

# Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

-

## 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW

### Dokumenteninformationen

Dokument	Systemschutzplanplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber
Bearbeitungsstand	Final
Bearbeitungsdatum	14.12.2018

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

### Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort .....	6
2	Ziele des Systemschutzplans .....	6
3	Aktivierung des Systemschutzplans .....	7
3.1	Betriebliche Sicherheitsgrenzwerte für den Betrieb des Übertragungsnetzes.....	7
3.1.1	Stromgrenzwerte .....	8
3.1.2	Spannungsgrenzwerte .....	9
3.2	Bestimmung und Erkennung der Systemzustände .....	10
3.3	Maßnahmen vor Aktivierung des Systemschutzplans.....	10
4	Manuelle Maßnahmen des Systemschutzplans.....	12
4.1	Verfahren zum Umgang mit Frequenzabweichungen .....	12
4.1.1	Manuelle Letztmaßnahmen bei Unterfrequenz .....	13
4.1.2	Manuelle Maßnahmen bei Überfrequenz .....	14
4.2	Verfahren zum Umgang mit Spannungsabweichungen.....	14
4.2.1	Umgang mit Unterspannung .....	15
4.2.2	Umgang mit Überspannung .....	15
4.3	Verfahren zum Leistungsflussmanagement .....	16
4.4	Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung.....	16
4.5	Verfahren für den manuellen Lastabwurf .....	17
5	Automatische Maßnahmen des Systemschutzplans.....	17
5.1	Konzept zur automatischen Unterfrequenzregelung .....	18
5.1.1	Maßnahmen vor Auslösung des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs .....	18
5.1.2	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf .....	19
5.2	Konzept zur automatischen Überfrequenzregelung .....	19
5.3	Konzept zur automatischen Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung.....	20
6	Schnittstellen zwischen ÜNB, VNB und SNN .....	21
6.1	Bereitstellung von Informationen und Daten .....	21
6.1.1	Benachbarte ÜNB und ÜNB des Verbundnetzes .....	21
6.1.1.1	Zusammenarbeit der ÜNB innerhalb des Verbundnetzes .....	21
6.1.1.2	Konzept zur automatischen Über- und Unterfrequenzregelung .....	21
6.1.2	Direkt nachgelagerte Netzbetreiber .....	22
6.1.2.1	Konzept zur automatischen Über- und Unterfrequenzregelung .....	22
6.1.2.2	Abruf von manuellen Maßnahmen bei VNB .....	22
6.1.3	Signifikante Netznutzer .....	22
6.1.3.1	Abruf von manuellen Maßnahmen bei SNN .....	22

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

6.1.3.2	Konzept zur automatischen Über- und Unterfrequenzregelung .....	23
6.2	Kommunikationssysteme .....	23
6.2.1	Sprachkommunikation .....	23
6.2.2	Informationsaustausch über IT-Systeme.....	23
7	Monitoring hinsichtlich der Fähigkeiten von ÜNB, VNB und SNN .....	24
7.1	Konformitätstests und regelmäßige Überprüfung des Systemschutzplans .....	24
7.1.1	Manuelle Maßnahmen.....	24
7.1.2	Unterfrequenzlastabwurf .....	24
7.1.2.1	Überprüfung der systemtechnischen Einstellungen .....	24
7.1.2.2	Zusammenarbeit der ÜNB.....	25
7.1.2.3	Zyklische Prüfung der Frequenzschutzrelais und der Leistungsschalter.....	25
7.1.2.4	Definition des Auslegungsstörfalls .....	25
7.1.3	Überfrequenz .....	25
7.1.4	Spannungshaltung .....	26
7.2	Im Dauerbetrieb zusätzlich zu prüfende Fähigkeiten von VNB und SNN .....	27
Anhang:	Übersicht der umzusetzenden Maßnahmen und einzuhaltenden Umsetzungsfristen.....	29

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

### Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Begriff
ACE	Area Control Error
BNetzA	Bundesnetzagentur
DEA	dezentrale Erzeugungsanlagen
EAS	ENTSO-E Awareness System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
f	Frequenz
FCR	frequency containment reserve (Frequenzhaltungsreserven)
aFRR	automatic frequency restoration reserve (automatische Frequenzwiederherstellungsreserven)
mFRR	manual frequency restoration reserve (manuelle Frequenzwiederherstellungsreserven)
gVNB	geschlossene Verteilnetzbetreiber
HoBA	Horizontaler Belastungsausgleich
I	Strom
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode at Overfrequency
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode at Underfrequency
MRL-Koordinator	Minutenreservekoordinator
NC ER	Network Code Emergency & Restoration (deutscher Titel „Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes“)
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe
SO GL	System Operation Guideline
SNN	signifikante Netznutzer
SSP	Systemschutzplan
U	Spannung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber



Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Abkürzung	Begriff
UFLA	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf
VNB	Verteilnetzbetreiber

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

### 1 Vorwort

Gemäß ihrer Rolle sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gesetzlich zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit und den Betrieb ihres Stromnetzes innerhalb der festgelegten Betriebssicherheitsgrenzen verpflichtet. Durch das Energiewirtschaftsgesetz, insbesondere den § 13 EnWG, verfügen die ÜNB über verschiedene Mittel zur Gewährleistung dieser Verpflichtung.

In diesem Kontext hat der ÜNB sicherzustellen, dass Großstörungen oder gar Netzzusammenbrüche durch geeignete Maßnahmen verhindert werden können. Zwar verantwortet der ÜNB im Allgemeinen die grundsätzliche Umsetzung des Systemschutzplans, jedoch ist er hier sehr stark auf die Mitwirkung seiner direkt unterlagerten Verteilnetzbetreiber (VNB) angewiesen, nicht zuletzt durch die sich sehr stark ändernde Erzeugungslandschaft von einem zentralen Energieversorgungssystem hin zu einer überwiegend dezentralen Versorgung durch erneuerbare Energien.

Um auch in kritischen Notsituationen handlungsfähig sein zu können, ist daher jeder regelzonenverantwortliche ÜNB nach der Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (NC ER) verpflichtet, einen Systemschutzplan (SSP) aufzustellen, der die hierfür notwendigen Maßnahmen beschreibt.

Das vorliegende Dokument beschreibt einen Rahmen mit einer Übersicht der Notfallmaßnahmen und deren Notwendigkeit. Die hier definierten Anforderungen gelten somit gleichermaßen für ÜNB, VNB sowie signifikante Netznutzer (SNN) der Regelzone. Damit sind diese dazu verpflichtet, die Anforderungen einzuhalten und die enthaltenen Festlegungen innerhalb der gesetzten Fristen umzusetzen.

### 2 Ziele des Systemschutzplans

Das Ziel des Systemschutzplans ist es, in kritischen Notsituationen geeignete Maßnahmen zur Verfügung zu haben, um die Netz- und Systemsicherheit im Synchrongebiet aufrecht zu erhalten.

Die im Systemschutzplan definierten Maßnahmen berücksichtigen dabei die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte, das Verhalten und das Potenzial der Last und der Stromerzeugung innerhalb des Synchrongebietes sowie die Eigenschaften des Übertragungsnetzes und der nachgelagerten Verteilnetze.

Diese Maßnahmen halten sowohl die deutschen ÜNB als auch die europäischen Partner im europäischen Synchronverbund vor.

Der Systemschutzplan wurde dabei nach dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit (Auswirkungen müssen minimal, wirtschaftlich und notwendig sein) und unter Berücksichtigung der Diskriminierungsfreiheit entwickelt. Ergriffene Maßnahmen dürfen nicht zu einer Verschlechterung des Netzzustandes benachbarter Netze führen. Dies erfordert bei der Erstellung des Systemschutzplans eine enge Abstimmung und Harmonisierung der Maßnahmen in Notsituationen mit den benachbarten ÜNB sowie den ÜNB des europäischen Synchrongebietes. Nicht zuletzt trägt diese Abstimmung zu einer verbesserten und effizienten Zusammenarbeit in kritischen Netzsituationen bei.

Im Systemschutzplan werden für mögliche Gefährdung sowohl manuelle als auch automatische Gegenmaßnahmen definiert. Die anzusetzenden Kriterien, die zu einem Abruf der Maßnahmen und somit zur Aktivierung des Systemschutzplans führen, sind im nachfolgenden Kapitel gegeben.

Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

### 3 Aktivierung des Systemschutzplans

Der Systemschutzplan wird aktiviert, wenn sich das Energieversorgungssystem entsprechend Art. 18 (3) der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL) im Notzustand befindet oder auf Basis der Sicherheitsanalysen Maßnahmen aus dem Systemschutzplan erforderlich sind.

Hierbei ist die Einsatzreihenfolge der Maßnahmen entsprechend der Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) einzuhalten. Es werden zuerst topologische, dann marktbasierende Maßnahmen und zusätzliche Reserven nach § 13 Abs. 1 EnWG eingesetzt. Sind diese nicht mehr ausreichend oder in der Schnelle der Situation nicht rechtzeitig wirksam, sind die ÜNB zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit berechtigt und verpflichtet, Letztmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG anzuweisen und durchzuführen.

Der Systemschutzplan enthält manuelle und automatische Maßnahmen. Automatische Maßnahmen, wie z. B. der automatische Unterfrequenzabhängige Lastabwurf (UFLA), werden bei bestimmten Sicherheitsgrenzwerten automatisch aktiviert. Die konkreten Aktivierungskriterien der einzelnen Maßnahmen sind in den Kapiteln 4 und 5 im Zusammenhang mit der detaillierten Beschreibung der Maßnahmen festgelegt.

#### 3.1 Betriebliche Sicherheitsgrenzwerte für den Betrieb des Übertragungsnetzes

Der Zustand des Netzes kann anhand verschiedener Kenngrößen (Strom, Spannung, Frequenz und Area Control Error (ACE)) bewertet werden. Für diese Kenngrößen gibt es Grenzwerte, die dem Schutz zur Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs dienen.

Die deutschen ÜNB orientieren sich dabei an den Grenzwerten in der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL).

Darüber hinaus wurden für den Betrieb des Übertragungsnetzes zwischen den deutschen ÜNB die im Folgenden dargestellten Grenzwerte definiert. Dies soll neben einem einheitlichen Verständnis ebenso einer Harmonisierung des Betriebs der Übertragungsnetze in den jeweiligen Regelzonen dienen. Soweit die Systemsicherheit und die Belastung der Betriebsmittel es zulassen, können auch weiter gefasste Grenzwerte mit den Netzkunden vereinbart werden.

Im Nachfolgenden werden die Netzsicherheitsgrenzwerte für Strom und Spannung näher beschrieben. Die im europäischen Verbundsystem einheitlich zu anzuwendenden Grenzwerte für Frequenz sowie den ACE sind in Kapitel 4.1 beschrieben.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

**3.1.1 Stromgrenzwerte**

Nachfolgend werden Stromgrenzwerte für die Grundfall-Betrachtung sowie die (n-1)-Betrachtung (siehe Abbildung 1) definiert und die entsprechenden Warn- und Alarmierungsgrenzen festgelegt. Grundfall und (n-1)-Fall beziehen sich hierbei auf den Engpassstrom. Für den Grundfall liegt ein Befund bei einer Stromkreisauslastung von 90 % des Engpassstromes vor.

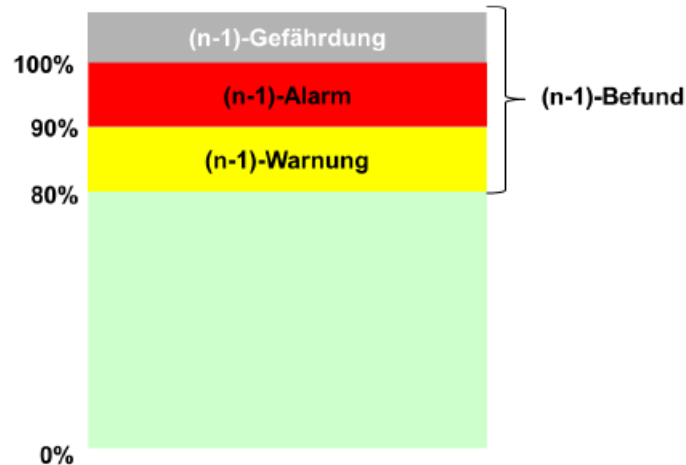


Abbildung 1: Farbschema zu (n-1)-Befunden<sup>1</sup>

Bei der Ausfallvariantenrechnung wird der Ausfall von zuvor definierten Elementen (u. a. Stromkreis, Transformator, Generatoren) simuliert und für jeden Einzelfall überprüft, ob sich Strombelastung und Spannung noch innerhalb der zulässigen Grenzen befinden. Im Verletzungsfall werden entsprechende Befunde ausgegeben. Im Gegensatz zum Grundfall müssen bei der (n-1)-Betrachtung erst im Falle einer Gefährdung (Stromkreisauslastung über 100 %) zwangsläufig Maßnahmen nach § 13 EnWG eingeleitet werden. Bei einem (n-1)-Alarm (Stromkreisauslastung über 90%) erfolgt dies unter Bewertung der Gesamtsituation. Hierzu werden Faktoren wie die mögliche Entwicklung von Last, Erzeugung, Wetter usw. betrachtet.

<sup>1</sup> Das dargestellte Farbschema dient nicht zur Bestimmung der Systemzustände.



## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

### 3.1.2 Spannungsgrenzwerte

Abbildung 2 zeigt die definierten Spannungsgrenzwerte. In der betrieblichen Praxis muss auch hier zwischen Grundfall und (n-1)-Befund einer Ausfallvariantenrechnung unterschieden werden.



Abbildung 2: Darstellung der Spannungsbänder<sup>2</sup>

#### Betriebsspannungsband

Das Betriebsspannungsband (390 kV - 420 kV / 220 kV - 245 kV) entspricht dem betrieblich zulässigen Bereich für Spannungen in der Grundfallbetrachtung.

#### Sollspannungsband

Innerhalb des Betriebsspannungsbandes ist ein möglichst hoher Wert anzustreben, um eine maximale Übertragungsfähigkeit zu erreichen und die Wirkverluste zu reduzieren. Daher wird ein Sollspannungsband (410 kV - 419 kV / 230 kV - 244 kV) festgelegt. In Vorbereitung auf zu erwartende Spannungsanstiege kann vom Sollspannungsband nach unten abgewichen werden. An den Verbundkuppelstellen kann ein gemeinsamer Spannungssollwert abgestimmt werden, um Blindleistungsflüsse auf Verbundkuppelleitungen zu minimieren.

<sup>2</sup> Das dargestellte Farbschema dient nicht zur Bestimmung der Systemzustände.

### 3.2 Bestimmung und Erkennung der Systemzustände

Im Rahmen der Netz- und Systemführung stehen dem ÜNB verschiedenste Werkzeuge zur Bestimmung des Netzzustandes zur Verfügung. Gängigstes Mittel stellt dabei das jeweilige Netzleitsystem des ÜNB dar. Akustische und visuelle Alarmierungen basierend auf Messwertverarbeitung, Grundfall- und Ausfallvariantenrechnung informieren über die für die Aktivierung des Systemschutzplan relevanten Kriterien. Dazu gehören unter anderem fehlende Reserven, Grenzwertverletzungen und Verletzungen des (n-1)-Kriteriums.

Beim Vorliegen besonderer äußerer Einflüsse, z. B. extremer Wettersituationen wie Unwetter oder Eisregen oder Anschlagswarnungen gegen Betriebsmittel, ist mit Mehrfachausfällen von Betriebsmitteln zu rechnen. Ergänzend zur Analyse von Ausfällen einzelner Betriebsmittel wird dann zusätzlich auch der gleichzeitige Ausfall von vordefinierten Kombinationen mehrerer Betriebsmittel sowohl in den Prognoseberechnungen als auch im Echtzeitbetrieb betrachtet. Die davon betroffenen Betriebsmittel werden als sogenannte „Exceptional Contingencies“ definiert und im Bedarfsfall in der Ausfallvariantenrechnung berücksichtigt. Die Bestimmung des Systemzustands erfolgt dabei anhand der festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte (siehe auch Kapitel 3.1).

Die Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL) (siehe auch Art. 19 SO GL) verpflichtet jeden ÜNB, dessen Übertragungsnetz sich in einem Zustand befindet, der nicht dem Normalzustand entspricht, unverzüglich alle ÜNB des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) darüber zu informieren. Neben dem Systemzustand stellt der betroffene ÜNB zusätzliche Informationen über seine Übertragungsnetzbetriebsmittel, die zur Observability Area anderer ÜNB gehören, bereit.

Zum Austausch der Netz- und Systemzustände sowie weiterer relevanter Systeminformationen wurde das sogenannte „ENTSO-E Awareness System“ (EAS) etabliert. Im EAS wird durch verschiedene Ampelfarben signalisiert, in welchem Systemzustand sich das Netz des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers befindet. Der Austausch dieser Signale erfolgt in Echtzeit. Das Setzen der Ampeln erfolgt gemäß der EAS-Usage Procedure [1] und damit nach den Vorgaben der SO GL.

Unterschieden werden fünf verschiedene Systemzustände, welchen unterschiedliche Ampelfarben zugeordnet sind. Eine Festlegung der farblichen Kennung sowie der Kriterien zur Deklaration der Netz- und Systemzustände enthält die im Forum Netztechnik/Netzbetrieb erarbeitete Anwendungsregel VDE-AR-N 4141-1 [2], welche sich an den Festlegungen der Verordnung (EU) 2017/1485 (siehe auch Art. 18 SO GL) orientiert. Da Probleme im Übertragungsnetz Rückwirkungen auf die Verteilnetzebene haben können und auch umgekehrt, wird künftig eine erhöhte Transparenz zwischen ÜNB und VNB unumgänglich. Vorgaben hierzu werden ebenfalls durch die VDE-AR-N 4141-1 [2] gegeben.

### 3.3 Maßnahmen vor Aktivierung des Systemschutzplans

Zur Vermeidung eines Übergangs des Systems aus dem Normal- in den Notzustand (oder einen gefährdeten Zustand) stehen den Übertragungsnetzbetreibern verschiedene Maßnahmen zur Verfügung. Diese sind je nach Gefährdungs- oder Störungsart in Tabelle 1 skizziert. Nach Maßgabe des Energiewirtschaftsgesetzes sind diese, um eine rechtzeitige Wirkung zu erreichen, nach Möglichkeit bereits im Vorfeld abzurufen. Sind die Voraussetzungen für eine rechtzeitige Wirksamkeit nicht gegeben, sind die entsprechenden Maßnahmen des Systemschutzplans einzuleiten.

Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 1: Abhilfemaßnahmen im normalen sowie gefährdeten Systemzustand

Maßnahmen und Anpassungen nach § 13 EnWG	Maßnahmen, netzbezogen § 13 Abs. 1 EnWG	Maßnahmen, marktbezogen und zusätzliche Reserven § 13 Abs. 1 EnWG	Störung aufgrund		
			I	U	f
Topologiemassnahmen	x		x	x	
Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder (Spannung, Strom)	x		x	x	
Redispatch		x	x	x	
Kapazitätsbegrenzung an Grenzkuppelleitungen in Abstimmung mit Nachbar-ÜNB		x	x		
Countertrading		x	x		
Vertraglich vereinbarte zu- und abschaltbare Lasten		x	x	x	x
Mobilisierung von zusätzlichen Reserven durch den ÜNB (u. a. Netzreserve und Kapazitätsreser- ve)		x	x	x	x
Wirkleistungsunterstützung durch benachbarten ausländischen ÜNB (Notreserveverträge)		x			x
Einsatz Regelenergie (FCR, aFRR, mFRR)		x			x
Börsengeschäfte		x	x		x

(Grün: netzbezogene Maßnahmen, Gelb: marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG)

Hinweise: In Tabelle 1 sind die gängigsten Abhilfemaßnahmen und Eingriffsmöglichkeiten für Übertragungsnetzbetreiber aufgelistet, um ihre Netze im Normalzustand halten zu können. Die Liste zeigt keine Abrufreihenfolge. Die Priorisierung der Maßnahmen kann nicht aus gesetzlichen Vorgaben abgeleitet werden (siehe auch VDE-AR-N 4140 [3]).

## 4 Manuelle Maßnahmen des Systemschutzplans

Die „Systemschutzplanverfahren“ enthalten manuelle Maßnahmen, welche vor dem Auslösen der automatischen Maßnahmen der Netzschutzkonzepte angewiesen werden. Maßnahmen der Systemschutzplanverfahren werden nach den in Kapitel 3 beschriebenen Voraussetzungen aktiviert, sofern sie erforderlich und zeitlich möglich sind.

In den Kapiteln 4.1 bis 4.5 werden die manuellen Maßnahmen des Systemschutzplans dargestellt. Sie umfassen folgende Systemschutzplanverfahren:

- 1) Verfahren zum Umgang mit Frequenzabweichungen (Kapitel 4.1)
- 2) Verfahren zum Umgang mit Spannungsabweichungen (Kapitel 4.2)
- 3) Verfahren zum Leistungsflussmanagement (Kapitel 4.3)
- 4) Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung (Kapitel 4.4)
- 5) Verfahren zum manuellen Lastabwurf (Kapitel 4.5)

Die gesetzliche Grundlage für manuelle Notmaßnahmen ist das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Nach § 13 Abs. 2 des EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen.

Auf dieser Grundlage ist der ÜNB berechtigt, bei allen an das Übertragungsnetz angeschlossenen Netzkunden Anpassungen des Bezugs oder der Abgabe von Wirk- und Blindleistung direkt anzuweisen.

Anpassungen von Erzeugung und Last in unterlagerten Netzebenen können im Rahmen der sogenannten Kaskade nach VDE-AR-N 4140 [3] (unter Einbezug von § 14 EnWG) indirekt über die VNB angefordert werden. Die Kaskade beschreibt dabei den prozessualen Ablauf im Falle einer Notsituation und legt die Regeln für eine effiziente Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern der verschiedenen Netzebenen fest. Sofern einem Netzbetreiber im Rahmen seines Zuständigkeitsbereichs also keine Möglichkeiten einer Gefährdungsvermeidung mehr zur Verfügung stehen, so ist er befugt, entsprechende Weisungen an nachgelagerte Netzbetreiber zu erteilen.

In der VDE-AR-N 4140 [3] sind das grundsätzliche Vorgehen und die technische Umsetzung der Kaskadierung von Notmaßnahmen festgelegt. Auf dieser Basis hat jeder ÜNB innerhalb seiner Regelzone technische Vorgaben umgesetzt und Vereinbarungen (z. B. Kaskadenverträge oder Handlungsleitfäden) mit seinen Netzkunden getroffen, wie die Kommunikation in der Kaskade gestaltet ist.

### 4.1 Verfahren zum Umgang mit Frequenzabweichungen

Wenn bei einer anhaltenden Frequenzabweichung mit Ursache in Deutschland alle frequenzbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (siehe auch Kapitel 3.3) ausgeschöpft sind, stellt der Minutenreserveleistungskoordinator (MRL-Koordinator) eine deutschlandweite Leistungsmangelsituation oder eine deutschlandweite Leistungsüberschussituation fest und informiert unverzüglich die netzführenden Stellen der anderen ÜNB.

Bei Frequenzabweichungen, welche sich außerhalb der Grenzwerte für den gefährdeten Zustand nach Art. 18 Abs. 2 der SO GL befinden, werden folgende manuelle Maßnahmen eingeleitet:

- 1) Erreichen des gefährdeten Zustands nach Art. 18 Abs. 2 der SO GL ( $(\Delta f > 50 \text{ mHz für } t > 15 \text{ Minuten oder } \Delta f > 100 \text{ mHz für } t > 5 \text{ Minuten})$  und  $\Delta f < 200 \text{ mHz}$ )  
Ist der gefährdete Zustand erreicht, wird vom Synchrongebiets-Beobachter (Synchronous Area Monitor, beschrieben in Art. 133 SO GL) die „Extraordinary Procedure In Case of Alert State due to a Violation of System Frequency Limits“ des Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe (SAFA Policy 1) [4] ausgelöst.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Ist auch im Rahmen dieser Prozedur keine Unterstützung aus der Regional Group Continental Europe (RGCE) möglich und der deutsche Regelblock ist Verursacher der Frequenzabweichung ( $ACE\ DE > 750\ MW$ ), werden entsprechend SO GL Art. 152 Abs. 13 nach spätestens 30 Minuten manuelle Letztmaßnahmen eingeleitet. Bei Ursache der Abweichungen außerhalb von Deutschland greift das Szenario nicht.

### 2) Erreichen des Notzustands nach Art. 18 Abs. 3 der SO GL ( $\Delta f > 200\ mHz$ )

Ist der Notzustand erreicht und es gibt keine Hinweise, dass sich die Frequenzabweichung in Kürze wieder reduzieren wird, werden alle verfügbaren Regelleistungsreserven im deutschen Regelblock aktiviert, um die Frequenz wieder mindestens in den Bereich des gefährdeten Zustands zurückzuführen.

Im Fall, dass die Ursache für den Notzustand im deutschen Regelblock liegt ( $ACE\ DE > 750\ MW$ ) und alle verfügbaren Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG erschöpft sind oder zeitlich nicht mehr rechtzeitig wirken, sind zuerst manuelle Letztmaßnahmen zur Anpassung der Erzeugungsleistung und zuletzt Letztmaßnahmen zur Anpassung der Abnahmeleistung zu aktivieren.

Liegt die Ursache der Frequenzabweichung nicht im deutschen Regelblock, sind Letztmaßnahmen durch den verantwortlichen ausländischen ÜNB in seinem Regelblock einzuleiten.

Bei Unterfrequenz muss bei einem weiteren Absinken der Frequenz sichergestellt sein, dass sich, bevor automatische Maßnahmen des Systemschutzplans nach Kapitel 5 aktiviert werden, keine Pumpspeicherkraftwerke mehr im Pumpbetrieb befinden. Hierzu ist über die VDE-AR-N 4142 [5] geregelt, dass bei einem Absinken der Netzfrequenz unter 49,8 Hz ein automatisches Umsteuern von Pumpbetrieb in Turbinenbetrieb erfolgen muss.

Die Federführung bei der Aktivierung manueller Letztmaßnahmen hat der MRL-Koordinator. Die Krisenorganisationen der ÜNB informieren die Behörden und die Öffentlichkeit über Lage und Maßnahmen. Jeder ÜNB informiert (nach Möglichkeit und sofern noch ausreichend Zeit dafür vorhanden ist) die direkt angeschlossenen Verteilnetzbetreiber über die kurz bevorstehenden Lastabschaltanforderungen im Rahmen einer „Ankündigung“ entsprechend der Vorgaben in der VDE-AR-N 4140 [3].

#### **4.1.1 Manuelle Letztmaßnahmen bei Unterfrequenz**

Im Falle einer Unterfrequenz erfolgt eine manuelle Reduzierung der Abnahmeleistung (Lastabwurf), nachdem jegliche noch verfügbare Kraftwerksleistung aktiviert wurde und kein Pumpbetrieb in den Pumpspeicherkraftwerken mehr durchgeführt wird. Unter Federführung des MRL-Koordinators wird der Umfang der Lastabschaltung abgestimmt (Richtwert für die in Deutschland abzuschaltende Leistung: Faktor 1,5 des anstehenden ACE).

Ziel der Lastabschaltung ist mindestens wieder eine ausgeglichene Systembilanz, damit Primärregelleistung (FCR) gesamt und Sekundärregelleistung (mFRR) teilweise wieder verfügbar wird. Zusätzlich muss wieder Regelleistung freigegeben werden, um für den Fall von Störungsereignissen handlungsfähig zu sein.

Die Aufteilung der Lastabschaltmengen zwischen den ÜNB erfolgt entsprechend der Verteilung der Endverbraucherlasten nach dem horizontalen Bilanzausgleich Schlüssel (HoBA-Schlüssel). Wird das Systembilanzproblem durch ein Engpassproblem überlagert, stimmt der MRL-Koordinator eine Anpassung der Aufteilung unter Beachtung der Netzsituation mit den netzführenden Stellen der ÜNB ab. Die Reduzierung der Abnahmeleistung ist entsprechend Kapitel 4.5 im Rahmen der Kaskade nach VDE-AR-N 4140 [3] durchzuführen.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

### 4.1.2 Manuelle Maßnahmen bei Überfrequenz

Im Falle einer Überfrequenz erfolgt eine manuelle Reduzierung der Erzeugungsleistung. Die ÜNB gehen dabei generell davon aus, dass sich alle Kraftwerke im Markt befinden und bereits durch Wirkung der Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (Börsengeschäfte) heruntergefahren wurden, sofern keine technischen Restriktionen vorliegen (Mindesterzeugung). Sollte in solchen Situationen dennoch konventionelles Absenkpotential verfügbar sein, ist dieses gemäß § 13 Abs. 2 EnWG abzusenken. Unter Federführung des MRL-Koordinators wird der Umfang der Leistungseinsenkung abgestimmt (Richtwert für die in Deutschland abzuschaltende Leistung: Faktor 1,5 des anstehenden ACE).

Die konventionelle Erzeugung im Hoch- und Höchstspannungsnetz sowie der Verbrauch von Pumpen und weiteren beeinflussbaren Energieverbrauchern sind unter Berücksichtigung der oben genannten Restriktionen anzupassen:

- Alle am Hoch- und Höchstspannungsnetz befindlichen Erzeugungsanlagen auf ihr technisches Minimum absenken
- Pumpen mit maximaler Pumpleistung und andere verfügbare Energieverbraucher mit maximaler Leistungsaufnahme ans Netz nehmen
- Erzeugungseinheiten abschalten unter Berücksichtigung der Systemstabilität

Bei der Reduzierung der Erzeugung und Abschaltung von Kraftwerken ist die aktuelle sowie die erwartete Netzsituation zu berücksichtigen. Wenn das zuvor beschriebene Absenkpotential ausgeschöpft ist, werden nach § 13 Abs. 2 EnWG im Rahmen der Kaskade Maßnahmen zur Einsenkung der Erzeugungsleistung im Übertragungsnetz und Verteilnetz angewiesen. Die Aufteilung der abzusenkenden Leistung auf die einzelnen Regelzonen erfolgt in Abstimmung der vier deutschen ÜNB in Abhängigkeit der aktuellen Ist-Einspeisung. Grundlage für die regelzoneninterne Verteilung ist zum einen die aggregierte installierte konventionelle Erzeugung, zum anderen die aggregierte erneuerbare Erzeugung (EE) und Kraftwärme-Kopplung-Erzeugungsleistung (KWK). Bei Bedarf (z. B. Überlagerung mit lokalen Netzsicherheitsproblemen) kann von dieser Aufteilung abgewichen werden.

Zur Einsenkung von konventioneller und erneuerbarer Erzeugung bei den VNB sind die Prozesse mit diesen im Rahmen der Kaskade (siehe auch VDE-AR-N 4140 [3]) anzuwenden.

Im Rahmen der Anwendung der Kaskade beachten die VNB ihrerseits diese Vorgaben (z. B. Einspeiseranking).

Zur Stützung der Netzfrequenz bei hohen Frequenzabweichungen ist nach SAFA Policy 1 [4] und SAFA Policy 5 [6] jeder ÜNB in der Lage, seinen Leistungs-Frequenz-Regler in „f-Mode“ (Frequenzmodus) oder „Frozen-Mode“ (Einfrieren des Reglers) umzuschalten und das aFRR-Soll-Signal manuell einzustellen, um noch freie Regelleistung zu aktivieren und zu vermeiden, dass gegenläufige Effekte verursacht werden.

### 4.2 Verfahren zum Umgang mit Spannungsabweichungen

Im Falle von Spannungsabweichungen dienen die Maßnahmen nach §13 EnWG dazu, die Spannung im günstigsten Fall im Sollspannungsband oder mindestens im Betriebsspannungsband zu halten.

Nach der Definition der ÜNB umfasst das Betriebsspannungsband die Bereiche von 390 kV – 420 kV und 220 kV – 245 kV. Solange sich die Spannung innerhalb des Betriebsspannungsbandes befindet, sind Spannungsabweichungen hinsichtlich der Netzsicherheit unkritisch (siehe Kapitel 3.1.2).

Sind Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG ausgeschöpft und die Spannung befindet sich außerhalb der definierten Sicherheitsgrenzwerte, können Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt werden. Diese Maßnahmen sind Teil des Systemschutzplans.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

### 4.2.1 Umgang mit Unterspannung

Eine erste entlastende Wirkung wird durch manuelles Blockieren der Spannungsregler von automatisch gestuften 380- und 220/110-kV-Transformatoren und 110/MSP-Transformatoren erfolgen. Die Blockierung der Spannungsregler erfolgt bei einer Netzspannung zwischen 380 und 390 kV bzw. 210 und 220 kV. Diese Maßnahme gilt im Grundfall. Eine kontinuierliche Veränderung des Spannungsniveaus über alle Spannungsebenen wird in Kauf genommen. Dies schließt auch eine Verletzung der zulässigen Spannungsbänder beim Endverbraucher ein.

Erholt sich die Spannung im Übertragungsnetz oder einem betroffenen Teilnetz nicht und sinkt weiter ab, kann bei zu niedrigen Spannungen zusätzlich zum Blockieren der Spannungsregler automatisch gestufter Transformatoren auch ein Absenken des Spannungsniveaus in den unterlagerten Spannungsebenen in Abstimmung mit dem VNB erfolgen. Zuletzt können auch manuelle Lastabschaltungen nach VDE-AR-N 4140 [3] angewiesen werden.

Auch ohne einen drohenden Spannungskollaps können kontrollierte Lastabschaltungen notwendig werden, um z. B. ungewollte kaskadierende Ausfälle bis hin zum Zerfall ganzer Netzgebiete durch Auslösungen des Netzschutzes infolge zu niedriger Spannung zu vermeiden. Um dies sicherzustellen, sollten Lastabschaltungen bei Netzspannungen im Bereich zwischen 360 – 370 kV bzw. 198 – 205 kV erfolgen. Die Wirkung der Netzentlastung nimmt bei abnehmender Netzspannung und bei Annäherung an die Stabilitätsgrenze zu.

Für den Fall eines Unterschreitens der Spannung an einzelnen Netzknoten oder im gesamten Übertragungsnetz ist der Handlungsrahmen für die Maßnahmen zur Abstimmung zwischen ÜNB und VNB gemäß VDE-AR-N 4141-1 [2] zu definieren.

Kann durch die beschriebenen Maßnahmen die Netzspannung nicht stabilisiert werden, drohen bei weiter absinkender Netzspannung im Übertragungsnetz unter 360 kV kaskadierende Schutzauslösungen und ein Zusammenbruch der Spannung (Spannungskollaps). Weiterführende automatische Gegenmaßnahmen sind in Kapitel 5.3 beschrieben.

### 4.2.2 Umgang mit Überspannung

Für den Fall eines Überschreitens der Spannung an einzelnen Netzknoten oder im gesamten Übertragungsnetz ist der Handlungsrahmen für die Maßnahmen zur Abstimmung zwischen ÜNB und VNB gemäß VDE-AR-N 4141-1 [2] zu definieren.

Sobald netz- und marktbezogene Maßnahmen ausgeschöpft sind (z. B. Transformatorstufung, Redispatch), sind manuelle Letztmaßnahmen einzuleiten. Unter Letztmaßnahmen fallen alle Maßnahmen, die eine Abschaltung von Erzeugern oder durch Abschaltung von Betriebsmitteln eine Beeinträchtigung von Netzkunden herbeiführen, z. B.

- manuelle Blockierung der Spannungsregler von automatisch gestuften 380- und 220/110-kV-Transformatoren und 110/MSP-Transformatoren
- Ausschaltung konventioneller Kraftwerke mit Blindleistungseinspeisung (übererregter Betrieb),
- Ausschaltung von EE-Einspeisungen mit Blindleistungseinspeisung (übererregter Betrieb) oder
- Ausschaltung von Betriebsmitteln mit Einfluss auf Netzkunden.

Letztmaßnahmen werden spätestens bei Spannungen größer 430 kV bzw. 250 kV eingeleitet. Je nach Situation und übergreifenden Netzgegebenheiten kann hiervon abgewichen werden. Dies ist zwischen ÜNB, VNB sowie SNN abzustimmen.

### 4.3 Verfahren zum Leistungsflussmanagement

Eine Leistungsflusssteuerung im Übertragungsnetz zur Einhaltung der festgelegten Sicherheitsgrenzwerte (Strom) ist durch verschiedene Verfahren zum Leistungsflussmanagement möglich (siehe Kapitel 3.3). Sicherzustellen ist hierbei, dass diese keinen oder einen möglichst geringen Einfluss auf Endverbraucher haben.

Zu diesen Verfahren gehören:

- Leistungsanpassung konventioneller Kraftwerke nach EnWG § 13 Abs. 2,
- Leistungsanpassung von KWK-Anlagen sowie EE-Anlagen mittels Einspeisemanagement.

Im Falle einer Leistungsanpassung konventioneller Kraftwerke ist gemäß dem Ziel, einen bilanziellen Ausgleich schaffen zu müssen, bei einer Leistungseinsenkung im gleichen Maße eine Leistungserhöhung notwendig. Dies erfolgt in erster Linie über eine Leistungserhöhung in anderen konventionellen Kraftwerken, welche sich nach Möglichkeit auch entlastend auf den Engpass (Stromgrenzwertverletzung) auswirkt oder diesen zumindest nicht verstärken soll. Wenn ein solcher Gegenpart zum Ausgleich nicht gefunden werden kann, ist zuletzt auch ein Ausgleich durch Börsengeschäfte möglich. Im ungünstigsten Fall, falls keinerlei Ausgleich gefunden wird, ist auch kurzzeitig eine Absenkmaßnahme ohne bilanziellen Ausgleich zu tolerieren, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

Stehen keine Erzeugungspotentiale zur Entlastung des Netzengpasses zur Verfügung oder ist zu erwarten, dass die Entlastung nicht rechtzeitig erfolgen kann, ist eine Anpassung der Leistung und damit die Entlastung des Netzengpasses mittels Lastabwurf durchzuführen (siehe auch Kapitel 4.5). Bei Abruf der Maßnahmen ist entsprechend VDE-AR-N 4140 [3] die Sensitivität jeder Maßnahme auf den Netzengpass zu beachten. Die Anweisung kann entweder direkt durch den ÜNB erfolgen oder kaskadiert indirekt über den Anschlussnetzbetreiber (siehe auch Kapitel 4.5). Zu beachten ist dabei jedoch immer das sogenannte Einspeiseranking, welches sich durch nationale Gesetze (EEG, EnWG) ergibt.

Die gesetzliche Grundlage zur Anweisung von Erzeugungseinheiten stellen insbesondere § 13 Abs. 2 EnWG sowie § 13 Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 14 EEG (Einspeisemanagement bei EE- und KWK-Anlagen) dar. Der Abruf in nachgelagerten Netzen erfolgt dabei gemäß den in VDE-AR-N 4140 [3] definierten Prozessschritten und ist dementsprechend mit dem VNB sowie SNN abzustimmen und ggf. durch Vereinbarungen festzuhalten.

### 4.4 Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung

Um einer detektierten Leistungsmangelsituation entgegenzuwirken, stehen den ÜNB zur Wirkleistungsunterstützung und zur Vermeidung von manuellen Lastabwürfen, welche in Kapitel 4.5 beschrieben sind, folgende Instrumente und Verfahren zur Verfügung:

#### 1) Ausschöpfung bestehender Reserven

Zum Ausgleich der Leistungsbilanz bei Unterdeckung wird die Beendigung des Pumpbetriebs an die Pumpspeicherkraftwerke angewiesen. Sonstige Kraftwerke, welche trotz der § 13 Abs. 1 EnWG-Maßnahmen der ÜNB noch nicht mit maximaler Leistung fahren, werden nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen, ihre Leistung zu erhöhen. In unterlagerten Netzen erfolgt die Anweisung im Rahmen der Kaskade nach VDE-AR-N 4140 [3].

#### 2) Einsatz von Netzreserve

Gemäß Netzreserveverordnung (NetzResV) kann die im Rahmen der jährlichen Systemanalysen ausgewiesene Netzreserve in Deutschland zur Gewährleistung der Systemstabilität eingesetzt werden. Dies impliziert neben einem Einsatz zur Spannungshaltung und der Bewirtschaftung von Netzengpässen auch Szenarien zur Wirkleistungsunterstützung. Der Einsatz von Netzreserve erfolgt nachrangig zu geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1, Nr. 1 und 2 so-



## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

wie § 13a Abs. 1 EnWG, soweit diese Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit nach § 2 Abs. 2 der Netzreserveverordnung ausreichend sind.

### 3) Einsatz von Kapazitätsreserve

Die Kapazitätsreserve sichert die Stromversorgung im Sinne des Leistungsbilanzgleichgewichtes zusätzlich ab, soweit es im vortägigen oder untertägigen Stromhandel in äußerst seltenen Fällen nicht zu einer Markträumung kommen sollte. In diesem Sinne kann die Kapazitätsreserve gemäß den in der Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) genannten Bestimmungen zur Wirkleistungsstützung eingesetzt werden.

### 4) Verträge mit benachbarten ÜNB (emergency energy exchange contracts)

Um kurzfristig und unvorhersehbar auftretende Leistungsbilanzstörungen zu beheben, können die deutschen ÜNB Hilfe bei ihren Nachbar-ÜNB anfordern und diesen umgekehrt zur Verfügung stellen. Hierfür sind bilaterale vertragliche Regelungen getroffen worden, in denen unter Beachtung der spezifischen Bedingungen an den jeweiligen Grenzen die Wirkleistungsabrufe vertraglich geregelt sind.

## 4.5 Verfahren für den manuellen Lastabwurf

Wie in den Kapiteln 4.1 bis 4.4 beschrieben, ist der Lastabwurf als letzte Maßnahme durchzuführen. Alle nachgelagerten Netzbetreiber (VNB) sind nach § 14 Abs. 1c) EnWG verpflichtet, den vorgelagerten Netzbetreiber nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen und eigenverantwortliche Maßnahmen zur Unterstützung des vorgelagerten Netzbetreibers zu ermitteln und umzusetzen. Dabei hat der Netzbetreiber die Netzsicherheit im eigenen Netz in geeigneter Weise zu berücksichtigen.

Die gesetzliche Grundlage bildet dabei wie in anderen Fällen der § 13 Abs. 2 EnWG. Prozessual abgedeckt wird dies durch VDE-AR-N 4140 [3]. Hier sind das grundsätzliche Vorgehen und die technische Umsetzung der Kaskadierung manueller Notmaßnahmen festgelegt. Auf dieser Basis hat jeder ÜNB innerhalb seiner Regelzone technische Vorgaben umgesetzt und Vereinbarungen (z. B. Kaskadenverträge oder Handlungsleitfäden) mit seinen Netzkunden getroffen, wie die Kommunikation in der Kaskade gestaltet ist.

Für den Fall einer Leistungsmangelsituation in Deutschland erfolgt die Koordination zwischen den ÜNB durch den Minutenreservekoordinator (Amprion).

Der manuelle Lastabwurf und damit die Abschaltung von Endverbrauchern können weitreichende Auswirkungen auf das betroffene Netzgebiet haben und Gefahren für die Öffentlichkeit, Sicherheit, Industrie und Umwelt mit sich ziehen. Aus diesen Gründen ist die Abschaltung von Endverbrauchern immer die allerletzte Maßnahme.

Vor der Anweisung des manuellen Lastabwurfs sind bei einer Grenzwertverletzung (U-, I-Problem) die möglichen Auswirkungen abzuschätzen, soweit die technischen Werkzeuge und die Vorlaufzeit dies zulassen. Ein manueller Lastabwurf auf Grundlage einer (n-1)-Stromgrenzwertverletzung ist dann durchzuführen, wenn eine Kaskadierung mit überregionalen Auswirkungen nicht ausgeschlossen werden kann und alle anderen Maßnahmen mit geringeren Auswirkungen ausgeschöpft sind.

## 5 Automatische Maßnahmen des Systemschutzplans

Falls die Netzsituation einen manuellen Eingriff nicht zulässt, so sind verschiedene Automatismen zur Vermeidung eines flächendeckenden Netzzusammenbruchs (Blackout) vorzusehen. Diese sogenannten „Netzschutzkonzepte“ werden zur Vermeidung unkontrollierter Erzeugungsabschaltungen (Frequenzabweichungen  $f < 47,5$  Hz;  $f > 51,5$  Hz) wie auch zur Vermeidung von Spannungszusammenbrüchen

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

eingesetzt. Weiter sollen kaskadierende Schutzauslösungen vermieden werden, welche einer Zerstörung von Betriebsmitteln vorbeugen.

In den Kapiteln 5.1 bis 5.3 werden die automatischen Maßnahmen des Systemschutzplans dargestellt. Sie umfassen folgende Netzschutzkonzepte:

- 1) Konzept zur automatischen Unterfrequenzregelung (Kapitel 5.1)
- 2) Konzept zur automatischen Überfrequenzregelung (Kapitel 5.2)
- 3) Konzept zur automatischen Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung (Kapitel 5.3)

Die gesetzliche Grundlage für automatische Notmaßnahmen ist im allgemeinen § 13 Abs. 2 EnWG. Eine nationale Regelung der Vorgaben gemäß der Verordnung (EU) 2017/2196 (NC ER) erfolgt durch die VDE-AR-N 4141-1 [2], VDE-AR-N 4142 [5] sowie die technischen Anschlussrichtlinien für die jeweiligen Spannungsebenen des VDE.

### 5.1 Konzept zur automatischen Unterfrequenzregelung

#### 5.1.1 Maßnahmen vor Auslösung des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs

Zur Frequenzhaltung sind die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Verantwortung zur Vorhaltung von Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung (FCR, aFRR und mFRR) verpflichtet.

Zusätzlich sind manuelle Maßnahmen vorgesehen, sofern dies der Frequenzgradient zulässt.

Im Einzelnen sind in Deutschland folgende Maßnahmen abgestimmt:

- aFRR-Einsatz, koordiniert durch den aFRR-Optimierungsalgorithmus
- mFRR-Einsatz unter Federführung des MRL-Koordinators (einschließlich Aktivierung der 50/100 mHz-Prozedur gemäß Kapitel 4.1)
- Abschaltung vertraglich gebundener abschaltbarer Lasten im Sinne § 13 Abs. 6 EnWG, koordiniert durch den AbLa-Koordinator
- Börsengeschäfte (EPEX)
- Nutzung von Notreserveverträgen mit ausländischen ÜNB
- Manuelle Lastabschaltung bei VNB entsprechend VDE-AR-N 4140 [3] nach Aufteilungsschlüssel (siehe Kapitel 4.5)

Weitere Automatische Maßnahmen sind:

- Ab 49,8 Hz erfolgt der Übergang der Speicher und HGÜ-Systeme in den Modus zur Reduktion des Wirkleistungsbezuges bis zur Wirkleistungseinspeisung und Nutzung der Wirkleistungseinspeisungsreserven der Erzeugungsanlagen (siehe VDE-AR-N 4105 [7], VDE-AR-N 4110 [8], VDE-AR-N 4120 [9], VDE-AR-N 4130 [10] und VDE-AR-N 4131 [11])
- Ab 49,7 Hz erfolgt die automatische Abschaltung vertraglich kontrahierter sofort abschaltbarer Lasten, sofern nicht bereits durch manuelle Abschaltung erfolgt
- Ab 49,5 Hz werden Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb ( $t = 10$  s) abgestellt
- Ab 49,2 Hz erfolgt der unverzögerte Abwurf von Speicherpumpen

Lässt sich die Netzfrequenz mit diesen Maßnahmen nicht stabilisieren, sind automatische Letztmaßnahmen im Bereich zwischen 49,0 Hz und 48,0 Hz notwendig, um ein weiteres Absinken der Netzfrequenz zu verhindern und ein Wiederherstellen des Leistungsgleichgewichtes zu erreichen.

Ab 47,5 Hz ist die Netztrennung der Erzeugungsanlagen erlaubt, mit dem Ziel, dass sich große Erzeugungsanlagen im Eigenbedarf fangen und für Netzwiederaufbaumaßnahmen zur Verfügung stehen.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

### 5.1.2 Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf

Der Frequenzbereich für den Unterfrequenzabhängigen Lastabwurf (UFLA) wird für Deutschland zwischen 49,0 Hz - 48,1 Hz festgelegt. In diesem Frequenzbereich werden 10 gleichmäßig verteilte Stufen für den UFLA vorgesehen. Die Bezugsgröße ist die Gesamtlast (gesamte Endverbraucherlast). Bei der Umsetzung des UFLA haben sich sämtliche Netzbetreiber zu beteiligen. Alle weiteren konzeptionellen Details befinden sich in der VDE-AR-N 4142 [5].

Der UFLA ist üblicherweise in den digitalen Schutzgeräten im Verteilnetz implementiert. Es ist zu gewährleisten, dass im Unterfrequenzfall dezentrale Erzeugung möglichst einspeisend am Netz verbleibt. Dazu werden nachfolgende Maßnahmen festgelegt:

- Wirkleistungsrichtungserkennung und Blockieren der Unterfrequenzauslösung bei Rückspeisung in das überlagerte Netz
- Verlagerung der Auslöseebene vom HS/MS-Trafo auf die MS-Abzweige (wo technisch und wirtschaftlich sinnvoll)
- Wiederkehrende Überprüfung des UFLA und Anpassungen nach Erfordernis (auch unter Hinzunahme weiterer, bislang nicht aktivierter Abwurfpunkte)

Für die beim UFLA eingesetzten Betriebsmittel und die Erzeugungseinheiten werden zusätzlich folgende Festlegungen getroffen:

- Maximale Auslösezeit (Gesamtreaktionszeit der Schutzgeräte und der Leistungs(trenn)schalter-Ausschaltzeit)
- Anforderungen an Schutzgeräte und -prüfung gemäß VDE-AR-N 4142 [5].
- Vermeidung der Netztrennung von dezentralen Erzeugungsanlagen im Bereich 47,5 Hz - 51,5 Hz durch entsprechende Vorgaben (siehe Kapitel 5.2) bei Neuanlagen und Umrüstprogramme (SysStabV) bei Bestandsanlagen

Die beiden Maßnahmen „manueller Lastabwurf im Rahmen der Kaskade“ und „automatischer Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf“ müssen aufeinander abgestimmt werden und unabhängig voneinander ihre Wirkung erzielen.

### 5.2 Konzept zur automatischen Überfrequenzregelung

Das Konzept zur automatischen Überfrequenzregelung beruht im Wesentlichen auf dem von den Erzeugungsanlagen, Speichern und von HGÜ-Systemen geforderten Verhalten:

- Bis zu einer Frequenz von 51,5 Hz dürfen sich Erzeugungsanlagen und HGÜ-Systeme nicht vom Netz trennen.
- Alle Erzeugungsanlagen (auch die nicht an der Regelleistungserbringung beteiligten Anlagen) und Speicher müssen gemäß einer definierten Statik ab 50,2 Hz ausgehend von der aktuellen Einspeiseleistung diese reduzieren, dabei gilt:
  - o Für Neuanlagen ein in den technischen Anschlussregeln VDE-AR-N 4105 [7], VDE-AR-N 4110 [8], VDE-AR-N 4120 [9], VDE-AR-N 4130 [10] definiertes Zeitverhalten.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

- Für Bestandsanlagen gelten die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültigen Regeln<sup>3</sup> (TC2007 [12], DC2007 [13], BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [14]) und das darin geforderte Hystereseverhalten. Alle HGÜ-Systeme müssen gemäß einer definierten Statik entsprechend VDE-AR-N 4131 [11] ihre Übertragungsleistung anpassen, dabei gilt:
- Für HGÜ-Systeme gelten angepasste Konzepte zur Koordination der Anschlusspunkte bei Frequenzabweichungen gemäß den Anforderungen durch den oder die relevanten Netzbetreiber.
- Von HGÜ-Systemen kann zusätzlich die Zusatzfunktion „Momentanreserve“ durch den relevanten Netzbetreiber gefordert werden.

Sofern weitere Analysen zeigen, dass eine unzureichende Dimensionierung des Konzepts zur automatischen Überfrequenzregelung vorliegt, kann eine Einführung von Konzepten zur frequenzabhängigen Netztrennung von Erzeugungsanlagen (gemäß Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission) notwendig werden.

### 5.3 Konzept zur automatischen Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung

Das Konzept zu automatischen Letztmaßnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollapses ist in der VDE-AR-N 4142 [5] beschrieben und beinhaltet folgende Maßnahmen, die technisch umzusetzen sind:

- Automatisches Blockieren der Spannungsregler von HöS/HS-Transformatoren
- Automatisches Blockieren der Spannungsregler von HS/MS-Transformatoren und deren unterlagerte Transformatoren
  - Zentraler Ansatz über das Netzleitsystem des zuständigen Netzbetreibers
  - Dezentraler Ansatz in der Sekundärtechnik der HS/MS-Schaltanlage
- Maßnahmen der dezentralen Blindleistungseinspeisung
- Automatischer spannungsabhängiger Lastabwurf

Die Implementierung der Automatik zum Blockieren der Regler (zentrale Steuerung) erfolgt vornehmlich nach Abstimmung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern im Netzleitsystem des Netzbetreibers, der für die Spannungshaltung zuständig ist. Falls nicht ohnedies vorhanden, stellt der Übertragungsnetzbetreiber die hierfür erforderlichen Informationen (z. B. blockierte HöS/HS-Transformatoren) bevorzugt aus seinem Netzleitsystem über eine Leitstellenkopplung zur Verfügung. Die Festlegung der Trigger (Grenzwerte) für eine automatische Blockierung erfolgt in Abstimmung zwischen den ÜNB und VNB.

Dezentrale Erzeugungsanlagen können auf unterschiedliche Art und Weise Blindleistung bereitstellen. Die Aktivierung z. B. einer Q(U)-Umschaltung der dezentralen Erzeugungsanlagen zur Spannungsstützung durch den Anschlussnetzbetreiber ist mit einzubeziehen.

Unter Beachtung der regionalen Gegebenheiten stimmen sich ÜNB und VNB zu den technisch umzusetzenden Maßnahmen einer zentralen oder dezentralen Blockierung der Spannungsregler und eines spannungsabhängigen Lastabwurfs ab. Die Festlegung der Trigger (Grenzwerte) für eine automatische Lastabschaltung erfolgt in Abstimmung zwischen den ÜNB und VNB und ist konzeptionell zu definieren.

---

<sup>3</sup> Im Zuge der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) hat bereits eine Nachrüstung dezentraler Erzeugungseinheiten stattgefunden, um die Frequenzstabilität weiterhin gewährleisten zu können. Allgemein gelten damit die durch den Anschlussnetzbetreiber vorgegebenen Netzanschlussbedingungen, welche in den Netzanschlussverträgen festgelegt sind.

## 6 Schnittstellen zwischen ÜNB, VNB und SNN

In folgendem Kapitel werden die Schnittstellen zwischen den involvierten Partnern für den notwendigen Informations- und Datenaustausch beschrieben. Sofern dieser nicht bereits durch entsprechende Regularien (insbesondere SO GL) festgelegt ist, ist er zwischen den Partnern abzustimmen und perspektivisch festzulegen, wodurch eine effiziente Wirksamkeit der Maßnahmen gewährleistet werden kann.

### 6.1 Bereitstellung von Informationen und Daten

Neben den durch die SO GL geforderten Daten sind zur Erfüllung der Anforderungen des SSP die in den folgenden Kapiteln beschriebenen Informationen bereitzustellen und ggf. in regelmäßigen Abständen zu aktualisieren.

#### 6.1.1 Benachbarte ÜNB und ÜNB des Verbundnetzes

##### 6.1.1.1 Zusammenarbeit der ÜNB innerhalb des Verbundnetzes

Zum Austausch der Netz- und Systemzustände sowie weiterer relevanter Systeminformationen, wurde das sogenannte „ENTSO-E Awareness System“ (EAS) etabliert. Im EAS wird durch verschiedene Ampelfarben signalisiert, in welchem Systemzustand sich das Netz des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers befindet. Der Austausch dieser Signale erfolgt in Echtzeit. Das Setzen der Ampeln erfolgt gemäß der EAS-Usage Procedure [1] und damit nach den Vorgaben der SO GL.

Darüber hinaus informieren benachbarte Übertragungsnetzbetreiber sich bei Änderungen der Listen der Exceptional Contingencies. Darin sind die relevanten Betriebsmittelkombinationen festgehalten, welche im Falle der Aktivierung als Exceptional Contingency ausgewiesen und mitbewertet werden müssen. Ist ein Aktivierungskriterium der Exceptional Contingencies erfüllt, erfolgt eine Information über die Aktivierung der betroffenen Betriebsmittel an alle relevanten ÜNB und die RSC (Regional Security Coordinator). Darin wird angegeben, ob die Aktivierung in den Betriebsplanungsprozessen oder im Netzleitsystem für die Beachtung in der Ausfallvariantenrechnung zu erfolgen hat.

##### 6.1.1.2 Konzept zur automatischen Über- und Unterfrequenzregelung

Für eine simulative Prüfung der Konzepte zur automatischen Frequenzregelung ist eine intensive Zusammenarbeit zwischen den Verbundnetzpartnern notwendig. Es sind dazu folgende Informationen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern auszutauschen:

- Informationen über die Schwungmasse sich am Netz befindlicher konventioneller Erzeugung im Auslegungsstörfall
  - o Anlaufzeitkonstanten der Kraftwerksblöcke und deren Regelverhalten
  - o Aggregierte Angabe einer (Teil-)Netzanlaufzeitkonstante und frequenzabhängige Leistungsantwort konventioneller Erzeugung
- Informationen über den Beitrag umrichterbasierter Erzeugungsanlagen und Betriebsmittel
  - o Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von Erzeugungsanlagen
  - o Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von HGÜ-Systeme
- Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von Verbrauchern
- Informationen über den Beitrag des Konzepts zur automatischen Unterfrequenzregelung des Netzgebiets
  - o Umsetzung des UFLA (Stufen, Auslösezeit, ...)

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Zusätzlich sind die durch den VNB gemeldeten Lastabwurfstufen durch die ÜNB zu einem nationalen Bericht zusammenzufassen (siehe Kapitel 7.1.2).

### 6.1.2 Direkt nachgelagerte Netzbetreiber

#### 6.1.2.1 Konzept zur automatischen Über- und Unterfrequenzregelung

Durch die Verlagerung der Erzeugung aus dem Übertragungsnetz in die nachgelagerten Netzebenen sind folgende Informationen notwendig, welche durch den Verteilnetzbetreiber bereitgestellt werden:

- Informationen über den Beitrag umrichterbasierter Erzeugungsanlagen und Betriebsmittel
  - o Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von Erzeugungsanlagen
  - o Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von HGÜ-Systemen
- Informationen über das Zeitverhalten sich am Netz befindlicher konventioneller Erzeugung im Auslegungstörfall
  - o Anlaufzeitkonstanten der Kraftwerksblöcke
  - o Regelverhalten der Kraftwerksblöcke
- Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von Verbrauchern

Weiter sind bei der Umsetzung des Unterfrequenzlastabwurfs die Lastabwurfstufen durch den verantwortlichen VNB, welcher dieses Konzept implementiert, an den vorgelagerten Netzbetreiber (ggf. ÜNB) gemäß den Vorgaben der VDE-AR-N 4142 [5] zu übermitteln (siehe Kapitel 7.1.2).

#### 6.1.2.2 Abruf von manuellen Maßnahmen bei VNB

Für den effizienten Abruf von Maßnahmen in den Netzebenen der VNB sind die durch die VDE-AR-N 4140 [3] ausgewiesenen Betriebs- und Stammdaten notwendig. Hierzu gehören die installierte Leistung der Erzeuger (Erzeugung aus erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung, konventionelle Erzeugung) sowie die Jahreshöchstlast eines Netzgebietes. Diese Angaben werden im Falle von Systembilanzstörungen zur Bildung der Aufteilungsschlüssel und den damit umzusetzenden Anteil der Last- sowie Erzeugungsanpassung jedes dem ÜNB direkt nachgelagerten VNB herangezogen.

Im Falle von Netzsicherheitsproblemen (Netzengpass, hohe und niedrige Spannungen) ist ein Austausch von Echtzeitdaten der Potenziale in Bezug auf Last, Erzeugung und Blindleistung zu vereinbaren. Dies kann an der Schnittstelle ÜNB/VNB durch eine telefonische Mitteilung oder automatisiert über eine zu definierende Datenschnittstelle erfolgen. Nach Abruf einer Maßnahme sind aus Dokumentationsgründen sowie zur Klärung und Aufbereitung der Störungsursache Mess- und Stördaten durch die involvierten Parteien bereitzustellen.

Weiter sind durch den ÜNB Informationen zu seinem Netzzustand gemäß den Anforderungen der VDE-AR-N 4141-1 [2] weiterzugeben. Dies dient einer erhöhten Transparenz an der Schnittstelle von ÜNB zu VNB und ermöglicht kürzere Reaktionszeiten bei drohenden Notsituationen durch eine rechtzeitige Anzeige des Netzzustandes.

### 6.1.3 Signifikante Netznutzer

#### 6.1.3.1 Abruf von manuellen Maßnahmen bei SNN

Für signifikante Netznutzer gilt der in Kapitel 6.1.2 beschriebene Datenaustausch innerhalb der Kaskade. Die Lieferung der Daten erfolgt an den jeweils zuständigen Anschlussnetzbetreiber.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Im Falle von SNN mit Anschluss an das Höchstspannungsnetz ist keine Mitteilung des Netzzustandes notwendig.

### **6.1.3.2 Konzept zur automatischen Über- und Unterfrequenzregelung**

Sofern noch nicht durch den VNB bereitgestellt, werden folgende Informationen zur Überprüfung der Konzepte zur automatischen Frequenzregelung benötigt. Dies trifft insbesondere für geschlossene Verteilernetze und Betreiber von HGÜ-Systemen zu:

- Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von Erzeugungsanlagen
- Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von Verbrauchern
- Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von HGÜ-Systemen (Interkonnektoren und Offshore-Anbindungen)
- Ggf. Zeitverhalten und Regelungskonzept von Embedded-HGÜ

Weiter sind bei der Umsetzung des Unterfrequenzlastabwurfs die Lastabwurfstufen durch den verantwortlichen SNN, welcher dieses Konzept eigenverantwortlich implementiert, an den vorgelagerten Netzbetreiber (ggf. ÜNB) gemäß den Vorgaben der VDE-AR-N 4142 [5] zu übermitteln (siehe Kapitel 7.1.2).

## **6.2 Kommunikationssysteme**

### **6.2.1 Sprachkommunikation**

Die Kommunikation zwischen den verschiedenen Netzebenen wird standardmäßig über Festnetztelefonie abgewickelt (siehe VDE-AR-N 4140 [3]). Um auch in besonderen Situationen eine Abstimmung sicherstellen zu können, sollten die Leitwarten von VNB, Kraftwerken am HöS-Netz und Dispatcher von Kraftwerken zu Redundanzzwecken mit Satellitentelefonie ausgestattet werden. Dabei sollte darauf geachtet werden auf die gängigsten Standards zurückzugreifen. In jedem Fall ist für die Abwicklung und den Abruf der Maßnahmen des Systemschutzplans eine höchstmögliche Erreichbarkeit mit einer schwarzfallfesten Kommunikationsanbindung sicherzustellen.

### **6.2.2 Informationsaustausch über IT-Systeme**

Neben der Telefonie ist die Durchführung von Maßnahmen über Formulare anzuzeigen, welche per E-Mail übertragen werden. Diese enthalten die durch die VDE-AR-N 4140 [3] festgelegten Inhalte z. B. in Bezug auf Ort, Zeitpunkt, Höhe und Richtung der umzusetzenden Maßnahme.

Der Austausch von Informationen während sowie vor Abruf einer Maßnahme ist aus Gründen der Effizienz mittels Netzleitstellenkopplung mindestens zwischen ÜNB und VNB 1. Ordnung anzustreben. So kann beispielsweise auf Grundlage der über eine Datenschnittstelle gelieferten Echtzeitdaten (Last, Erzeugung, Blindleistungspotentiale) die jeweils erforderliche Maßnahme ermittelt und weitergegeben werden.

Anmerkung:

Verpflichtend über alle Netzebenen hinweg ist ein Mindeststandard der Kommunikation mittels Telefonie in Kombination mit einem Aufruf über ein verifiziertes Mailpostfach. Die Kontaktdaten sind dabei zwischen den beteiligten Akteuren auszutauschen.

Der Austausch des Netzzustandes zwischen ÜNB innerhalb des Verbundnetzes erfolgt wie bereits beschrieben über das „ENTSO-E Awareness System“ und der EAS-Ampel. Die Informationen hierfür werden ebenfalls über eine Datenschnittstelle ausgetauscht.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Bezüglich der Anpassung von Erzeugungsleistung bei EE-Anlagen sind in Bezug auf die Fernsteuerbarkeit die Vorgaben des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) einzuhalten.

### **7 Monitoring hinsichtlich der Fähigkeiten von ÜNB, VNB und SNN**

Um sicherstellen zu können, dass der Systemschutzplan und die darin enthaltenen Maßnahmen ihre Wirkung erzielen, sind die im Folgenden beschriebenen Konformitätstests durchzuführen. Die in Kapitel 6 genannten Daten sind dabei zwingender Bestandteil, um eine qualitative Prüfung durchführen zu können. Innerhalb des Systemschutzplans liegt der Fokus auf der Beschreibung der notwendigen Konformitätstests. Im Detail sind diese in Testplänen zu beschreiben und zwischen den Akteuren abzustimmen, sofern die Maßnahmen über das Monitoring oder Reporting hinausgehen. Auch hier gilt, dass diese – sofern nicht bereits durch eine entsprechende Regelung festgelegt – perspektivisch zu verfolgen und durchzuführen sind. Abzustimmen sind die Tests jeweils zwischen ÜNB, VNB sowie SNN.

#### **7.1 Konformitätstests und regelmäßige Überprüfung des Systemschutzplans**

##### **7.1.1 Manuelle Maßnahmen**

Die gemäß VDE-AR-N 4140 [3] festgelegten Prozessschritte innerhalb der Kaskade sind in geeigneter Weise in regelmäßig durchzuführenden Kommunikationsübungen zu schulen und zu trainieren. Die Übungen sollen zu einem effizienten Ablauf der Kommunikation zwischen den einzelnen Netzebenen beitragen und das Personal der netzführenden Stellen auf Notsituationen vorbereiten. Zudem wird so sichergestellt, dass die Kommunikationswege (sowohl Sprachtelefonie einschließlich schwarzfallfester Betriebstelefonie und Satellitentelefonie) und Kontaktdaten regelmäßig überprüft werden. In die Übungen sind auch die relevanten IT-Systeme an sämtlichen Schnittstellen von ÜNB über VNB hin zu SNN einzubeziehen und so auf ihre Funktion zu prüfen.

Weiterführend können die Kommunikationsübungen auch in geeigneter Form in Simulatortrainings eingebettet werden. So können über die reine Kommunikationsübung hinaus die abgesprochenen Maßnahmen im Simulationssystem direkt durchgeführt werden.

Zur Sicherstellung der Funktionsfähigkeit manueller Maßnahmen zur Last- sowie Erzeugungssteuerung ist durch den betroffenen Netzbetreiber oder signifikanten Netznutzer die Erreichbarkeit und Funktionalität relevanter Betriebsmittel (Leistungsschalter, Stufensteller regelbarer Transformatoren) sowie die sichere Fernsteuerbarkeit von Erzeugungsanlagen (Netzsicherheitsmanagement) in regelmäßigen Abständen zu überprüfen.

##### **7.1.2 Unterfrequenzlastabwurf**

###### **7.1.2.1 Überprüfung der systemtechnischen Einstellungen**

Gemäß der VDE-AR-N 4142 [5] sind nachfolgende wiederkehrende Prüfungen des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs auf Anforderung einer ausreichenden Abwurfleistung pro Auslösestufe vorgesehen:

- Jährliche Prüfung (Reporting) auf Basis von Jahresmittelwerten.
- Alle 2 bis 5 Jahre Prüfung (Monitoring) auf Basis von ¼-h-Leistungswerten.

Hierzu werden die erforderlichen Leistungsdaten aus den Leitsystemen der VNB für die Bestimmung der Abwurfleistung in den unterschiedlichen Frequenzauslösestufen und die Abrechnungsdaten der ÜNB für die Bestimmung der Gesamtlast herangezogen. Erstgenannte Daten werden hierfür entspre-



## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

chend der Aufteilung einzelner Netzbetreiber (EIC-Code) von den VNB an den ÜNB geliefert. Der ÜNB wertet die Daten aus und gibt eine Rückmeldung an die angeschlossenen VNB. Diese beinhaltet bei Bedarf auch eine Aufforderung zur Anpassung des durch den VNB ausgearbeiteten Konzeptes.

### **7.1.2.2 Zusammenarbeit der ÜNB**

Jeder ÜNB führt die oben erläuterten Überprüfungen des Unterfrequenzschutzes in seiner Regelzone durch. Die Daten der vier deutschen ÜNB werden anschließend so zusammengefasst, dass eine deutschlandweite Bewertung möglich ist. Hierfür ist eine Abstimmung unter den beteiligten ÜNB, insbesondere bei der Vorgabe der Datenmeldefomulare, erforderlich.

### **7.1.2.3 Zyklische Prüfung der Frequenzschutzrelais und der Leistungsschalter**

Die Funktionalität und Messgenauigkeit der Frequenz- und Richtungsfunktion sind entsprechend VDE-AR-N 4142 [5] nachzuweisen und zu protokollieren.

### **7.1.2.4 Definition des Auslegungsstörfalls**

Die Überprüfung der Wirksamkeit des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs findet mindestens alle 5 Jahre durch eine simulative Systemstudie statt. Da Frequenzereignisse stets das gesamte synchrone Verbundsystem betreffen, wird hierfür ein Auslegungsstörfall innerhalb ENTSO-E Continental Europe (CE) definiert. Dieser abzustimmende Auslegungsstörfall bildet die Basis für die Überprüfung des Konzepts zum Unterfrequenzabhängigen Lastabwurf. Bis dieser CE-weit abgestimmt ist, wird der zwischen den deutschen ÜNB abgestimmte Auslegungsstörfall verwendet (siehe Studie „Frequenzstabilität – Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz“ [15]).

Die für die regelmäßige Überprüfung des Auslegungsstörfalls notwendigen Informationen relevanter Netzbetreiber und Netznutzer wird der ÜNB entsprechend Kapitel 6.1 anfordern.

### **7.1.3 Überfrequenz**

Die Überprüfung der Wirksamkeit des Konzepts zur Überfrequenzregelung findet mindestens alle fünf Jahre durch eine simulative Systemstudie statt. Da Frequenzereignisse stets das gesamte synchrone Verbundsystem betreffen, wird hierfür ein Auslegungsstörfall innerhalb ENTSO-E Continental Europe (CE) definiert. Dieser abzustimmende Auslegungsstörfall bildet die Basis für die Überprüfung des Konzepts zur Überfrequenzregelung. Bis dieser CE-weit abgestimmt ist, wird der zwischen den deutschen ÜNB abgestimmte Auslegungsstörfall verwendet (siehe „Approach to Design and Review the System Defence Plan for Over-frequency“ [16]).

Dabei werden zunächst die Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlagen (Bestandsanlagen) gemäß den jeweils zugrundeliegenden technischen Anschlussregeln/ technischen Anschlussbedingungen VDE-AR-N 4105 [7], VDE-AR-N 4110 [8], VDE-AR-N 4120 [9], VDE-AR-N 4130 [10] und VDE-AR-N 4131 [11] für Stromerzeugungsanlagen und HGÜ-Systeme der jeweiligen Spannungsebenen zu Grunde gelegt. Dies gilt sowohl für Fähigkeiten hinsichtlich des beschränkt frequenzabhängigen Modus (LFSM-O) als auch für Zusatzfunktionen hinsichtlich der Bereitstellung von Momentanreserve. Für Bestandsanlagen gelten die Vorgaben der Systemstabilitätsverordnung.

Zeigt der Überprüfungsprozess eine unzureichende Dimensionierung des Konzepts, so sind folgende Maßnahmen zu treffen:

- Überarbeitung der technischen Anschlussregeln für Neuanlagen
- Einführung von Konzepten der frequenzabhängigen Netztrennung von Erzeugungsanlagen (gemäß Art. 16 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission)



Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Die für die regelmäßige Überprüfung des Auslegungsstörfalls notwendigen Informationen relevanter Netzbetreiber und Netznutzer wird der ÜNB entsprechend Kapitel 6.1 anfordern.

#### **7.1.4 Spannungshaltung**

Die Kommunikation zwischen ÜNB und VNB zur Blockierung der Transformatorstufung und zur Aktivierung der maximalen Blindleistungsbereitstellung ist im Rahmen der zyklischen Kommunikationstests zur Kaskade (Reduzierung der Einspeisung und der Lasten) ebenfalls zu überprüfen. Die technische Wirksamkeit der beschriebenen Maßnahmen beim VNB und über die Kaskade bei nachgelagerten VNB ist in Verantwortung des jeweiligen VNB sicherzustellen.

Die Unterspannungsfunktion in den für den spannungsabhängigen Lastabwurf vorgesehenen Schutzeinrichtungen sind zyklisch gemäß VDE-AR-N 4142 [5] hinsichtlich ihrer Funktionsfähigkeit zu überprüfen und zu protokollieren.

Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

## 7.2 Im Dauerbetrieb zusätzlich zu prüfende Fähigkeiten von VNB und SNN

Neben den in Kapitel 7.1 beschriebenen Konformitätstests und -nachweisen sind die im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens nachgewiesenen Anforderungen hinsichtlich regelkonformen Verhaltens während des Dauerbetriebes zusätzlich zu überwachen. Diese sind in folgender Tabelle zusammengefasst und sowohl in den EU-Verordnungen betreffend Netzanschluss sowie auf nationaler Ebene in den Anschlussrichtlinien des VDE verankert.

Tabelle 2: Zu überprüfende Fähigkeiten von VNB und SNN

Fähigkeit	Anforderung gilt für			
	VNB	SNN		
		Verbrauchsanlagen	Erzeuger	HGÜ
Vermeidung von Netztrennungen innerhalb der vorgegebenen Spannungs- und Frequenzgrenzen	x	x	x	x
Blindleistungsvermögen und –regelung (sowie -kompensation)	x	x	x	x
Vermeidung von Netztrennungen im Fehlerfall (dynamische Netzstützung) sowie Netzpendelungen (dynamische Stabilität)			x	x
Verhalten bei Unterfrequenzereignissen (Begrenzung des Leistungseinbruchs, Erhöhung der Wirkleistung gemäß Vorgaben)			x	x
Vermeidung unkontrollierter Zuschaltung und Synchronisierung <sup>4</sup>			x	x

Gemäß den Festlegungen innerhalb der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanschlusses eines Anschlussnehmers geltenden Regularien ist jeder Netzbetreiber sowie Netznutzer dazu verpflichtet, die Anforderungen konzeptgemäß einzuhalten. Damit einhergehend ist die konforme Umsetzung und Einhaltung der Anforderungen gemäß der anzuwendenden Vorgaben durch den jeweiligen Netzbetreiber sowie Netznutzer nachzuweisen.

<sup>4</sup> Zuschaltungen von Verbrauchsanlagen sowie sonstigen Inselnetzen erfolgt nur in Abstimmung mit dem jeweiligen Netzbetreiber.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

### Literaturverzeichnis

- [1] ENTSO-E, „ENTSO-E Awareness System – Usage Procedure,“ Brüssel, 2016.
- [2] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4141-1: Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen - Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [3] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4140: Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2017.
- [4] ENTSO-E, „Policy on Load-Frequency Control and Reserves [Policy on LFC&R],“ Brüssel, 2019.
- [5] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4142: Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [6] ENTSO-E, „Policy on Emergency and Restoration,“ Brüssel, 2019.
- [7] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [8] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung),“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [9] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4120: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung),“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [10] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4130: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung),“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [11] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4131: Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ),“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [12] Verband der Netzbetreiber - VDN, „TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ Berlin, 2007.
- [13] Verband der Netzbetreiber - VDN e.V., „Distribution Code 2007: Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen,“ Berlin, 2007.
- [14] BDEW, „Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,“ Berlin, 2008.
- [15] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Frequenzstabilität Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz,“ Mai 2018. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/Weiterveroeffentlichungen/Studie-zur-Frequenzstabilitaet>. [Zugriff am 30 Oktober 2018].
- [16] T. H. J. W. G. D. Joachim Lehner, „Approach to Design and Review the System Defence Plan for Over-frequency,“ Stockholm, 2018.

Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

## **Anhang: Übersicht der umzusetzenden Maßnahmen und einzuhaltenden Umsetzungsfristen**

Für die Umsetzung der jeweiligen Verfahren und Konzepte sind die Vorgaben der gültigen Regularien einzuhalten. Im Falle der manuellen Verfahren gilt VDE-AR-N 4140 [3]. Für die Umsetzung der Netzschutzkonzepte sind die Anforderungen gemäß VDE-AR-N 4142 [5] einzuhalten. Die zeitliche Umsetzung der Konzepte und Maßnahmen erfolgt nach Maßgabe dieser Anwendungsregeln.

Für Anschlussnehmer gelten allgemein die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage bzw. der Einrichtung des Netzanschlusses gültigen Anschlussrichtlinien. Neben dem EnWG und dem EEG gelten weiterhin für Bestandsanlagen der Transmission Code 2007 [12] (HöS-Netz), der Distribution Code 2007 [13] (Anschluss an Verteilnetze) und die möglicherweise davon abweichenden Netzanschlussregeln des jeweiligen Netzanschlussbetreibers (z.B. BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [14]). Diese können dabei von den Vorgaben der Europäischen Netzanschlusskodizes abweichen. Grundsätzlich sind diese jedoch bei Neuanlagen angesetzt. Diese sind durch die Anschlussregeln des VDE für Anschlussnehmer in Deutschland umgesetzt und dementsprechend anzuwenden.

Auf der beschriebenen regulatorischen Grundlage sind keine weiteren Maßnahmen darüber hinaus durch den Übertragungsnetzbetreiber zu definieren und festzulegen.

Eine tabellarische Übersicht der umzusetzenden Maßnahmen sowie der Darstellung der betroffenen Gruppen von Netznutzern ist separat beigelegt.