

# Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

-

## 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW

### Dokumenteninformationen

Dokument	Systemschutzplanplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber
Bearbeitungsstand	final
Bearbeitungsdatum	22.02.2021

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

---

### Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort .....	5
2	Ziele des Systemschutzplans .....	7
3	Aktivierung des Systemschutzplans .....	8
4	Betriebliche Sicherheitsgrenzwerte für den Betrieb des Übertragungsnetzes.....	9
4.1	Stromgrenzwerte .....	9
4.2	Spannungsgrenzwerte .....	10
5	Bestimmung und Erkennung der Systemzustände .....	11
6	Maßnahmen vor Aktivierung des Systemschutzplans.....	12
7	Manuelle Maßnahmen.....	13
7.1	Verfahren zum Umgang mit Frequenzabweichungen .....	13
7.1.1	Manuelle Letztmaßnahmen bei Unterfrequenz .....	14
7.1.2	Manuelle Letztmaßnahmen bei Überfrequenz .....	15
7.2	Verfahren zum Umgang mit Spannungsabweichungen.....	16
7.2.1	Maßnahmen bei Unterspannung .....	16
7.2.2	Maßnahmen bei Überspannung .....	17
7.3	Verfahren zum Leistungsflussmanagement .....	18
7.4	Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung.....	19
7.5	Verfahren für den manuellen Lastabwurf .....	20
8	Automatische Maßnahmen.....	21
8.1	Konzept zur automatischen Unterfrequenzregelung .....	21
8.1.1	Maßnahmen vor Auslösung des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs .....	21
8.1.2	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf .....	22
8.2	Konzept zur automatischen Überfrequenzregelung .....	23
8.3	Konzept zur automatischen Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung.....	24
9	Schnittstellen zwischen ÜNB, VNB und SNN .....	25
9.1	Bereitstellung von Informationen und Daten .....	25
9.1.1	Benachbarte ÜNB und ÜNB des Verbundnetzes .....	25
9.1.1.1	Zusammenarbeit der ÜNB innerhalb des Verbundnetzes .....	25
9.1.1.2	Konzept zur automatischen Über- und Unterfrequenzregelung .....	25
9.1.2	Direkt nachgelagerte Netzbetreiber .....	26
9.1.2.1	Konzept zur automatischen Über- und Unterfrequenzregelung .....	26
9.1.2.2	Abruf von manuellen Maßnahmen bei den VNB .....	26
9.1.3	Signifikante Netznutzer .....	26
9.1.3.1	Abruf von manuellen Maßnahmen bei SNN .....	26

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

---

9.1.3.2	Konzept zur automatischen Über- und Unterfrequenzregelung .....	27
9.2	Kommunikationssysteme .....	27
9.2.1	Sprachkommunikation .....	27
9.2.2	Informationsaustausch über IT-Systeme.....	27
10	Monitoring hinsichtlich der Fähigkeiten von ÜNB, VNB und SNN .....	28
10.1	Konformitätstests und regelmäßige Überprüfung des Systemschutzplans .....	28
10.1.1	Manuelle Maßnahmen.....	28
10.1.2	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf .....	28
10.1.2.1	Überprüfung der systemtechnischen Einstellungen .....	28
10.1.2.2	Zusammenarbeit der ÜNB.....	29
10.1.2.3	Zyklische Prüfung der Frequenzschutzrelais und der Leistungsschalter.....	29
10.1.2.4	Definition des Auslegungsstörfalls .....	29
10.1.3	Überfrequenz.....	29
10.1.4	Spannungshaltung .....	30
10.2	Im Dauerbetrieb zusätzlich zu prüfende Fähigkeiten von VNB und SNN .....	30
Anhang 1:	Übersicht der Letztmaßnahmen des Systemschutzplans.....	34

Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

---

**Abkürzungsverzeichnis**

<b>Abkürzung</b>	<b>Begriff</b>
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
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
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“)
RSC	Regional Security Coordinator
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe
SO GL	System Operation Guideline
SNN	signifikante Netznutzer
SSP	Systemschutzplan
U	Spannung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UFLA	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf
VNB	Verteilnetzbetreiber

## 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.

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) vom 24. November 2017 [1] verpflichtet, einen Systemschutzplan (SSP) aufzustellen, der die hierfür notwendigen Maßnahmen beschreibt.

In diesem Kontext hat der ÜNB sicherzustellen, dass Großstörungen oder gar Netzzusammenbrüche durch geeignete Maßnahmen verhindert werden können. Zwar verantwortet der ÜNB die grundsätzliche Umsetzung des Systemschutzplans, jedoch ist er dabei 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.

Die Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (NC ER) [1] gibt vor, welche Maßnahmen und Verfahren der Systemschutzplan umfassen soll. Maßnahmen im Sinne des Systemschutzplans sind Letztmaßnahmen, die nur im Notzustand aktiviert werden oder, um den Übergang in den Notzustand zu vermeiden. Einige der im Netzkodex NC ER aufgeführten Maßnahmen aktivieren die deutschen ÜNB bereits im normalen oder gefährdeten Zustand, da diese im deutschen Übertragungsnetz auf vertraglichen Vereinbarungen basieren. Daher sind sie nicht als Letztmaßnahmen im Sinne der Verordnung einzustufen.

Das vorliegende Dokument „Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ beschreibt aus Gründen der Vollständigkeit und zur Einhaltung der Vorgaben aus dem Netzkodex auch diese Maßnahmen. Zur besseren Abgrenzung sind die manuellen und automatischen Letztmaßnahmen, welche dem Notzustand und somit dem Systemschutzplan im Sinne der Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (NC ER) [1] zugeordnet sind, farblich durch einen roten Rahmen gekennzeichnet. Eine Übersicht der Letztmaßnahmen enthält die Tabelle in Anhang 1.

### Letztmaßnahmen des Systemschutzplans

Manuelle und automatische Letztmaßnahmen, welche dem Notzustand und somit dem Systemchutzplan im Sinne der Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (NC ER) [1] zugeordnet sind, sind im Dokument durch einen roten Rahmen gekennzeichnet.

Die in diesem Dokument definierten Anforderungen gelten 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.

Das vorliegende Dokument ist wie folgt aufgebaut:

- Ziele des Systemchutzplans (Kapitel 2)
- Aktivierung des Systemchutzplans (Kapitel 3)
- Betriebliche Sicherheitsgrenzwerte für den Betrieb des Übertragungsnetzes (Kapitel 4)
- Bestimmung und Erkennung der Systemzustände (Kapitel 5)
- Maßnahmen vor Aktivierung des Systemchutzplans (Kapitel 6)
- Manuelle Maßnahmen (Kapitel 7)



## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

---

- Automatische Maßnahmen (Kapitel 8)
- Schnittstellen zwischen ÜNB, VNB und SNN (Kapitel 9)
- Monitoring hinsichtlich der Fähigkeiten von ÜNB, VNB und SNN (Kapitel 10)

## 2 Ziele des Systemschutzplans

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.

### 3 Aktivierung des Systemschutzplans

Der Systemschutzplan wird aktiviert, wenn sich das Energieversorgungssystem entsprechend Art. 18 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL) [2] 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 Systemicherheit 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 festgelegten konkreten Aktivierungskriterien der einzelnen Maßnahmen sind in den Kapiteln 7 und 8 bei der detaillierten Beschreibung der manuellen und automatischen Maßnahmen angegeben.

## 4 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) [2].

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 diese Netzsicherheitsgrenzwerte für Strom und Spannung näher beschrieben. Die im europäischen Verbundsystem einheitlich anzuwendenden Grenzwerte für Frequenz und ACE sind in Kapitel 7.1 dargestellt.

### 4.1 Stromgrenzwerte

Abbildung 1 zeigt die Stromgrenzwerte für die Grundfall-Betrachtung sowie die (n-1)-Betrachtung sowie die entsprechenden Warn- und Alarmierungsgrenzen. 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.

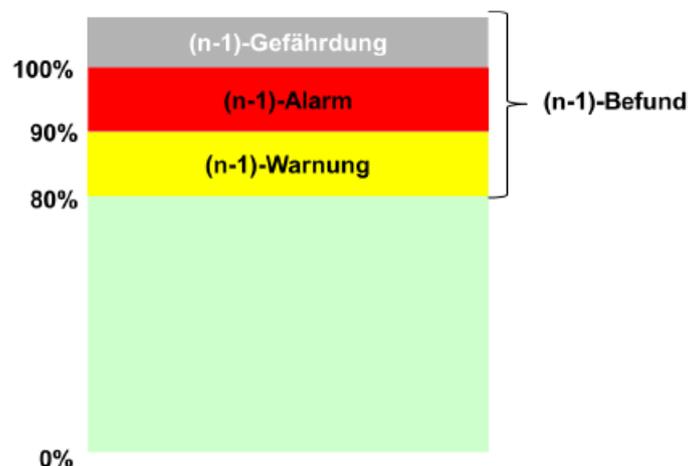


Abbildung 1: Farbschema zu (n-1)-Befunden<sup>1</sup>

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.

## 4.2 Spannungsgrenzwerte

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

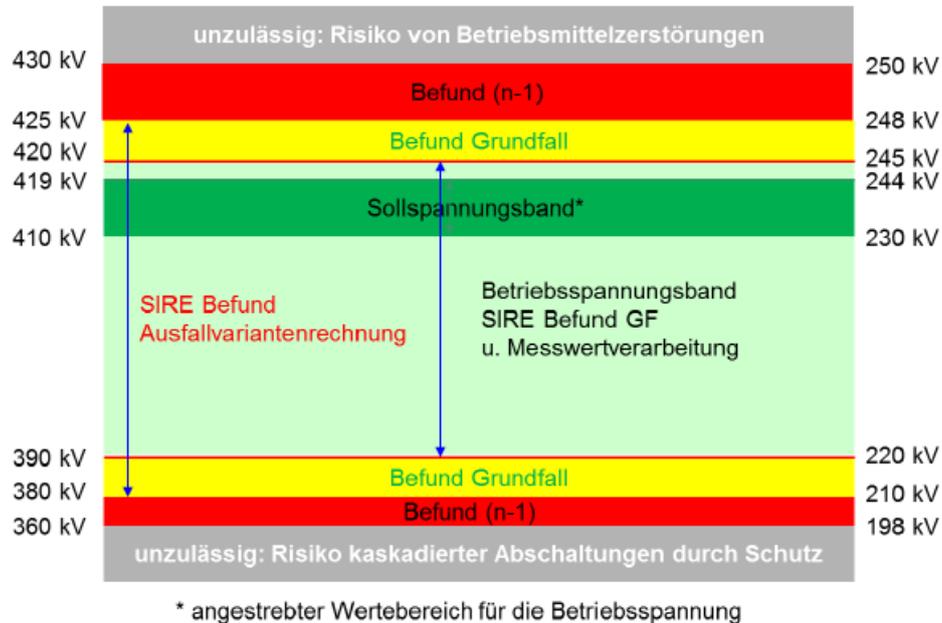


Abbildung 2: Darstellung der Spannungsbänder<sup>2</sup>

### Betriebsspannungsband

Das Betriebsspannungsband (390–420 kV / 220–245 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 (410–419 kV / 230–244 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.

## 5 Bestimmung und Erkennung der Systemzustände

Im Rahmen der Netz- und Systemführung stehen dem ÜNB verschiedene Werkzeuge zur Bestimmung des Netzzustandes zur Verfügung, insbesondere das Netzleitsystem. Akustische und visuelle Alarmierungen basierend auf Messwertverarbeitung, Grundfall- und Ausfallvariantenrechnung informieren über das Auftreten von für die Aktivierung des Systemschutzplans 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 4).

Die Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO GL) [2] (siehe dort Art. 19) 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 „ENTSO-E Awareness System“ (EAS) etabliert, welches einen Überblick über die Systemzustände aller beteiligten ÜNB ermöglicht. Im EAS wird durch verschiedene Ampelfarben signalisiert, in welchem Systemzustand sich das Netz des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers befindet.

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 (FNN) erarbeitete Anwendungsregel VDE-AR-N 4141-1 [3], welche sich an den Festlegungen der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [2] (siehe dort Art. 18) 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 [3] gegeben.

Der Austausch der Daten erfolgt in Echtzeit. Das Setzen der Ampeln erfolgt gemäß der EAS-Usage-Procedure [4] und damit nach den Vorgaben der SO GL [2].

## 6 Maßnahmen vor Aktivierung des Systemschutzplans

Zur Rückführung des Systems aus dem gefährdeten Zustand in den Normalzustand und der Vermeidung des Übergangs in den Notzustand stehen den Übertragungsnetzbetreibern verschiedene netz- und marktbezogene Maßnahmen und zusätzliche Reserven gemäß § 13 Abs. 1 EnWG zur Verfügung. Tabelle 1 zeigt diese, unterschieden nach Gefährdungs- oder Störungsart.

Nach Maßgabe des Energiewirtschaftsgesetzes sind diese Maßnahmen nach Möglichkeit frühzeitig abzurufen, um eine rechtzeitige Wirkung zu erreichen. Sind die Voraussetzungen für eine rechtzeitige Wirksamkeit nicht gegeben, sind die entsprechenden Maßnahmen des Systemschutzplans einzuleiten.

Tabelle 1: Abhilfemaßnahmen im Normalzustand und gefährdeten Systemzustand

Maßnahmen und Anpassungen nach § 13 Abs. 1 EnWG	netzbezogene Maßnahmen	marktbezogene Maßnahmen und zusätzliche Reserven	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 Kapazitätsreserve)		x	x	x	x
Wirkleistungsunterstützung durch benachbarte ausländische 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 [5]).

## 7 Manuelle Maßnahmen

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.

Die manuellen Maßnahmen des Systemschutzplans umfassen folgende Systemschutzplanverfahren:

- Verfahren zum Umgang mit Frequenzabweichungen (Kapitel 7.1)
- Verfahren zum Umgang mit Spannungsabweichungen (Kapitel 7.2)
- Verfahren zum Leistungsflussmanagement (Kapitel 7.3)
- Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung (Kapitel 7.4)
- Verfahren für den manuellen Lastabwurf (Kapitel 0)

Die gesetzliche Grundlage für manuelle Notmaßnahmen ist das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Nach § 13 Abs. 2 EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromspeisungen, 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 [5] (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 [5] 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.

### 7.1 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 6) ausgeschöpft sind, stellt der Minutenreserveleistungskordinator (MRL-Koordinator) eine deutschlandweite Leistungsmangelsituation oder eine deutschlandweite Leistungsüberschusssituation fest und informiert unverzüglich die Netzführenden Stellen der anderen ÜNB.

Bei Frequenzabweichungen, welche sich außerhalb der Grenzwerte für den Normalzustand nach Art. 18 Abs. 1 der SO GL [2] befinden, werden folgende manuelle Maßnahmen eingeleitet:

Tabelle 2: Kriterien und Maßnahmen bei Frequenzabweichungen

**( $|\Delta f| > 50 \text{ mHz}$  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 SO GL Art. 133 [2]) 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) [6] ausgelöst.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Kriterien und Maßnahmen bei Frequenzabweichungen

<b><math> \Delta f  &gt; 50 \text{ mHz}</math> für <math>t &gt; 30 \text{ Minuten}</math> und <math> \Delta f  &lt; 200 \text{ mHz}</math> und <math> \text{ACE DE} ^3 &gt; 750 \text{ MW}</math></b>
<p>Ist keine Unterstützung aus der Regional Group Continental Europe (RGCE) möglich und der deutsche Regelblock mitverantwortlich für die Frequenzabweichung ist, werden entsprechend SO GL Art. 152 Abs. 13 [1] nach spätestens 30 Minuten manuelle Letztmaßnahmen eingeleitet.</p> <p>Bei Ursache der Abweichungen außerhalb von Deutschland greift das Szenario nicht.</p>
<b><math> \Delta f  &gt; 200 \text{ mHz}</math> für <math>t &gt; 30 \text{ Sekunden}</math> (Erreichen des Notzustands nach SO GL Art. 18 Abs. 3 [1])</b>
<p>Ist der Notzustand erreicht und es gibt keine Anzeichen, 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.</p> <p>Falls der deutsche Regelblock mitverantwortlich für den Notzustand ist 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 (vgl. 7.1.1).</p>
<b>Bei Unterfrequenz</b>
<p>Bei Unterfrequenz muss bei einem weiteren Absinken der Frequenz sichergestellt sein, dass sich, bevor Letztmaßnahmen zur Reduzierung der Abnahmeleistung (Lastabwurf) aktiviert werden, keine Pumpspeicherkraftwerke mehr im Pumpbetrieb befinden.</p>

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 [5].

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

### 7.1.1 Manuelle Letztmaßnahmen bei Unterfrequenz

Tabelle 4: Manuelle Letztmaßnahmen bei Unterfrequenz (Art. 18 NC ER [1])

<b>Manuelle Letztmaßnahmen bei Unterfrequenz (Art. 18 NC ER [1])</b>
<p>Im Falle einer Unterfrequenz erfolgt eine Anweisung nach EnWG § 13 (2) an alle Betreiber von Speicheranlagen, die Leistungsabnahme aus dem Netz einzustellen.</p> <p>Insbesondere Pumpspeicherkraftwerke werden angewiesen, keinen Pumpbetrieb mehr durchzuführen.</p>
<b>Jegliche noch verfügbare Erzeugungsleistung wird nach EnWG § 13 (2) angewiesen, mit maximaler</b>

<sup>3</sup> ACE mit gleichem Vorzeichen wie  $\Delta f$  und damit mit problemverstärkender Wirkung

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Leistung einzuspeisen. Diese Maßnahme kann auch im Rahmen der Kaskade über alle Netzebenen angefordert werden.

Zuletzt erfolgt eine manuelle Reduzierung der Abnahmeleistung (Lastabwurf). Unter Federführung des MRL-Koordinators wird der Umfang der Lastabschaltung abgestimmt (Richtwert für die in Deutschland abzuschaltende Leistung: anstehender ACE + 500 MW).

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 0 im Rahmen der Kaskade nach VDE-AR-N 4140 [4] durchzuführen.

### 7.1.2 Manuelle Letztmaßnahmen bei Überfrequenz

Tabelle 5: Manuelle Letztmaßnahmen bei Überfrequenz (Art. 18 NC ER [1])

#### Manuelle Letztmaßnahmen bei Überfrequenz (Art. 18 NC ER [1])

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 Absenkpotenzial verfügbar sein, ist dieses gemäß § 13 Abs. 2 EnWG abzusenken. Zum Ausgleich der Fehlbilanz und Wiederherstellung der Regelfähigkeit wird unter Federführung des MRL-Koordinators der Umfang der Leistungseinsenkung abgestimmt (Richtwert für die in Deutschland abzuschaltende Leistung: anstehender ACE + 500 MW).

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 (z.B. Regelleistungsvorhaltung, lokale Netzsicherheit und dynamische Stabilität)

Bei der Reduzierung der Erzeugung und Abschaltung von Kraftwerken ist die aktuelle sowie die erwartete Netzsituation zu berücksichtigen. Wenn das zuvor beschriebene Absenkpotenzial 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 konventio-

nelle Erzeugung, zum anderen die aggregierte erneuerbare Erzeugung (EE) und Kraftwärmekopplung-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 [5]) 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 [6] und SAFA Policy 5 [7] 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.

## 7.2 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 390–420 kV und 220–245 kV. Solange sich die Spannung innerhalb des Betriebsspannungsbandes befindet, sind Spannungsabweichungen hinsichtlich der Netzsicherheit unkritisch (siehe Kapitel 4.2).

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

### 7.2.1 Maßnahmen bei Unterspannung

Tabelle 6: Kriterien und Maßnahmen bei Unterspannung

#### Kriterien und Maßnahmen bei Unterspannung

##### Netzspannung im Grundfall zwischen 380 und 390 kV / 210 und 220 kV

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

Tabelle 7: Manuelle Letztmaßnahmen bei Unterspannung (Art. 19 NC ER [1])

#### Manuelle Letztmaßnahmen bei Unterspannung (Art. 19 NC ER [1])

##### Netzspannung im Grundfall < 380 kV / 210 kV (unverzüglich)

Manuelle Blockierung der Spannungsregler von automatisch gestuften 380- und 220/110-kV-Transformatoren und 110/MS-Transformatoren.

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 [5] 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 / 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 [3] 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 8.3 beschrieben.

### 7.2.2 Maßnahmen bei 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 [3] 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.

Tabelle 8: Kriterien und Maßnahmen bei Überspannung

#### Maßnahmen bei Überspannung

##### Netzspannung im Grundfall ab 420 kV / 245 kV und spätestens bei 430 kV / 250 kV

Eine erste entlastende Wirkung wird durch manuelles Blockieren der Spannungsregler von automatisch gestuften 380- und 220/110-kV-Transformatoren erfolgen. Die Blockierung der Spannungsregler erfolgt unverzüglich bei einer Netzspannung im Grundfall zwischen 420 und 430 kV / 245 und 250 kV. Eine kontinuierliche Veränderung des Spannungsniveaus über alle Spannungsebenen wird in Kauf genommen. Dies schließt auch eine Verletzung der zulässigen Spannungsbänder beim Endverbraucher ein.

Tabelle 9: Manuelle Letztmaßnahmen bei Überspannung (Art. 19 NC ER [1])

#### Manuelle Letztmaßnahmen bei Überspannung (Art. 19 NC ER [1])

##### spätestens bei Spannungen im Grundfall größer 430 kV / 250 kV

Manuelle Blockierung der Spannungsregler von automatisch gestuften 380- und 220/110-kV-Transformatoren und 110/MS-Transformatoren

Ausschaltung konventioneller Kraftwerke mit Blindleistungseinspeisung (übererregter Betrieb) nach § 13 (2) EnWG

Ausschaltung von EE-Einspeisungen mit Blindleistungseinspeisung (übererregter Betrieb) oder Ausschaltung von Betriebsmitteln mit Einfluss auf Netzkunden

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

### 7.3 Verfahren zum Leistungsflussmanagement

Eine Leistungsflusssteuerung im Übertragungsnetz zur Einhaltung der festgelegten Sicherheitsgrenzwerte (Strom) ist durch verschiedene Verfahren zum Leistungsflussmanagement möglich (siehe Kapitel 6). Sicherzustellen ist hierbei, dass diese keinen oder einen möglichst geringen Einfluss auf Endverbraucher haben.

Tabelle 10: Verfahren zum Leistungsflussmanagement

Verfahren zum Leistungsflussmanagement
Leistungsanpassung von KWK-Anlagen sowie EE-Anlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 EEG

Tabelle 11: Manuelle Letztmaßnahmen zum Leistungsflussmanagement (Art. 20 NC ER [1])

Manuelle Letztmaßnahmen zum Leistungsflussmanagement (Art. 20 NC ER [1])
Leistungsanpassung konventioneller Kraftwerke nach § 13 Abs. 2 EnWG
Leistungsanpassung von KWK-Anlagen sowie EE-Anlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG
Anpassung der Leistung mittels Lastabwurf durch Anweisung ÜNB oder kaskadiert über den Anschlussnetzbetreiber unter Beachtung des Einspeiserankings und der Sensitivität jeder Maßnahme auf den Netzengpass

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 Erzeugungspotenziale 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 0). Bei Abruf der Maßnahmen ist entsprechend VDE-AR-N 4140 [5] 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 0). 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

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

VDE-AR-N 4140 [5] definierten Prozessschritten und ist dementsprechend mit dem VNB sowie SNN abzustimmen und ggf. durch Vereinbarungen festzuhalten.

### 7.4 Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung

Um einer detektierten Leistungsmangelsituation entgegenzuwirken, stehen den ÜNB zur Wirkleistungsunterstützung und zur Vermeidung von manuellen Lastabwürfen, welche in Kapitel 0 beschrieben sind, die in Tabelle 12 und als manuelle Letztmaßnahme zur Ausschöpfung bestehender Reserven die in Tabelle 13 aufgeführten Instrumente und Verfahren zur Verfügung.

Tabelle 12: Maßnahmen bei Leistungsmangel

<b>Einsatz von Netzreserve</b>
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 sowie § 13a Abs. 1 EnWG, soweit diese Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit nach § 2 Abs. 2 der Netzreserveverordnung ausreichend sind.
<b>Einsatz von Kapazitätsreserve</b>
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 Wirkleistungsunterstützung eingesetzt werden.
<b>Verträge mit benachbarten ÜNB (Emergency Energy Exchange Contracts)</b>
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.

Tabelle 13: Manuelle Letztmaßnahmen zur Wirkleistungsunterstützung (Art. 21 NC ER [1])

<b>Manuelle Letztmaßnahmen zur Wirkleistungsunterstützung (Art. 21 NC ER [1])</b>
Zum Ausgleich der Leistungsbilanz bei Unterdeckung wird die Beendigung des Pumpbetriebs an die Pumpspeicherkraftwerke angewiesen.
Sonstige Kraftwerke, welche trotz Maßnahmen der ÜNB nach § 13 Abs. 1 EnWG 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 [4].

## 7.5 Verfahren für den manuellen Lastabwurf

Tabelle 14: Manuelle Letztmaßnahme manueller Lastabwurf (Art. 22 NC ER [1])

### **Manuelle Letztmaßnahme manueller Lastabwurf (Art. 22 NC ER [1])**

Wie in den Kapiteln 7.1 bis 7.4 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 [5].

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.

## 8 Automatische Maßnahmen

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 (bei Frequenzabweichungen  $f < 47,5$  Hz;  $f > 51,5$  Hz) wie auch zur Vermeidung von Spannungszusammenbrüchen eingesetzt. Weiter sollen kaskadierende Schutzauslösungen vermieden werden, welche einer Zerstörung von Betriebsmitteln vorbeugen.

Die automatischen Maßnahmen des Systemschutzplans bestehen aus folgenden Netzschutzkonzepten:

- Konzept zur automatischen Unterfrequenzregelung (Kapitel 8.1)
- Konzept zur automatischen Überfrequenzregelung (Kapitel 8.2)
- Konzept zur automatischen Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung (Kapitel 8.3)

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) [1] erfolgt durch die VDE-AR-N 4141-1 [3], VDE-AR-N 4142 [8] sowie die technischen Anschlussrichtlinien für die jeweiligen Spannungsebenen des VDE.

### 8.1 Konzept zur automatischen Unterfrequenzregelung

Dieser Abschnitt enthält Angaben zum Unterfrequenzabhängigen Lastabwurf und zu Maßnahmen, die vor seiner Auslösung manuell und automatisch durchgeführt werden.

#### 8.1.1 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.

In Deutschland sind folgende Maßnahmen abgestimmt:

Tabelle 15: Maßnahmen vor Auslösung des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs

Maßnahmen vor Auslösung des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs
Maßnahmen im normalen bis gefährdeten Zustand: <ul style="list-style-type: none"><li>- aFRR-Einsatz, koordiniert durch den aFRR-Optimierungsalgorithmus</li><li>- mFRR-Einsatz unter Federführung des MRL-Koordinators (einschließlich Aktivierung der 50/100 mHz-Prozedur gemäß Kapitel 7.1)</li><li>- Abschaltung vertraglich gebundener abschaltbarer Lasten im Sinne § 13 Abs. 6 EnWG, koordiniert durch den AbLa-Koordinator</li><li>- Börsengeschäfte (EPEX)</li><li>- Nutzung von Notreserveverträgen mit ausländischen ÜNB</li></ul>

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

- Manuelle Letztmaßnahmen (siehe Kapitel 7.5)
- Ab 49,8 Hz erfolgt der Übergang der Speicher und HGÜ-Systeme<sup>4</sup> in den Modus zur Reduktion des Wirkleistungsbezuges bis zur Wirkleistungseinspeisung und Nutzung der Wirkleistungseinspeisungsreserven der Erzeugungsanlagen (siehe VDE-AR-N 4105 [9], VDE-AR-N 4110 [10], VDE-AR-N 4120 [11], VDE-AR-N 4130 [12] und VDE-AR-N 4131 [13]).
- Ab 49,7 Hz erfolgt die automatische Abschaltung vertraglich kontrahierter sofort abschaltbarer Lasten, sofern nicht bereits durch manuelle Abschaltung erfolgt.

Tabelle 16: Automatische Letztmaßnahmen vor Auslösung des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs (Art. 15 NC ER [1])

### Automatische Letztmaßnahmen vor Auslösung des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs (Art. 15 NC ER [1])

- Ab 49,5 Hz werden Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb ( $t = 10$  s) abgestellt.
- Ab 49,2 Hz erfolgt der unverzögerte Abwurf von Speicherpumpen und Leistungsreserven werden unverzögert aktiviert.

Diese Maßnahmen sind in der VDE-AR-N 4142 [8] geregelt und in den Anschlussregeln VDE-AR-N 4105 [9], VDE-AR-N 4110 [10], VDE-AR-N 4120 [11], VDE-AR-N 4130 [12] und VDE-AR-N 4131 [13] präzisiert.

### 8.1.2 Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf

Lässt sich die Netzfrequenz mit diesen Maßnahmen nicht stabilisieren, sind automatische Letztmaßnahmen im Bereich zwischen 49,0 Hz und 48,0 Hz gemäß Tabelle 17 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.

Tabelle 17: Automatische Letztmaßnahme Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf (Art. 15 NC ER [1])

### Automatische Letztmaßnahme Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf (Art. 15 NC ER [1])

Der Frequenzbereich für den Unterfrequenzabhängigen Lastabwurf (UFLA) wird für Deutschland zwischen 49,0 Hz und 48,1 Hz festgelegt. In diesem Frequenzbereich werden 10 gleichmäßig verteilte Stufen für den UFLA vorgesehen. Die Bezugsgröße ist die Gesamtlast (gesamte Endverbraucherlast), von der  $45\% \pm 7\%$  abgeschaltet werden sollen. Bei der Umsetzung des UFLA haben sich sämtliche Netzbetreiber zu beteiligen. Alle weiteren konzeptionellen Details sind in der VDE-AR-N 4142 [8] beschrieben.

Der UFLA ist üblicherweise in den digitalen Schutzgeräten im Verteilnetz implementiert. Es ist zu gewährleisten, dass im Unterfrequenzfall dezentrale Erzeugung möglichst einspeisend am Netz

<sup>4</sup> In diesem Dokument wird der Begriff HGÜ synonym zu Gleichstrom-Verbindungen zwischen asynchronen Netzgebieten verwendet. Die beschriebenen Maßnahmen sind nicht für HGÜ-Verbindungen innerhalb eines Synchrongebietes anzuwenden.

## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

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 [8]
- Vermeidung der Netztrennung von dezentralen Erzeugungsanlagen im Bereich von 47,5 Hz bis 51,5 Hz durch entsprechende Vorgaben (siehe Kapitel 8.2) 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.

### 8.2 Konzept zur automatischen Überfrequenzregelung

Das Konzept zur automatischen Überfrequenzregelung beruht auf einem von Erzeugungsanlagen, Speichern und HGÜ-Systemen geforderten Verhalten gemäß Tabelle 18.

Tabelle 18: Automatische Maßnahmen zur Überfrequenzregelung (Art. 16 NC ER [1])

<b>Automatische Maßnahmen zur Überfrequenzregelung (Art. 16 NC ER [1])</b>
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 Einspeiseseistung diese reduzieren, dabei gilt: <ul style="list-style-type: none"><li>- Für Neuanlagen ein in den technischen Anschlussregeln VDE-AR-N 4105 [9], VDE-AR-N 4110 [10], VDE-AR-N 4120 [11], VDE-AR-N 4130 [12] definiertes Zeitverhalten</li><li>- Für Bestandsanlagen gelten die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültigen Regeln<sup>5</sup> (TC2007 [14], DC2007 [15], BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [16]) und das darin geforderte Hystereseverhalten.</li><li>- Alle HGÜ-Systeme müssen gemäß einer definierten Statik entsprechend VDE-AR-N 4131 [13] ihre Übertragungsleistung anpassen, dabei gelten angepasste Konzepte zur Koordination der Anschlusspunkte bei Frequenzabweichungen gemäß den Anforderungen durch den oder die relevanten Netzbetreiber.</li></ul>

<sup>5</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.

- 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 (NC ER) [1]) notwendig werden.

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

Das Konzept zu automatischen Letztmaßnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollapses ist in der VDE-AR-N 4142 [8] beschrieben und beinhaltet folgende Maßnahmen, von denen technisch mindestens eine umzusetzen ist:

Tabelle 19: Maßnahmen zur Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung

<b>Maßnahmen zur Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>- Automatisches Blockieren der Spannungsregler von HöS/HS-Transformatoren</li><li>- Maßnahmen der dezentralen Blindleistungseinspeisung</li></ul>

Tabelle 20: Automatische Letztmaßnahmen zur Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung (Art. 17 NC ER [1])

<b>Automatische Letztmaßnahmen zur Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung (Art. 17 NC ER [1])</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>- Automatisches Blockieren der Spannungsregler von HS/MS-Transformatoren und deren unterlagerte Transformatoren, gesteuert entweder zentral über das Netzleitsystem des zuständigen Netzbetreibers oder dezentral in der Sekundärtechnik der HS/MS-Schaltanlage</li><li>- Automatischer spannungsabhängiger Lastabwurf</li></ul>

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.

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. Insbesondere bei automatischen spannungsabhängigen Lastabwürfen ist zu beachten, dass diese nur unter geeigneten Umständen regional umgesetzt werden können. Abhängig von der Ursache ist eine zentrale Aktivierung (manuell oder automatisiert) sinnvoll.

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.

## 9 Schnittstellen zwischen ÜNB, VNB und SNN

In folgendem Kapitel werden die Schnittstellen zwischen den involvierten Partnern für den notwendigen Informations- und Datenaustausch beschrieben. Der Datenaustausch soll die Wirksamkeit der Maßnahmen gewährleisten und ist zwischen den Partnern abzustimmen, sofern nicht bereits durch entsprechende Regelungen, insbesondere in der SO GL [2], festgelegt.

### 9.1 Bereitstellung von Informationen und Daten

Neben den durch die SO GL [2] geforderten Daten sind zur Erfüllung der Anforderungen des Systemschutzplans die in den folgenden Kapiteln beschriebenen Informationen bereitzustellen und ggf. in regelmäßigen Abständen zu aktualisieren.

#### 9.1.1 Benachbarte ÜNB und ÜNB des Verbundnetzes

##### 9.1.1.1 Zusammenarbeit der ÜNB innerhalb des Verbundnetzes

Zum Austausch der Netz- und Systemzustände sowie weiterer relevanter Systeminformationen dient das „ENTSO-E Awareness System“ (EAS). 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 [4] und damit nach den Vorgaben der SO GL [2].

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 Berücksichtigung bei der Ausfallvariantenrechnung zu erfolgen hat.

##### 9.1.1.2 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 von 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-Systemen
- Zeitverhalten und Höhe der Leistungsanpassung von Verbrauchern
- Informationen über den Beitrag des Konzepts zur automatischen Unterfrequenzregelung des Netzgebiets
  - o Umsetzung des UFLA (Stufen, Auslösezeit, ...)

Zusätzlich sind die durch den VNB gemeldeten Lastabwurfstufen durch die ÜNB zu einem nationalen Bericht zusammenzufassen (siehe Kapitel 10.1.2).

## **9.1.2 Direkt nachgelagerte Netzbetreiber**

### **9.1.2.1 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 Auslegungsfall
  - o Anlaufzeitkonstanten der Kraftwerksblöcke
  - o Regelverhalten der Kraftwerksblöcke
- Informationen über das 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 [8] zu übermitteln (siehe Kapitel 10.1.2).

### **9.1.2.2 Abruf von manuellen Maßnahmen bei den VNB**

Für den effizienten Abruf von Maßnahmen in den Netzebenen der VNB sind die in der VDE-AR-N 4140 [5] 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 Anteilen 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 [3] 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.

## **9.1.3 Signifikante Netznutzer**

### **9.1.3.1 Abruf von manuellen Maßnahmen bei SNN**

Für signifikante Netznutzer gilt der in Kapitel 9.1.2 beschriebene Datenaustausch innerhalb der Kaskade. Die Lieferung der Daten erfolgt an den jeweils zuständigen Anschlussnetzbetreiber.

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

### 9.1.3.2 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 Off-shore-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 [8] zu übermitteln (siehe Kapitel 10.1.2).

## 9.2 Kommunikationssysteme

### 9.2.1 Sprachkommunikation

Die Kommunikation zwischen den verschiedenen Netzebenen erfolgt in der Regel über Festnetztelefonie (siehe VDE-AR-N 4140 [5]). 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 ist auf die Verwendung von mit den betroffenen Partnern abgestimmten Systemen, z. B. bezüglich des verwendeten Satellitensystems, zu achten. Für die Abwicklung und den Abruf der Maßnahmen des Systemschutzplans ist eine höchstmögliche Erreichbarkeit mit einer schwarzfallfesten Kommunikationsanbindung sicherzustellen.

### 9.2.2 Informationsaustausch über IT-Systeme

Unabhängig von der Informationsübermittlung über Telefon ist die Durchführung von Maßnahmen über Formulare anzuzeigen, welche per E-Mail übertragen werden. Diese enthalten die durch die VDE-AR-N 4140 [5] 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 mindestens zwischen ÜNB und VNB 1. Ordnung mittels Netzleitstellenkopplung anzustreben. So kann mit den übermittelten Echtzeitdaten (Last, Erzeugung, Blindleistungspotenziale) einfach 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 E-Mail-Postfach. Die hierfür notwendigen Kontaktdaten sind zwischen den beteiligten Akteuren auszutauschen.

Der Austausch des Netzzustandes zwischen den ÜNB innerhalb des Verbundnetzes erfolgt wie bereits beschrieben über das „ENTSO-E Awareness System“ und die EAS-Ampel.

Bezüglich der Anpassung von Erzeugungsleistung bei EE-Anlagen sind hinsichtlich der Fernsteuerbarkeit die Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) einzuhalten.

## 10 Monitoring hinsichtlich der Fähigkeiten von ÜNB, VNB und SNN

Um sicherstellen zu können, dass der Systemschutzplan und die darin enthaltenen Maßnahmen wirkungsvoll durchgeführt werden können, sind die hier beschriebenen Konformitätstests durchzuführen. Eine wichtige Grundlage der Tests sind die in Kapitel 9 genannten Daten. Im Systemschutzplan werden insbesondere die notwendigen Konformitätstests beschrieben. Ausführliche Angaben zu den Tests sind im Testplan der vier deutschen ÜNB [17] enthalten. Zwischen den Akteuren wurden außerdem Maßnahmen, die über das Monitoring oder Reporting hinausgehen, abgestimmt. Auch hier gilt, dass diese – sofern nicht bereits durch eine entsprechende Regelung festgelegt – nachhaltig zu verfolgen und durchzuführen sind. Abzustimmen sind die Tests jeweils zwischen ÜNB, VNB sowie SNN.

### 10.1 Konformitätstests und regelmäßige Überprüfung des Systemschutzplans

#### 10.1.1 Manuelle Maßnahmen

Die gemäß VDE-AR-N 4140 [5] 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 (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 bis 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.

#### 10.1.2 Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf

##### 10.1.2.1 Überprüfung der systemtechnischen Einstellungen

Gemäß der VDE-AR-N 4142 [8] sind nachfolgende wiederkehrende Prüfungen des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs auf Anforderung einer ausreichenden Abwurfleistung pro Auslösestufe vorgesehen:

- Jährliche Prüfung (Reporting) auf Basis von Jahresmittelwerten
- Alle zwei bis fünf Jahre Prüfung (Monitoring) auf Basis von  $\frac{1}{4}$ -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 entsprechend 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.

### 10.1.2.2 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 Datenmeldeformulare, erforderlich.

### 10.1.2.3 Zyklische Prüfung der Frequenzschutzrelais und der Leistungsschalter

Die Funktionalität und Messgenauigkeit der Frequenz- und Richtungsfunktion sind entsprechend VDE-AR-N 4142 [8] nachzuweisen und zu protokollieren.

### 10.1.2.4 Definition des Auslegungsstörfalls

Die Überprüfung der Wirksamkeit des Unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs 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 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“ [18]).

Die für die regelmäßige Überprüfung des Auslegungsstörfalls notwendigen Informationen relevanter Netzbetreiber und Netznutzer wird der ÜNB entsprechend Kapitel 9.1 anfordern.

### 10.1.3 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 und abgestimmt. Er 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 Overfrequency“ [19]).

Dabei werden zunächst die Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlagen (Bestandsanlagen) gemäß den jeweils zugrundeliegenden technischen Anschlussregeln/technischen Anschlussbedingungen VDE-AR-N 4105 [9], VDE-AR-N 4110 [10], VDE-AR-N 4120 [11], VDE-AR-N 4130 [12] und VDE-AR-N 4131 [13] für Stromerzeugungsanlagen und HGÜ-Systeme der jeweiligen Spannungsebenen zugrunde 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 (NC ER) [1])

Die für die regelmäßige Überprüfung des Auslegungsstörfalls notwendigen Informationen relevanter Netzbetreiber und Netznutzer wird der ÜNB entsprechend Kapitel 9.1 anfordern.

### 10.1.4 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 [8] hinsichtlich ihrer Funktionsfähigkeit zu überprüfen und zu protokollieren.

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

Neben den in Kapitel 10.1 beschriebenen Konformitätstests und -nachweisen sind die im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens nachgewiesenen Anforderungen hinsichtlich regelkonformen Verhaltens während des Dauerbetriebes zusätzlich zu überwachen. Diese sind in Tabelle 21 zusammengefasst und sowohl in den EU-Verordnungen betreffend Netzanschluss sowie auf nationaler Ebene in den Anschlussrichtlinien des VDE verankert.

Tabelle 21: Zu überprüfende Fähigkeiten von VNB und SNN

Fähigkeit	Anforderung gilt für			
	VNB	SNN		
		Verbrauchs- anlagen	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>6</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 Ein-

<sup>6</sup> Zuschaltungen von Verbrauchsanlagen sowie sonstigen Inselnetzen erfolgen nur in Abstimmung mit dem jeweiligen Netzbetreiber.



## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

---

haltung der Anforderungen gemäß der anzuwendenden Vorgaben durch den jeweiligen Netzbetreiber sowie Netznutzer nachzuweisen.

## Literaturverzeichnis

- [1] „NC ER (2017/2196): Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes,“ Amtsblatt der Europäischen Union , Brüssel, 24. November 2017.
- [2] EU-Kommission, „SO GL (2017/1485): Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb,“ Amtsblatt der Europäischen Union, Brüssel, 2017.
- [3] 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.
- [4] ENTSO-E, „ENTSO-E Awareness System – Usage Procedure,“ Brüssel, 2016.
- [5] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4140: Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2017.
- [6] ENTSO-E, „Policy on Load-Frequency Control and Reserves [Policy on LFC&R],“ Brüssel, 2019.
- [7] ENTSO-E, „Policy on Emergency and Restoration,“ Brüssel, 2019.
- [8] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) - VDE, „VDE-AR-N 4142: Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2018.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] Verband der Netzbetreiber - VDN, „TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ Berlin, 2007.
- [15] Verband der Netzbetreiber - VDN e.V., „Distribution Code 2007: Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen,“ Berlin, 2007.
- [16] BDEW, „Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,“ Berlin, 2008.
- [17] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Vorschlag\_Testplan\_4ÜNB.pdf,“ 18 Dezember 2019. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/ER->



## Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber

---

Verordnung/Testplan.

- [18] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Frequenzstabilität Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz,“ Mai 2018. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/Weitere-Veroeffentlichungen/Studie-zur-Frequenzstabilitaet>. [Zugriff am 30 Oktober 2018].
- [19] T. H. J. W. G. D. Joachim Lehner, „Approach to Design and Review the System Defence Plan for Over-frequency,“ Stockholm, 2018.