maßnahmen des industriellen Netznutzers zur Leistungssteuerung (z. B. Demand-Side-Management) sind einzubeziehen.

iii. Betreiber von Erzeugungsanlagen

- Maximale vertikale Einspeisung der Erzeugungsanlage.
- Maximale vertikale Last der Erzeugungsanlage (hier: Speicheranlage).
- Vertikale Last bei Stillstand der Erzeugungsanlage (i. d. R. zur Eigenbedarfsversorgung).

Neben der Modellierung der Wirkleistung ist eine praxisgerechte Modellierung der Blindleistung an den Übergabestellen zwischen dem Übertragungsnetz und den Netznutzern erforderlich. Außer den diesbezüglich vereinbarten Blindleistungsbändern und -verhalten sind dazu Analysen der in der Vergangenheit aufgetretenen (gemessenen) Zusammenhänge zwischen Wirk- und Blindleistung heranzuziehen und um Blindleistungsprognosen für den Betrachtungszeitraum zu erweitern. Die Blindleistungsprognosen berücksichtigen geeignet die im nachgelagerten Netz zukünftig erwartete Netz-, Erzeugungs- und Laststruktur.

Bei den Analysen zur Spannungshaltung an den Übergabestellen zwischen ÜNB und Netznutzern sind die vereinbarten Spannungsbänder zu berücksichtigen.

3.6.2 Nahbereich von Netzanschlüssen der Netznutzer

Im Nahbereich von Netzanschlüssen der Netznutzer, d. h. dem unmittelbar vorgelagerten Übertragungsnetz, sind – neben der Berücksichtigung von Netznutzungsfällen die sich aus Marktsimulationen ergeben – zusätzlich Netzanalysen auf Basis von Annahmen des zeitgleichen Maximums der Last- oder Einspeisefälle gemäß Kapitel 3.6.1 der einzelnen Netznutzer durchzuführen.

Ziel dieser Analysen ist die bedarfsgerechte Bemessung des Übertragungsnetzes in Regionen mit Last- und/oder Erzeugungsschwerpunkten. Es soll dabei sichergestellt werden, dass die vertraglich vereinbarten Leistungen aus dem Übertragungsnetz entnommen bzw. in dieses eingespeist werden können.

3.7 Horizontale Übertragungsaufgaben

Grundsätzlich sind für die Analysen zur Bemessung des Übertragungsnetzes für horizontale Übertragungsaufgaben die gemäß Anlage 2 generierten Netznutzungsfälle zu verwenden. Als planungs- und bemessungsrelevant werden diejenigen Netznutzungsfälle ausgewählt, bei denen hinsichtlich Einhaltung der Grenzwerte (Strom und Spannung) unzulässige Werte im Grundfall und bei den Ausfallanalysen gemäß Kapitel 5.2 auftreten.

3.8 Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt

Es ist ein möglichst regional ausgeglichener Blindleistungshaushalt mit einem angemessenen Spannungsniveau im Übertragungsnetz netzplanerisch einzustellen, das bzw. der

- zur Spannungsstabilität des Übertragungsnetzes beiträgt,
- einen stabilen Betrieb von Erzeugungsanlagen ermöglicht,
- in den Übergabestellen zum Netznutzer vertraglich vereinbarte bzw. betrieblich vorgegebene Spannungsbänder einhält,
- die Wirkleistungsverluste reduziert bzw.
- Grenzwertverletzungen vermeidet und
- den regelzonenübergreifenden Blindleistungsfluss auf ein technisch vertretbares Maß beschränkt.

Der Schaltzustand und der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen im Übertragungsnetz gemäß Kapitel 3.5.1 sind fallbezogen und angemessen zu berücksichtigen. Auch andere Blindleistungsquellen wie Erzeugungsanlagen und HGÜ-Konverterstationen werden entsprechend ihrer technischen Möglichkeiten berücksichtigt. Die Vorhaltung ausreichend regelbarer Blindleistung zur Beherrschung dynami-

scher Vorgänge muss in den stationären Netzanalysen (Leistungsfluss) berücksichtigt werden. Bei Synchrongeneratoren ist dies, durch die kurzzeitige Überlastbarkeit über die Grenzen des Generator-Leistungsdiagramms hinaus, abgedeckt.

Einen wesentlichen Beitrag zur Spannungsstabilität liefern derzeit die Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke. Diese werden künftig sukzessive entfallen. Gleichzeitig steigt der Blindleistungsbedarf für die Spannungshaltung und Spannungsstabilität aufgrund der Höherbelastung des Übertragungsnetzes überproportional an. Deshalb muss die wegfallende Blindleistungsbereitstellung konventioneller Kraftwerke sowie der Mehrbedarf zunehmend durch statische und vor allem dynamische Blindleistungskompensationsanlagen ersetzt werden.

Mit dem Netzausbau und den Maßnahmen zur Höherbelastung des Übertragungsnetzes steigt sowohl der spannungssenkende als auch der spannungshebende Blindleistungskompensationsbedarf. Zusätzlich führt eine volatilere Netzbelastung, u. a. durch Handelsaktivitäten, zu einem zusätzlichen dynamischen Blindleistungsbedarf.

An den Übergabestellen zwischen dem Übertragungsnetz und den Netznutzern ist eine praxisgerechte Modellierung der Blindleistung erforderlich, siehe Kapitel 3.6.1.

3.9 Bestimmung des Kurzschlussstromniveaus

Nachfolgende Fälle sind zu unterscheiden:

1. Maximaler Anfangs-Kurzschlusswechselstrom: Auswahl der Netzschaltung und der maximalen Erzeugungs- und Netzeinspeisungen, die zu Höchstwerten des Kurzschlussstromes an der Kurzschlussstelle führen, oder der Netzschaltung für die vorgesehene Netzteilung zur Begrenzung der Kurzschlussströme (nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102)).

2. Minimaler Anfangs-Kurzschlusswechselstrom: Berücksichtigung angepasster Erzeugungs- und Netzeinspeisungen sowie Netzschaltungen nach den „Technische(n) Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“[15] zur Überprüfung der Einhaltung der Parameter der Spannungsqualität.

3. Minimaler Anfangs-Kurzschlusswechselstrom: Berücksichtigung angepasster Erzeugungs- und Netzeinspeisungen sowie Netzschaltungen für die Überprüfung der Schutzanregung (Abschaltung von Betriebsmitteln) und Abschätzung der transienten Stabilität von Erzeugungsanlagen (nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102)).

Die Verdrängung konventioneller Erzeugungsanlagen mit Synchronmaschinen, als bisherige „klassische“ Lieferanten von Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung, durch umrichterbasierte Einspeisungen, ist bei der Ermittlung des bemessungsrelevanten minimalen Anfangs-Kurzschlusswechselstroms zu berücksichtigen.

[15] D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen, … [6]

4 Untersuchungsgegenstand und Vorgehen der Netzplanung

4.1 Allgemein

Entsprechend dem Erfordernis und der Zielstellung der Untersuchung sind planungs- und bemessungsrelevante Netznutzungsfälle zumeist auf Basis von Marktsimulationen und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben, unter Berücksichtigung der Randbedingungen nach Kapitel 3 für den zu untersuchenden Planungszeitraum und Ausbaustand des Netzes, zu erstellen.

Marktsimulationen werden in der Netzplanung angewendet, um für ein definiertes energiewirtschaftliches Szenario in einem perspektivischen Planungszeitraum das Geschehen im Strommarkt zu simulieren. Ein Szenario ist durch Annahmen zu wahrscheinlichen Entwicklungen, u. a. von installierten Leistungen der Erzeuger inkl. Speicher, Last und Verbrauch sowie Austauschkapazitäten zwischen Ländern, charakterisiert. Aufbauend auf der notwendigen Last- und Verbrauchsdeckung und dem gesetzlichen Einspeisevorrang der EE- und KWK-Anlagen sowie der Berücksichtigung des Stromhandels im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt ermittelt die Marktsimulation den kostenminimalen Einsatz konventioneller Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen zur Deckung der Residuallast. Die Marktsimulation liefert dabei je nach Planungszeitraum und Detailtiefe eine bestimmte Anzahl von Einspeise- und Nachfrage- (Last-)Situationen, die als Netznutzungsfälle bezeichnet werden. Diese Netznutzungsfälle sind, aufgeschlüsselt als netzknotenscharfe Einspeise- und Lastsituationen, Eingangsgrößen für die anschließenden Netzanalysen, in denen ausgewählte planungs- und bemessungsrelevante Netznutzungsfälle eingehender untersucht werden (siehe Anlage 1).

Je nach Untersuchungsgegenstand kann sich basierend auf der Analyse der Ergebnisse der Marktsimulation aufgrund betrieblicher und netzplanerischer Erfahrungen – insbesondere mit bereits im Netzbetrieb real aufgetretenen kritischen Netznutzungsfällen – die Notwendigkeit ergeben, zusätzliche Netznutzungsfälle für die Netzanalyse zu bilden. Diese Netznutzungsfälle basieren dabei auf einer plausiblen, aber tendenziell eher selten auftretenden Kombination von Einzelwerten für die Last und Erzeugung sowie für den Austausch mit ausländischen Nachbarnetzen. Ob sie vollumfänglich planungs- und bemessungsrelevant für eine bedarfsgerechte perspektivische Netzstruktur sind, muss technisch untersucht und wirtschaftlich bewertet werden.

4.2 Leistungsfluss

Es werden Leistungsflussberechnungen für die planungs- und bemessungsrelevanten Netznutzungsfälle ausgehend vom Grundfall (ungestörter Betrieb) unter Berücksichtigung von Netzschwächungen gemäß Kapitel 3.5 durchgeführt.

Die Beurteilung der Auswirkungen von Ausfällen ist in Kapitel 5 beschrieben.

4.3 Kurzschluss

Kurzschlussstromberechnungen werden in Abhängigkeit von Erfordernis und Zielstellung der Untersuchung für die

- Auslegung von Betriebsmitteln und Anlagen,
- Prüfung der Anregebedingungen von Schutzeinrichtungen,
- Bewertung der Stabilität,
- Erdungsbedingungen,
- Beeinflussungsfragen und
- Spannungsqualität (Netzrückwirkungen)

mit den Berechnungsverfahren, die auf der Anwendung der DIN EN 60909-0 (VDE 0102), der DIN EN 60865-1 (VDE 0103) und der „Technische(n) Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“ [6] aufbauen, durchgeführt.

Ergänzende Untersuchungen, wie z. B.

- zu Beeinflussungsfragen (DIN VDE 0228) oder
- die Ermittlung der Schritt- und Berührungsspannungen (DIN EN 61936-1 [VDE 0101] bzw. DIN EN 50341-1 [VDE 0210-1]) bei Fehlern mit Erdberührung (Netze mit niederohmiger Sternpunkterdung),

sind in Abhängigkeit der Aufgabenstellung durchzuführen.

Für die Beurteilung des Kurzschlussstromverlaufs auf Netzanschlussleitungen von Erzeugungsanlagen werden im Bedarfsfall Momentanwert-Simulationen im Zeitbereich durchgeführt. Ziel ist die notwendige Überprüfung auf fehlende Nulldurchgänge im Kurzschlussstromverlauf, die zu einer besonders starken Beanspruchung von Leistungsschaltern in der HöS-seitigen Netzanschlussanlage führen.

4.4 Stabilität

4.4.1 Einleitung

Die nachfolgend genannten Stabilitätsaspekte gewinnen vor dem Hintergrund des Wandels der Erzeugungsstrukturen, des wachsenden europaweiten Stromhandels sowie der aus Effizienz- und Akzeptanzgründen angestrebten Höherbelastung des Übertragungsnetzes an zunehmender Bedeutung für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes.

Insbesondere die Höherbelastung des bestehenden und geplanten Übertragungsnetzes erfordert zusätzliche Anstrengungen und Maßnahmen zur Wahrung eines stabilen Netz- und Systembetriebs.

4.4.2 Stabilität von Erzeugungsanlagen

Ein stabiler Synchronbetrieb der Erzeugungsanlagen ist Voraussetzung für einen sicheren und zuverlässigen Verbundbetrieb sowie die Versorgung der Netznutzer. Das dynamische Verhalten eines Elektrizitätsversorgungssystems resultiert aus den physikalischen Wechselwirkungen von Erzeugungsanlagen, dem europäischen, synchron zusammengeschalteten Übertragungsnetz und Netznutzern mit ihren jeweiligen Regeleinrichtungen. Es ist daher erforderlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber über genaue Kenntnisse des dynamischen Verhaltens der am Übertragungsnetz angeschlossenen bzw. anzuschließenden Anlagen verfügen und die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems (Gesamtheit von Erzeugern, Netzen und Verbrauchern) fortlaufend analysieren.

In den vorliegenden Planungsgrundsätzen werden vorrangig die für die Netzauslegung relevanten Stabilitätsaspekte beschrieben. In der Systemauslegung gemäß Abbildung 1 sind dagegen alle Stabilitätsaspekte umfassend zu untersuchen.

4.4.3 Winkelstabilität von Netzbereichen

Bei einer elektrisch schwachen Kopplung von Netzbereichen besteht grundsätzlich die Gefahr der Netzauftrennung, die sowohl einzelne Erzeugungsanlagen als auch räumlich verteilte Erzeugungsanlagen in größeren Netzbereichen betreffen kann. Diese können zu regional niedrigen Spannungen im Übertragungsnetz und somit zur Gefahr eines überregionalen Spannungskollapses oder aufgrund des resultierenden Leistungsungleichgewichts zum Verlust der Frequenzstabilität führen.

Zur Bewertung der transienten Stabilität von Netzbereichen werden 3-polige Kurzschlüsse an ausgewählten kritischen Netzknoten, das sind z. B. Netzknoten mit hoher Übertragungsleistung, untersucht. Diese Untersuchungen umfassen:

- konzeptgemäß geklärte Fehler mit einer Fehlerklärungszeit von 150 ms und
- nicht konzeptgemäß geklärte Fehler (z. B. aufgrund Schalterversagen) mit einer Fehlerklärungszeit des Reserveschutzes im Regelfall von 400 ms.

4.4.4 Spannungsstabilität

Eine Bewertung der Zeitdauer der Spannungswiederkehr bzw. Spannungserholung nach Fehlerklärung kann anhand der Ergebnisse durchgeführter Effektivwert-Simulationen zur transienten Stabilität erfolgen.

Eine erhöhte Zeitdauer der Spannungswiederkehr bzw. Spannungserholung kann zu ungewollten Schutzanregungen und Folgeauslösungen führen. Vorrangig wird dem durch netzdienliches Verhalten der Erzeugungsanlagen entgegen gewirkt. Zusätzlich können auch spannungsstützende Betriebsmittel im Übertragungsnetz eingesetzt werden; dafür sind dynamische, spannungsstabilisierende Blindleistungskompensationsanlagen geeignet.

4.5 Versorgungszuverlässigkeit

Über die Betrachtung der Netzschwächungen gemäß Kapitel 3.5 hinaus erfolgen im Bedarfsfall weitergehende Betrachtungen zur Versorgungszuverlässigkeit für Anschlüsse von Netznutzern (z. B. Bewertung (n-1)-sicherer bzw. vertraglich vereinbarter Anschluss- und Netzkonzepte für Verteilungsnetze bzw. industrielle Netznutzer).[16]

[16] Im Rahmen der vorliegenden Planungsgrundsätze erfolgt im Regelfall keine Ermittlung und Bewertung der sog. DISQUAL-Kenngrößen gemäß Anleitung zur FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer Unterbrechungswahrscheinlichkeit bzw. Nichtverfügbarkeit).
https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/versorgungszuverlaessigkeit

5 Netztechnische Beurteilungskriterien

5.1 Einleitung

Mit der Netztopologie gemäß Kapitel 3.4 werden Netzschwächungen gemäß Kapitel 3.5.1 (Einfachausfälle) für die Netznutzungsfälle gemäß Kapitel 4.1 hinsichtlich der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums geprüft. Über das (n-1)-Kriterium hinaus erfolgen Prüfungen für Netzschwächungen gemäß Kapitel 3.5.2 (Nichtverfügbarkeit bzw. Ausfall mehrerer Betriebsmittel). Zusammengefasst sind die vorgenannten Prüfungen in den Anlagen 1 und 2 als Übersicht dargestellt.

5.2 (n-1)- und erweitertes (n-1)-Kriterium

5.2.1 Definition des (n-1)-Kriteriums

Ein Netz ist (n-1)-sicher, wenn bei allen prognostizierten planungs- und bemessungsrelevanten horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben (Netznutzungsfälle) bei einem (n-1)-Ausfall oder bei einer betriebsbedingten Freischaltung eines Betriebsmittels die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.

Dies bedeutet für das betrachtete Netz, dass gemäß Kapitel 3.5.1 sowohl beim (n-1)-Ausfall eines schutztechnisch abgegrenzten Betriebsmittels als auch bei betriebsbedingter Freischaltung folgende Auswirkungen ausgeschlossen sind und zudem keine Folgeauslösungen mit Störungsausweitungen (weitere Schutzauslösungen nach konzeptgemäßer Abschaltung des fehlerbetroffenen Betriebsmittels, sog. Kaskadeneffekt) auftreten:

- Quasistationäre Überschreitungen des zulässigen Engpassstroms gemäß Kapitel 5.4 und 5.6.
- Quasistationäre Verletzungen der Spannungsbänder gemäß Kapitel 5.5.
- Erzeugungs- oder Lastausfälle gemäß Kapitel 5.7.
- Verlust der Stabilität des Netzes gemäß Kapitel 5.8.
- Verletzungen zulässiger Auslegungswerte im Kurzschlussfall gemäß Kapitel 5.9.

Bei der Prüfung auf Einhaltung des (n-1)-Kriteriums hinsichtlich der horizontalen Übertragungsaufgaben des Übertragungsnetzes werden grundsätzlich weder die netztechnischen Möglichkeiten des nachgelagerten 110-kV-Verteilungsnetzes noch Eingriffsmöglichkeiten in die Erzeugung im 110-kV-Verteilungsnetz berücksichtigt. Gleiches gilt sinngemäß für industrielle Netznutzer.

5.2.2 Definition des erweiterten (n-1)-Kriteriums

Der zusätzliche (n-1)-Ausfall eines schutztechnisch abgrenzbaren Betriebsmittels, z. B. eines Stromkreises oder einer Fernübertragungsverbindung bzw. einer Blindleistungskompensationsanlage, bei zuvor erfolgter betriebsbedingter Freischaltung eines weiteren Betriebsmittels, darf nicht zur Gefährdung der Netzsicherheit bei den zu betrachtenden horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben führen; Ausnahmen sind in Kapitel 3.6.1 beschrieben (z. B. ggf. vertraglich vereinbarte Redundanzanforderungen).

Die Einhaltung des erweiterten (n-1)-Kriteriums für betriebsbedingte Freischaltungen ist hinsichtlich der horizontalen Übertragungsaufgaben zu prüfen, wenn diese zeitlich nicht variabel gestaltet werden können, beispielsweise durch Verlagerung in geeignete Zeiträume mit geringerem Übertragungsbedarf. In diesen Fällen müssen Auswirkungen gemäß Kapitel 5.2.1 mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden können. Ist dies nicht der Fall, müssen die notwendigen netz- und marktbezogenen Maßnahmen zur Anpassung der Übertragungsaufgaben an die Übertragungsfähigkeit des Übertragungsnetzes den ansonsten notwendigen Maßnahmen zur Netzverstärkung oder zum Netzausbau gemäß Kapitel 3.5.3 (Absatz 2) gegenübergestellt werden.

Die Prüfung des erweiterten (n-1)-Kriteriums umfasst im Regelfall nicht die Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit für die vertikale Übertragungsaufgabe an der Übergabestelle zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz während der betriebsbedingten Freischaltung eines Betriebsmittels des Übertragungsnetzbetreibers. Diese bleibt vorrangig der Netzbetriebsplanung und dem Netzbetrieb vorbehalten und wird im Einzelfall zwischen dem Übertragungs- und dem Verteilungsnetzbetreiber geregelt. Infrage kommt bzw. kommen hierbei z. B.

- eine koordinierte Ausschaltplanung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber,
- Aushilfemaßnahmen zwischen Netzgruppen (Teilnetzen) eines Verteilungsnetzbetreibers,
- Aushilfemaßnahmen zwischen Netzgruppen (Teilnetzen) benachbarter Verteilungsnetzbetreiber,
- Einsatz von Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz durch den Verteilungsnetzbetreiber,
- Einsatz von Provisorien durch den Übertragungs- und/oder Verteilungsnetzbetreiber.

Die ggf. notwendigen Maßnahmen werden dabei gemeinsam zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber ermittelt und Möglichkeiten des nachgelagerten 110-kV-Verteilungsnetzes in Abstimmung mit dem Verteilungsnetzbetreiber sowohl in der Netzplanung als auch in der Netzbetriebsplanung und im Netzbetrieb berücksichtigt. Gleiches gilt sinngemäß für die Übergabestellen zwischen Übertragungsnetz und industriellen Netznutzern.

Sofern dennoch die Netzsicherheit der vertikalen Übertragungsaufgabe durch die Einhaltung des erweiterten (n-1)-Kriteriums gewährleistet werden soll, dürfen bei (n-1)-Ausfall eines Betriebsmittels bei zuvor erfolgter betriebsbedingter Freischaltung eines weiteren Betriebsmittels im vorgelagerten Übertragungsnetz maximal zwei Transformatoren, die in die gleiche nachgelagerte 110-kV-Netzgruppe (Teilnetz) einspeisen, ausfallen. Damit hat der Übertragungsnetzbetreiber in seinem Verantwortungsbereich hinreichende Vorkehrungen getroffen, damit die betroffene 110-kV-Netzgruppe (Teilnetz) nicht spannungslos werden sollte (Störung der vertikalen Übertragungsaufgabe), vgl. nachfolgende Abbildung 2.

Die Prüfung auf Einhaltung des erweiterten (n-1)-Kriteriums stellt dabei, durch die nach Eintritt der Nichtverfügbarkeit eines Betriebsmittels angepassten Übertragungsaufgaben zur Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit, keine Auslegung des Netzes nach dem (n-2)-Kriterium dar.

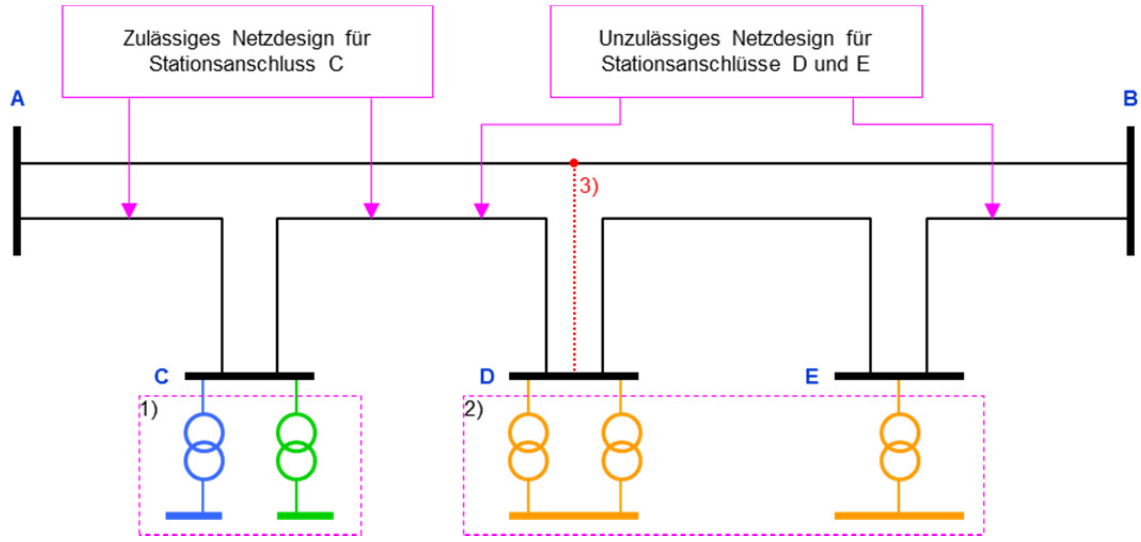
5.3 Netzanalysen für Mehrfachfehler

Mit der Prüfung nach dem (n-1)-Kriterium gemäß Kapitel 5.2.1 und dem erweiterten (n-1)-Kriterium gemäß Kapitel 5.2.2 werden in der Netzplanung bedarfsgerechte Netzkonzepte für mittel- bis langfristige Planungszeiträume entwickelt. Für die Bewertung, welches Niveau der Netzsicherheit für die horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben mit diesen Netzkonzepten erreicht werden kann, ist im Bedarfsfall eine technische Risikobewertung in Bezug auf die Auswirkungen von Mehrfachfehlern durchzuführen. Dazu sind Netzanalysen für ausgewählte Mehrfachfehler (Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfälle) durchzuführen.

Für Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfälle ist eine eingeschränkte Beherrschung dieser Fehlerszenarien grundsätzlich zulässig. Dies bedeutet, dass Folgeauslösungen toleriert werden, sofern die Störungsausweitung regional begrenzt bleibt und eine regional begrenzte Unterbrechung der vertikalen Übertragungsaufgabe (z. B. Verlust einer 110-kV-Netzgruppe (Teilnetz)) in angemessener Zeit behebbar ist. Die Auswirkungen dieser Szenarien sind unter Berücksichtigung ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit durch Netzanalysen zu beurteilen.

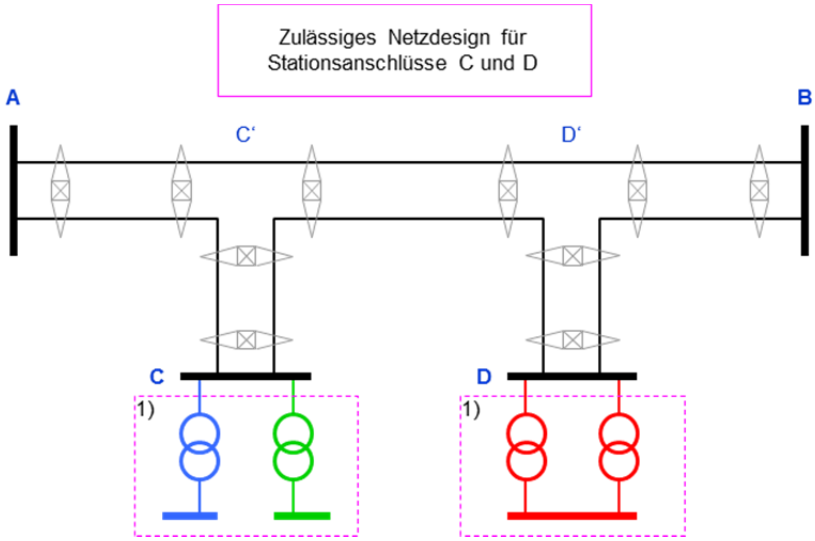
Die Bewertung der Beherrschung von Auswirkungen des jeweils analysierten Mehrfachfehlers kann dabei nur individuell in Abhängigkeit der konkreten lokalen, regionalen bzw. überregionalen Netz-, Last- und Erzeugungskonstellation und vorhandener bzw. geplanter Gegenmaßnahmen (z. B. sog. Special Protection Schemes [SPS]) erfolgen.

In Analogie zu Kapitel 5.2.2 ist für die Netzsicherheit der vertikalen Übertragungsaufgabe sicher zu stellen, dass im Common-Mode-Ausfall maximal zwei Transformatoren ausfallen können, die in die gleiche nachgelagerte 110-kV-Netzgruppe (Teilnetz) einspeisen. Damit sind durch den Übertragungsnetzbetreiber die Voraussetzungen geschaffen, dass die betroffene 110-kV-Netzgruppe (Teilnetz) nicht spannungslos wird (Störung der vertikalen Übertragungsaufgabe), vgl. nachfolgende Abbildung 3.



1) Keine Störung der vertikalen Übertragungsaufgabe in der Kombination des (n-1)-Ausfalls eines Betriebsmittels bei bestehender betriebsbedingter Freischaltung eines weiteren bei unterstellter zusätzlicher und ausreichender Speisung der Teilnetze „Blau“ und „Grün“ aus anderen (nicht dargestellten) Stationen.
2) Störung der vertikalen Übertragungsaufgabe in der Kombination des (n-1)-Ausfalls eines Betriebsmittels (Stromkreis C – D) bei bestehender betriebsbedingter Freischaltung eines weiteren (Stromkreis B – E) bei angenommener Speisung des Teilnetzes „Gelb“ ausschließlich aus den dargestellten Stationen.
3) Die Erweiterung des Netzanschlusses der Station D (z. B. mittels zusätzlicher Stichanschaltung oder Doppeleinschleifung) bzw. dessen Umbau (Einschleifung in den oberen Stromkreis A – B) führt zu einem zulässigen Netzkonzept für die Beherrschung der Kombination des (n-1)-Ausfalls eines Betriebsmittels bei bestehender betriebsbedingter Freischaltung eines weiteren für die Stationsanschlüsse D und E.

Abbildung 2: Erweitertes (n-1)-Kriterium (Einhaltung des (n-1)-Kriteriums bei zuvor erfolgter betriebsbedingter Freischaltung) für Stationsanschlüsse an der Übergabestelle ÜNB - VNB



1) Keine Störung der vertikalen Übertragungsaufgabe beim Common-Mode-Ausfall (hier zeitgleicher Ausfall zweier Stromkreise in einem der u. g. Leitungsabschnitte) bei unterstellter zusätzlicher und ausreichender Speisung der Teilnetze „Blau“, „Grün“ und „Rot“ aus anderen (nicht dargestellten) Stationen.

Der Common-Mode-Ausfall bezieht sich im dargestellten Beispiel auf die einzelnen Leitungsabschnitte A – C‘, C‘ – D‘, D‘ – B, C‘ – C oder D‘ – D.

Abbildung 3: Common-Mode-Ausfall für Stationsanschlüsse an der Übergabestelle ÜNB - VNB

5.4 Leistungsfluss – Thermische Belastungsgrenzen

5.4.1 Drehstrom-Übertragungsnetz

5.4.1.1 Belastbarkeit von Betriebsmitteln – Allgemein

a) Grundfall und (n-1)-Ausfall

Für alle Übertragungsaufgaben dürfen sowohl im Grundfall als auch nach einem (n-1)-Ausfall keine Überschreitungen der zulässigen Belastbarkeit von Betriebsmitteln auftreten.

b) Erweiterter (n-1)-Ausfall

Nach einem (n-1)-Ausfall bei zuvor erfolgter betriebsbedingter Freischaltung eines weiteren Betriebsmittels (erweitertes (n-1)-Kriterium mit angepassten Übertragungsaufgaben gemäß Kapitel 5.2.2) dürfen ebenfalls keine Überschreitungen der zulässigen Stromtragfähigkeit von Betriebsmitteln auftreten.

c) Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfall

Grundsätzlich ist für Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfälle eine eingeschränkte Beherrschung gemäß Kapitel 5.3 zulässig. Der dabei zulässige Engpassstrom für Stromkreise im 380-kV-Netz ist in Kapitel 5.6 definiert.

5.4.1.2 Belastbarkeit von Transformatoren

Transformatoren sind entsprechend der Belastungsrichtlinie für Transformatoren (DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7): 2008-02) generell so ausgelegt, dass sie permanent mit ihrer Bemessungsleistung bei einer Umgebungstemperatur von 40 °C betrieben werden können. Die Belastbarkeit von Transformatoren kann davon abweichen, wenn eine zyklische Belastung vorliegt. Dabei wird der Vorteil niedriger Umgebungstemperaturen oder niedriger Lastströme im Lastzyklus (die sog. Vorbelastung) ausgenutzt.

Die Belastbarkeit wird im Wesentlichen durch drei Größen mit unterschiedlichen Zeitkonstanten bestimmt (Wicklungstemperatur, Öltemperatur und der sog. Grenzstrom, der aufgrund von Streufeldeffekten oder Komponenten nicht überschritten werden darf). Die Umgebungstemperatur und die Kühlungsart haben dabei Einfluss auf die Öltemperatur. Weitere Bedingungen bzw. Parameter können die Belastbarkeit von Transformatoren beeinflussen, wie z. B. der Einfluss einer Transformator-Einhausung (Schallschutz) auf die Kühlungsbedingungen und eine mögliche Leistungsentnahme aus der Tertiärwicklung (Kompensationsspulen); vgl. (DVG-) „Überlegungen zur Nutzung von Reserven der Belastbarkeit von Netzbetriebsmitteln“ [7].

5.4.1.3 Belastbarkeit von Freileitungen – Beeinflussungsfragen

Grundsätzlich ist bei einer geplanten Erhöhung der Engpassströme von Freileitungen (z. B. Einsatz von HTL/HTLS-Beseilung, witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb), zu überprüfen, ob

- die in der 26. BImSchV (Verordnung über elektromagnetische Felder) und der 26. BImSchVVwV (Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV) genannten Anforderungen weiterhin eingehalten werden und
- die induktive Beeinflussung der Nachbarinfrastrukturen (z. B. Rohrleitungen oder Telekommunikationsanlagen) weiterhin im normativ zulässigen Bereich bleiben (u. a. DIN VDE 0845-6-1 und -2, DIN EN 50443 VDE 0845-8 und DVGW GW 22 Arbeitsblatt).

5.4.1.4 Witterungsabhängige Belastbarkeit von Freileitungen

Für **Freileitungsstromkreise** bzw. **Abschnitte von Freileitungsstromkreisen** gilt:

In Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen ist in der Netzplanung eine Belastbarkeit der Stromkreise von Freileitungen regional von bis zu 150 % des Leiterseilstroms, der unter den Normbedingungen gemäß DIN 50341 zur dauerhaft zulässigen Leiterseiltemperatur von 80 °C[17] nach DIN 50182 führt, zulässig. Dies gilt sowohl bei höheren Windgeschwindigkeiten als auch bei niedrigeren Umgebungstemperaturen gegenüber den Normbedingungen gemäß DIN 50341, da sie zu einer stärkeren Kühlung der Leiterseile führen. Diese Witterungsabhängigkeit der Leiterseiltemperatur von der Windgeschwindigkeit und/oder der Umgebungstemperatur erlaubt daher eine höhere Strombelastbarkeit bis zum Erreichen der dauerhaft zulässigen Leiterseiltemperatur im Vergleich zu den Normbedingungen gemäß DIN 50341.

Historische Wetterdaten, die zeitlich und topologisch hoch aufgelöst für Deutschland verfügbar sind, können als Eingangsdaten für die Ermittlung der maximal zulässigen Strombelastbarkeiten verwendet werden. Von besonderer Relevanz sind dabei die Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperatur, die den signifikant größten Einfluss auf die Leiterseiltemperatur und damit die zulässige witterungsabhängige Strombelastbarkeit von Freileitungen haben.

Für die Anwendung in der Netzplanung darf dabei einerseits das nutzbare Potential der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit von Freileitungen nicht überschätzt werden. Andererseits muss eine einfache Handhabbarkeit der Methodik zur planerischen Ermittlung der Strombelastbarkeiten, die nachfolgend dargestellt wird, gewährleistet werden.

Das deutsche Übertragungsnetz wird in neun Regionen[18] gegliedert (Abbildung 4):



Abbildung 4: Regionale Gliederung des Übertragungsnetzes zur Ermittlung witterungsabhängiger Strombelastbarkeiten von Freileitungen[19]

[17] Die Anwendung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit für Freileitungen, die für eine Leiterseilendtemperatur kleiner als 80 °C trassiert und errichtet wurden, bedarf – neben der ohnehin obligatorischen Prüfung gemäß VDE-AR-N 4210-5 Anwendungsregel Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb [8] – einer Prüfung und Entscheidung im Einzelfall.

[18] Untersuchung zur Weiterentwicklung der Methodik zur Berücksichtigung der witterungsabhängigen Freileitungsbelastbarkeit in der Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Th. Kanefendt et al., Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel, Mai 2019 [9]

Für jede dieser neun Regionen wird aus den verfügbaren Wettermessdaten die gemessene höchste Temperatur und niedrigste Windgeschwindigkeit ermittelt. Diese beiden stündlich aufgelösten Werte je Region bilden, unter Berücksichtigung der nachfolgend genannten Faktoren, die Grundlage für die Berechnung der maximal zulässigen prozentualen Strombelastbarkeit (thermischer Engpassstrom). Diese wird allen Freileitungen in der betreffenden Region zugewiesen, die für einen witterungsabhängigen Betrieb geeignet sind.

Bei den gemessenen Windgeschwindigkeiten werden analog zur dena-Netzstudie II [10] zur Berücksichtigung des Leitungsverlaufs Faktoren angesetzt, die ungünstige Anströmwinkel am Leiterseil (Winkel kleiner 90°)[20] und mögliche Abschattungen (Leitungsverlauf z. B. in Tälern oder Waldschneisen) berücksichtigen.

Für die Berechnung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit wird bei der Globalstrahlung grundsätzlich die Normbedingung gemäß DIN 50341 von 900 W/m² angesetzt. Weitere Parameter, die in die Berechnung eingehen (z. B. Höhe über NN, Emissions- und Absorptionskoeffizient, usw.), auch in die gemäß folgender Abbildung 5, wurden nach den Empfehlungen der u. g. Studie[21] angewendet.

Nachfolgende Abbildung 5 zeigt die, mit der oben beschriebenen Methodik berechneten, prozentualen Strombelastbarkeiten in Abhängigkeit von der (gemessenen) Umgebungstemperatur und (berücksichtigten) Windgeschwindigkeit. Die Ergebnisse wurden dabei zum Teil auf die in der Abbildung ausgewiesenen prozentualen Strombelastbarkeiten gerundet.

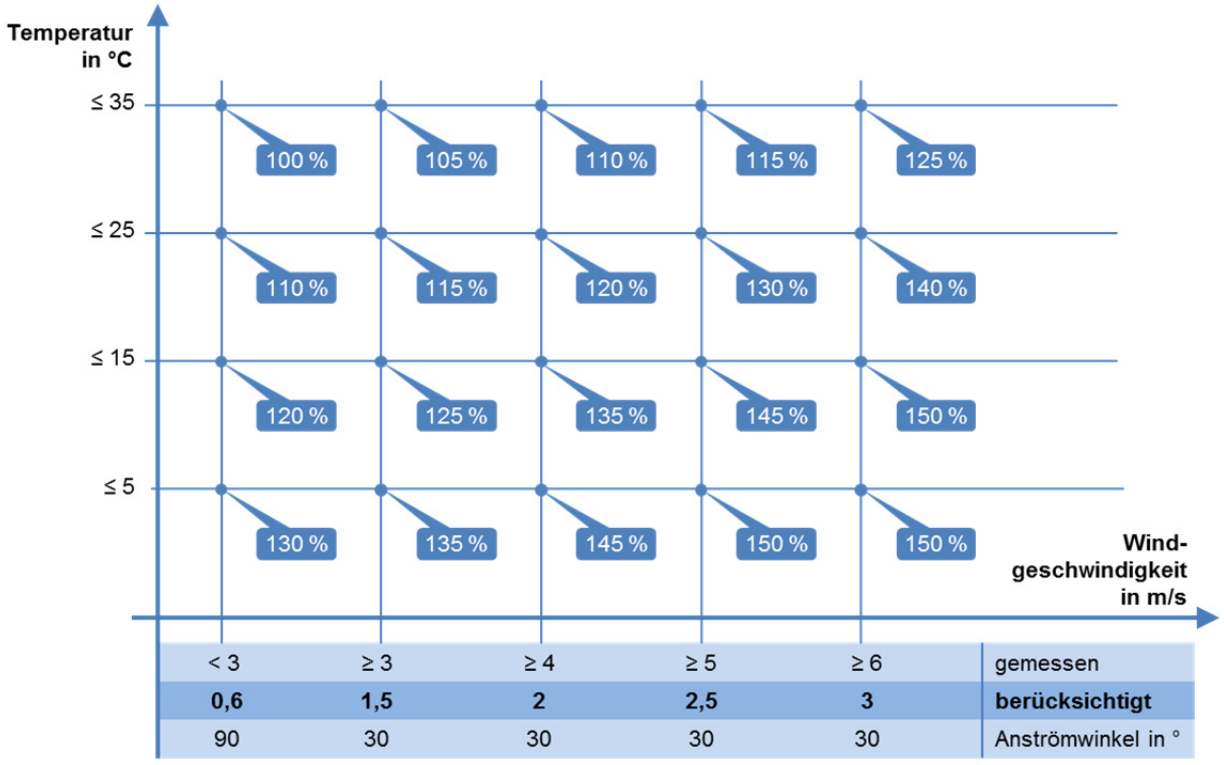


Abbildung 5: Prozentuale Strombelastbarkeiten in Abhängigkeit von Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit (Berechnung mit dem CIGRE-Verfahren[22])

[19] Topographische Karte von Deutschland, © www.mygeo.info

[20] In Schwachwind-Fällen wird unterhalb einer gemessenen minimalen Windgeschwindigkeit von 1,2 m/s grundsätzlich der DIN-Wert von 0,6 m/s am Leiterseil mit einer senkrechten Anströmung (90°) angesetzt, da in diesen Fällen die Thermik um das Leiterseil wirkt (Differenz aus Seil- und Umgebungstemperatur). Erst bei gemessenen Windgeschwindigkeiten über 1,2 m/s wird demnach die 30°-Anströmung ohne Einschränkung angesetzt.

[21] Untersuchungen zur witterungsabhängigen Strombelastbarkeit von Freileitungen für Netzausbauplanungen und Netzbetrieb, Dr.-Ing. Ralf Puffer, Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen, November 2017 [11]

[22] Cigré Technical Brochure 207, The thermal behaviour of overhead conductors, August 2002 [12]

Die jeweils pro Region und Stunde festgestellte höchste gemessene Temperatur und berücksichtigte niedrigste Windgeschwindigkeit bestimmen gemeinsam die prozentual maximal zulässige witterungsabhängige Strombelastbarkeit. Dabei wird diese Kombination von Temperatur und Windgeschwindigkeit der jeweils unmittelbar benachbarten kleinsten prozentualen Strombelastbarkeit (Gitterpunkt) zugewiesen. Dieser zugewiesene Prozentwert (Gitterpunkt) wird als regionale Strombelastbarkeit für die Netzanalysen verwendet.

Die 100 %-Strombelastbarkeit bei den Normbedingungen gemäß DIN 50341 (Umgebungstemperatur 35 °C, Windgeschwindigkeit 0,6 m/s bei senkrechter Anströmung und Globalstrahlung 900 W/m²) bildet die untere Grenze der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit. Als obere Grenze der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit werden bis zu 150 % zugelassen – unter Beachtung der nachfolgend genannten Prüfung auf technische Eignung.

Vor einer planerischen Berücksichtigung der Abhängigkeit der Strombelastbarkeit von Freileitungen von den Umgebungsbedingungen sind die betroffenen Betriebsmittel eines Stromkreises (Leiterseile und Armaturen, Schaltgeräte, Wandler, Schaltfeldbeseilungen, etc.) auf ihre technische Eignung zur Beherrschung einer höheren Strombelastbarkeit zu prüfen (vgl. VDE-AR-N 4210-5 Anwendungsregel Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb [8]).

5.4.1.5 Belastbarkeit von Kabeln

Für **Kabelstromkreise** bzw. **Teilverkabelungsabschnitte** gilt:

Die thermische Strombelastbarkeit eines Kabels für den auslegungsrelevanten Fall sollte für Netzanalysen dem Datenblatt des Herstellers oder einschlägigen Normen (IEC 60287-1-1, IEC 60853-2, DIN VDE 0276-1000, Starkstromkabel – Teil 1000: Strombelastbarkeit; Allgemeines, Umrechnungsfaktoren) entnommen werden. Darüber hinaus sollten geeignete Wärmeausbreitungsmodelle für Szenarien mit zeitvariablen Belastungszuständen genutzt werden. Dabei sind Verlegebedingungen, wie Verlegeanordnung, Mantelschirmbehandlung, Verlegetiefe, thermische Eigenschaften des umgebenden Bodens bzw. eines Schutzrohres sowie Fremdwärmequellen zu berücksichtigen.

5.4.1.6 Belastbarkeit von Freileitungsstromkreisen mit Teilverkabelungsabschnitten

Für einen Freileitungsstromkreis mit Teilverkabelungsabschnitt(en) gemäß Kapitel 5.4.1.3 bis 5.4.1.5 definiert der jeweils kleinste Wert der nach den obigen Methoden ermittelten thermischen Engpassströme von Freileitungs- und Kabelabschnitten den zulässigen thermischen Engpassstrom des Stromkreises.

5.4.2 Gleichstrom- (HGÜ-) Verbindungen

a) Grundfall und (n-1)-Ausfall

Im Grundfall und nach einem (n-1)-Ausfall einer HGÜ-Verbindung dürfen keine quasistationären Überschreitungen der zulässigen Stromtragfähigkeit von Betriebsmitteln im Drehstromnetz auftreten.

Für eine HGÜ-Verbindung ist eine Überschreitung ihrer Nennleistung unzulässig und im Regelfall durch ihre Steuerbarkeit ausgeschlossen.

Grundsätzlich ist als (n-1)-Ausfall der Vollausfall einer HGÜ-Verbindung (Verlust von 100 % der Übertragungsleistung und der Ausfall der Blindleistungsbereitstellung durch die HGÜ-Konverter) planungs- und bemessungsrelevant. Die Redundanzen im Drehstromnetz werden für den Ausfall einer übertragenen HGÜ-Leistung von bis zu 2.000 MW ausgelegt.

b) Erweiterter (n-1)-Ausfall

Nach dem (n-1)-Ausfall einer HGÜ-Verbindung bei zuvor erfolgter betriebsbedingter Freischaltung einer anderen Drehstrom- oder HGÜ-Verbindung (erweitertes (n-1)-Kriterium mit angepassten Übertragungsaufgaben gemäß Kapitel 5.2.2) dürfen ebenfalls keine quasistationären Überschreitungen der zulässigen Stromtragfähigkeit von Betriebsmitteln auftreten.

Die Wahrscheinlichkeit und Dauer für den Ausfall einer HGÜ-Verbindung mit (Kabel-)Streckenlängen von mehreren 100 km (Fernübertragungsverbindung) ist signifikant größer als die für den Ausfall einer deutlich kürzeren Drehstrom-Freileitungsverbindung. Die Beherrschung des Risikos durch den erweiterten (n-1)-Ausfall bei HGÜ-Verbindungen ist nicht Gegenstand der Netzauslegung. Dafür sind weiterführende Analysen und Maßnahmen in der Netzbetriebsplanung und im Netzbetrieb notwendig. Infrage kommen z. B. folgende temporäre Maßnahmen:

- Begrenzung der Übertragungsleistung in kritischen Netznutzungsfällen,
- Begrenzung des Stromhandels.

c) Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfall

Für den Mehrfachausfall von HGÜ-Verbindungen durch Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfälle gilt grundsätzlich eine eingeschränkte Beherrschung gemäß Kapitel 5.3. Der Mehrfachausfall ist durch die o. g. Redundanzen im Drehstromnetz und zusätzliche Gegenmaßnahmen (z. B. sog. Special Protection Schemes [SPS]) zu beherrschen. Die Zulässigkeit und Wirksamkeit möglicher SPS muss vor ihrer Einführung durch Systemstudien unter Berücksichtigung relevanter Netznutzungsfälle nachgewiesen und mit betroffenen Netzbetreibern und Netznutzern abgestimmt werden.

Des Weiteren wird derzeit für den Erstausbau von HGÜ-Verbindungen bei denen in Abschnitten Freileitungen zum Einsatz kommen sollen, eine maximale Übertragungsleistung von 4.000 MW pro Trasse (Mastgestänge als Doppel-Freileitung mit zwei Stromkreisen von je 2.000 MW Übertragungsleistung oder Kabelgraben) angesetzt.

5.5 Leistungsfluss – Spannungen

5.5.1 Spannungsgrenzen

a) Grundfall und (n-1)-Ausfall

Der Grundfall und der (n-1)-Ausfall gemäß Kapitel 5.2.1 dürfen nicht zur Unterschreitung der dauerhaft zulässigen minimalen Betriebsspannungen im 380/220-kV-Übertragungsnetz führen, um das Risiko eines Spannungskollapses zu minimieren.

Die zulässigen maximalen Betriebsspannungen dürfen im Grundfall und (n-1)-Ausfall nicht überschritten werden, um Beschädigungen von Betriebsmitteln zu vermeiden (Einhaltung der höchsten Spannung für Betriebsmittel).

Im Grundfall sind folgende Spannungsbänder zulässig:

U_{min} = 390 kV … U_{max} = 420 kV
U_{min} = 220 kV … U_{max} = 245 kV[23]

[23] Durch die sukzessive Ablösung des 220-kV- durch das 380-kV-Netz ist einerseits grundsätzlich ein größeres 220-kV-Spannungsband zulässig und andererseits in Abhängigkeit der konkreten Netz-, Last- und Erzeugungskonstellation die Einhaltung des minimalen 220-kV-Spannungswertes beim (n-1)-Ausfall ggf. nur eingeschränkt möglich.

Im Grundfall wird für das 380-kV-Übertragungsnetz ein möglichst hohes Spannungsprofil innerhalb des o. g. Spannungsbandes angestrebt, damit ein technisch-wirtschaftlicher Netzbetrieb hinsichtlich Wirkleistungstransport, Spannungshaltung/Blindleistungshaushalt, Stabilitätsreserven und Netzverlustreduzierung ermöglicht wird.

Folgende sog. Sollspannungsbänder sollten daher im Grundfall eingehalten werden:

U_{soll} = 410 … 419 kV
U_{soll} = 230 … 244 kV[23]

Im (n-1)-Ausfall sind folgende Spannungsbänder einzuhalten:

U_{min} = 380 kV … U_{max} = 420 kV
U_{min} = 210 kV … U_{max} = 245 kV[23]

Im Grundfall und (n-1)-Ausfall dürfen die Grenzen des Generatordiagramms der Synchronmaschine unter Einhaltung der Sollspannungsvorgabe an der Generatorklemme nicht verletzt werden.

Ergänzend zur Einhaltung der o. g. Spannungsbänder ist ein regional ausgeglichener Blindleistungshaushalt im Übertragungsnetz anzustreben.

Die an den Übergabestellen zwischen ÜNB und Netznutzern vereinbarten Spannungsbänder sind zu berücksichtigen.

b) Erweiterter (n-1)-Ausfall

Für den erweiterten (n-1)-Ausfall gelten, unter Berücksichtigung angepasster Übertragungsaufgaben gemäß Kapitel 5.2.2, die gleichen Spannungswerte wie im (n-1)-Ausfall.

c) Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfall

Für eingeschränkt zu beherrschende Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfälle im 380-kV-Netz beträgt

U_{min} = 370 kV.

In diesen Fällen dürfen die Grenzen des Generatordiagramms der Synchronmaschine erreicht werden, jedoch muss die Generatorspannung im Bereich von 95 % bis 105 % der Nennspannung bleiben bzw. es darf nicht zur Netztrennung durch Übererregung kommen. Der ggf. darüber hinaus gehende Bedarf an dynamisch regelbarer Blindleistungsbereitstellung ist u. a. anhand von dynamischen Simulationen kritischer Fehlerfälle zu ermitteln.

5.5.2 Blindleistungs- und Spannungsänderungen

Änderungen des Blindleistungsbedarfs im Übertragungsnetz müssen im Grundfall zwischen zwei unmittelbar aufeinander folgenden Netznutzungsfällen und in Ausfallsituationen (inkl. Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfall) innerhalb eines regional begrenzten Bereichs durch dynamische Blindleistungsquellen (Erzeugungsanlagen, Blindleistungskompensationsanlagen und HGÜ-Konverter) ausgeglichen werden.

Beim (n-1)-Ausfall und erweiterten (n-1)-Ausfall sowie beim Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfall beträgt die maximal zulässige Differenz des quasistationären Spannungsbetrages für das 380/220-kV-Übertragungsnetz im Regelfall +/- 5 % gegenüber dem ungestörten Betrieb (Grundfall). Sie gilt unter der Maßgabe der Einhaltung der Spannungsbänder für den (n-1)-Ausfall gemäß Kapitel 5.5.1,

Absatz a) und unter der Maßgabe, dass die maximal zulässige Spannungsdifferenz mit einem wirtschaftlich vertretbaren Aufwand erreichbar ist.

Spannungsänderungen insbesondere durch **Schaltung statischer Blindleistungskompensationsanlagen** im 380/220-kV-Übertragungsnetz sollen im Regelfall eine Differenz des Spannungsbetrags von +/- 2 % nicht überschreiten.[24] Die Spannungsänderungen sind abweichend zur Leistungsflussberechnung über das Verhältnis der zu schaltenden Blindleistung zur Netzkurzschlussleistung zu ermitteln. Als relevante Kurzschlussleistung wird dabei die für die Berechnung der Spannungsänderung gemäß „Technische(r) Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“ [6] zu ermittelnde minimale Kurzschlussleistung herangezogen. Bei deren Ermittlung wird zusätzlich dasjenige Betriebsmittel, welches am betreffenden Netzknoten den größten Beitrag zur Kurzschlussleistung liefert, als nicht verfügbar angesetzt.

Bei Spannungsänderungen insbesondere durch **Änderungen des Blindleistungsbedarfs zwischen Netznutzungsfällen** sind die Spannungsbänder gemäß Kapitel 5.5.1 im Grundfall einzuhalten; zudem ist dabei eine Differenz des Spannungsbetrags von +/- 2 % im Regelfall nicht zu überschreiten.

5.5.3 Spannungswinkeldifferenz

Durch die **Zu- bzw. Abschaltung eines Stromkreises** können, abhängig von der Spannungswinkeldifferenz zwischen den Netzknoten, die der Stromkreis verbindet, hohe Ausgleichsströme auftreten, die zu Schutzauslösungen durch Überstrom führen können. Darüber hinaus können die bei der Zu- bzw. Abschaltung auftretenden Änderungen der Spannungswinkel, besonders an Sammelschienen mit geringer Kurzschlussleistung, zu einer unzulässigen Belastung der im unmittelbaren Beeinflussungsbereich befindlichen Synchrongeneratoren führen.

Daher bestehen aus Stabilitätssicht netzseitig hinreichende Voraussetzungen für einen sicheren Netz- und Systembetrieb dann, wenn die Änderung des Spannungswinkels an einem Netzknoten mit angeschlossenen Synchrongeneratoren bei der Zu- bzw. Abschaltung eines Stromkreises nicht mehr als 10 Grad beträgt. Dieser Wert definiert sich aus der Differenz der Spannungswinkel mit und ohne Zu- bzw. Abschaltung des Stromkreises, unter der Voraussetzung, dass bei der Leistungsflussberechnung der Winkelbezugspunkt (Spannungs-Referenzpunkt) ausreichend elektrisch weit entfernt gewählt wird. Im Regelfall ist eine ausreichende Indikation für die Erfüllung dieses Kriteriums gegeben, wenn die Spannungswinkeldifferenz zwischen der Sammelschiene und dem offenen Ende eines daran angeschalteten Stromkreises maximal 20 Grad beträgt. Anderenfalls sind Einzelfallprüfungen zur zulässigen Höhe der Spannungswinkeldifferenz vorzunehmen.

5.6 Leistungsfluss – Schutz- und Stabilitätsengpassströme

Für 380-kV-Stromkreise gilt, dass der zulässige Engpassstrom aus dem jeweils kleinsten Wert des thermischen Engpassstroms sowie des Schutz- und des Stabilitätsengpassstroms bestimmt wird.

Bei den nachfolgend beschriebenen Ausfällen von 380-kV-Stromkreisen darf es weder zu Schutzauslösungen noch zum Verlust der Systemstabilität kommen.

Der Stabilitätsengpassstrom ist u. a. von der Übertragungsentfernung sowie der netzseitig anstehenden Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung (Sk") abhängig.

Der thermische Engpassstrom kann einerseits die zulässige Belastungsgrenze bilden, wenn im (n-1)-Ausfall die Netzstabilität nicht gefährdet wird. Andererseits kann die stabilitätskritische Strombelastung im

[24] Blindleistungskompensationsanlagen unterliegen einer höheren Schalthäufigkeit im Vergleich z. B. zu Stromkreisen oder Transformatoren, so dass die aus den Spannungsänderungen durch die Schaltung hervorgerufenen Flicker, u. a. hinsichtlich ihrer Auswirkungen bei nachgelagerten Netznutzern, zu limitieren sind (vgl. DIN EN 50160).

(n-1)-Ausfall auch unterhalb des thermischen Engpassstroms liegen. Die zulässigen Stabilitätsengpassströme für 380-kV-Stromkreise müssen daher durch Stabilitätsuntersuchungen bestimmt und bei der Festlegung des Engpassstroms gemäß Absatz 1 berücksichtigt werden.

Ebenso müssen schutztechnische Aspekte des Netzbetriebes berücksichtigt werden. Da diese von der konkreten Netz-, Last- und Erzeugungskonstellation abhängig sind, kann – analog zum Stabilitätsengpassstrom – ebenfalls auch der Schutzengpassstrom unterhalb des thermischen Engpassstroms liegen. Insofern kann für 380-kV-Stromkreise gemäß Absatz 1 entweder der thermische Engpassstrom die zulässige Belastungsgrenze bilden oder der Schutz- bzw. Stabilitätsengpassstrom die zulässige Strombelastbarkeit bereits unterhalb des thermischen Engpassstroms limitieren.

a) Grundfall und (n-1)-Ausfall

Mit einem Engpassstrom von bis zu 3.600 A für 380-kV-Stromkreise können in der Netzplanung in erster Näherung sowohl schutztechnische als auch stabilitätsbedingte Aspekte im Grundfall und (n-1)-Ausfall berücksichtigt werden. Davon abweichende Werte im Bereich über 3.600 A bis 4.000 A müssen durch Stabilitätsuntersuchungen und/oder im Rahmen des Netzschutzkonzeptes bestimmt werden.

Der Grundfall und der (n-1)-Ausfall dürfen auf 380-kV-Stromkreisen nicht zur Überschreitung des zulässigen Engpassstroms führen.

b) Erweiterter (n-1)-Ausfall

Für den erweiterten (n-1)-Ausfall gelten die gleichen Grenzwerte wie im (n-1)-Ausfall unter Berücksichtigung angepasster Übertragungsaufgaben gemäß Kapitel 5.2.2.

c) Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfall

Mit einem Engpassstrom von bis zu 4.000 A für 380-kV-Stromkreise können in der Netzplanung in erster Näherung sowohl schutztechnische als auch stabilitätsbedingte Aspekte im eingeschränkt zu beherrschenden Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfall berücksichtigt werden, da in diesen Fällen eine oder mehrere Anregungen des Netzschutzes infolge von Leistungspendelungen akzeptiert werden, wenn ein sicheres Rückfallen des Schutzes gewährleistet wird.

Bei eingeschränkt zu beherrschenden Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfällen darf der Stabilitätsengpassstrom eines 380-kV-Stromkreises keinesfalls überschritten werden, damit die Störungsausweitung regional begrenzt bleibt.

5.7 Verlust von Erzeugung oder Last

Der Ausfall einer Sammelschiene oder eines Sammelschienenabschnitts darf nicht zu einem Erzeugungs- oder Lastausfall von mehr als 2.000 MW führen.[25]

Weitere für die Netzauslegung relevante Ausfälle dürfen nicht zu einem Erzeugungs- oder Lastausfall von mehr als 3.000 MW führen.[26]

[25] Gilt auch für HGÜ-Verbindungen zwischen Synchrongebieten.
[26] Gemäß „System Operation Guideline“ (guideline on electricity transmission system operation).

5.8 Stabilität

5.8.1 Transiente Stabilität von Erzeugungsanlagen

Netzseitig hinreichende Voraussetzungen für den stabilen Betrieb von Erzeugungsanlagen bestehen, wenn die ausgehend vom topologischen Grundfall am Netzanschlusspunkt netzseitig anstehende Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung (S''_{kN}) nach Fehlerklärung größer ist als der 6-fache Zahlenwert der Summe der Nennwirkleistungen aller am Netzanschlusspunkt dieser Erzeugungsanlage galvanisch verbundenen Erzeugungsanlagen und die Fehlerklärungszeit für 3-polige Netzkurzschlüsse im Nahbereich der Erzeugungsanlage maximal 150 ms beträgt.

Wird unter den vorgenannten Bedingungen der Mindestwert der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung nicht eingehalten, ist die transiente Stabilität von Erzeugungsanlagen bei Kurzschlüssen im Netz einschließlich der maximal zulässigen Fehlerklärungszeit durch dynamische Stabilitätsuntersuchungen zu überprüfen.

Nach konzeptgemäßer Klärung des 3-poligen Kurzschlusses mit (n-1)-Ausfall des Betriebsmittels, das den höchsten Beitrag zur netzseitigen Kurzschlussleistung liefert, müssen die netzseitigen Voraussetzungen gegeben sein, dass Erzeugungsanlagen in ihrem gesamten Betriebsbereich die Verbindung mit dem Netz und den stabilen Betrieb aufrecht erhalten können.

5.8.2 Statische Stabilität von Erzeugungsanlagen

Netzseitig hinreichende Voraussetzungen für den stabilen Betrieb von Erzeugungsanlagen bestehen, wenn die im topologischen Grundfall oberspannungsseitig anstehende Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung (S''_{kN}) mindestens dem 4-fachen Zahlenwert der Summe der Nennwirkleistungen aller am Netzanschlusspunkt dieser Erzeugungsanlage galvanisch verbundenen Erzeugungsanlagen bei einer oberspannungsseitig anstehenden Spannung von mindestens der Nennspannung des Netzes entspricht.

Wird unter den vorgenannten Bedingungen der Mindestwert der Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung nicht eingehalten, ist die statische Stabilität von Erzeugungsanlagen bei Kurzschlüssen im Netz durch dynamische Stabilitätsuntersuchungen zu überprüfen.

Bei Polrad- bzw. Netzpendelungen im Übertragungsnetz, die z. B. durch Schalthandlungen ausgelöst werden können, müssen die netzseitigen Voraussetzungen gegeben sein, dass Erzeugungsanlagen in ihrem gesamten Betriebsbereich die Verbindung mit dem Netz und den stabilen Betrieb aufrecht erhalten können.

5.8.3 Transiente Stabilität von Netzbereichen

Der Verlust des Synchronismus kann sowohl einzelne Generatoren als auch größere Netzbereiche betreffen. Bei Verlust des Synchronismus zwischen Netzbereichen besteht das Risiko eines völligen Netzzusammenbruchs: Die nicht mehr synchron zueinander laufenden Spannungszeiger führen zu sehr niedrigen Spannungen im Übertragungsnetz und somit zur Gefahr eines überregionalen Spannungskollapses, kaskadierenden Ausfällen von Erzeugungsanlagen und nicht vorhersehbaren Systemauftrennungen durch Schutzauslösungen.

Zur Bewertung der transienten Stabilität von Netzbereichen werden dreipolige Kurzschlüsse, die hinsichtlich transienter Stabilität die schwerwiegendste Beanspruchung des Übertragungsnetzes bzw. Verbundsystems darstellen, an ausgewählten Netzknoten simuliert und analysiert.

Bei konzeptgemäß geklärten Fehlern wird eine Fehlerklärungszeit von maximal 150 ms unterstellt. Bei nicht konzeptgemäß geklärten Fehlern (z. B. aufgrund Schalterversagen) kann die Fehlerklärungszeit des Reserveschutzes im Regelfall bis zu 400 ms betragen.

Fehlerklärungen im Rahmen der Netz- und Systemauslegung dürfen nicht zu einem Verlust des Synchronismus zwischen Netzbereichen, d. h. einer Netzauftrennung, führen.

5.9 Kurzschluss

Der Auslegungswert von Betriebsmitteln und Anlagen für den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom darf nicht überschritten werden (maximale Kurzschlussstrombeanspruchung kleiner Kurzschlussstromauslegung).

Der mit einem Netznutzer vereinbarte Minimalwert der an der Übergabestelle netzseitig anstehenden Kurzschlussleistung darf nicht unterschritten werden (u. a. Grundlage für die Beurteilung der Netzrückwirkungen durch den Verteilungsnetzbetreiber in den Netzen ≤ 110 kV).

Für die erforderliche Kurzschlussstromberechnung zur Ermittlung des minimalen Anfangs-Kurzschlusswechselstroms an einem Netzanschlusspunkt mit Erzeugungsanlagen ist im Rahmen der Abschätzung der transienten Stabilität von Erzeugungsanlagen gemäß Kapitel 5.8.1 wie folgt zu verfahren:

1. Einsatz der Erzeugungsanlagen entsprechend den Kriterien für die Ermittlung des minimalen Anfangs-Kurzschlusswechselstroms (Kapitel 3.9, Ziffer 3).
2. Nichtberücksichtigung aller am betreffenden Netzanschlusspunkt galvanisch verbundenen Erzeugungsanlagen zur Abbildung des Kriteriums "netzseitig anstehende Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung".

3. Netztopologie nach konzeptgemäßer Klärung eines 3-poligen Kurzschlusses desjenigen Betriebsmittels, welches netzseitig den kurzschlussstärksten Beitrag für den betreffenden Netzanschlusspunkt liefert.

5.10 Spannungsqualität

Spezielle Fragestellungen, beispielsweise zur Spannungsqualität oder zu Oberschwingungen, werden in speziellen Grundsätzen bzw. Richtlinien vertiefend beschrieben. Die Beurteilung der Spannungsqualität orientiert sich an den Anforderungen der „Technische(n) Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“ [6].

5.11 Sternpunkterdung

Zum Schutz der Betriebsmittel ist in Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung die Einhaltung des Erdfehlerfaktors $\delta \leq 1{,}4$ auch bei netzplanerisch berücksichtigten betriebsbedingten Freischaltungen sicherzustellen.

Die Erdungsverhältnisse der Transformatorsternpunkte im Übertragungsnetz beeinflussen die Höhe der Kurzschlussströme bei einpoligen Fehlern. Bei der Festlegung der Erdungsverhältnisse von Transformatorsternpunkten muss deshalb berücksichtigt werden, dass die einpoligen Kurzschlussströme die Bemessungsströme der Anlagen nicht überschreiten dürfen, d. h., u. a. die Stromtragfähigkeit der Erdungsanlagen und die Wirksamkeit von Schutzeinrichtungen (Anregebedingungen) gewährleistet ist.

5.12 Schutzkonzepte

Im Übertragungsnetz werden grundsätzlich für Stromkreise zwei unabhängige Schutzeinrichtungen vorgesehen. So soll z. B. im 380-kV-Netz ein Leitungsfehler konzeptgemäß und selektiv in maximal 150 ms und bei Schalter- oder Schutzversagen durch den Reserveschutz in einer Fehlerklärungszeit im Regelfall von maximal 400 ms abgeschaltet werden.

6 Maßnahmen zur Einhaltung der Beurteilungskriterien

Bei signifikanter Nichteinhaltung der Beurteilungskriterien nach Kapitel 5 kommen planerisch netzbezogene Maßnahmen für ein bedarfsgerechtes und nachhaltiges Netzkonzept zur Anwendung. Von einer signifikanten Nichteinhaltung ist auszugehen, wenn ein oder mehrere Beurteilungskriterien in den betrachteten Netznutzungsfällen wiederholt (Häufigkeit der Verletzung) und/oder deutlich (Höhe der Verletzung) verletzt werden. Die Einhaltung der Beurteilungskriterien ist unter Beachtung einer technisch und wirtschaftlich optimierten Reihenfolge sowie des sog. NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau)[27] sicherzustellen (vgl. Anlage 1):

1. **Netzoptimierung**

   - Topologiemaßnahmen gemäß Kapitel 3.4,
   - Wirkleistungsflusssteuerung mit vorhandenen Betriebsmitteln (z. B. Querregeltransformatoren, FACTS),
   - Einsatz vorhandener Blindleistungskompensationsanlagen,
   - Spannungsupgrade von Freileitungen (z. B. durch Spannungsumstellung von aktuell mit 220 kV betriebenen Stromkreisen von Freileitungen, die als 380-kV-Freileitungen errichtet wurden),
   - Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb,

2. **Netzverstärkung**

   - Zubeseilung/Auflage von Stromkreisen auf freien, aktuell nicht genutzten Gestängeplätzen von Freileitungen,
   - Ertüchtigung von Freileitungen zur Erhöhung des thermischen Engpassstroms (Auswechseln der Beseilung[28], Erhöhung der Bodenabstände),
   - Neubau von Freileitungen in Bestandstrassen von 380-kV- und/oder 220-kV-Freileitungen,
   - Austausch von Betriebsmitteln (Kurzschlussfestigkeit und Leistungsgröße),
   - Ertüchtigung von Schaltanlagen (Kurzschlussfestigkeit und Stromtragfähigkeit),
   - Erweiterung von Umspannwerken und Schaltanlagen (z. B. um zusätzliche Schaltfelder und/oder Sammelschienen),

3. **Netzausbau**

   - Neubau von Schaltanlagen,
   - Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen (Kompensationsspulen, Kondensatoren, rotierende Phasenschieber, SVC und STATCOM),
   - Zubau von Transformatorenleistung,
   - Zubau von wirkleistungsflusssteuernden Betriebsmitteln (z. B. Querregeltransformatoren, FACTS),
   - Neubau von Drehstrom-Leitungen bzw. HGÜ-Leitungen inkl. Konvertern.

Bei der Ermittlung der technisch-wirtschaftlichen Reihenfolge von Netzmaßnahmen nach dem NOVA-Prinzip muss die Bedarfsgerechtigkeit an erster Stelle stehen, zugleich aber auch die Nachhaltigkeit der gewählten Netzmaßnahmen geprüft werden. So kann zwar z. B. die Erhöhung des Engpassstroms einer Bestandsleitung (Auswechseln der Beseilung) als Netzverstärkung für den betrachteten Planungszeitraum bedarfsgerecht, aber durch absehbar weiter ansteigenden Übertragungsbedarf nicht nachhaltig sein. Ein zusätzlicher Leitungsbau in neuer Trasse, unter Beachtung dafür notwendiger Genehmigungs-

[27] Ziel des NOVA-Prinzips ist es u. a., die zusätzliche Inanspruchnahme von Trassenraum auf das unbedingt notwendige Maß zu beschränken, indem zuerst die Bestandsleitungen optimiert eingesetzt bzw. vorhandene Trassenräume besser ausgenutzt werden.

[28] Beispielsweise bei statischer Eignung und rechtlicher Genehmigungsfähigkeit durch Wechsel auf Hochstrombeseilung („klassische“ Aluminium-/Stahl-Beseilung mit einer zulässigen Leiterseilendtemperatur von 80 °C, aber mit größerem Querschnitt) oder durch Einsatz von HTL-Beseilung (Hochtemperaturleiterseile) bzw. HTLS-Beseilung (Hochtemperaturleiterseile mit geringem Durchhang) mit zulässigen Leiterseilendtemperaturen bis 210 °C.

zeiträume und möglicher Akzeptanzprobleme, könnte in diesem Fall den mittel- bis langfristig nachhaltigen und technisch-wirtschaftlich vorteilhaften Lösungsansatz darstellen, der zudem Vorteile hinsichtlich Verbesserung der Netzsicherheit und Systemstabilität bieten kann.

Marktbezogene Maßnahmen, wie Redispatch von konventionellen Erzeugungsanlagen, Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind – sofern im ausreichenden Maße verfügbar – kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen der Netzbetriebsplanung bzw. des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie werden nur bei der Prüfung des erweiterten (n-1)-Kriteriums zur Netzauslegung für ein weitgehend engpassfreies Netz, welches die Grundlage für ein möglichst freizügiges künftiges Marktgeschehen ist, berücksichtigt.

7 Begriffe

Ausfall bzw. (n-1)-Ausfall	Im Rahmen dieser Planungsgrundsätze wird darunter, ausgehend vom topologischen Grundfall bzw. Normalschaltzustand, der zufällige störungsbedingte Übergang eines Netzbetriebsmittel oder einer Erzeugungsanlage in den Fehlzustand verstanden.
Betriebsmittel (elektrisches)	Produkt, das zum Zweck der Erzeugung, Umwandlung, Übertragung, Verteilung und Anwendung der elektrischen Energie benutzt wird, zum Beispiel Maschinen, Transformatoren, Schaltgeräte und Steuergeräte, Messgeräte, Schutzeinrichtungen, Kabel, Freileitungen, elektrische Verbrauchsmittel (gemäß DKE-IEV Nr. 826-16-01).
Common-Mode-Ausfall	Zeitgleicher Ausfall mehrerer Komponenten (Netzbetriebsmittel und/oder Erzeugungsanlagen) auf Grund derselben Ursache, sofern es sich bei keiner der betroffenen Komponenten um einen determinierten Folgeausfall handelt. *Erläuterung: Der Common-Mode-Ausfall entspricht einer „außergewöhnlichen Ausfallvariante“ (exceptional contingency) gemäß System Operation Guideline (SO GL, Art. 3, Ziff. 39).*
Erzeugungsanlage	Anlage, in der sich ein oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie und alle zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen befinden. *Hinweis: Dabei wird nach TAR HöS zwischen Typ 1 (Direktgekoppelte Synchrongeneratoren) und Typ 2 (alle anderen) unterschieden.*
Fehlerklärung	Vorgang der dazu führt, dass in einer elektrischen Anlage durch die Fehlerstelle kein Strom mehr fließt. D. h. der Fehler ist geklärt, sobald der letzte Leistungsschalter, der den Fehlerort begrenzt, geöffnet und den (Fehler-)Strom unterbrochen hat.
Fehlerklärungszeit	Zeit zwischen dem Eintritt des Netzfehlers und der Fehlerklärung. *Hinweis: Analog zum Begriff „Fehlerklärungsdauer“ gemäß DKE-IEV Nr. 614-02-26: Dauer zwischen dem Beginn des Netzfehlers und dem Abschluss der Fehlerbeseitigung.* *Anmerkung zum Begriff: Die Fehlerklärungsdauer ist die längste Kurzschlussstrom-Ausschaltdauer des/der zugeordneten Leistungsschalter(s) für die Beseitigung des Fehlerstroms an dem fehlerbehafteten Betriebsmittel.*
Grenzwertverletzung	Diese liegt dann vor, wenn ein als zulässig definierter Wertebereich durch die beobachtete elektrische Größe verlassen wird.
Grundfall	Bezeichnet im Rahmen dieser Planungsgrundsätze den netztopologischen Ausgangszustand, in dem alle Betriebsmittel verfügbar sind (sog. topologischer Grundfall bzw. Normalschaltzustand, auch als (n-0)-Fall bzw. ungestörter Netzzustand bezeichnet). In der Netzplanung ist er das zu analysierende Ausgangsszenario und zugleich Basis zur Simulation von Fehlerfällen, insbesondere des (n-1)-Ausfalls und weiterführender Analysen zur Netz- und Systemsicherheit. *Hinweis: In der Netzbetriebsplanung und im Netzbetrieb wird darunter der reale Netzzustand mit den verfügbaren und eingesetzten Betriebsmitteln verstanden.*
Interkonnektor (Verbindungsleitung)	Bezeichnet eine Übertragungsleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten überquert oder überspannt und die nationalen Übertragungsnetze der Mitgliedstaaten verbindet (gemäß Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel). *Erläuterung: Das betrifft auch Übertragungsleitungen zwischen Strommarktgebieten.*

Kraftwerk	Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. Ein Kraftwerk kann aus einer oder mehreren Erzeugungseinheit(en) bzw. Erzeugungsanlage(n) bestehen.
Kuppelleitung	Ein Stromkreis (ggf. ein Transformator), der die Übertragungsnetze von ÜNB verbindet.
Kurzschluss	
Anfangs-Kurzschluss-wechselstrom	Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstromes im Augenblick des Kurzschlusseintritts.
Anfangs-Kurzschluss-wechselstromleistung	Diese Größe (√3 * Netznennspannung * Anfangs-Kurzschlusswechselstrom) wird bei dreipoligem Kurschluss in Hoch- und Höchstspannungsnetzen als Rechengröße verwendet. Sie ist von der Transformatorübersetzung unabhängig und darf nicht mit der in einem Lichtbogen an der Kurzschlussstelle umgesetzten Leistung verwechselt werden.
Last	Die aus Netzen in Anspruch genommene Leistung wird im elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch "Last" genannt.
Last, vertikale	Diese ergibt sich an den Übergabestellen zwischen dem Übertragungsnetz und nachgelagerten Netzen bzw. Netznutzern aus dem zeitgleichen Saldo der Letztverbraucherlasten und Erzeugungen in nachgelagerten Netzen bzw. bei nachgelagerten Netznutzern.
Leistung	
Blindleistung	Anteil an elektrischer Leistung, mit dem elektrische und magnetische Felder aufgebaut werden und der zwischen den Feldern ausgetauscht wird. *Anmerkung zum Begriff: Die Blindleistung ist das Produkt der sich aus den Grundschwingungen ergebenden Scheinleistung und dem Sinus des Phasenverschiebungswinkels zwischen der Leiter-Erde-Spannung U und dem Strom I in diesem Leiter.* *Erläuterung: Im Kontext von Planung und Betrieb des Übertragungsnetzes wirken Blindleistungsanlagen des Netzbetreibers entweder „spannungshebend“ (u. a. Kondensatorenanlage, rotierender Phasenschieber) oder „spannungssenkend“ (u. a. Kompensationsspule, rotierender Phasenschieber). Im Erzeugungsbereich wird darunter der „übererregte“ (spannungshebende) bzw. „untererregte“ (spannungssenkende) Betrieb eines Synchrongenerators verstanden.*
Nennleistung	Vom Hersteller angegebene Leistung eines Gerätes, einer Anlage, einer Erzeugungsanlage usw., die diese umsetzen (aufnehmen) oder generieren (abgeben) kann. Die Nennleistung einer Anlage zur Erzeugung von Strom ist die Dauerleistung, die als höchste Leistung bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb (d. h., unter definierten Randbedingungen) ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer und Sicherheit nicht beeinträchtigt.
Scheinleistung	Die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung. Sie ist u. a. für die Auslegung elektrischer Anlagen in mit Wechselspannung betriebenen Netzen maßgebend (z. B. Übertragungsleistung von Stromkreisen, Transformatorenleistung).
Wirkleistung	Elektrische Leistung, die für den Verbrauch oder die Erzeugung elektrischer Energie maßgebend ist und die für die Umwandlung in andere Leistungen (z. B. mechanische, thermische oder chemische) verfügbar ist. *Hinweis: Im Allgemeinen wird darunter der Grundschwingungsanteil der Wirkleistung verstanden.*
Netzauslegung	Diese beschreibt die notwendigen Maßnahmen der Netzplanung, um ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Übertragungsnetz bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Sie ist Bestandteil der → Systemauslegung.

Netzanschlusspunkt	Netzpunkt, an dem die Kundenanlage gemäß vertraglicher Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer an das Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen ist.
Netzbetreiber	Betreiber eines Netzes der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie.
Netzbetrieb	Steuerung und Überwachung des Netzes (Tätigkeiten der Netz- und Systemführung).
Netzbetriebsplanung	Vorbereitende Tätigkeit für den Netzbetrieb.
Netznutzer	Natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitätsversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen.
Netzsicherheit	Bezeichnet im Sinne von "sicherer Systembetrieb" die Fähigkeit des Übertragungsnetzes, zu einem bestimmten Zeitpunkt seine horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben zu erfüllen.
Quasistationärer Zustand	Beschreibt im Kontext dieser Planungsgrundsätze den Zeitbereich nach dem Abklingen transienter Vorgänge.
Regelzone	Im Bereich der Elektrizitätsversorgung das Netzgebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich ist. *Erläuterung: Jede Regelzone wird physikalisch durch die Orte der Verbundübergabemessungen des Sekundärreglers festgelegt.*
Residuallast	Bezeichnet die in einem Elektrizitätsversorgungsnetz nachgefragte Leistung (Last) abzüglich der vorrangigen Einspeisungen (Einspeisevorrang gemäß EEG und KWKG). Sie stellt damit die Restnachfrage dar, die von disponiblen Erzeugungsanlagen gedeckt werden muss.
Schutzeinrichtungen	Einrichtungen, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie, soweit erforderlich, Logikbausteine enthalten, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen. *Anmerkung zum Begriff: Eine Schutzeinrichtung ist ein Teil eines Schutzsystems.*
Spannung	
Betriebsspannung	Spannungswert bei Normalbetrieb zu einem bestimmten Zeitpunkt an einer bestimmten Stelle des Netzes (gemäß DKE-IEV Nr. 601-01-22). *Erläuterung: Angabe als Effektivwert der verketteten Spannung.*
höchste Spannung für Betriebsmittel	Effektivwert der größten Außenleiterspannung, für die ein Betriebsmittel bemessen ist im Hinblick auf seine Isolierung und auf andere Eigenschaften, die sich in den entsprechenden Gerätenormen bei Normalbetrieb auf diese Spannung beziehen (gemäß DKE-IEV Nr. 614-03-01).
Nennspannung einer elektrischen Anlage	Spannung, durch die eine elektrische Anlage oder ein Teil der elektrischen Anlage gekennzeichnet ist (gemäß DKE-IEV Nr. 826-11-01).
Nennspannung eines Netzes	Geeigneter, gerundeter Spannungswert zur Bezeichnung oder Identifizierung eines Netzes (gemäß DKE-IEV Nr. 601-01-21).
Spannungsband	Spannungs-Effektivwerte zwischen einer oberen und unteren Betriebsspannung eines Netzes.
Spannungshaltung	Dient der Aufrechterhaltung eines bedarfsgerechten Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Netznutzer erreicht. *Hinweis: Gemäß DKE-IEV Nr. 614-01-09 ist sie Bestandteil der Spannungsqualität, bestimmt auf der Basis beobachteter Spannungsabweichungen während eines gegebenen Zeitintervalls.*
Special Protection Schemes (SPS)	Beschreiben Sonderlösungen zur Beherrschung kritischer Situationen und Vermeidung unzulässiger Netzzustände durch definierte Gegenmaßnahmen.

Stabilität	
Netzstabilität	Wird im Rahmen dieser Planungsgrundsätze als Oberbegriff für die statische oder transiente Stabilität verwendet: Stabilität ist die Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, den Synchronbetrieb der Generatoren aufrecht zu erhalten. Der Synchronbetrieb eines Generators im praktischen Sinne liegt vor, wenn kein Polschlüpfen auftritt.
Stabilität, statische	Kehrt das Elektrizitätsversorgungssystem bzw. eine Synchronmaschine nach einer hinreichend "kleinen" Störung ausgehend vom stationären Betrieb in diesen zurück, so liegt statische Stabilität vor. Sind keine Regeleinrichtungen an diesem Vorgang beteiligt, spricht man von natürlicher statischer Stabilität, andernfalls von künstlicher statischer Stabilität. Die Instabilitäten können monoton oder oszillierend sein.
Stabilität, transiente	Geht ein Elektrizitätsversorgungssystem nach einer "großen" Störung über abklingende Ausgleichsvorgänge in einen stationären Betriebszustand über, so liegt transiente Stabilität in Bezug auf Art, Ort und Dauer dieser Störung vor. Der stationäre Betriebszustand nach der Störung kann mit dem vor der Störung identisch sein oder von ihm abweichen.
Störung	Bezeichnet ein ungeplantes Ereignis, das eine Abweichung des Übertragungsnetzes vom Normalzustand verursachen könnte (gemäß System Operation Guideline (SO GL), Art. 3, Ziff. 31).
Strom	
Engpassstrom (eines Stromkreises)	Kleinster Wert aus Schutzengpassstrom, Schutzgrenzstrom, Stabilitätsengpassstrom und thermischen Engpassstrom. *Anmerkung zum Begriff: Der Engpassstrom berücksichtigt keine Einschränkungen, die aus der 26. BImSchV oder Wechselwirkungen mit Fremdeinrichtungen resultieren können.*
thermischer Engpassstrom	Kleinster Wert des statischen und dynamischen thermischen Engpassstromes.
statischer thermischer Engpassstrom	Kleinster Bemessungsdauerstrom innerhalb einer Kette von zusammen geschalteten Betriebsmitteln mit unveränderlicher Strombelastbarkeit. *Anmerkung zum Begriff: Wird z. B. für Schaltfelder und Leitungen bzw. deren Abschnitte angegeben.*
dynamischer thermischer Engpassstrom	Von den Witterungsgrößen abhängige, variable Strombelastbarkeit eines Betriebsmittels.
Stromkreis	Elektrische einsystemige Verbindung von zwei oder mehr Umspannwerken, die Schaltfelder und Leitungen einschließt (gemäß VDE-AR-N 4210-5). *Hinweis: Dabei kann die Verbindung (Leitung) zwischen den Umspannwerken (Schaltfeldern) aus unterschiedlichen (Stromkreis-)Abschnitten bestehen.*
Systemauslegung	Diese umfasst für das Elektrizitätsversorgungssystem die Gesamtheit von Erzeugern, Netzen und Verbrauchern und beschreibt die notwendigen Maßnahmen (u. a. Systemdienstleistungen, Systemschutzplan, Maßnahmen zur Systemstabilisierung, Betriebsmittelrobustheit, Netzschutz), um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Bestandteil der Systemauslegung ist die → Netzauslegung.
Systembetrieb	Betrieblicher Einsatz von Netzbetriebsmitteln und Erzeugungsanlagen.
Übergabestelle	Bezeichnet den Ort der Übergabe von elektrischer Energie zwischen dem Übertragungsnetz und dem Netznutzer (z. B. in einem Umspannwerk die Transformatoren HöS/HS und/ oder HöS/MS).

Übertragungsnetz	Dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgelagerten Verteilungsnetzen und direkt angeschlossenen industriellen Netznutzern. Unter dem Oberbegriff „Übertragungsnetz“ werden im Kontext dieser Planungsgrundsätze die Höchstspannungsnetze (380/220-kV-Netze mit den Transformatoren für horizontale und vertikale Übertragungsaufgaben) inkl. Netzanbindungen von Offshore-Windparks, Interkonnektoren und Fernübertragungsverbindungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber verstanden.
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Nimmt die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahr und ist verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen. *Erläuterung: Betreiber von Übertragungsnetzen haben die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrer Regelzone und damit zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen.*
Versorgungssicherheit	Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, in einem gegebenen Zeitpunkt seine Versorgungsaufgabe im Falle eines Fehlers zu erfüllen (gemäß DKE-IEV Nr. 603-05-03). *Hinweis: Im Kontext dieser Planungsgrundsätze werden unter Versorgungsaufgabe die horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben verstanden.*
Versorgungszuverlässigkeit	Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine Versorgungsaufgabe unter gegebenen Betriebsbedingungen während eines festgelegten Zeitintervalls adäquat zu erfüllen (gemäß DKE-IEV Nr. 692-01-14). *Anmerkung zum Begriff: Die beiden Bestandteile der Versorgungszuverlässigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems sind die Eignung (IEV 692-01-05) und die Systemsicherheit (IEV 692-01-11).* *Hinweis: Im Kontext dieser Planungsgrundsätze werden unter Versorgungsaufgabe die horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben verstanden.*
Verteilnetz bzw. Verteilungsnetz	Netz der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie in den Spannungsebenen Nieder- und/oder Mittel- und/oder Hochspannung. *Erläuterung: In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze (≤ 110 kV) als Verteil- bzw. Verteilungsnetze bezeichnet.*
Verteilnetz- bzw. Verteilungsnetzbetreiber (VNB)	Nimmt die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahr und ist verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.

8 Abkürzungen, Formelzeichen und Einheiten

A	Ampere (Maßeinheit der Stromstärke)
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
DE	Deutschland (Ländercodeliste gemäß ISO-3166-1, ALPHA-2)
DIN EN	DIN-Norm Europäische Norm (DIN – Deutsches Institut für Normung e.V.)
DKE-IEV	Deutsche online-Ausgabe und nationale Umsetzung des Internationalen Elektrotechnischen Wörterbuchs der IEC – International Electrotechnical Vocabulary (IEV)
EE / EEG	Erneuerbare Energie(n) / Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FACTS	Flexible AC Transmission Systems (AC = Alternating Current = Wechselstrom)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung (größer 110 kV)
HS	Hochspannung (kleiner/gleich 110 kV)
HTL / HTLS	Hochtemperaturleiter / mit geringem Durchhang (High Temperature (Line) / Low Sag)
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
kV	Kilovolt (Maßeinheit der Spannung)
KWK / KWKG	Kraft-Wärme-Kopplung / Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MSCDN	Mechanical Switched Capacitor with Damping Network
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
max	maximal (als Index)
min	minimal (als Index)
ms	Millisekunde (Maßeinheit der Zeit)
MS	Mittelspannung (größer 1 kV bis kleiner 60 kV)
MW	Megawatt (Maßeinheit der Wirkleistung)
PST	Phase-Shifting Transformer (Querregeltransformator)
SPS	Special Protection Schemes
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
U	Spannung (Formelzeichen)
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDEW	(ehemaliger) Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (heute in BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.)

9 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Abgrenzung abzudeckender Ausfallereignisse bzgl. Netz- und/oder Systemauslegung

Abbildung 2: Erweitertes (n-1)-Kriterium (Einhaltung des (n-1)-Kriteriums bei zuvor erfolgter betriebsbedingter Freischaltung) für Stationsanschlüsse an der Übergabestelle ÜNB - VNB

Abbildung 3: Common-Mode-Ausfall für Stationsanschlüsse an der Übergabestelle ÜNB - VNB

Abbildung 4: Regionale Gliederung des Übertragungsnetzes zur Ermittlung witterungsabhängiger Strombelastbarkeiten von Freileitungen

Abbildung 5: Prozentuale Strombelastbarkeiten in Abhängigkeit von Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit (Berechnung mit dem CIGRE-Verfahren)

Tabelle 1: Praxisrelevante Mehrfachabschaltungen im Sinne des erweiterten (n-1)-Ausfalls (Ausfall während betriebsbedingter Freischaltung bzw. betriebsbedingte Freischaltungen mehrerer Betriebsmittel) mit Auswirkungen auf die horizontale und/oder vertikale Übertragungsaufgabe

Tabelle 2: Praxisrelevante Beispiele zeitgleicher Ausfälle mehrerer Betriebsmittel (Common-Mode-Ausfälle) mit Auswirkungen auf die horizontale und/oder vertikale Übertragungsaufgabe sowie Relevanz für die Netzauslegung

10 Literaturverzeichnis

[1] Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität (Januar 2011)

[2] Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb
Englische Version: Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (umgangssprachlich: „system operation guideline“)

[3] Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Anleitung -, 7. Ausgabe - Oktober 2013, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)

[4] VDE-AR-N 4121 Anwendungsregel: 2018-04, Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze, April 2018

[5] FNN-Hinweis, Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad, Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen, Februar 2017

[6] D A CH CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen. Berlin, 2. Ausgabe 2007, Verband der Netzbetreiber e. V. beim VDEW u. a.

[7] Überlegungen zur Nutzung von Reserven der Belastbarkeit von Netzbetriebsmitteln, Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Juni 1997

[8] VDE-AR-N 4210-5 Anwendungsregel: 2020-06, Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, Juni 2020

[9] Untersuchung zur Weiterentwicklung der Methodik zur Berücksichtigung der witterungsabhängigen Freileitungsbelastbarkeit in der Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Th. Kanefendt et al., Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel, Mai 2019

[10] Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, dena-Netzstudie II, Konsortium 50Hertz Transmission/Amprion/ DEWI/ EnBW Transportnetze/EWI/Fraunhofer IWES/TenneT, November 2010

[11] Untersuchungen zur witterungsabhängigen Strombelastbarkeit von Freileitungen für Netzausbauplanungen und Netzbetrieb, Dr.-Ing. Ralf Puffer, Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen, November 2017

[12] Cigré Technical Brochure 207, The thermal behaviour of overhead conductors, August 2002

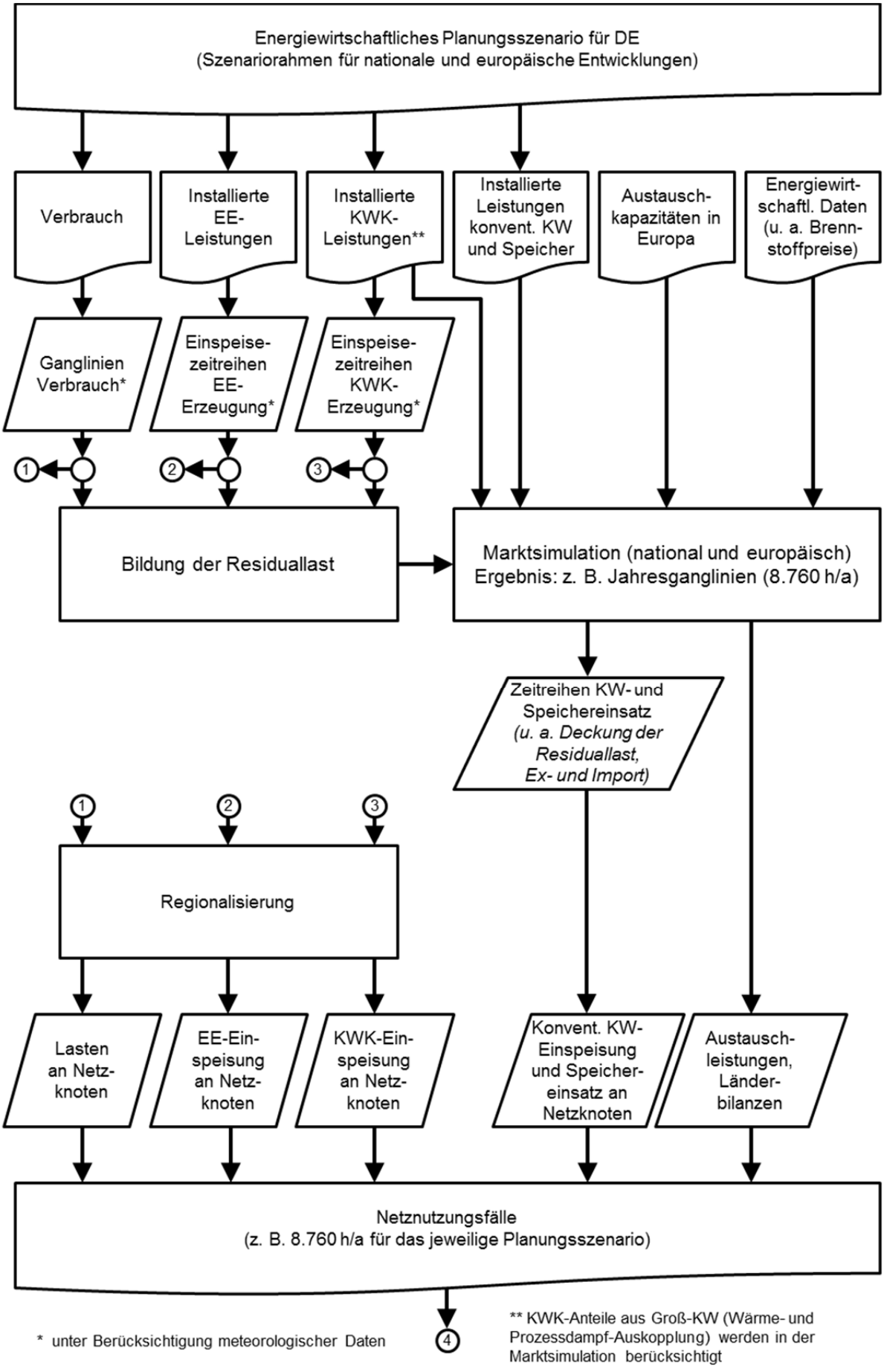
11 Anhang / Anlagenverzeichnis

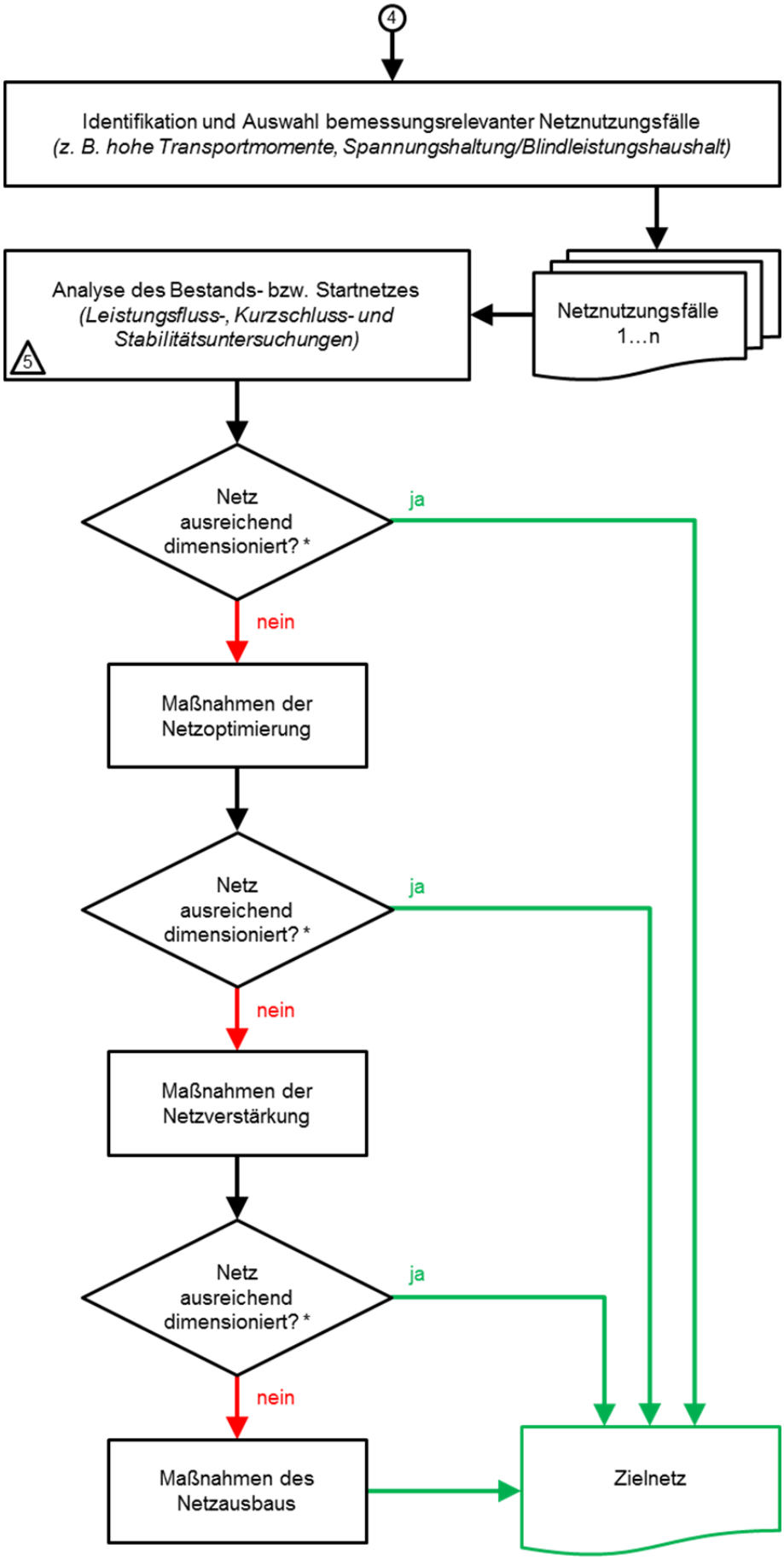
Anlage 1: Prinzipablauf des Netzplanungsprozesses

Anlage 2: Randbedingungen für Leistungsflussuntersuchungen in der Netzplanung

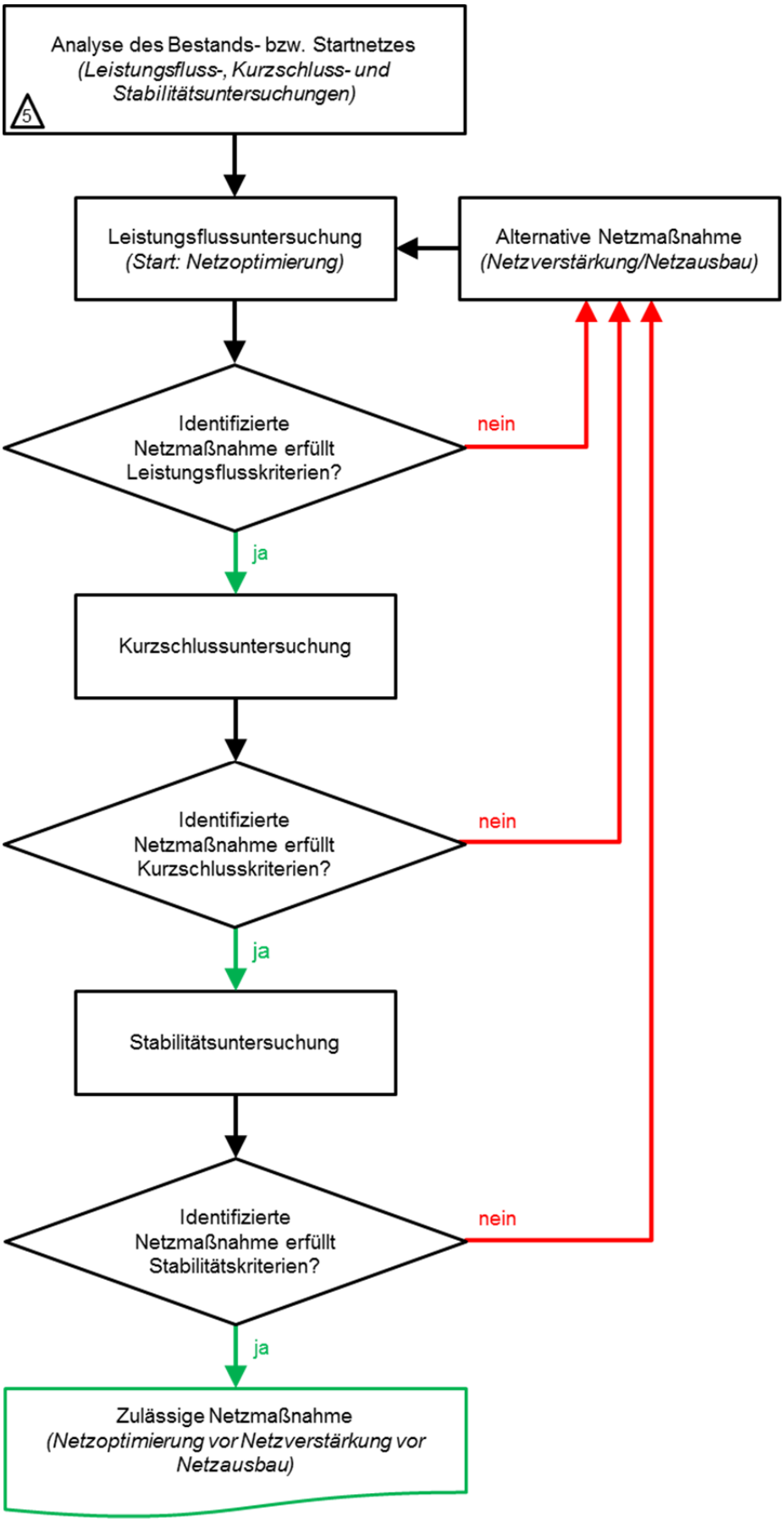
Anlage 1

Prinzipablauf des Netzplanungsprozesses





* bzw. Übertragungsaufgabe erfüllt


Analyse des Bestands- bzw. Startnetzes
(Leistungsfluss-, Kurzschluss- und Stabilitätsuntersuchungen)
5
Leistungsflussuntersuchung
(Start: Netzoptimierung)
Alternative Netzmaßnahme
(Netzverstärkung/Netzausbau)
Identifizierte Netzmaßnahme erfüllt Leistungsflusskriterien?
nein
ja
Kurzschlussuntersuchung
Identifizierte Netzmaßnahme erfüllt Kurzschlusskriterien?
nein
ja
Stabilitätsuntersuchung
Identifizierte Netzmaßnahme erfüllt Stabilitätskriterien?
nein
ja
Zulässige Netzmaßnahme
(Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau)

Anlage 2

Randbedingungen für Leistungsflussuntersuchungen in der Netzplanung

Klasse	Grundfall bzw. Ausfallart	Übertragungsaufgabe	Netznutzungsfall (NNF)	Grenzwerteinhaltung
G	Grundfall	Horizontal und Vertikal	Alle NNF	Standard
B1	Freischaltung eines Betriebsmittels	Horizontal und Vertikal	Alle NNF	Standard
B2	Freischaltung Mehrfachleitung oder Leitungskreuzung *	Horizontal und Vertikal	NNF mit angepasster Übertragungsaufgabe	Standard, ggf. Auswirkung auf Anlagengestaltung oder Provisorien bei Um-/Neubau
A1	(n-1)-Ausfall	Horizontal	Alle NNF	Standard
A2	(n-1)-Ausfall	Vertikal für Entnahme VNB	Alle Entnahme-NNF	Standard
A3	(n-1)-Ausfall	Vertikal für Entnahme Industrie	Alle Entnahme-NNF	Abhängig vom Netznutzer
A4	(n-1)-Ausfall	Vertikal mit EE-Rückspeisung VNB	Alle Rückspeisungs-NNF	Standard, mit Eingriffsmöglichkeit auf VNB-Seite
A5	(n-1)-Ausfall	Vertikale Einspeisung	Alle Einspeisungs-NNF	(n-0) bzw. abhängig vom Netznutzer
AA1	Freischaltung und (n-1)-Ausfall **	Horizontal	Ggf. Anpassung durch Markteingriff	Standard
AA2	Freischaltung und (n-1)-Ausfall **	Vertikal für Entnahme VNB	Alle Entnahme-NNF	Standard, in Koordination ÜNB/VNB
AA3	Freischaltung und (n-1)-Ausfall **	Vertikal für Entnahme Industrie	Alle Entnahme-NNF	Abhängig vom Netznutzer
AA4	Freischaltung und (n-1)-Ausfall **	Vertikal mit EE-Rückspeisung VNB	Alle Rückspeisungs-NNF mit EE-Anpassung	Standard, mit Eingriffsmöglichkeit auf VNB-Seite
C1	Unabhängiger Mehrfachausfall	Nicht für die Netzauslegung relevant		
C2	Common-Mode-Ausfall	Horizontal	Alle NNF	Temporär erweiterte Grenzwerte zulässig, räumlich begrenzte Störungsauswirkung
C2	Common-Mode-Ausfall	Vertikal für Entnahme VNB	Alle Entnahme-NNF	Temporär erweiterte Grenzwerte zulässig, in Koordination ÜNB/VNB
C3	Common-Mode-Ausfall	Vertikal für Entnahme Industrie	Alle Entnahme-NNF	Abhängig vom Netznutzer
C4	Common-Mode-Ausfall	Vertikal mit EE-Rückspeisung VNB	Alle Rückspeisungs-NNF	Temporär erweiterte Grenzwerte zulässig, räumlich begrenzte Störungsauswirkung

* Beschränkung auf zwei Stromkreise gemäß Kapitel 3.5.2 (hier: Nichtverfügbarkeit mehrerer Betriebsmittel) und Tabelle 2.

** Erweiterter (n-1)-Ausfall bzw. erweitertes (n-1)-Kriterium gemäß Kapitel 3.5.2 Nichtverfügbarkeit bzw. Ausfall mehrerer Betriebsmittel.

Klasse	Grundfall bzw. Ausfallart	Übertragungsaufgabe	Netznutzungsfall (NNF)	Grenzwerteinhaltung
S1	Sammelschiene oder Sammelschienenabschnitt ***	Horizontal	Alle NNF	Temporär erweiterte Grenzwerte zulässig, räumlich begrenzte Störungsauswirkung, Erzeugungs- oder Lastausfall bis 2.000 MW
S2	Sammelschiene oder Sammelschienenabschnitt ***	Vertikal für Entnahme VNB	Alle Entnahme-NNF	Temporär erweiterte Grenzwerte zulässig, räumlich begrenzte Störungsauswirkung, in Koordination ÜNB/VNB
S3	Sammelschiene oder Sammelschienenabschnitt ***	Vertikal für Entnahme Industrie	Alle Entnahme-NNF	Abhängig vom Netznutzer
S4	Sammelschiene oder Sammelschienenabschnitt ***	Vertikal mit EE-Rückspeisung VNB	Alle Rückspeisungs-NNF	Temporär erweiterte Grenzwerte zulässig, räumlich begrenzte Störungsauswirkung, in Koordination ÜNB/VNB, Erzeugungsausfall bis 2.000 MW
S5	Zwei gekuppelte Sammelschienen oder -abschnitte	Horizontal	Alle NNF	Temporär erweiterte Grenzwerte zulässig, räumlich begrenzte Störungsauswirkung, Erzeugungs- oder Lastausfall bis 3.000 MW
S6	Zwei gekuppelte Sammelschienen oder -abschnitte	Vertikal	Alle NNF	Temporär erweiterte Grenzwerte zulässig, räumlich begrenzte Störungsauswirkung, in Koordination ÜNB/VNB, Erzeugungs- oder Lastausfall bis 3.000 MW

*** (n-1)-Ausfall gemäß Kapitel 3.5.1 Einfachausfall