

Systemschutzplan Österreich

Technische Maßnahmen
zur Vermeidung von Großstörungen und
Begrenzung ihrer Auswirkungen

Ausgearbeitet durch ÖE/Experten Pool Defence Plan
2021

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
1 Präambel.....	3
1.1 Einführung.....	3
1.2 Rechtliche Grundlagen.....	4
1.3 Geltungsbereich und Aktualisierung.....	4
1.4 Struktur des österreichischen Stromnetzes.....	5
1.5 Begriffe, Definitionen und Abkürzungen.....	6
1.6 Allgemeine Grundsätze für den Systemschutzplan.....	9
2 Entwicklung des Systemschutzplans.....	9
3 Aktivierung des Systemschutzplans.....	9
4 Unterstützung und Koordination zwischen ÜNB im Falle eines Notzustands.....	10
5 Maßnahmen des Systemschutzplans.....	10
6 Frequenzplan in Österreich.....	11
6.1 Erkennen von Frequenzproblemen.....	11
6.2 Maßnahmen bei sinkender Netzfrequenz ($f \leq 49,8$ Hz).....	11
6.2.1 Maßnahmen bei sinkender Netzfrequenz.....	12
6.2.2 Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf – automatisch (UFLA).....	13
6.3 Maßnahmen bei steigender Netzfrequenz ($f \geq 50,2$ Hz).....	19
6.3.1 Konzept zur automatischen Frequenzhaltung (Überfrequenz).....	19
7 Spannungsplan in Österreich.....	20
7.1 Spannungsabhängige Maßnahmen.....	20
7.1.1 Stufenplan bei Unterspannungen.....	22
7.1.2 Stufenplan bei andauernd hoher Überspannung – Erreichen der höchst zulässigen Betriebsspannung.....	26
8 Technische Anforderungen an die Einrichtungen für die frequenz- und spannungsabhängigen Maßnahmen.....	26
8.1 Anforderungen an die Frequenzfunktion.....	26
8.2 Anforderungen an richtungsabhängige Frequenzrelais.....	27
8.3 Technische Anforderungen an Turbinenregler.....	30
8.4 Technische Anforderungen an Einrichtungen zur Realisierung des spannungsabhängigen Lastabwurfs.....	30
8.5 Anforderungen an die Leistungsschalterausschaltzeit.....	30
9 Manueller Lastabwurf in Österreich.....	31
10 Organisatorische und technische Grundsätze für den Systemschutzplan – Konformitätstests.....	31
10.1 Konformitätstest bei Unterfrequenzlastabwurf-Relais.....	31

10.2	Konformitätstests und regelmäßige Überprüfung des Systemschutzplans.....	31
11	Überprüfung der Konzepte des Systemschutzplans.....	31
11.1	Periodische Überprüfung der UFLA.....	31
11.1.1	Reporting und Monitoring der Abwurfleistung.....	31
11.1.2	Bereitstellung der Daten.....	32
11.1.3	Datenbereitstellung für das jährliche Reporting.....	32
11.1.4	Datenbereitstellung für das Monitoring.....	32
11.1.5	Bewertung der Daten.....	33
11.1.6	Abgeleitete Maßnahmen.....	33
11.2	Reporting des Systemverhaltens der Kraftwerke.....	33
11.3	Reporting der Umsetzung des Spannungsplans.....	34
12	Infrastruktur.....	34
13	Beilagen.....	34
13.1	Verfahren zum Lastflussmanagement.....	34
13.2	Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung.....	34
13.3	Manueller Lastabwurf.....	34
13.4	Maßnahmenkatalog ÜNB, VNB, SNN.....	34
13.5	Vorrangige signifikante Netznutzer.....	34

1 Präambel

1.1 Einführung

Der Systemschutzplan beschreibt die Maßnahmen zur Beherrschung von kritischen Netzzuständen, zur Vermeidung von Großstörungen bzw. zur Begrenzung ihrer Auswirkungen. Diese Maßnahmen sind von höchster Bedeutung für den sicheren Betrieb der österreichischen Übertragungsnetze im Synchrongebiet Continental Europe (CE), für den effizienten und dem Bedarf entsprechenden Betrieb und die Betriebskoordination der österreichischen Übertragungs- und Verteilernetze, sowie allgemein für die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um koordinierte,

- global zu setzende Maßnahmen, die im gesamten ENTSO-E-Übertragungsnetz bei entsprechenden Änderungen der Frequenz wirksam werden wie auch um
- mehr oder minder lokal zu realisierende Maßnahmen bei Spannungsänderungen wegen z.B. Mangel an lokaler Blindleistung. Dabei muss trotz des lokalen Charakters der Spannungshaltungsmaßnahmen eine Koordination im gesamten Netzsystem erfolgen, da alle Bereiche betroffen sein können.

Die Maßnahmen sind in allen Bereichen des elektrischen Energieversorgungssystems zu realisieren, also in Erzeugungsanlagen, im Netz und auf der Netzbenutzerebene. Sie beschreiben präventive Maßnahmen, aktive Anpassungen der Erzeugung von Wirk- und Blindleistung sowie Maßnahmen zur Netzbenutzerabschaltung, passiv im Netz wie auch aktiv bei Netzbenutzern.

Diese Maßnahmen sind als Bestandteil der Aufgaben eines Netzbetreibers zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung des Netzbetriebes in der Hoch- und Höchstspannungsebene zu sehen und dienen der Aufrechterhaltung der allgemeinen Versorgungssicherheit. Die Erreichung dieser Ziele setzt koordinierte Vorgangsweisen nach dem Solidaritätsprinzip voraus.

Diese Maßnahmen sind als manuelle oder automatische Maßnahmen definiert, abhängig davon ob ausreichende Zeit für manuelle Maßnahmen zur Verfügung steht.

Der Geltungsbereich für Netze erstreckt sich auf alle Netzebenen ohne Bevorzugung einzelner Netzbenutzer.

Die Maßnahmen gemäß diesem Systemschutzplan werden von jedem Netzpartner für Netzebenen ≥ 110 kV, für alle anderen Netzebenen soweit dies im Systemschutzplan vorgesehen ist, durchgeführt.

Diese Maßnahmen entfalten nur dann ihre volle Wirksamkeit, wenn sie nach dem Solidaritätsprinzip flächendeckend zur Anwendung kommen.

1.2 Rechtliche Grundlagen

Die Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (NC ER) beschreibt seit 2017 verbindlich die Anforderungen an Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen sowie verpflichtet jeden Übertragungsnetzbetreiber unter Konsultation mit den relevanten Verteilernetzbetreibern, signifikanten Netznutzern, der nationalen Regulierungsbehörde, den benachbarten sowie den anderen Übertragungsnetzbetreibern des Synchrongebiets einen **Systemschutzplan** zu entwickeln.

Im diesem Systemschutzplan sind die nationale Umsetzung der Netzkodizes und weitere Festlegungen geregelt. Die entsprechenden Konzepte sind präventiv von Übertragungs-, Verteilernetzbetreibern und signifikanten Netznutzern umzusetzen, so dass die Wirksamkeit der automatischen Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen im Eintrittsfall sichergestellt ist.

Durch diesen Systemschutzplan wird die TOR Teil E „Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen“ der Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (EIWOG) ersetzt.

1.3 Geltungsbereich und Aktualisierung

Der Systemschutzplan gilt für Betreiber öffentlicher Elektrizitätsversorgungsnetze und daran angeschlossene Netznutzer. Insbesondere sind dies Austrian Power Grid AG (APG) und die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) als Übertragungsnetzbetreiber, alle österreichischen Verteilernetzbetreiber, alle Erzeugungsanlagen (Typ A, B, C und D), Industriekunden sowie die ÖBB in relevanten Punkten.

Die definierten technischen Anforderungen gelten grundsätzlich für alle Erzeugungsanlagen, auch für Bestandsanlagen, sofern diese mit den dafür notwendigen technischen Gegebenheiten ausgestattet sind.

Änderungen erfolgen in Konsultation mit den direkt ans Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilernetzbetreibern, den signifikanten Netznutzern, der nationalen Regulierungsbehörde E-Control Austria (ECA) und den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern.

Die Beilagen werden gemeinsam mit den jeweils betroffenen Verteilernetzbetreibern aktualisiert.

Davon unberührt erfolgt eine Überprüfung der Wirksamkeit und eine etwaige Anpassung des Systemschutzplans mindestens alle fünf Jahre bzw. bei Bedarf.

1.4 Struktur des österreichischen Stromnetzes

Im Rahmen von Vereinbarungen wurden die Regelzonen TINETZ und VÜN mit der Regelzone APG in Form eines gemeinsamen Betriebs durch APG als Regelzonenführer zusammengefasst. APG übernimmt für die zusammengefasste Regelzone die Funktion des Regelzonenführers und nimmt die Aufgaben und Pflichten im Zusammenhang mit dem Regelzonenbetrieb wahr. TINETZ hat nicht um die Zertifizierung als Übertragungsnetzbetreiber gemäß der EU-Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 angesucht. Daraus ergibt sich die Situation eines Regelblocks (Österreich) mit einer Regelzone und zwei Übertragungsnetzbetreibern (APG und VÜN). In Bild 1 ist die Struktur des Regelblocks Österreich ersichtlich.

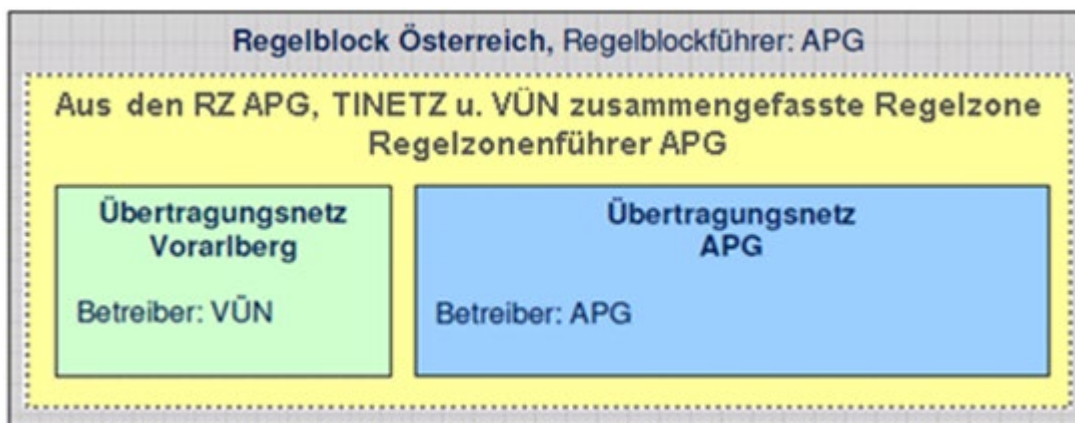


Bild 1: Struktur Regelblock Österreich

In Bild 2 ist das österreichische Höchstspannungsnetz dargestellt.

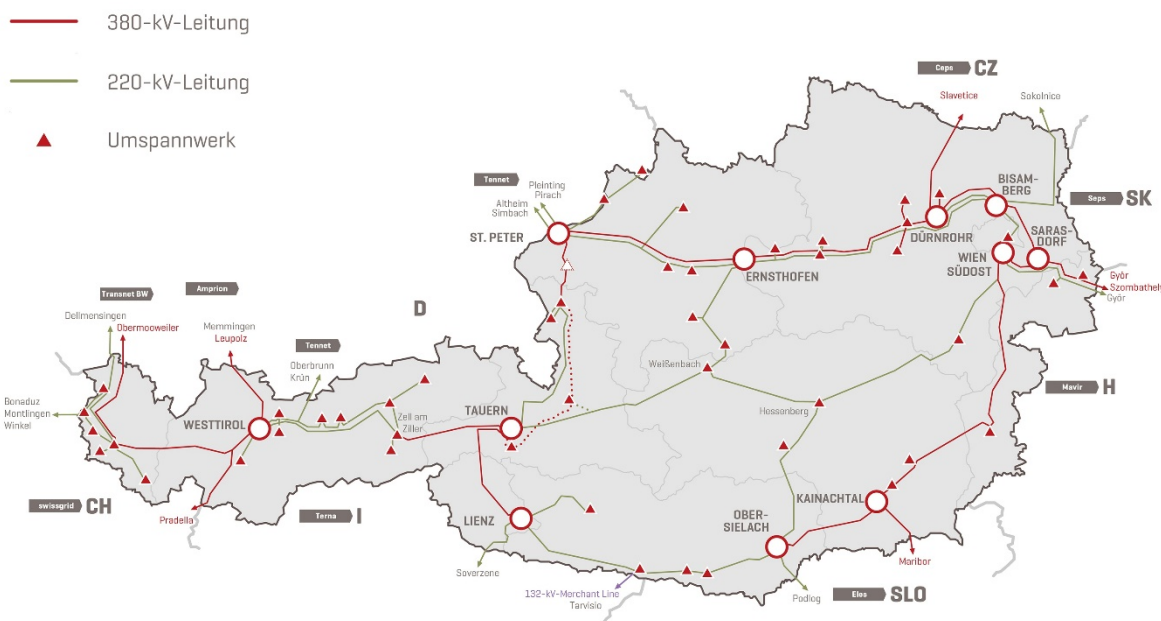


Bild 2: 380-/220-kV-Höchstspannungsnetz in Österreich

Die regionalen Verteilernetze (VN) mit Übergabestellen zur Anbindung an das Übertragungsnetz sind aufgrund ihrer historischen Entwicklung im Wesentlichen bundesländerweise und in sich in eigene 380/220/110-kV-Teilnetzen organisiert.

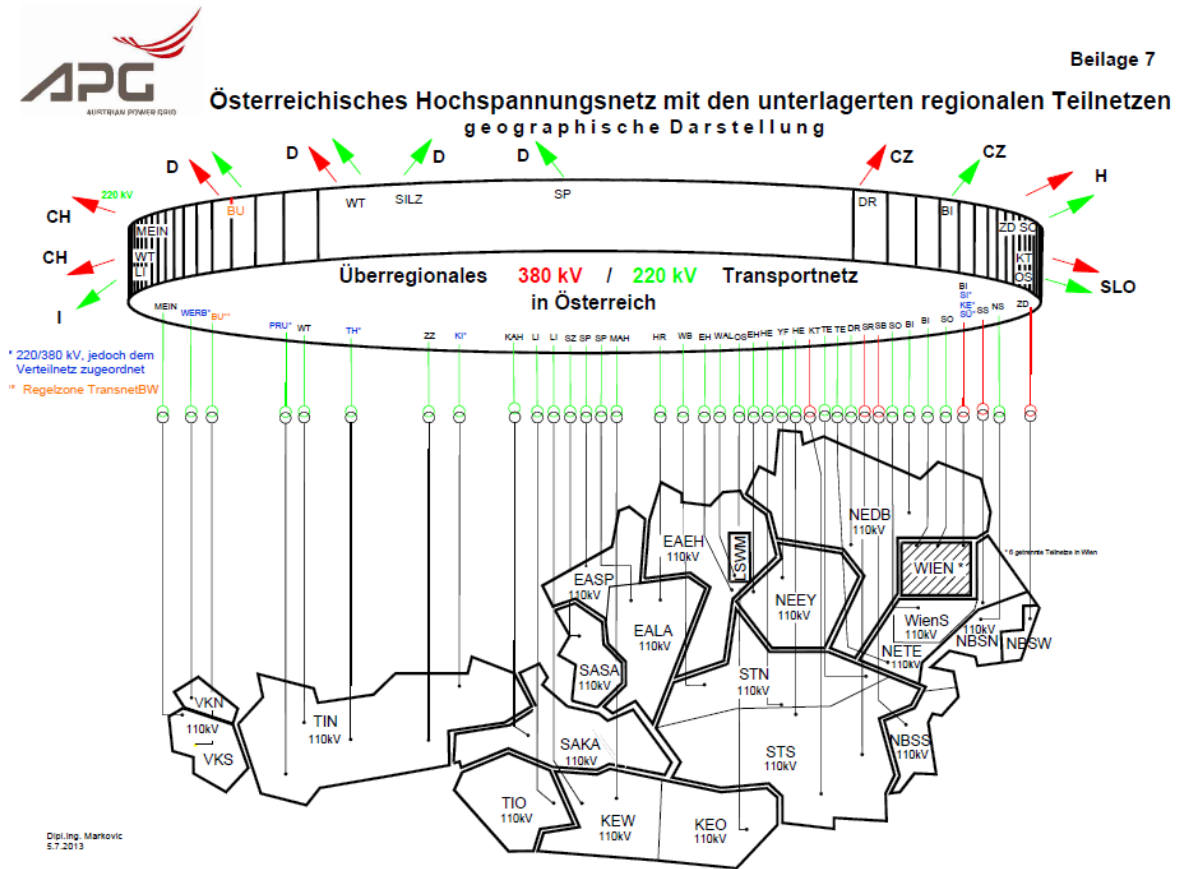


Bild 3: Teilnetzbezeichnungen

1.5 Begriffe, Definitionen und Abkürzungen

Die in diesem Systemschutzplan verwendeten Begriffe und Definitionen sind im NC ER bzw. im Teil A „Allgemeines, Begriffserklärungen, Quellenverweise“ der TOR gesammelt enthalten. Darüber hinaus, wurden im Dokument folgende Begriffe, Definitionen und Abkürzungen definiert.

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden **Begriffe**:

Gruppenabwurfkonzept

Konzept mit dem vorgelagerten Netzbetreiber zum unterfrequenzabhängigen Lastabwurf verschiedener VNB, die sich zur Erhebung einer gemeinsamen Datenbasis und Festlegung der Abwurfgruppen zusammen schließen.

Gesamtlast (total load)

Zeitreihe der Summe aller Erzeugungsleistungen (abzüglich des Eigenbedarfs) zuzüglich der Importleistungen und abzüglich der Exportleistungen, Pumpleistungen sowie der Speicherladeleistungen, bei denen die Maßnahmen bei sinkender Netzfrequenz gemäß 6.2.1 wirksam werden, bezogen auf ein Netzgebiet.

ANMERKUNG zum Begriff: Die Ermittlung erfolgt auf Basis der Netzlast Clearing Daten, welche die Netzbetreiber jährlich ECA übermitteln. Die damit ermittelte Verbraucherlast ist die best möglichst ermittelbare Gesamlast.

Jahresmittelwert der Gesamlast

Bezugsgröße zur Auslegung des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs, welche als Mittelwert aus der Zeitreihe der Gesamlast über ein Kalenderjahr berechnet wird.

$$\overline{P_{ges}} = \frac{1}{n} \sum_i P_{ges}(i)$$

n = Anzahl der 15-Minuten-Intervalle eines

Kalenderjahres

Abwurfpunkt

Schaltfeld (wenn erforderlich mit Wirkleistungsrichtungsmessung) auf das der unterfrequenzabhängige Lastabwurf wirkt; im Folgenden mit dem Index „x“ gekennzeichnet

Abwurfleistung

Zeitreihe der potentiell abwerfbaren Wirkleistung als Mittelwert eines 15-Minuten-Zeitintervalls i der Wirkleistung $\overline{P}_{Mess,x}$ am Abwurfpunkt x berechnet wird:

$$P_{Abw,x}(i) = \frac{\overline{P}_{Mess,x}(i) + |\overline{P}_{Mess,x}(i)|}{2}$$

Die Zeitreihe wird über ein volles Kalenderjahr ermittelt.

Die Gleichung setzt rückgespeiste Leistungen in das überlagerte Netz zu „Null“.

Jahresmittelwert der Abwurfleistungen

Bezugsgröße zur Auslegung des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs, welche als Mittelwert aus der Zeitreihe der Abwurfleistung über ein Kalenderjahr berechnet wird:

$$\overline{P}_{Abw,x} = \frac{1}{i} \sum_i P_{Abw,x}(i)$$

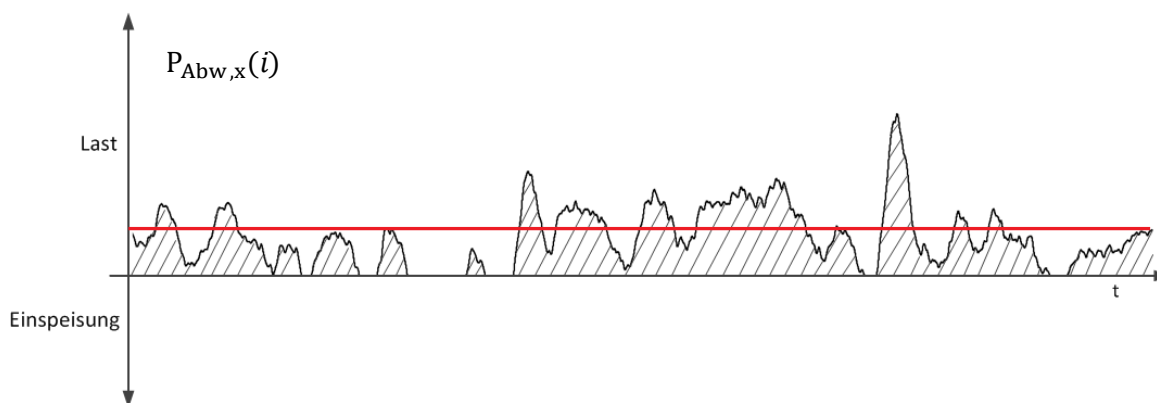


Bild 4 Jahresmittelwert der Abwurfleistungen

Aktivierete Abwurfleistung

Abwurfleistung eines Abwurfpunktes x , auf den der unterfrequenzabhängige Lastabwurf aktiv wirkt

Nicht-Aktivierbare Abwurfleistung

Abwurfleistung eines Abwurfpunktes x , auf den der unterfrequenzabhängige Lastabwurf nicht aktiv wirkt

Aktivierbare Abwurfleistung

Die aktivierbare Abwurfleistung ist die Summe aus Aktivierbare und Nicht-Aktivierbare Abwurfleistung. Diese ist um die dezentralen Einspeiseleistungen geringer als die Gesamtlast.

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgende **Definitionen**:

Vorzeichenregelung

Alle verwendeten Wirkleistungen werden mit positiven Vorzeichen für Lasten ($P > 0$) und negativen Vorzeichen für Einspeisungen ($P < 0$) verwendet, unabhängig von der Zähl- und Einbaueinrichtung der Mess- und Schutzeinrichtungen.

Für die Anwendung dieses Dokumentes gelten die folgenden Abkürzungen.

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIC	Energy Identification Code
EWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010
FCR	Frequency containment reserve
FRR	Frequency restoration reserve
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
LFSM-O	Limited frequency sensitive mode – overfrequency
LFSM-U	Limited frequency sensitive mode – underfrequency
MS	Mittelspannung
NB	Netzbetreiber
NC ER	Die – Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes – VO (EU) 2017/2196
NC RfG	Die - Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
NS	Niederspannung

RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SAFA	Synchronous area framework agreement
SNN	Signifikanter Netznutzer
SOGL	Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (VO (EU) 2017/1485)
UFLA	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf – automatisch
UW	Umspannwerk
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgende **Formelzeichen**:

U_n	Netznennspannung
f_n	Nennfrequenz
P_{ges}	Gesamtlast
P_{Abw}	Abwurfleistung

1.6 Allgemeine Grundsätze für den Systemschutzplan

Für die Maßnahmen des Systemschutzplans gelten folgende Grundsätze:

- Sicherheit (sowohl der Personen als auch der elektrischen Anlagen) hat Vorrang gegenüber Schnelligkeit;
- ihre Auswirkungen auf die Netznutzer müssen minimal sein;
- sie müssen wirtschaftlich sein;
- es dürfen ausschließlich notwendige Maßnahmen aktiviert werden und
- die Maßnahmen dürfen nicht dazu führen, dass angeschlossene Übertragungsnetze in den Not- oder Blackout-Zustand übergehen.

Die koordinierende Stelle im Fall der Aktivierung des Systemschutzplanes ist die Hauptschaltleitung (UBH) der APG.

2 Entwicklung des Systemschutzplans

Der Systemschutzplan wurde nach den Vorgaben und Grundsätzen des Artikels 11 des NC ER erstellt.

Die Kapitel 3-6 entsprechen direkt den Vorgaben des NC ER. Die weiteren Kapitel dienen der genaueren Präzisierung und Beschreibung des Systemschutzplans in Österreich.

3 Aktivierung des Systemschutzplans

Die für den Normalbetrieb relevanten Vorgaben und Definitionen über Frequenz- und Spannungshaltungsthemen werden in der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission (SOGL) behandelt.

Artikel 13 des NC ER beschreibt die Bedingungen für die Aktivierung des Systemschutzplans.

Die Maßnahmen werden manuell und automatisch beim Erreichen der in diesem Dokument festgelegten Frequenz-(Abschnitt 6) und Spannungswerte (Abschnitt 7) aktiviert.

Jeder VNB und jeder SNN sowie jeder Anbieter von Systemdienstleistungen zur Vermeidung der Störungsausweitung führt die vom ÜNB im Rahmen des Systemschutzplans erteilten Anweisungen nach dem Verfahren des Systemschutzplans unverzüglich aus.

Der Systemschutzplan ist so ausgelegt, dass nachdem die notwendigen manuellen und automatischen Maßnahmen des Systemchutzplanes durchgeführt sind, sich das System in einem stabilen Zustand befindet und damit ein großräumiges Blackout möglichst vermieden wird.

Die Maßnahmen des SSP dürfen nicht durch andere (auch automatische z. B. Bilanzgruppenregler) Vorgaben aufgehoben bzw. abgeschwächt/kompensiert werden. Ausgenommen davon sind technisch notwendige Maßnahmen zum Schutz von Anlagen, zum Aufrechterhalten des Anlagenbetriebs der Kraftwerke (Eigenbedarfsversorgung, Dampfdruck,...) bzw. zur Einhaltung behördlicher Auflagen (Pegelgrenzwerte).

Die Information über die Aufhebung der Maßnahmen erfolgt, nach der Information vom ÜNB an die direkt angeschlossenen VNB, durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber.

Die Erfüllung der Verpflichtungen zur Aktivierung der Regelreserven muss trotz den Maßnahmen des SSP (insb. LFSM-U/O) weiterhin gewährleistet sein.

4 Unterstützung und Koordination zwischen ÜNB im Falle eines Notzustands

Artikel 14 des NC ER beschreibt die Unterstützung und Koordination zwischen ÜNB im Falle eines Notzustands.

5 Maßnahmen des Systemchutzplans

Bei der Erstellung der Konzepte (Artikel 15-17):

- Konzept zur automatischen Unterfrequenzregelung
- Konzept zur automatischen Überfrequenzregelung
- Konzept zur automatischen Verhinderung eines Zusammenbruchs der Spannung

und Verfahren (Artikel 18-22)

- Verfahren zum Umgang mit Frequenzabweichungen
- Verfahren zum Umgang mit Spannungsabweichungen
- Verfahren zum Leistungsflussmanagement
- Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung
- Verfahren für den manuellen Lastabwurf

des Systemchutzplanes wurden die relevanten Artikel der NC ER berücksichtigt und gelten in vollem Umfang.

Ergänzende Festlegungen sind in im Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) festgelegt. Das SAFA gilt für die ÜNB in ENTSO-E Region „Central Europe“ und ist damit auch in Österreich anzuwenden. Diese Festlegungen wurden bei der Erstellung des Systemchutzplans berücksichtigt.

Für die Umsetzung der wesentlichen Teile des Systemchutzplanes in Österreich gelten folgenden Abschnitte dieses Dokumentes:

- Abschnitt 6 - Frequenzplan
- Abschnitt 7 – Spannungsplan
- Abschnitt 8 – Technische Anforderungen an Einrichtungen des Frequenz- und Spannungsplans
- Beilage 13.1 - Verfahren zum Lastflussmanagement

- Beilage 13.2 - Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung
- Abschnitt 9 - Manueller Lastabwurf in Österreich

Alle Maßnahmen zur Beherrschung von kritischen Netzbetriebszuständen, zur Vermeidung von *Großstörungen* und Begrenzung ihrer Auswirkungen können in zwei Gruppen unterteilt werden:

- *frequenzabhängige Maßnahmen*, die mit dem Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf an Wirkleistung zusammenhängen und einen netzweiten, globalen Charakter haben. und
- *spannungsabhängige Maßnahmen*, die mit dem Blindleistungshaushalt zusammenhängen und einen lokalen Charakter haben.

Die Maßnahmen aus den beiden Gruppen sind - bedingt durch die spezifische Betriebssituation im *Netz* - auch voneinander abhängig. So kann z.B. beim Einsatz von Frequenzregelung zusätzliche Wirkleistung aus den *Erzeugungsanlagen* in das *Netz* eingespeist werden, die zur Herstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Bedarf über lange Übertragungswege (Übertragungsleitungen) im *Netz* transportiert wird. Dadurch wird zusätzliche Blindleistung erforderlich und die Spannungssituation entlang der betroffenen Übertragungsleitungen und im *Netz* allgemein beeinflusst.

6 Frequenzplan in Österreich

6.1 Erkennen von Frequenzproblemen

Wesentlich zur Vermeidung eines Verfalls der Frequenz ist eine rasche Erkennung einer Frequenzabsenkung und unmittelbar darauf folgende Gegenmaßnahmen.

Frequenzerfassungseinrichtungen müssen dezentral installiert sein, da eine zentrale Erkennung und Einleitung von Gegenmaßnahmen wegen zu langer Befehlszeiten nicht zielführend ist.

6.2 Maßnahmen bei sinkender Netzfrequenz ($f \leq 49,8$ Hz)

NC ER Artikel 15 beschreibt die Maßnahmen zum Schutz gegen Unterfrequenz.

Zur Frequenzhaltung im kontinentaleuropäischen Verbundsystem sind die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Verantwortung für den zuverlässigen Systembetrieb zur Vorhaltung von FCR und FRR verpflichtet.

Sind diese Maßnahmen nicht in der Lage, die Netzfrequenz zu stabilisieren, sind automatische Maßnahmen notwendig, um ein weiteres Absinken der Netzfrequenz zu verhindern bzw. ein Wiederherstellen des Leistungsgleichgewichtes zu erreichen (siehe Bild 5). Die Grafik stellt die Frequenzbereiche entsprechend der SOGL dar.

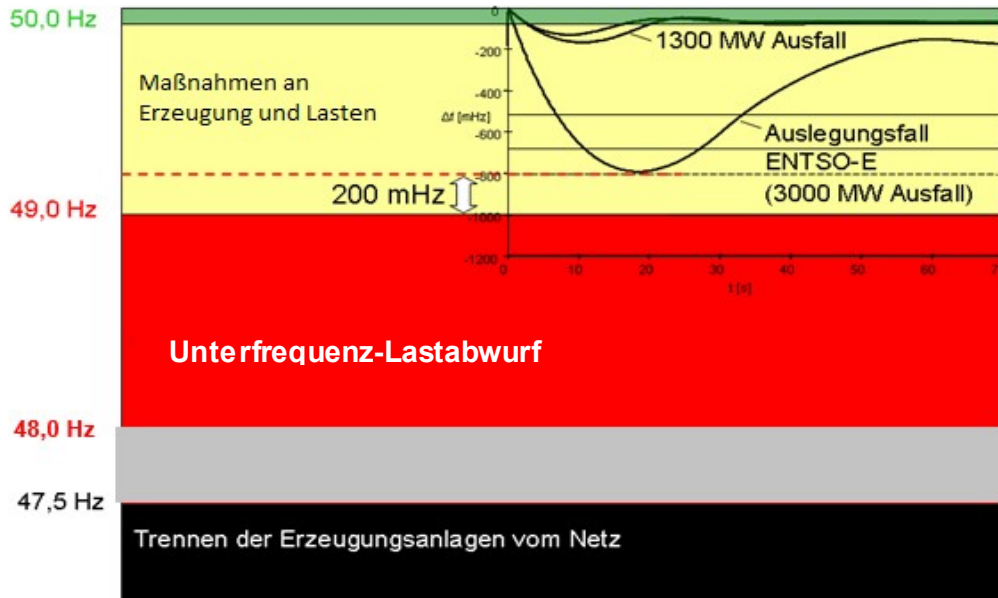


Bild 5: Einteilung und Maßnahmen bei Erreichen des Unterfrequenzbereichs

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

6.2.1 Maßnahmen bei sinkender Netzfrequenz

Vor einer Aktivierung des UFLA sind zwischen 49,8 und 49,0 Hz folgende automatische Maßnahmen anzuwenden:

Tabelle 1: Maßnahmen bei sinkende Netzfrequenz

<p>49,8 Hz</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Umschaltung auf den beschränkten Frequenzabhängigen Modus (LFSM-U) bei Erzeugungsanlagen der Typen C und D entsprechend „Anforderungen der Erzeugungsanlagen“ (TOR Erzeuger) • Automatisches Einleiten der Pumpenabstellprogramme: <ul style="list-style-type: none"> ○ Speicherpumpen: Automatisches Abstellen der Pumpen ○ Pumpturbinen: Automatischer Übergang von Pumpbetrieb auf Turbinenbetrieb • Energiespeicher: Übergang der Speicher in den Modus der Wirkleistungseinspeisung • Automatisches Einleiten von Maßnahmen für eine später einsetzende manuelle FRR durch Anfahren von dafür vorgesehenen Maschinensätzen • Zuschaltung von Pumpen nur im Einvernehmen mit dem jeweiligen <i>Netzbetreiber</i>
<p>49,8 – 49,2 Hz</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Automatisches Anfahren von dafür vorgesehenen Generatoren nach einem mit dem ÜNB abzustimmenden Staffelplan

49,6 – 49,2 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Automatisches unverzögertes Abschalten aller noch in Betrieb befindlichen Speicherpumpen und Pumpturbinen im Pumpbetrieb nach Staffelplan. Der Staffelplan ist mit dem ÜNB abzustimmen
49,0 – 48,0 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • UFLA
≤ 47,5 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Beginn der koordinierten Abstellprogramme zur <i>Netzabtrennung</i> von Maschinensätzen zur <i>Sicherstellung des Kraftwerks-Eigenbedarfes</i>. Die Frequenzwertfestlegung dafür richtet sich nach der Auslegung der betreffenden Maschinensätze
≤ 45 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Abtrennung aller noch ans Netz geschalteten Maschinensätze zur Sicherstellung des Eigenbedarfes

6.2.2 Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf – automatisch (UFLA)

Die Funktion des UFLA hat eine große Bedeutung für die Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebes bei einem systemrelevanten Ausfall von Erzeugungsanlagen oder einer Auftrennung des kontinentaleuropäischen Verbundsystems (System Split).

Im Bereich zwischen 49,0 Hz und 48,0 Hz erfolgt ein automatischer Lastabwurf. Bei der Frequenz von 48 Hz müssen $45\% \pm 7\%$ der jeweiligen Gesamtlast erreicht werden.

Eine Reduktion der Last wird mit dem UFLA durch einen stufenweisen Lastabwurf im Netz erreicht.

Durch die Zunahme an dezentralen Erzeugungsanlagen kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich in den auszulösenden Netzgebieten auch Erzeugungsanlagen befinden, deren Abschaltung der Frequenzstabilisierung entgegenwirkt. Aus diesem Grund kann ein wirkleistungsrichtungsabhängiger Frequenzschutz notwendig werden (Siehe Abschnitt 6.2.2.1).

Um die erforderliche Wirkung zu erreichen, muss der UFLA flächendeckend, dezentral und autark aufgebaut werden. Alle Betreiber von öffentlichen Netzen und daran angeschlossene Netznutzer haben sich entsprechend diesem Systemschutzplan direkt zu beteiligen.

Es wird die Verwendung eines Abwurfkonzeptes mit mindestens 6 Frequenzstufen entsprechend NC-ER festgelegt. Die aktivierten Abwurfleistungen aller Abwurfpunkte sind möglichst gleichmäßig über die einzelnen Stufen zu verteilen. Die Festlegung der Abwurfpunkte und die Zuordnung der Frequenzstufen obliegt dem jeweiligen Netzbetreiber. Dabei sind Wirksamkeit, Wirtschaftlichkeit und Effizienz zu berücksichtigen. Nachgelagerte Netzbetreiber oder Netzbenutzer können ein eigenes Abwurfkonzept mit mindestens 6 Stufen realisieren, oder sie müssen sich in das Abwurfkonzept des vorgelagerten Netzbetreibers integrieren (Gruppenabwurfkonzept).

Die Umsetzung des UFLA-Konzeptes bei Netzen oder Netzkunden mit mehreren Netzanschlüssen bei verschiedenen Netzbetreibern (z.B. ÖBB) ist mit den betroffenen Netzbetreibern abzustimmen. In diesem Fall koordiniert bei den betroffenen Netzbetreibern jeweils der überlagerte Netzbetreiber die Abstimmung.

Bild 6 stellt den für den UFLA genutzten Frequenzbereich zwischen 49,0 Hz und 48,0 Hz für einen 6-Stufenplan dar. Für die Erstellung des Systemchutzplanes werden folgende Anforderungen gestellt:

- Mindestens 6 Frequenzstufen
- Stufe 1 beträgt mindestens 7 % der Gesamtlast

- Die Summe aller Stufen beträgt 45 % der Gesamtlast,
- Der Lastabwurf von Stufe 2 bis zur maximalen Stufe soll möglichst gleichmäßig verteilt sein.

Die Auswertung erfolgt im Nachhinein entsprechend Abschnitt 11.1

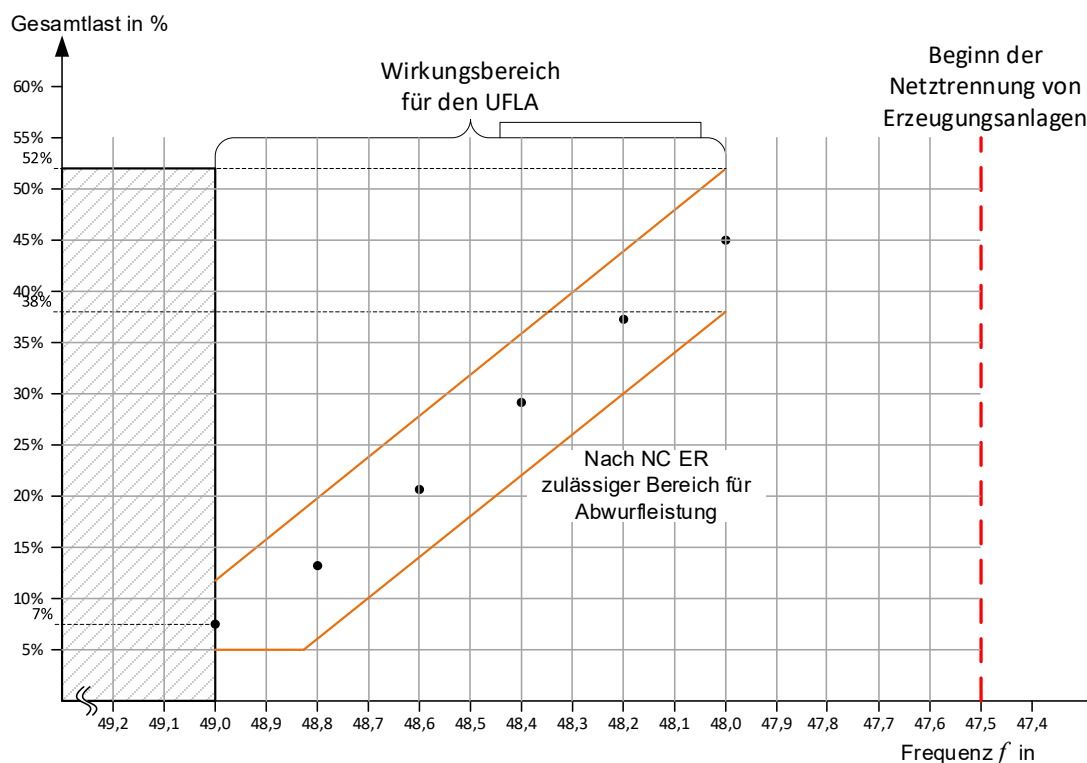


Bild 6 Beispiel für einen 6-Stufenplan

6.2.2.1 Einordnung der Lastabwurfpunkte

Mit den nachstehend dargestellten Fallbeispielen werden verschiedene Last- und Erzeugungsszenarien und deren Auswirkung auf den Lastabwurf aufgezeigt. Es wird beschrieben, ob und inwieweit sich die Wirkung des Lastabwurfes durch weitere Maßnahmen, wie dem Einsatz einer Wirkleistungsrichtungserkennung oder der Verlagerung der Abwurfpunkte, verbessern lässt.

Folgende Abwurfpunkte sind im Sinne dieser Anwendungsregel zu verwenden:

- MS - Transformatoreinspeisefeld
- MS - Abgangsfeld

Anmerkung: Unabhängig von der ggf. unterschiedlichen Zählrichtung von Leistungsmesswerten an der US-Seite des Transformators oder an MS-Abgangsfeldern wird in der Anwendungsregel die Vorzeichenregelung entsprechend 1.5 angewendet.

Anhand der Anzahl der Stunden, in denen der Abwurfpunkt Lastverhalten zeigt, erfolgt die Einteilung der Abwurfpunkte in die folgenden Fälle.

Tabelle 2 Übersicht Fallunterscheidung

Fall	Anzahl Stunden-Werte mit $P > 0$	Beispiel	Integration in Abwurfschema	Richtungsabhängigkeit des Frequenzschutzes ist gefordert
Fall 1 Netz ohne/geringer dezentrale(r) Einspeisung	>8500	A und B	ja	nein
Fall 2 Mischnetze mit Rückspeisung	≥ 1500 ≤ 8500	C und D	ja	ja
Fall 3 Netz mit vernachlässigbaren Lastanteilen	<1500	E	nein	nein

Netz ohne/mit geringer dezentrale(r) Einspeisung (Fall 1)

Ein HS/MS-Transformator versorgt ein Mittelspannungsnetz ohne/mit geringer Einspeisung. Die Abwurfleistung am Abwurfpunkt Transformator weist in mindestens 8.500 Stunden pro Jahr ein Lastverhalten auf. In den verbleibenden Stunden eines Jahres werden kurzzeitige Effekte wie z.B. Testlauf von Notstromaggregaten oder Netzumschaltungen zugelassen.

In Bild 7 (Beispiel A) ist ein Netz ohne dezentrale Erzeugung dargestellt. Am Abwurfpunkt kann hierbei auf einen richtungsabhängigen Lastabwurf verzichtet werden. Es ist ein reiner Frequenzschutz ausreichend. Die Abwurfleistung kann durch Verlagerung der Abwurfpunkte auf die Mittelspannungsabgänge in diesem Fall nicht erhöht werden.

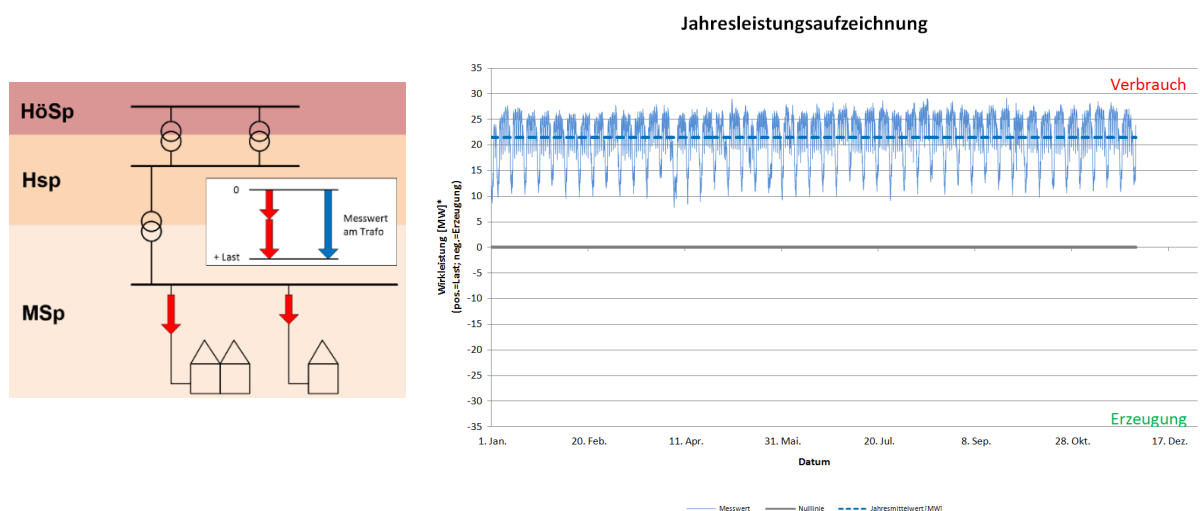


Bild 7: Netzkonstellation und beispielhafte Zeitreihe der Abwurfleistung für ein Netz ohne dezentrale Erzeugung (Beispiel A)

Durch entsprechenden Zubau dezentraler Erzeugung kann es im Jahreslastgang dazu kommen, dass der Verbrauch gemindert wird (siehe Bild 8).

Am Abwurfpunkt kann im Beispiel B ebenfalls auf einen richtungsabhängigen Lastabwurf verzichtet werden. Eine Erhöhung der Abwurfleistung ist jedoch ggf. durch Verlagerung der Auslösung auf die Mittelspannungsabgänge im Gegensatz zu Beispiel A möglich. Welche Erhöhung der Abwurfleistung hierdurch erreicht wird, kann erst mit Kenntnis der Verteilung der dezentralen Erzeugung im Mittelspannungsnetz beantwortet werden.

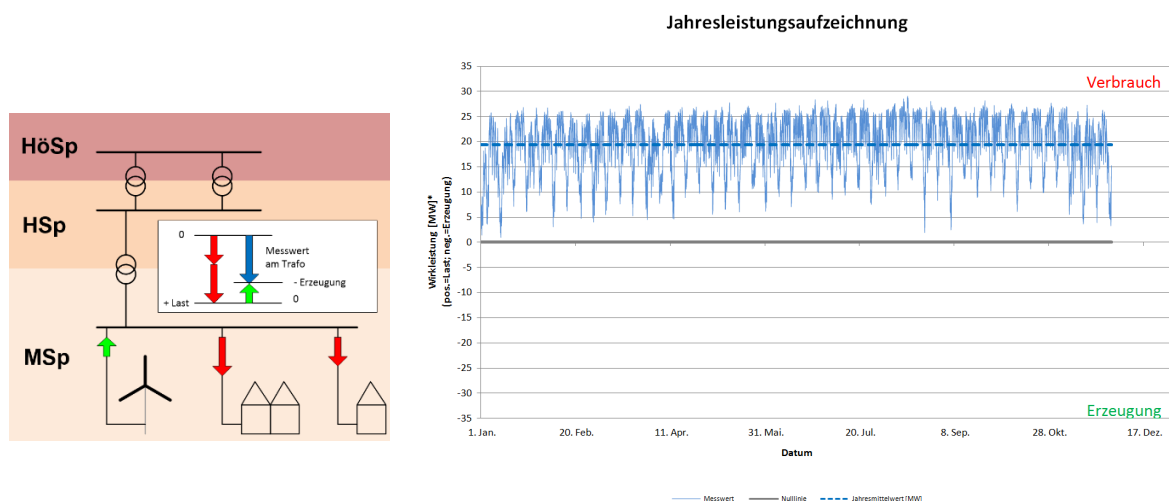


Bild 8: Netzkonstellation und beispielhafte Zeitreihe der Abwurfleistung bei geringer dezentraler Einspeisung (Beispiel B)

Mischnetze mit Rückspeisung (Fall 2)

Wird die dezentrale Erzeugung weiter erhöht, so kann es zu zeitweisen Rückspeisungen an der Übergabestelle kommen. Ein HS/MS-Transformator versorgt hiermit ein Mittelspannungsnetz mit dezentraler Erzeugung. Es kommt in der Zeitreihe der Abwurfleistung am Abwurfpunkt Transformator zur zeitweisen Rückspeisung (siehe Bild 9 und Bild 10). Die Abwurfleistung weist zwischen 1.500 und 8.500 Stunden pro Jahr am Abwurfpunkt ein Lastverhalten auf.

In Bild 9 (Beispiel C) ist ein Mischnetz mit Rückspeisung dargestellt.

Am Abwurfpunkt ist ein richtungsabhängiger Lastabwurf zu aktivieren. Ein reiner Frequenzschutz ist nicht ausreichend. Die Abwurfleistung kann durch Verlagerung der Abwurfpunkte auf die Mittelspannungsabgänge ggf. erhöht werden. Welche Erhöhung der Abwurfleistung dadurch erreicht werden kann, hängt von der Verteilung und der Höhe der Einspeiseleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz ab.

Jahresleistungsaufzeichnung

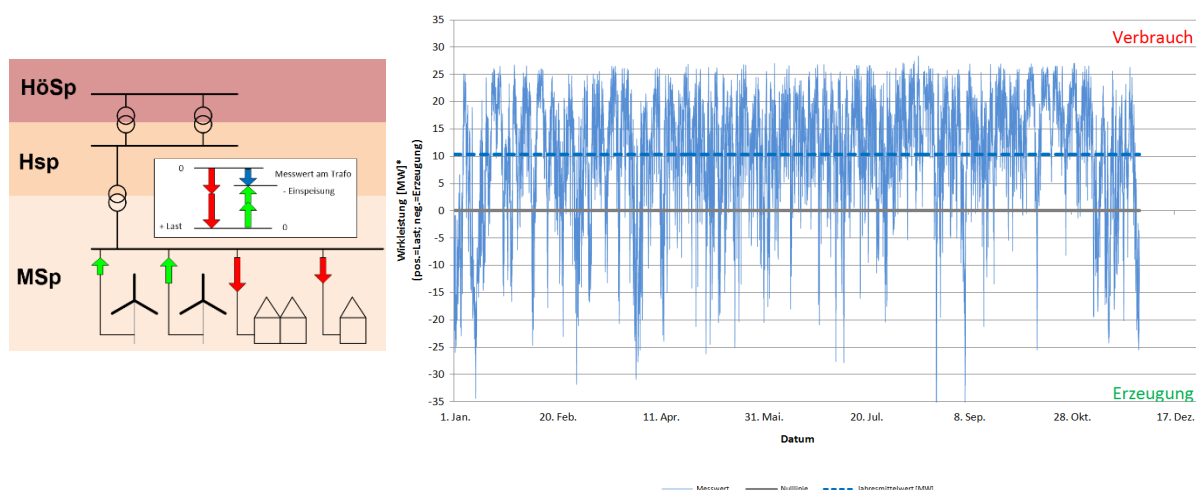


Bild 9 Netzkonstellation und beispielhafte Zeitreihe der Abwurfleistung bei einem Mischnetz mit zeitweiser Rückspeisung (Beispiel C - Jahresmittelwert positiv)

In Bild 10 (Beispiel D) ist ein Mischnetz mit weiter zunehmender Rückspeisung dargestellt. Hierbei ist der Mittelwert im Gegensatz zu Beispiel C negativ. Am Abwurfpunkt ist ein richtungsabhängiger Lastabwurf zu aktivieren. Ein reiner Frequenzschutz ist nicht ausreichend. Die Abwurfleistung kann durch Verlagerung der Abwurfpunkte auf die Mittelspannungsabgänge ggf. erhöht werden. Welche Erhöhung der Abwurfleistung dadurch erreicht werden kann, hängt von der Verteilung und der Höhe der Einspeiseleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz ab.

Jahresleistungsaufzeichnung

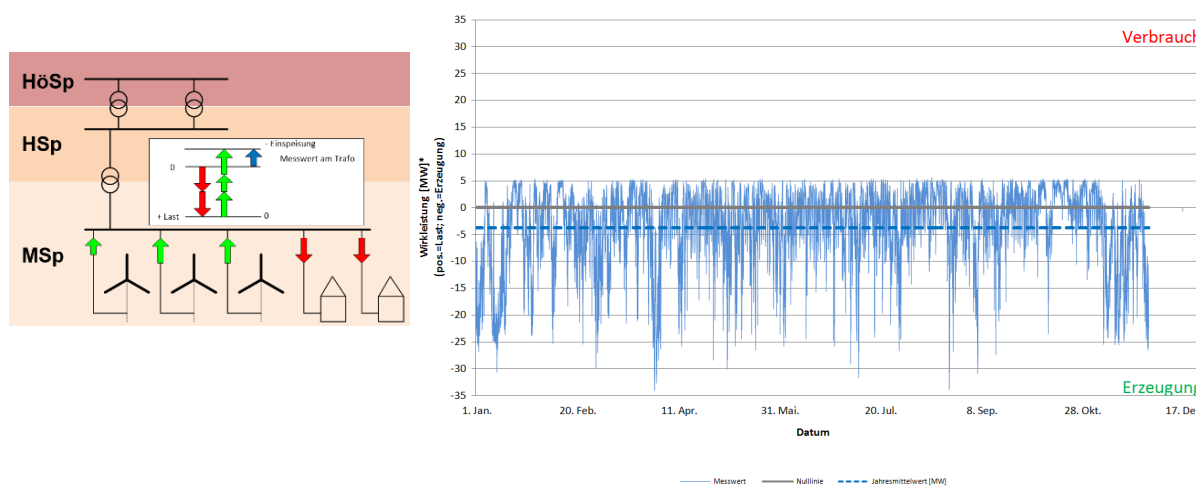


Bild 10: Netzschema und beispielhafte Zeitreihe der Abwurfleistung bei einem Mischnetz mit überwiegender Rückspeisung (Beispiel D- Jahresmittelwert negativ)

Netze mit vernachlässigbaren Lastanteilen (Fall 3)

An einem HS/MS-Transformator ist ein Mittelspannungsnetz mit dezentraler Erzeugung angeschlossen. Es kommt in der Zeitreihe der Abwurfleistung am Abwurfpunkt Transformator grundsätzlich zur Rückspeisung (siehe Bild 11). Die Abwurfleistung weist in weniger als 1.500 Stunden pro Jahr am Abwurfpunkt ein Lastverhalten auf. Hierunter sind

beispielsweise Kraftwerke, Windparks, PV-Anlagen zu verstehen, bei denen die Lastanteile durch den Eigenbedarf bedingt sind.

Der Abwurfpunkt ist nicht im Abwurfschema zu berücksichtigen.

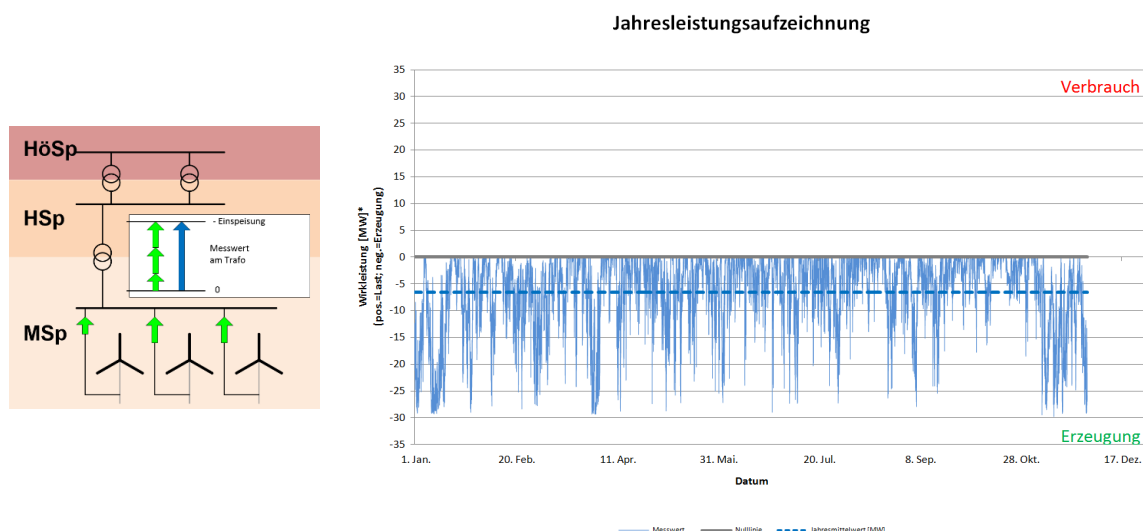


Bild 11: Netzschema und beispielhafte Zeitreihe der Abwurfleistung bei Netzen mit vernachlässigbaren Lastanteilen (Beispiel E)

Verlagerung der Abwurfpunkte

In der nachfolgenden Tabelle wird dargestellt, in welchen Fällen eine Verlagerung der Abwurfpunkt vom Transformator auf MS-Abgänge zu einer Erhöhung der Abwurfleistung führen kann.

Tabelle 3 Untersuchung der Verlagerung der Abwurfpunkte

Fall	Beispiel	Verlagerung der Abwurfpunkte vom Transformator auf MS-Abgänge prüfen
1	A	nein
1	B	ja
2	C	ja
2	D	ja
3	E	nein

6.2.2.2 Bestimmung der Gesamtlast

Gemäß NC ER ist die Gesamtlast (Total Load) als Bezugsgröße vorgesehen.

Die Ermittlung der Gesamtlast wird auf Basis der Clearing Daten, die an ECA geliefert werden, durchgeführt.

6.2.2.3 Berücksichtigung nicht konformer Erzeugungsanlagen

Erzeugungseinheiten sollten sich im Frequenzbereich zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz nicht vom Netz trennen.

Erzeugungseinheiten, die sich durch technische Gegebenheiten dennoch oberhalb von 47,5 Hz vom Netz trennen, sind mit der anzunehmenden Höhe des Erzeugungsausfalls, welcher bis zum Erreichen der Frequenz der jeweiligen Stufe des UFLA entstehen würde, zusätzlich zu dem geplanten Lastabwurf zu kompensieren.

Im Hinblick darauf ist der anzunehmende Erzeugungsausfall als Jahresdurchschnittswert (oder wenn keine Daten vorhanden sind, 50% der Engpasseleistung) anzusetzen.

6.2.2.4 Empfehlungen zur Zuordnung der Abwurfpunkte

Allgemeine Vorgehensweise

- Ziel ist es, dass das Abwurfschema eine wirksame Entlastung um die geforderten prozentualen Stufen bewirkt. Ausgangspunkt für die Berechnungen der Abwurfleistung sind die Stunden-Mittelwerte des vorigen Kalenderjahres am jeweiligen Abwurfpunkt. Anhand der Anzahl der positiven Stunden-Mittelwerte erfolgt die Eingruppierung in die 3 Fälle (siehe Abschnitt 6.2.2.1).
- Für die Fälle 1 und 2 ermittelt sich nun der Jahresmittelwert der Abwurfleistung aus allen positiven Stunden-Mittelwerten des Kalenderjahres und den zu Null gesetzten negativen Stunden-Mittelwerten des Kalenderjahres. Hierbei werden alle Stunden-Messwerte des Jahres (i : Anzahl = $24 \times 365 = 8.760$) einbezogen. Fall 3 wird nicht weiter berücksichtigt. Die Summe daraus wird als aktivierbare Abwurfleistung bezeichnet.
- 45% vom Jahresmittelwert der Gesamtlast werden entsprechend 6.2.2 entsprechend auf die Stufen aufgeteilt. Die Abwurfpunkte werden entsprechend ihren Jahresmittelwerte zugeordnet und bilden damit die aktivierte Abwurfleistung pro Stufe.
- Können die geforderten 45% des Jahresmittelwertes der Gesamtlast mit dem verfügbaren Potential an Abwurfleistung nicht erreicht werden, so sind weitere Maßnahmen, wie Verlagerung der Abwurfpunkte zu ergreifen. Sollte es trotzdem nicht möglich sein, mit vertretbaren Maßnahmen, die geforderten 45% zu erfüllen wird versucht durch Anpassung der Abwurfleistungen aller anderen VNB der Regelzone die 45% Anforderung über ganz Österreich zu erfüllen.

6.3 Maßnahmen bei steigender Netzfrequenz ($f \geq 50,2$ Hz)

6.3.1 Konzept zur automatischen Frequenzhaltung (Überfrequenz)

NC ER Artikel 16 beschreibt die Maßnahmen zum Schutz gegen Überfrequenz.

Für die Umsetzung in Österreich gilt dieser Abschnitt des Systemschutzplans.

Tabelle 4: Maßnahmen bei steigender Netzfrequenz

<p>50,2 Hz</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Umschaltung auf den beschränkten frequenzabhängigen Modus (LFSM-O) bei Erzeugungsanlagen der Typen A, B, C und D entsprechend den Anforderungen laut NC RfG. <p>Für die Einstellwerte der Statik gelten die Vorgaben des NC RfG bzw. der TOR Erzeuger. Für bestehende Anlagen kann der derzeitige Einstellwert beibehalten werden, solange keine dementsprechende Maßnahme durch den ÜNB bekanntgegeben wird.</p>
<p>≥ 50,2 Hz</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Automatische Abschaltung von dafür vorgesehenen Maschinensätzen nach einem mit dem ÜNB abzustimmenden Staffelplan • Automatisches Zuschalten von dafür vorgesehenen Speicherpumpen nach einem mit dem ÜNB abzustimmenden Staffelplan • Generatoren dürfen nur im Einvernehmen mit dem jeweiligen Netzbetreiber zugeschaltet werden
<p>≥ 51,5 Hz</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Beginn der koordinierten Abstellprogramme zur <i>Netzabtrennung</i> von Maschinensätzen zur <i>Sicherstellung des Kraftwerks-Eigenbedarfes</i> und zur Verhinderung möglicher Gefährdungen einzelner Maschinensätze infolge Überdrehzahl. Die Frequenzwertfestlegung dafür richtet sich nach der Auslegung der betreffenden Maschinensätze • eventuelle frequenzgestufte, automatische Maschinenabstellung zur Stabilisierung der Netzfrequenz
<p>≥ 55,0 Hz</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Abtrennung aller noch ans Netz geschalteten Maschinensätze zur Sicherstellung des Eigenbedarfes

7 Spannungsplan in Österreich

NC ER Artikel 17 beschreibt die Maßnahmen zum Schutz gegen Spannungskollaps.

Für die Umsetzung des Schutzes gegen Spannungskollaps in Österreich gilt dieser Abschnitt des Systemschutzplans.

7.1 Spannungsabhängige Maßnahmen

Lässt sich die Spannung durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nicht stabilisieren, drohen bei weiter absinkender Netzspannung kaskadierende Schutzauslösungen und Spannungskollaps bzw. bei Spannungsüberhöhungen, Betriebsmittelzerstörungen und Ausfälle von Erzeugungsanlagen. Um dies zu vermeiden, kommen Letztmaßnahmen zur Anwendung.

Die Aktivierung der Letztmaßnahmen ist abhängig vom zeitlichen Verlauf der Netzspannung (siehe Bild 12).

- a) Im Extremfall mit sehr schnell absinkender Netzspannung (ggf. auch bei zuvor auch schon langsam abgesunkener Netzspannung) im Bereich von bis zu wenigen Minuten

sind **automatische Letztmaßnahmen** unumgänglich, da die Abarbeitung manueller Maßnahmen zu viel Zeit in Anspruch nehmen würde.

- b) Bei langsam absinkender Netzspannung im Stundenbereich können manuell abgestimmte Maßnahmen zwischen ÜNB und VNB veranlasst werden, mit dem Ziel, das Ansprechen der automatischen Maßnahmen zu vermeiden

Bei Absinkender Netzspannung können manuelle Maßnahmen oberhalb der Grenzwerte aktiviert werden, bei denen automatische Letztmaßnahmen eingesetzt werden. Letztere werden unmittelbar ausgeführt und sind folglich sofort wirksam. Für die automatischen Letztmaßnahmen sind die Grenzwerte zwischen den Netzbetreibern abzustimmen.

Die in weiterer Folge definierten Grenzwerte gelten für folgende übliche Betriebsspannungen:

- 400 kV
- 220 kV

Sollte von diesen Spannungen temporär und/oder lokal abgewichen werden, sind die entsprechenden Grenzwerte im Verhältnis anzupassen.

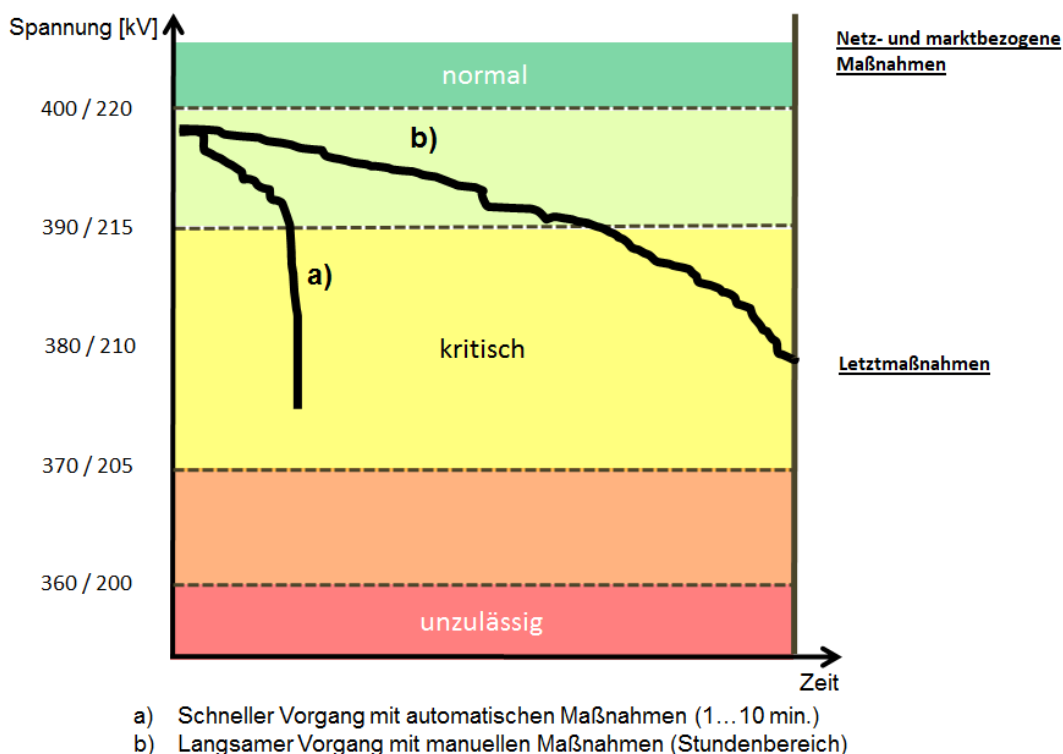


Bild 12: Unterscheidung von schnellen und langsamen Spannungszusammenbrüchen

Nachfolgend werden verschiedene spannungsabhängige Maßnahmen beschrieben, die einem Spannungsverfall, sowie unzulässig hohen Spannungen in Netzteilen entgegenwirken.

Unter Beachtung der regionalen Gegebenheiten stimmt sich der ÜNB mit den direkt angeschlossenen VNB zu den umzusetzenden Maßnahmen ab. Der VNB koordiniert die Maßnahmen mit den unterlagerten VNB. Dabei sind die Grundsätze der Wirksamkeit, Wirtschaftlichkeit und Effizienz zu beachten.

Die Maßnahmen müssen so konfiguriert werden, dass hierdurch keine Störung des Normalbetriebes entsteht. Insbesondere sollte es nicht zu einer unzulässigen Beeinträchtigung von nicht gestörten Nachbarnetzen kommen.

7.1.1 Stufenplan bei Unterspannungen

Zur Beherrschung von Störungen, die durch einen Spannungsverfall in einem Netzteil entstehen, sind Maßnahmen gemäß nachfolgendem Stufenplan notwendig.

Alle Spannungswerte, die zur Aktivierung der Maßnahmen zur Spannungsstützung führen, werden als %-Werte der Referenzspannung definiert. Die **Referenzspannung** wird abhängig von der Spannungsebene folgendermaßen festgelegt:

- NS: Nennspannung U_n
- MS: Vereinbarte Versorgungsspannung U_c
- HS: abgestimmter oder örtlich üblicher¹ Spannungseffektivwert
- HöS: abgestimmter oder örtlich üblicher Spannungseffektivwert

Die in den Punkten 7.1.1.1 bis 7.1.1.4 genannten Spannungsgrenzen stellen die untere Grenze dar, bei welcher die Maßnahmen spätestens zu ergreifen sind.

7.1.1.1 Maßnahmen bei sinkender Spannung zur Spannungshaltung im Normalbetrieb

Bei Absinken des Spannungsniveaus im 110-kV-, 220-kV- und 380-kV-Netz sind nach Maßgabe der vorhandenen Möglichkeiten manuelle Maßnahmen im Rahmen des Normalbetriebs zu ergreifen, z. B.:

- Kompensationsdrosseln abschalten, sofern diese nicht starr mit den zu kompensierenden *Betriebsmitteln* verbunden sind
- Kondensatorbatterien einschalten (soweit vorhanden)
- Temporär abgeschaltete 220-kV- und 380-kV-Leitungen wieder einschalten (wirken als Kondensatorbatterie)
- Einsatz von Generatoren zur Blindleistungserzeugung

7.1.1.2 Maßnahmen bei Unterschreiten von 95 % der Referenzspannung

Folgende Maßnahmen sind zu setzen:

- Abschalten von noch am *Netz* befindlichen Blindleistungsverbrauchern (z. B. Drosseln)
- Zuschalten von Kondensatorbatterien und/oder ausgeschalteten Leitungen
- Abschalten der Tertiärregelung der Spannung, speziell der U/Q-Optimierung im *Closed-Loop*-Betrieb
- Automatische Umschaltung der Generatorenregelung von Blindleistungsregelung oder $\cos \varphi$ - Regelung der Erzeugungsanlagen in Netzebenen ≥ 110 kV (Typ D) auf einen spannungsstützenden Modus oder Regelung mittels Q(U)-Kennlinie, die mit dem zuständigen Netzbetreiber abzustimmen ist. Die Umschaltung kann auf Anforderung des Netzbetreibers mit einer Sollwerterhöhung bis zu 5% verbunden sein, ansonsten erfolgt die Umschaltung seitens der Erregungseinrichtung stoßfrei. Eine nachfolgende Schutzauslösung (z.B. durch Überstrom- oder Überlastschutz) ist dabei durch eine Begrenzungsregelung sicher zu verhindern. Die Umschaltung ist um einige Sekunden zu verzögern, damit sie bei transienten Spannungseinbrüchen (z.B. durch Netzkurzschlüsse) nicht zur Wirkung kommt. Eine Rückschaltung auf einen nicht spannungsstützenden Modus darf nur manuell und nach Rücksprache mit dem zuständigen Netzbetreiber erfolgen.

¹ Örtlich üblich, falls kein weiterer Netzpartner vorhanden

Eine Umschaltung vor Erreichen von 95% der Referenzspannung wird im Bedarfsfall mit dem Netzbetreiber abgestimmt.

Sollte diese Funktion bei bestehenden Anlagen noch nicht implementiert sein, so soll dies sofern technisch möglich, durch eine Umparametrierung erfolgen.

- Automatische Umschaltung der Generatorregelung bei Erzeugungsanlagen Type B und C bei Einspeisung in das Mittelspannungsnetz auf einen spannungsstützenden Modus (U-Regelung, oder Regelung nach einer Q(U) Kennlinie). Eine Rückschaltung auf einen nicht spannungsstützenden Modus kann automatisiert erfolgen, wenn die Referenzspannung für einen Zeitbereich von mindestens 30 Minuten überschritten wird. Im Mittelspannungsnetz ist es sinnvoll die Umschaltung bei höheren Werten durchzuführen. Empfohlen werden 97 % der Referenzspannung. Der konkrete Einstellwert ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

7.1.1.3 Maßnahme Automatische Blockierung der Trafostufenregler

Bei der lokalen Unterschreitung der Spannung im Transportnetz von 380 kV bzw. 210 kV sollen die Spannungsregelungen der betroffenen Transformatoren blockiert werden. Mit dem „Blockieren“ der Regelung ist gemeint, dass ein Höherstufen (zur Anhebung der auf der US-Seite vorhandenen Spannung) unterbunden wird. Ein Zurückstufen zur Absenkung der US-Spannung und gleichzeitigen Anhebung der OS-Spannung und damit Stützung des vorgelagerten Netzes ist vorteilhaft. Sind betroffene Transformatoren nicht mit einer automatischen Spannungsregelung ausgestattet, so entspricht die Blockade der Spannungsregelung dem Verbot einer manuellen Höherstufung. Die absinkende Spannung bewirkt, dass Erzeugungsanlagen mit spannungsgeregelter Blindleistungsbereitstellung Blindleistung einspeisen und spannungsabhängige Lasten ihre Leistungsaufnahme reduzieren.

HöS/HS-Transformatoren

Bei Erfüllung der nachstehend aufgeführten Kriterien wird bei automatisch geregelten Transformatoren die Spannungsregelung dieser deaktiviert (blockiert). Da die HöS/HS-Transformatoren i.d.R. eine vermascht betriebene HS-Netzgruppe anschaltet, muss sich die Blockade der Regelung zumindest auf eine gesamte (oder mehrere) Netzgruppe(n) beziehen.

Kriterien:

Unterschreiten der drei verketteten Spannungen im Sekundenbereich (5 s - 10 s) unter 380 kV für Netze mit Nennspannung 400 kV bzw. 210 kV für Netze mit Nennspannung 220 kV. Ergänzend und in bilateraler Absprache zwischen ÜNB und VNB können zusätzliche Kriterien wie Anzahl der Stufen pro Zeit, etc. herangezogen werden, um eine kritische Netzsituation zu erkennen und vorsorglich eine Blockade der Spannungsregelung vorzunehmen.

Umsetzung:

Die Implementierung der Automatik bzw. Blockierung der Stufensteller erfolgt nach Abstimmung zwischen ÜNB und VNB vornehmlich im Netzeitsystem des Netzbetreibers, der für die Spannungshaltung zuständig ist. Zur Absicherung gegen Fehlfunktionen, wird empfohlen, für die Spannungsüberwachung estimierte Spannungswerte zu beachten, falls hier eine schnelle (<3 s) Zustandsschätzung (State Estimation) im Netzeitsystem zur Verfügung steht. Im anderen Fall muss auf Messwerte zurückgegriffen werden. Mögliche Varianten des Umsetzungskonzeptes ergeben sich durch den Einbauort des Spannungsreglers (z.B. in der Feldeleittechnik des Höchstspannungsfeldes oder des Hochspannungsfeldes).

Ferner wird empfohlen, nach erfolgter Blockierung der automatischen Spannungsregelung, die Transformatoren automatisiert über das Leitsystem mehrere Stufen herunterzustufen, um die Spannung im Übertragungsnetz zu stützen. ÜNB und VNB stimmen die Anzahl der Stufen im Vorfeld ab. Bei parallel betriebenen Transformatoren oder parallel einspeisenden

Netzgruppen sind Kreisblindströme zu beachten, um kaskadierende Schutzauslösungen zu vermeiden.

Rücknahme der Maßnahme:

Die Anweisung zur Rücknahme der Blockade der Spannungsregelung erfolgt manuell durch den ÜNB nach Rücksprache mit dem VNB. Die Aktivierung der Spannungsregelung erfolgt durch den für die Spannungsregelung zuständigen Netzbetreiber (ÜNB oder VNB). Hierbei ist zu beachten, dass die HS/MS-Netze zunächst ins Sollspannungsband zurückgeführt werden bevor Automaten aktiviert werden.

HS/MS und deren unterlagerter Transformatoren

Um die Wirksamkeit der Blockade der Spannungsregelung sicherzustellen, ist sie auf alle Spannungsebenen anzuwenden. D.h. neben der Blockade der HöS/HS-Transformatoren ist auch die Blockade der HS/MS-Transformatoren erforderlich. Sind MS/MS-Transformatoren vorhanden, so sind diese sinngemäß in die Maßnahme einzubeziehen.

Anmerkung 1:

Prinzipiell ist auch die Blockade der Spannungsregelung von unterlagerten Transformatoren (z.B. regelbarer Ortsnetzstationen (RONT), Längsregler) zu beachten, da auch hier eine aktive Regelung die Wirksamkeit der Maßnahme aushebelt. Abhängig von den regionalen Begebenheiten (hohe Durchdringung von RONTs) kann es notwendig werden, die RONTs bei der Blockade der Spannungsregler mit einzubinden.

Anmerkung 2: *Geregelte Transformatoren in Erzeugungsanlagen sind ggf. gesondert zu betrachten, wenn der Messwert für die Spannungs- bzw. Q(U)-Regelung auf der Oberspannungsseite des Transformators liegt.*

Für die Blockierung der Trafostufenregler werden nachstehend zwei alternative Ansätze beschrieben:

Zentraler Ansatz:

Bei diesem Ansatz werden die Spannungsprobleme des Höchstspannungsnetzes unmittelbar bewertet. Es ist damit ein schnelleres und damit effizienteres Eingreifen möglich. Dieser Ansatz ist daher, wenn technisch realisierbar, anzustreben.

Kriterien:

Im Wesentlichen gelten die gleichen Kriterien wie für die Blockierung der HöS/HS Transformatoren:

Unterschreiten der verketteten Spannung im Sekundenbereich (5s-10s) unter 380 kV für Netze mit Nennspannung 400 kV bzw. 210 kV für Netze mit Nennspannung 220 kV.

Zusätzlich kann ein Grenzwert für die HS-Netzebene (bspw. 104 kV) als Blockadekriterium verwendet werden, um einer ggf. gestörten Leitsystemkopplung und Inselnetzen/Netzwiederaufbau Rechnung zu tragen.

Umsetzung:

Das Konzept und die Implementierung der Maßnahme (Automatik und Blockierung der Stufensteller) erfolgt nach Abstimmung zwischen ÜNB und VNB bzw. VNB und VNB vornehmlich im Netzleitsystem des/der VNB, der/der für die Spannungshaltung zuständig ist/sind.

Anmerkung:

Bedingung für die Umsetzung des zentralen Ansatzes ist jedoch, dass auch eine größere Anzahl von Spannungsregelungen (Größenordnung 50-100 Stufensteller im Verteilnetz) im Zeitbereich von kleiner 1 Minute blockiert werden kann.

Rücknahme der Maßnahme:

Die Rücknahme der Maßnahme erfolgt zwischen den VNB in Abstimmung mit dem ÜNB.

Anmerkung:

Bei zentraler Blockierung besteht die Gefahr von erheblichen Überspannungen bei Netzbenutzern, wenn die Blockade bei Spannungswiederkehr oder Spannungsanstieg nicht sofort automatisch oder manuell aufgehoben wird. Wenn möglich können auch nur die "höher" Befehle des Trafostufenreglers blockiert werden.

Dezentraler Ansatz in der Sekundärtechnik der Schaltanlage:

Alternativ zum zentralen Ansatz kann durch eine bestimmte Anzahl aufeinander folgender Stufenänderungen in Richtung Spannungsanhebung die Reglerblockade realisiert werden (z.B. Funktion schleichender Spannungsverfall in Regeleinrichtungen). Die genauen Parameter, wie Anzahl Stufen und Zeitfenster, sind mit dem ÜNB abzustimmen.

7.1.1.4 Automatischer spannungsabhängiger Lastabwurf bei 85 % der Referenzspannung

Erholt sich die Spannung im Übertragungsnetz bzw. Teilnetz nicht und sinkt weiter ab, so verbleibt als letztes einsetzbares Mittel nur der gezielte manuelle Lastabwurf bzw. der gezielte automatische Lastabwurf. Hierdurch soll ein unkontrollierter Versorgungsausfall, wie z.B. Schutzauslösung von Erzeugungseinheiten oder Netzbetriebsmitteln, vermieden werden, so dass diese Maßnahme letztendlich der Minimierung der ausgefallenen Verbraucherleistung dient. Auch ohne einen drohenden Spannungskollaps kann ein kontrollierter Lastabwurf geeignet sein, um z. B. die selektive Funktion des Netzschutzes im Fehlerfalle zu gewährleisten bzw. Schäden an Betriebsmitteln infolge zu niedriger Spannung zu vermeiden. Die Wirkung der Netzentlastung nimmt bei Annäherung an die Stabilitätsgrenze (vergl. Verlauf der Nasenkurve) bzw. abnehmender Netzspannung zu.

Durch ein möglichst feinstufiges und sensibles Konzept entsprechend der technischen Wirksamkeit ist sicherzustellen, dass nur so viel Last abgeschaltet wird, wie zur Beherrschung der Störung notwendig ist. Die Effektivität der Netzentlastung hängt von der Lastcharakteristik (z.B. Spannungssensitivität) und den aktuellen Lastwerten (z. B. Höhe des Blindleistungsbezugs) ab.

Kriterium:

Unterschreiten von 85% der Referenzspannung auf der MS-Seite. Damit die Maßnahme wirkungsvoll ist, ist sicherzustellen, dass die Reglerblockade rechtzeitig wirksam wird.

Maßnahmen:

- Spannungsabhängiger Lastabwurf der Umspanner 110-kV oder 220-kV/Mittelspannung oder von ausgewählten Kundenabzweigen, wenn folgende Randbedingungen erfüllt sind:
 - Das angeschlossene Mittelspannungsnetz bezieht in Starklastzeiten induktive Blindleistung.
Bei stark wechselnden Blindleistungsverhältnissen ist gegebenenfalls am Lastabwurfpunkt eine Blindleistungsrichtungserfassung einzubauen und die Auslösung bei Einspeisung induktiver Blindleistung zu blockieren.
 - Der Lastabwurf erfolgt erst nach einer Verzögerungszeit von etwa 6 bis 10 Sekunden, um Fehlauflösungen bei Netzkurzschlüssen zu vermeiden

7.1.2 Stufenplan bei andauernd hoher Überspannung – Erreichen der höchst zulässigen Betriebsspannung

Als Beobachtungsbereich sind Netzknoten heranzuziehen, die repräsentativ zur Auswertung eines Spannungsanstieges ausgewählt worden sind.

Maßnahmen:

- Abschalten von Kondensatorbatterien und/oder leerlaufenden Leitungen
- Zuschalten von Drosseln
- Automatische Umschaltung der Generatorenregelung von Blindleistungsregelung oder $\cos \varphi$ - Regelung der Erzeugungsanlagen in Netzebenen ≥ 110 kV (Typ D) auf einen spannungsstützenden Modus oder Regelung mittels Q(U)-Kennlinie, die mit dem zuständigen Netzbetreiber abzustimmen ist. Die Umschaltung kann auf Anforderung des Netzbetreibers mit einer Sollwertabsenkung bis zu 5% verbunden sein, ansonsten erfolgt die Umschaltung seitens der Erregungseinrichtung stoßfrei. Ein von der höchstzulässigen Betriebsspannung abweichender Umschaltwert wird im Bedarfsfall mit dem Netzbetreiber abgestimmt.
Sollte diese Funktion bei bestehenden Anlagen noch nicht implementiert sein, so soll dies sofern technisch möglich, durch eine Umparametrierung erfolgen.
- Automatische Umschaltung der Generatorregelung in Erzeugungsanlagen Type B und C in einen spannungsstützenden Modus (U-Regelung, oder Regelung nach einer Q(U) Kennlinie). Eine Rückschaltung auf einen nicht spannungsstützenden Modus kann automatisiert erfolgen, wenn die höchst zulässigen Betriebsspannung für einen Zeitbereich von mindestens 30 Minuten unterschritten wird.
- Die automatische Wiedersynchronisierung ausgefallener Erzeugungsanlagen ist durch entsprechende Schutzeinstellungen oder durch Abschalten der elektrischen Verbindung zwischen Netz und Erzeugungsanlagen zu verhindern

8 Technische Anforderungen an die Einrichtungen für die frequenz- und spannungsabhängigen Maßnahmen

NC DCC Artikel 19 beschreibt die Anforderungen an den Lastabwurf.

Für die Umsetzung der Anforderungen an den Lastabwurf in Österreich gilt dieser Abschnitt des Systemschutzplans.

8.1 Anforderungen an die Frequenzfunktion

Die Frequenzfunktion für den unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs kann durch ein separates Relais, aber auch in einer vorhandenen Schutz- bzw. Steuerungseinrichtung als Funktion integriert werden. In beiden Fällen gelten grundsätzlich die technischen und funktionalen Anforderungen für Schutzeinrichtungen entsprechend FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [5] bzw. FNN-Hinweis „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netze“ [6] und die IEC 60255-181 (Ed.1.0 - Measuring relays and protection equipment - Part 181: Functional requirements for frequency protection). Dies gilt sowohl für die technische Ausführung als auch für die Instandhaltung.

Die Frequenzfunktion sollte aus Gründen der Entkopplung von Spannungs- und Frequenzproblemen erst ab einer bestimmten Schwelle der Leiter-Leiter-Spannung aktiv sein. Vorzugsweise ist diese Schwelle zwischen 30% und 90% mit einer Schrittweite von 5% einstellbar. Bei einer nicht einstellbaren Schwelle muss der Wert zwischen 60% und 75% U_n liegen. Der Arbeitsbereich der Frequenzfunktion muss zwischen 45,0 und 55,0 Hz liegen und mit einer Schrittweite kleiner gleich 50 mHz im Bereich zwischen 45,0 und 50,0 Hz einstellbar sein. Dabei wird eine Messgenauigkeit der Frequenz von mindestens 30 mHz gefordert.

Die Zeit vom Eintritt der Unterfrequenz bis zum Trennen der Last vom Netz (Fehlerklärungszeit, siehe Bild 13) darf 200 ms grundsätzlich nicht überschreiten.

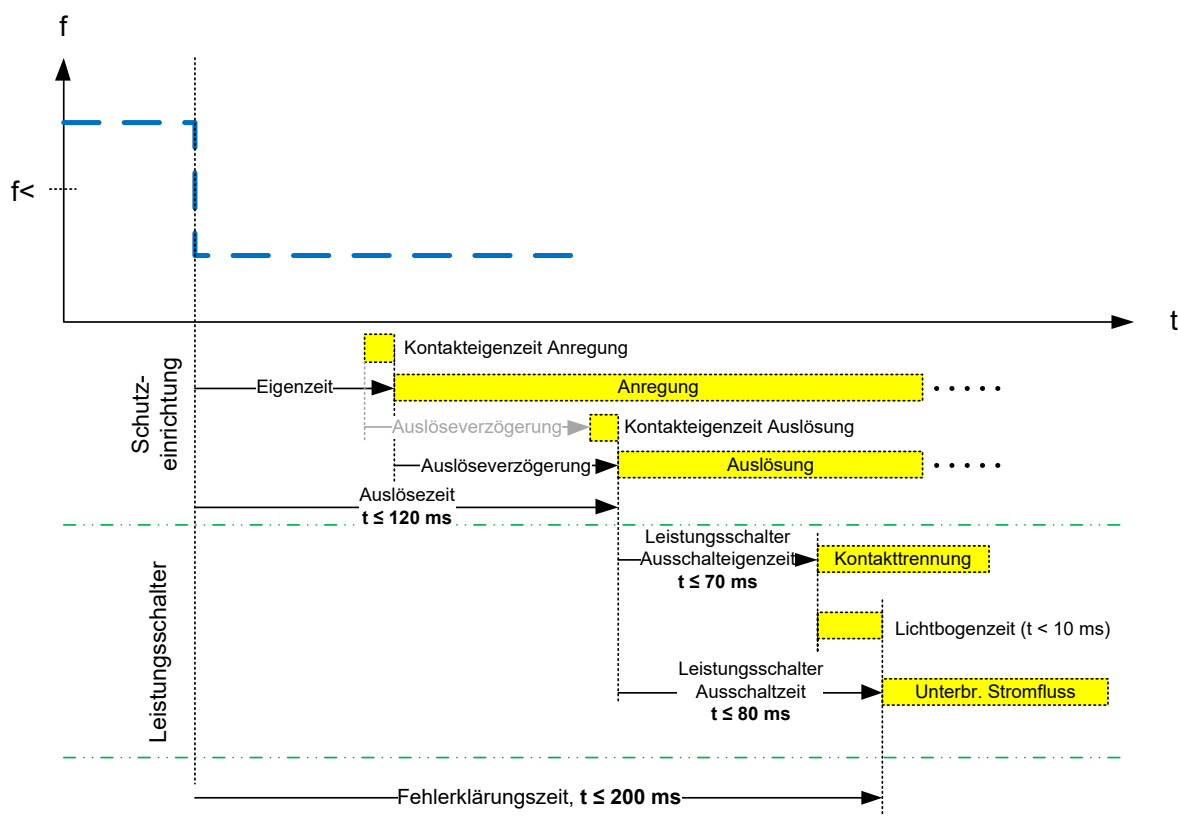


Bild 13: Bestimmung der Fehlerklärungszeit

Eine sichere Frequenzbestimmung muss in 3 bis 5 Perioden erfolgen, sodass bei sinusförmigen Eingangsspannung eine Auslösezeit kleiner 120 ms erreicht wird. Bei nicht sinusförmigen Eingangsgrößen (z.B. infolge von Schalthandlungen) können durch Mehrfachmessungen oder Messwiederholungen zur Vermeidung von Überfunktionen Auslösezeiten bis zu 200 ms entstehen. Da diese Störeinflüsse meist lokal begrenzt sind, sind einzelne Abschaltungen mit einer etwas längeren Auslösezeit tolerabel.

8.2 Anforderungen an richtungsabhängige Frequenzrelais

Der unterfrequenzabhängige Lastabwurf ist gemäß Abschnitt 6.2.2 in Mischnetzen mit zeitweiser Rückspeisung zusätzlich mit einer Wirkleistungsrichtungserkennung zu realisieren, damit im Unterfrequenzfall nur Abgänge mit überwiegend Lasten vom Netz getrennt werden und Abgänge mit überwiegender Einspeisung weiterhin zur Frequenzstützung beitragen. Diese Funktion kann durch ein separates Relais, aber auch in einer vorhandenen Schutz- bzw. Steuerungseinrichtung als Funktion integriert werden. Auch in diesen Fällen gelten grundsätzlich die technischen und funktionalen Anforderungen für Schutzeinrichtungen entsprechend FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [5] bzw. FNN-Hinweis „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netze“ [6].

Die Wirkleistungsrichtungserkennung muss ab einem Mindeststrom von 2% des Wandlerbemessungsstroms möglich sein. Wenn die Wirkleistungsrichtung ins vorgelagerte Netz eindeutig erkannt wurde, ist die Auslösung blockiert. Ansonsten wird ausgelöst (Ausführung laut Bild 14)

Die Auslösung kann auch freigegeben werden, wenn die Wirkleistungsrichtung ins nachgelagerte Netz erkannt wird (Ausführung laut Bild 15). Diese Variante kann auch zur Vermeidung von Inselbildung sinnvoll sein, da hier Abgänge mit Lastflüssen um den Nullpunkt nicht abgeschaltet werden.

Die Wirkleistungsrichtungserkennung kann auch als Leistungswinkelüberwachung realisiert werden. Es ist auch zulässig, eine Überwachung einer reinen Wirkleistungsschwelle zu realisieren. Als Messverfahren können entweder die Mitsystemgrößen ermittelt und beurteilt werden oder es wird eine Winkelmessung vorgenommen. Die schraffierte Fläche der Richtungserkennung im Bild 16 sind mögliche Beispiele von Kennlinien und bedeutet Wirkleistungsrichtung ins vorgelagerte Netz und führt zur Blockierung der Auslösung. Die Wandleranschaltung in den Bildern Bild 14 und Bild 15 ist als Beispiel auf der Unterspannungsseite des Transformators ausgeführt, kann aber ebenfalls in den Mittelspannungsabgängen eines Umspannwerkes oder auf der Oberspannungsseite des Transformators erfolgen.

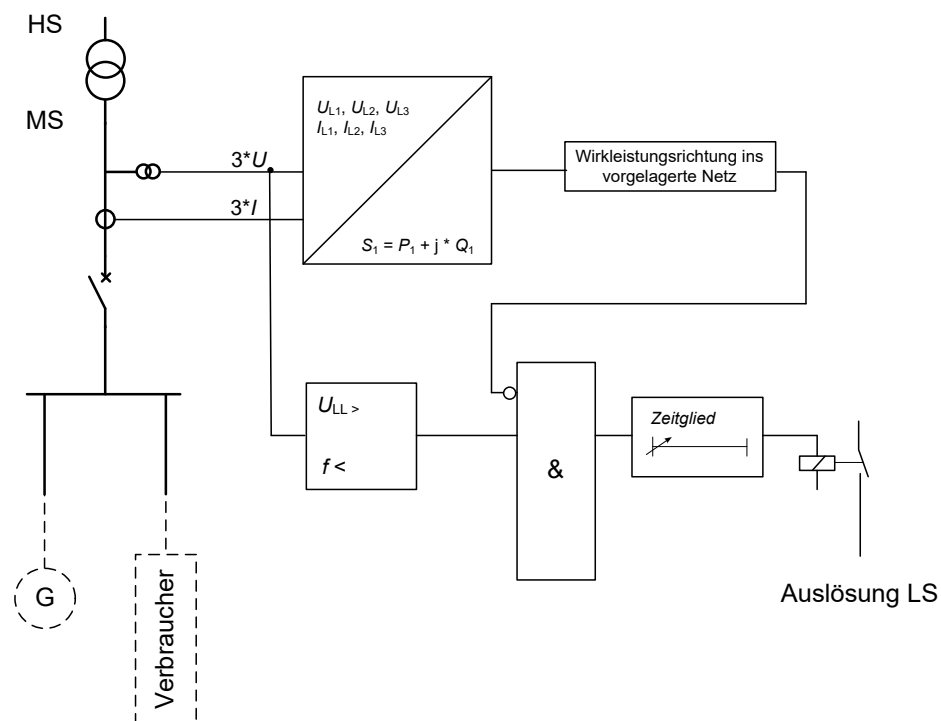


Bild 14: Prinzipschaltung der wirkleistungsrichtungsabhängigen Frequenzschutzfunktion (Blockierung)

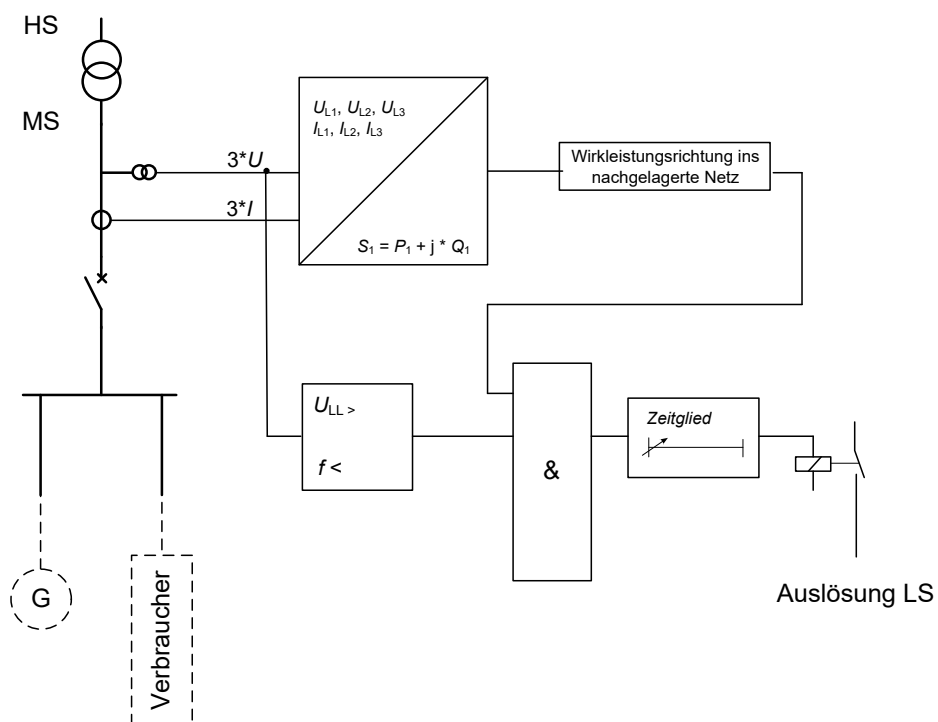


Bild 15: Prinzipschaltung der wirkleistungsrichtungsabhängigen Frequenzschutzfunktion (Freigabe)

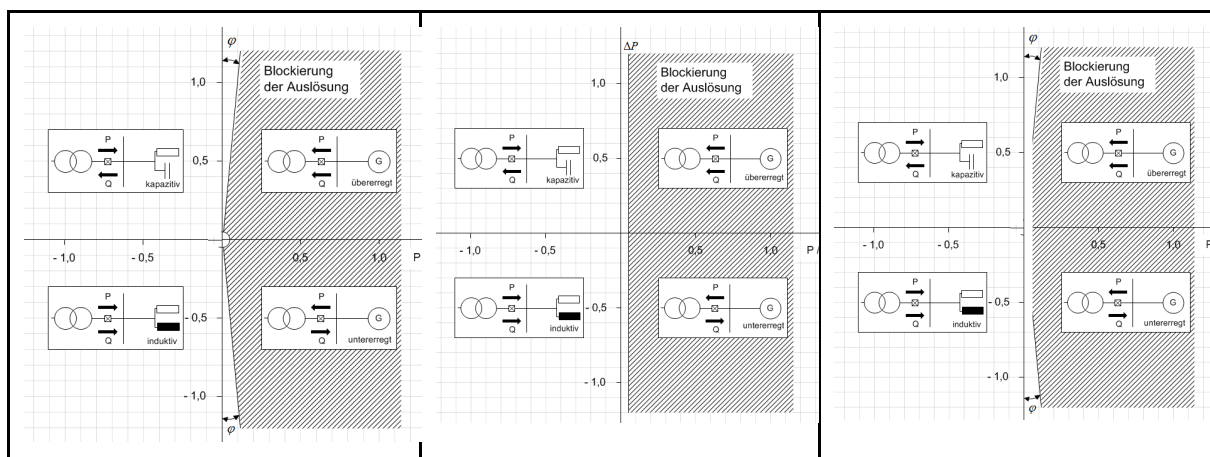


Bild 16: Mögliche Beispiele zur Bestimmung der Wirkleistungsrichtung mit Freigabestrom und möglichen Kennlinien

Anforderungen an Einstellbereich und Messgenauigkeit der Wirkleistungsrichtungsmessung:

Tabelle 5: Anforderungen an Einstellbereich und Messgenauigkeit der Wirkleistungsrichtungsmessung

Schutzfunktion	Messgröße	Einstellbereich (bezogen auf Wandlerbemessungsgrößen)	Standard	Messgenauigkeit
Freigabestrom für Wirkleistungsrichtung	I_{min}	$0,02 - 0,20 \cdot I_n$	$0,02 \cdot I_n$	$\pm 2\%$ von I_n Rückfallstrom 0,95
Leistungswinkel	φ	$1^\circ - 10^\circ$	3°	$\pm 2^\circ$

Alternativ zur Winkeleinstellung: Ansprechschwelle für Wirkleistung	P_{min}	0,01- 0,10 * S_n	0,02 * S_n	$\pm 5\%$ bei S_n
--	-----------	--------------------	--------------	---------------------

Die Relais sollten mit einer Messkreisüberwachung ausgeführt werden, die beim Ansprechen zur Blockierung der Frequenzschutzfunktion führt. Eine Störschreiberfunktion wird empfohlen.

Zusätzlich können weitere Funktionen hilfreich sein:

- Parametersatzumschaltung
- Fernblockierung
- Fernparametrierung

Externe Blockierungen oder Schutzumstellungen können über eine Fernwirkschnittstelle z.B. nach IEC 61850, über Binäreingänge oder über Funktionstasten erfolgen.

8.3 Technische Anforderungen an Turbinenregler

Die technischen Anforderungen an den Turbinenregler sind für das Verhalten bei Unterfrequenz bzw. Überfrequenz in Abhängigkeit des Typs der Stromerzeugungsanlage gemäß RfG wie folgt zu erfüllen:

- Typ A nach Artikel 13
- Typ B nach Artikel 14
- Typ C nach Artikel 15
- Typ D nach Artikel 16

8.4 Technische Anforderungen an Einrichtungen zur Realisierung des spannungsabhängigen Lastabwurfs

Einrichtungen für den spannungsabhängigen Lastabwurf sollen zur Vermeidung von Überfunktionen folgende technische Anforderungen erfüllen:

- Die Messeinrichtungen müssen in allen betrieblich zulässigen Spannungs- und Frequenzzuständen zuverlässig arbeiten
- Dreiphasige Spannungsmessung (verkettete Spannungen), logisch UND verknüpft
- Ansprechen nur bei Überschreiten einer Spannungsuntergrenze, also z.B. in einem "Spannungsfenster" von 40% U bis 85% U; eine Auslösung bei völliger Spannungslosigkeit wird durch diese Einrichtung vermieden. Unabhängig davon kann eine vorhandene Nullspannungsauslösung ansprechen.
- Das Rückfallverhältnis der Messeinrichtung soll nahe bei 1 liegen; damit kann ein Spannungsanstieg während der laufenden Verzögerungszeit die Auslösung noch verhindern

8.5 Anforderungen an die Leistungsschalterausschaltzeit

Bei der Neubeschaffung von (MS-)Schaltanlagen soll die Leistungsschalterausschaltzeit spezifiziert werden, da sie einen erheblichen Anteil an der Fehlerklärungszeit hat.

Um die Anforderungen (kurze Fehlerklärungszeit) des UFLA zu erfüllen, ist es wichtig, dass die Leistungsschalterausschaltzeit immer kleiner gleich 80 ms ist. In dieser Zeit ist die Lichtbogenlöschzeit nicht enthalten.

9 Manueller Lastabwurf in Österreich

Artikel 22 des NC ER beschreibt das Verfahren für den manuellen Lastabwurf im Falle eines Notzustands. Die genauen dafür notwendigen Verfahren und Umsetzungsmöglichkeiten werden in Beilage 13.3 beschrieben.

10 Organisatorische und technische Grundsätze für den Systemschutzplan – Konformitätstests

In den Kapiteln 10.1 und 10.2 werden Konformitätstests festgelegt, welche die richtige Funktionsweise des Systemschutzplans sicherstellen sollen. Jeder betroffene VNB, SNN sowie Anbieter von Systemdienstleistungen überprüft nachweislich die Erfüllung der Tests nach internen Vorgaben und meldet das Ergebnis an den ÜNB.

Jeder vom Systemschutzplan betroffene prüft regelmäßig die ordnungsgemäße Funktionsweise aller im Systemschutzplan berücksichtigten Betriebsmittel und Fähigkeiten.

Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die vom relevanten Netzbetreiber festgelegten Bedingungen erfüllt sind. Der ÜNB, VNB, SNN sowie der Anbieter von Systemdienstleistungen zur Vermeidung der Störungsausweitung wiederholen den Test, solange diese Bedingungen nicht erfüllt sind.

10.1 Konformitätstest bei Unterfrequenzlastabwurf-Relais

Die Überprüfung erfolgt mindestens einmal in 10 Jahren lt. den Vorgaben in Kapitel 8.

Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die festgelegten Bedingungen erfüllt sind. Der ÜNB, VNB sowie SNN wiederholen den Test, solange diese Bedingungen nicht erfüllt sind.

Genauere Details und Bedingungen werden im Testplan gemäß NC ER Artikel 43 Absatz 2, welcher nach Genehmigung durch E-Control Austria auf der Homepage der Übertragungsnetzbetreiber (<http://www.apg.at/>, www.vuen.at) veröffentlicht wird.

10.2 Konformitätstests und regelmäßige Überprüfung des Systemschutzplans

Die Meldung und Überprüfung des Unterfrequenzlastabwurfkonzept erfolgt lt. Kapitel 11.1. Zudem werden Konformitätstest gemäß Artikel 50 Absatz 3 bis 5 des NC ER durchgeführt.

11 Überprüfung der Konzepte des Systemschutzplans

11.1 Periodische Überprüfung der UFLA

Die ÜNB sind im Rahmen ihrer Systemverantwortung u. a. für die Einhaltung des Lastabwurfkonzeptes verantwortlich. Entsprechend sind Reporting, Monitoring und Protokollierung nach Artikel 50 der EU-Verordnung 2017/2196 durchzuführen und zu dokumentieren. Da die Funktionalität des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs an den Betriebsmitteln der Verteilernetzbetreiber implementiert ist, sind diese zur Informationsweitergabe verpflichtet.

11.1.1 Reporting und Monitoring der Abwurfleistung

Die im Kapitel 6 genannten Regeln dienen einer ersten grundsätzlichen Einstellung der Unterfrequenzstufen. Aufgrund der hohen Durchdringung dezentraler Energieeinspeisungen und der daraus resultierenden stochastischen Lastflüsse in vielen Netzgebieten ist die Durchführung des nachfolgend beschriebenen Reportings und Monitorings erforderlich. Die Ergebnisse können ggf. eine Anpassung der erforderlichen Abwurfleistung (einzelner Stufen oder gesamtheitlich) bei den Verteilernetzbetreibern zur Folge haben.

Die Prüfung ist durch die ÜNBs durchzuführen um nachzuweisen, dass die Anforderungen an den unterfrequenzabhängigen Lastabwurf erfüllt werden. Dieses geschieht zum einen über ein jährliches Reporting und bei Bedarf mittels Monitoring.

Die ÜNBs kündigen ein anstehendes Monitoring bis zum 31.01. des gemonitorten Jahres an alle direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen VNB an. Aufgrund der begrenzten Änderungen der Last- und Einspeiseverhältnisse und in Abwägung mit dem Aufwand der umfangreichen Datenbereitstellung erfolgt ein Monitoring maximal alle zwei Jahre. Das Monitoring erfolgt grundsätzlich österreichweit und gleichzeitig.

11.1.2 Bereitstellung der Daten

Das Reporting erfolgt auf Basis der Meldung der Jahresmittelwerte der aktivierten Abwurfleistungen, das Monitoring auf Basis der Meldung der 60-min-Mittelwerte der aktivierten Abwurfleistungen. Die Meldung erfolgt in Form einer Kaskade vom Verteilernetzbetreiber hin zum Übertragungsnetzbetreiber.

Jeder Verteilernetzbetreiber gibt seine Meldung an den ihm vorgelagerten Netzbetreiber separat weiter. Ist dies nicht der Übertragungsnetzbetreiber, so wird diese Meldung direkt an den nächsten vorgelagerten Netzbetreiber weitergeleitet.

Beteiligt sich der Netzbetreiber am Abwurfkonzept des überlagerten Netzbetreibers, dann integriert der überlagerte Netzbetreiber diese Daten in seine eigene Datenbasis zu einem Gruppenabwurfkonzept. Bei Änderungen sind diese umgehend mitzuteilen.

Stellt der Netzbetreiber ein eigenes Abwurfkonzept auf, so meldet er dennoch seine Daten an den vorgelagerten Netzbetreiber welche diese dann parallel zu seiner eigenen Datenbasis an den Übertragungsnetzbetreiber weiterreicht. Eine Integration in die eigene Datenbasis der vorgelagerten Netzbetreiber erfolgt in diesem Falle nicht.

11.1.3 Datenbereitstellung für das jährliche Reporting

Für das jährliche Reporting sind durch den Verteilernetzbetreiber Jahresmittelwerte für die Gesamtlast und die Jahresmittelwerte der Abwurfleistung der einzelnen Lastabwurfstufen bereitzustellen. Der ÜNB gibt das Format des Datenaustauschs vor. Die jeweils aktuell gültige Tabelle für die Datenmeldung steht auf der Homepage der Übertragungsnetzbetreiber (www.apg.at, www.vuen.at) zur Verfügung.

Die Bereitstellung der Daten an den ÜNB hat bis zum Stichtag **30.06.** des Folgejahres zum Reportingzeitraum zu erfolgen.

Netzbetreiber, die sich am Abwurfkonzept des überlagerten Netzbetreibers beteiligen, haben ihre Daten bis zum Stichtag **31.03.** des Folgejahres zum Reportingzeitraum dem überlagerten Netzbetreiber bereitzustellen.

Die Informationen der ÜNB werden jährlich zu einem nationalen Gesamtbericht (gemäß „on national level“) zusammengefasst, bis zum **30.09.** den VNB zur Verfügung gestellt und bei Bedarf an die ENTSO-E weitergeleitet.

11.1.4 Datenbereitstellung für das Monitoring

Für das Monitoring sind nach Ankündigung durch den ÜNB, Jahreszeitreihen sowohl für die Gesamtlast als auch für die kumulierte aktivierte Auslöseleistung in 60-min-Auflösung und die genaue Ausprägung der Lastabwurfstufen durch den VNB bereitzustellen. Der ÜNB gibt das Format des Datenaustauschs vor. Die jeweils aktuell gültige Tabelle für die Datenmeldung steht auf der Homepage der Übertragungsnetzbetreiber (www.apg.at, www.vuen.at) zur Verfügung.

Die Bereitstellung der Daten zum Abwurfkonzept an den ÜNB hat bis zum Stichtag **30.06.** des Folgejahres zum Monitoringzeitraum zu erfolgen.

Netzbetreiber, die sich am Abwurfkonzept des überlagerten Netzbetreibers beteiligen, haben ihre Daten bis zum Stichtag **31.03.** des Folgejahres zum Monitoringzeitraum dem überlagerten Netzbetreiber bereitzustellen.

Die Informationen der ÜNB werden zu einem nationalen Gesamtbericht (gemäß „on national level“) zusammengefasst, und bis zum **30.09.** den VNB und bei Bedarf der ENTSO-E zur Verfügung gestellt.

11.1.5 Bewertung der Daten

Die Bewertung der Daten erfolgt durch den ÜNB.

1. Reporting: Erfüllen der Abwurfziele im zeitlichen Jahresmittel je VNB bzw. Gruppe
 - Die Summe der Jahresmittelwerte der aktivierten Abwurfleistungen entspricht 45 % +/- 7 % der Gesamtlast des VNB bzw. des Gruppenabwurfkonzeptes
 - Die Abwurfleistung der einzelnen Abwurfgruppen ist gleichmäßig verteilt und entspricht den Vorgaben des Kapitel 6.2.2
2. Monitoring: Erfüllen der Abwurfziele im Zeitverlauf über ein Kalenderjahr pro Regelzone
 - Die kumulierten Zeitreihen der Abwurfleistung über alle VNB bzw. Gruppen in einer Regelzone entsprechen im Zeitverlauf 45% (+/- 7%) der Gesamtlast (Zeitreihe)

11.1.6 Abgeleitete Maßnahmen

Die Auswertung der Daten wird ggf. Zeitbereiche offenlegen, bei denen die Anforderungen an den unterfrequenzabhängigen Lastabwurf nicht eingehalten wurden. In diesem Fall sind die vorliegenden Abwurfkonzepte durch den VNB entsprechend nachzubessern. Dies gilt sowohl für individuelle Abwurfkonzepte als auch für Gruppenabwurfkonzepte.

Hierzu stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- Aktivierung weiterer Abwurfpunkte
- Aktivierung und Nachrüstung von Wirkleistungsrichtungserkennung
- Verlagerung der Auslöseebene auf die Mittelspannungsabgänge

Diese Maßnahmen zur Anpassung des Abwurfkonzeptes werden durch die VNB selbst definiert und sind bestmöglichst auszuschöpfen. ÜNB und VNB stimmen sich über geeignete und angemessene Umsetzungsfristen ab.

11.2 Reporting des Systemverhaltens der Kraftwerke

Gemeinsam mit dem jährlichen Reporting der Abwurfleistung werden die aktuellen Grunddaten sowie Einstellwerte der Kraftwerke bzgl. Frequenz- und Spannungsverhalten abgefragt. Der ÜNB gibt das Format des Datenaustauschs vor. Die jeweils aktuell gültige Tabelle für die Datenmeldung steht auf der Homepage der Übertragungsnetzbetreiber (www.apg.at, www.vuen.at) zur Verfügung.

Jeder Verteilernetzbetreiber meldet die Daten der an sein Netz angeschlossenen Kraftwerke an den ihm vorgelagerten Netzbetreiber weiter. Ist dies nicht der Übertragungsnetzbetreiber, so wird diese Mitteilung in die eigene Meldung an den nächsten vorgelagerten Netzbetreiber integriert. Eine Aggregation der Daten für kleine Anlagen ist möglich.

Kraftwerksbetreiber haben die jeweiligen Kraftwerksdaten dem zuständigen Netzbetreiber auf Anfrage zeitnah bereitzustellen.

Die Daten der direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke werden direkt an den Übertragungsnetzbetreiber gemeldet.

Für die Erzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Kundennetz sind bei nicht Vorliegen konkreter Daten Abschätzungen durch den Verteilernetzbetreiber zu machen und in die Meldung aufzunehmen.

Die Bereitstellung der Daten an den ÜNB hat bis zum Stichtag **30.06.** jeden Jahres zu erfolgen.

Die Informationen der ÜNB werden jährlich zu einem nationalen Gesamtbericht (gemäß „on national level“) zusammengefasst, bis zum **30.09.** den VNB zur Verfügung gestellt und bei Bedarf an die ENTSO-E weitergeleitet.

11.3 Reporting der Umsetzung des Spannungsplans

Die von den Verteilernetzbetreiber implementierten Maßnahmen des Spannungsplans bzw. deren Umsetzungsgrad werden ebenfalls jährlich durch den ÜNB mittels Abfrage überprüft. Die Datenmeldung soll im Regelfall gemeinsam mit der Datenbereitstellung für das jährliche Reporting des Frequenzplans erfolgen. Die jeweils aktuell gültige Tabelle für die Datenmeldung steht auf der Homepage der Übertragungsnetzbetreiber (www.apg.at, www.vuen.at) zur Verfügung.

12 Infrastruktur

Die Modalitäten für die Systemdienstleistungen zur Vermeidung der Störungsausweitung sind auf der Homepage der Übertragungsnetzbetreiber (www.apg.at, www.vuen.at) veröffentlicht.

Signifikante Netznutzer sind die unter 1.3 angegebenen Betreiber von Netzen und Anlagen. Die signifikanten Netznutzer des Typs C und D sind in Beilage 13.5 aufgelistet.

Der Maßnahmenkatalog der ÜNB, VNB und SNN, um den Anforderungen dieses Systemschutzplanes zu entsprechen, ist in Beilage 13.4 zusammengefasst.

Eine Auflistung der vorrangigen signifikanten Netznutzer ist in Beilage 13.6 zu finden.

13 Beilagen

Allgemein:

13.1 Verfahren zum Lastflussmanagement

13.2 Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung

13.3 Manueller Lastabwurf

13.4 Maßnahmenkatalog ÜNB, VNB, SNN

Vertraulich:

13.5 Auflistung der signifikanten Netznutzer der Typen C und D

13.6 Vorrangige signifikante Netznutzer

Verfahren zum Lastflussmanagement

Beilage 13.1 zum

Systemschutzplan Österreich

Technische Maßnahmen
zur Vermeidung von Großstörungen und
Begrenzung ihrer Auswirkungen

Ausgearbeitet durch ÖE

Gemäß NC ER ist jeder ÜNB, zum Umgang mit Leistungsflüssen, die außerhalb der in Artikel 25 SOGL festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte liegen, berechtigt:

- einen Wirkleistungssollwert festzulegen, den jeder SNN gemäß Artikel 11 Absatz 4 Buchstabe c aufrechterhalten muss, soweit der Sollwert mit den technischen Beschränkungen des SNN vereinbar ist. Jeder ÜNB kann einen Wirkleistungssollwert festlegen, den jeder Anbieter von Systemdienstleistungen zur Vermeidung der Störungsausweitung aufrechterhalten muss, soweit diese Maßnahme gemäß den in Artikel 4 Absatz 4 genannten Modalitäten auf diese Anbieter anwendbar ist und der Sollwert mit den technischen Beschränkungen der Anbieter von Systemdienstleistungen zur Vermeidung der Störungsausweitung vereinbar ist. Die SNN und Anbieter von Systemdienstleistungen zur Vermeidung der Störungsausweitung führen die ihnen direkt vom ÜNB oder indirekt über VNB erteilten Anweisungen unverzüglich aus und halten diesen Zustand aufrecht, bis ihnen weitere Anweisungen erteilt werden. Werden die Anweisungen direkt erteilt, unterrichtet der ÜNB die relevanten VNB darüber unverzüglich.
- SNN und Anbieter von Systemdienstleistungen zur Vermeidung der Störungsausweitung direkt oder indirekt über VNB vom Netz zu trennen. SNN und Anbieter von Systemdienstleistungen zur Vermeidung der Störungsausweitung bleiben vom Netz getrennt, bis ihnen weitere Anweisungen erteilt werden. Werden SNN direkt vom Netz getrennt, unterrichtet der ÜNB die relevanten VNB darüber unverzüglich. Binnen 30 Tagen nach dem Störfall erstellt der ÜNB einen Bericht, in dem er die Gründe, Umsetzung und Auswirkungen dieser Maßnahme detailliert erläutert, und übermittelt ihn gemäß Artikel 37 der Richtlinie 2009/72/EG der relevanten Regulierungsbehörde.

Verfahren zur Wirkleistungsunterstützung

Beilage 13.2 zum

Systemschutzplan Österreich

Technische Maßnahmen
zur Vermeidung von Großstörungen und
Begrenzung ihrer Auswirkungen

Ausgearbeitet durch ÖE

Es gelten die Vorgaben des Artikel 21 des NC ER.

Manueller Lastabwurf

Beilage 13.3 zum

Systemschutzplan Österreich Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen

Ausgearbeitet durch ÖE/Experten Pool Manueller Lastabwurf

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Einleitung	3
1 Geltungsbereich	3
2 Begriffe und Abkürzungen.....	3
2.1 Begriffe.....	3
2.2 Abkürzungen	3
3 Grundsätze und Akteure.....	4
3.1 Systemverantwortung	4
3.2 Kaskadenprinzip und Mitwirkungspflicht.....	4
3.3 Aufgaben der Netzbetreiber im Rahmen des manuellen Lastabwurfs.....	5
3.4 Abgrenzung zur Energielenkung.....	5
4 Durchführung.....	6
4.1 Ermittlung des Abschaltbedarfs.....	6
4.1.1 Systembilanz.....	6
4.1.2 Lokale Netzsicherheit.....	6
4.2 Ankündigung, Anforderung und Aufhebung von Maßnahmen zum manuellen Lastabwurf.....	6
4.2.1 Umsetzungszeiten	7
4.2.2 Kommunikation.....	7
4.3 Umgang mit Erfüllungshemmnissen	7
4.4 Abgrenzung zum Unterfrequenzabhängigen Lastabwurf – automatisch (UFLA).....	7
5 Berichtspflicht.....	8

Einleitung

Artikel 22 des NC ER beschreibt das Verfahren für den manuellen Lastabwurf im Falle eines Notzustands. Die vorliegende Regelung ist eine Beilage zu den TOR Systemschutzplan und dient zur Erläuterung und näheren Definition dieser Notmaßnahme.

Die bei den betroffenen Netzbetreibern nötigen, internen Handlungsrichtlinien für die jeweiligen Operatoren und die evtl. erforderlichen technischen Anpassungen befinden sich derzeit in Ausarbeitung bzw. Umsetzung und sollen in entsprechenden Simulatortrainings geübt werden. Eine praktische Umsetzung ist daher erst ab 1. April 2021 vorgesehen.

1 Geltungsbereich

Das beschriebene Verfahren gilt für Betreiber öffentlicher Elektrizitätsversorgungsnetze und daran angeschlossene Netznutzer entsprechend Kapitel 1.3 TOR Systemschutzplan.

2 Begriffe und Abkürzungen

2.1 Begriffe

Systembilanz

Gegenüberstellung der IST- und Planwerte von Erzeugung, Verbrauch und des regelzonenüberschreitenden Energieaustauschs.

Netzsicherheit

Beschreibt den Zustand des Netzes hinsichtlich der Einhaltung der zulässigen Betriebsparameter

Systemverantwortung

Verantwortung über die Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs in Bezug auf Systembilanz und Netzsicherheit

Direkt angeschlossener Verteilernetzbetreiber

Verteilernetzbetreiber mit Anschluss an das Übertragungsnetz

Nachgelagerte Netzbetreiber

Verteilernetzbetreiber ohne Anschluss an das Übertragungsnetz und nachgelagert zu einem direkt angeschlossenen Verteilernetzbetreiber

2.2 Abkürzungen

AAS	Austrian Awareness System
BMNT	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus
EAS	European Awareness System
NC ER	Network Code Emergency and Restoration
RZF	Regelzonenführer
TOR	Technische und organisatorische Regeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

3 Grundsätze und Akteure

Diese Regelung beschreibt das Vorgehen bei manuellem Lastabwurf. Eingriffe in den Einsatz der Stromerzeugungsanlagen bzw. markt- und netzbezogene Maßnahmen¹ zur Beseitigung eines Ungleichgewichts im System bzw. zur Beseitigung von Netzengpässen sind seitens RZF unter Einbeziehung der VNB vor einem manuellen Lastabwurf anzuwenden, hier aber nicht näher beschrieben.

3.1 Systemverantwortung

Die Einhaltung der ausgeglichenen Systembilanz, also des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung, vereinbartem regelzonenübergreifenden Austausch und dem Verbrauch, obliegt dem RZF. Für die Netzsicherheit und damit für die Einhaltung betrieblicher Grenzwerte (Lastfluss, Spannung und Kurzschlussstrom) – ist der jeweilige Netzbetreiber (VNB oder ÜNB) zuständig.

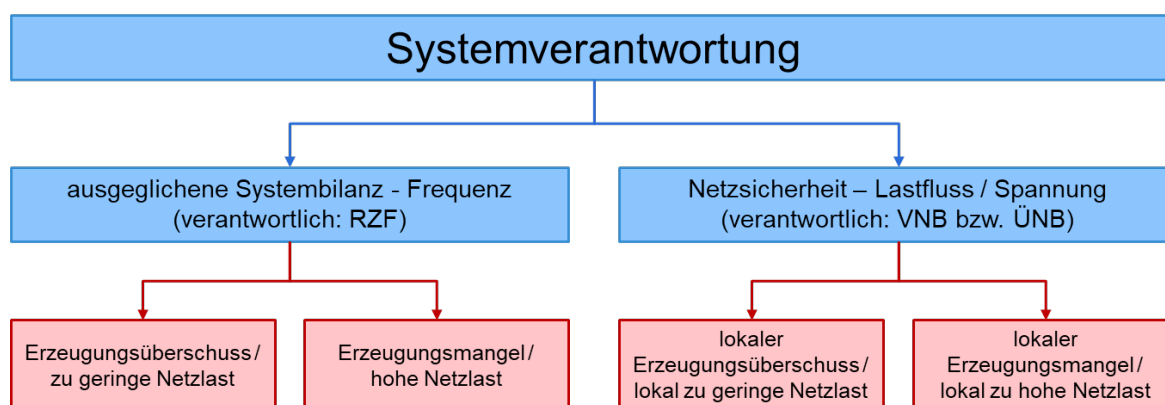


Abbildung 1: Systemverantwortung

3.2 Kaskadenprinzip und Mitwirkungspflicht

Der manuelle Lastabwurf ist von allen an das Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Netzbetreibern und von direkt angeschlossenen Netzkunden nach Anforderung durch den RZF anzuwenden. Falls lokale Probleme vorliegen, wird zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit die Abschaltung auf die lokalen direkt angeschlossenen Netzbetreiber und dort direkt angeschlossenen Netzkunden beschränkt.

Der direkt angeschlossene Netzbetreiber hat das Recht, nachgelagerte Netzbetreiber in die Maßnahmen miteinzubeziehen.

Innerhalb der Netze der direkt angeschlossenen VNB obliegt die Auswahl und Umsetzung konkreter Abschaltungsmaßnahmen dem jeweiligen VNB, dabei ist das Kapitel 4.4 „Abgrenzung zum Unterfrequenzabhängigem Lastabwurf – automatisch (UFLA)“ zu beachten.

Eine zeitliche Verteilung der Auswirkungen von Lastabschaltungen auf Netznutzer, unter Beibehaltung der Höhe des vorgegebenen Lastabwurfs, obliegt der Verantwortung des jeweiligen Netzbetreibers. Für alle Netzbetreiber und direkt angeschlossenen Netzkunden besteht eine Mitwirkungspflicht.

¹ Dies umfasst je nach Verfügbarkeit und Wirksamkeit üblicherweise Kraftwerkseinsätze im gesetzlichen und/oder vertraglich vereinbarten Rahmen, Topologieänderungen im Netz, Veränderung der Stufenstellung bei Transformatoren, Einschränkung von Grenzkapazitäten, Abruf aller verfügbaren Angebote für Regelernergie sowie Anforderung von Wirkleistungsunterstützung von anderen ÜNB.

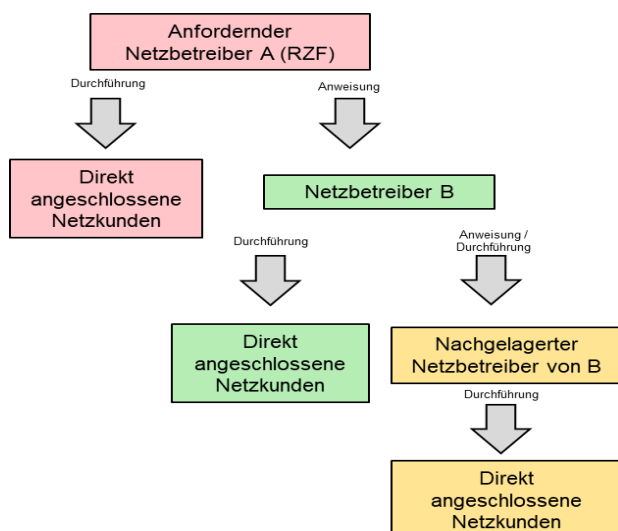


Abbildung 2: Prinzip des manuellen Lastabwurfs

3.3 Aufgaben der Netzbetreiber im Rahmen des manuellen Lastabwurfs

Aufgaben des RZF:

- Erkennen einer Gefährdung oder Störung der Systembilanz und/oder der Netzsicherheit
- Ermittlung von notwendigen Maßnahmen
- Lagebildweitergabe an E-Control
- Ankündigung von Maßnahmen
- Anforderung von Maßnahmen
- Berücksichtigung allfälliger Veröffentlichungsverpflichtungen betreffend Strommarkt
- Aufhebung der Maßnahmen
- Berichtserstellung

Aufgaben aller beteiligter Netzbetreiber:

- Erkennen einer Gefährdung der Netzsicherheit im eigenen Netz
- Umsetzung der vom RZF angeordneten Maßnahmen im eigenen Netz
- Veranlassung der vom RZF angeordneten Maßnahmen in nachgelagerten Netzen
- Kontinuierliche Lagebeurteilung
- Dokumentation

3.4 Abgrenzung zur Energielenkung

Die hier beschriebene Vorgehensweise (Notmaßnahme) ist bei akut auftretenden erheblichen Störungen und Gefährdung der Netzsicherheit sowie bei erkennbaren bzw. eingetretenen Lastdeckungsproblemen anzuwenden.

Wenn die gesetzten Notmaßnahmen nicht ausreichen sollten oder die kritische Situation längere Zeit bestehen bleibt, kann ein Übergang in einen Energielenkungsfall erfolgen.

Mit der Ausrufung des Energielenkungsfalls durch Veröffentlichung der entsprechenden Maßnahmenverordnungen durch das BMNT und die Landesregierungen geht die Entscheidung für weitere Maßnahmen vom RZF auf das BMNT bzw. gemäß dem Energielenkungsgesetz auf dessen befugte Organe über – dies betrifft auch die Erweiterung oder Aufhebung der zuletzt durch den RZF gesetzten Lastabwurf-Maßnahmen.

4 Durchführung

4.1 Ermittlung des Abschaltbedarfs

4.1.1 Systembilanz

Im Fall starker Frequenzabweichung oder Frequenzinstabilität aufgrund unausgeglichener Systembilanz und keiner Möglichkeit, die fehlende Energie durch normale Marktmaßnahmen aus dem In- und Ausland oder mittels weiterer Notmaßnahmen zu beschaffen, kann es notwendig sein, einen manuellen Lastabwurf durchzuführen.

Die Höhe der abzuschaltenden Lasten orientiert sich am Systemungleichgewicht und der daraus resultierenden möglichen Frequenzabweichung.

Die Aufteilung der abzuschaltenden Lasten wird entsprechend dem Anteil des Verteilernetzes an der aktuellen Netzlast Österreichs ermittelt und gemäß Kapitel 4.2 den direkt an das ÜN angeschlossenen Netzbetreiber durch den RZF vorgegeben. Allen Maßnahmen geht eine entsprechende Netzsicherheitsberechnung des RZF voran.

4.1.2 Lokale Netzsicherheit

Im Fall von lokalen Netzproblemen (Spannungs- oder Lastflussproblemen) im Übertragungsnetz, kann es notwendig sein, einen manuellen Lastabwurf lokal durchzuführen.

Die Höhe der abzuschaltenden Lasten orientiert sich an dem Erfordernis zur Wiederherstellung der Netzsicherheit und wird zwischen dem RZF und den betroffenen VNB abgestimmt.

4.2 Ankündigung, Anforderung und Aufhebung von Maßnahmen zum manuellen Lastabwurf

Die Ankündigung, Anforderung und Aufhebung von Maßnahmen durch den RZF erfolgt nach folgender Systematik:

Die telefonische Ankündigung (sofern zeitlich möglich – dies betrifft auch den Kontaktaufnahmeversuch mit E-Control) enthält als Information den erwarteten Zeitpunkt, die erwartete Dauer, die Ursache und die erwartete Höhe des Lastabwurfs für den betreffenden VNB in MW.

Die Anforderung via AAS enthält den konkreten Bedarf der Lastabschaltung in MW und ist sofort umzusetzen.

Führt die ursprüngliche Anforderung nicht zur gewünschten Entlastung oder genügt auch eine niedrigere Anforderung, so erfolgt eine erneute Anforderung über das AAS.

Bei lokalen Problemen, bei denen nur ein VNB betroffen ist, kann die Abwicklung auch telefonisch erfolgen.

Im AAS wird die Ampel (Netzsituation) des RZF auf den Status „ROT“ (Emergency) gesetzt. Der Status wird auch entsprechend über das EAS verteilt.

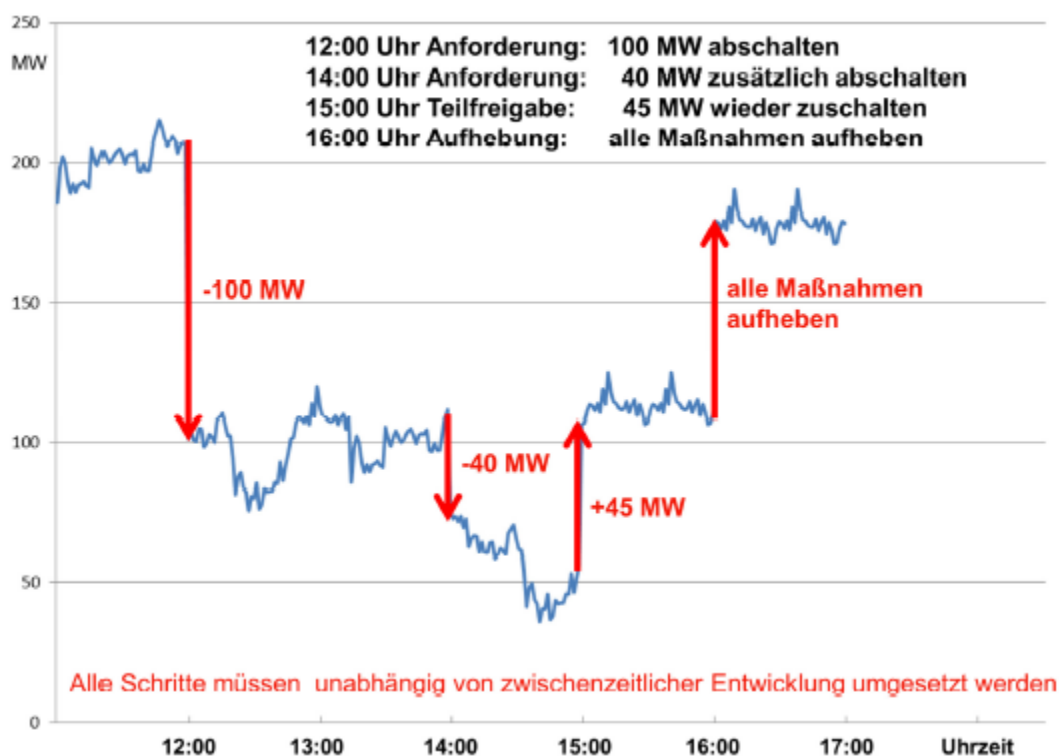


Abbildung 3: Zeitliche Entwicklung der manuellen Lastabschaltung

Die Kommunikation zwischen VNB und nachgelagertem VNB erfolgt gemäß deren Vereinbarung.

4.2.1 Umsetzungszeiten

Gemäß NC ER Artikel 22 Absatz 3 trennt jeder VNB, nachdem er vom RZF zum Lastabwurf unter Angabe der Höhe der abzuschaltenden Last aufgefordert wurde, diese Last unverzüglich vom Netz. Dies gilt ebenso für alle nachgelagerten VNB, nachdem diese vom vorgelagerten Netzbetreiber zur Abschaltung von Lasten aufgefordert wurden.

4.2.2 Kommunikation

Nach der Anforderung zu einem manuellen Lastabwurf wird, sobald wie möglich, vom RZF per E-Mail eine Ad Hoc Information über die Ursache der Störung an die Leitwarte der betroffenen ÜNB und direkt angeschlossenen VNB versandt. Die Lagebilddarstellung zu dem Ereignis erfolgt durch den RZF.

Die Kommunikation an die Öffentlichkeit erfolgt durch koordiniertes Vorgehen zwischen allen Beteiligten unter der Führung des RZF.

4.3 Umgang mit Erfüllungshemmnissen

Sobald mehr als 10 % einer Last-Anforderung für den manuellen Lastabwurf durch Erfüllungshemmnisse (Gründe) nicht umgesetzt werden können, sind die Erfüllungshemmnisse und die Höhe der Abweichung dem RZF umgehend mitzuteilen.

4.4 Abgrenzung zum Unterfrequenzabhängigen Lastabwurf – automatisch (UFLA)

Nach Möglichkeit ist die manuell abzuschaltende Last zu gleichen Teilen auf die aktivierte und nicht aktivierten Abwurfleistungen (Definition im Systemschutzplan) aufzuteilen. Bei der aktivierten Abwurfleistung ist auf eine gleichmäßige Aufteilung über die UFLA-Stufen zu

achten. Der UFLA kann damit die Funktion als automatische Letztmaßnahme weiterhin gewährleisten.

5 Berichtspflicht

Die Berichtspflichten sind im NC ER Artikel 22 Absatz 4 festgelegt: *„Binnen 30 Tagen nach dem Störfall [Anm.: nach einem Vorfall, der zum Einsatz eines manuellen Lastabwurfs führte] erstellt der ÜNB einen Bericht, in dem er die Gründe, Umsetzung und Auswirkungen dieser Maßnahme detailliert erläutert, und übermittelt ihn gemäß Artikel 37 der Richtlinie 2009/72/EG der relevanten Regulierungsbehörde.“*

Die betroffenen direkt angeschlossenen VNB wirken bei der Erstellung des Berichts mit und bekommen diesen nach Abschluss ebenfalls übermittelt.

Maßnahmenkatalog ÜNB, VNB und SNN

Beilage 13.4 zum

Systemschutzplan Österreich

Technische Maßnahmen
zur Vermeidung von Großstörungen und
Begrenzung ihrer Auswirkungen

Ausgearbeitet durch ÖE

Maßnahmenkatalog der ÜNB, VNB und signifikanten Netznutzer des Systemschutzplans

Thema	Kriterien(bereich)	Dienstleistung	Betroffen								
			Erzeugungsanlage				Batterien	Verteilernetz betreiber	Übertragungs netzbetreiber	Industrie kunden	ÖBB
			Typ A	Typ B	Typ C	Typ D					
Maßnahmen bei sinkender Netzfrequenz	49,8 Hz	Umschaltung auf den beschränkt frequenzabhängigen Modus — Unterfrequenz (LFSM-U)			x	x					
		Übergang der Speicher in den Modus der Wirkleistungseinspeisung					x				
		Automatisches Einleiten von Maßnahmen für eine später einsetzende manuelle FRR durch Anfahren von dafür vorgesehenen Maschinensätzen				x			x		
	49,8-49,2 Hz	Automatisches Anfahren von dafür vorgesehenen Generatoren nach einem mit dem ÜNB abzustimmenden Staffelplan				x			x		
	49,6-49,2 Hz	Automatisches unverzügliches Abschalten aller noch in Betrieb befindlichen Speicherpumpen und Pumpturbinen im Pumpbetrieb nach einem mit dem ÜNB abzustimmenden Staffelplan				x			x		
	49,0-48,0 Hz	Unterfrequenzabhängiger Lastabwurf – automatisch (UFLA)						x	x	x	x
Maßnahmen bei steigender Netzfrequenz	50,2 Hz	Umschaltung auf den beschränkt frequenzabhängigen Modus — Überfrequenz (LFSM-O)	x	x	x	x					
	≥ 50,2 Hz	Automatische Abschaltung von dafür vorgesehenen Maschinensätzen				x			x		
		Automatisches Zuschalten von dafür vorgesehenen Speicherpumpen				x			x		

Systemschutzplan Österreich

Thema	Kriterien(bereich)	Dienstleistung	Betroffen										
			Erzeugungsanlage				Batterien	Verteilernetz betreiber	Übertragungs netzbetreiber	Industrie kunden	ÖBB		
			Typ A	Typ B	Typ C	Typ D							
Stufenplan bei Unterspannungen	bei unterschreiten von 95 % der örtlich üblichen Spannung	Abschalten von noch am Netz befindlichen Blindleistungsverbrauchern (z. B. Drosseln)							x	x			
		Zuschalten von Kondensatorbatterien und/oder ausgeschalteten Leitungen							x	x			
		Abschalten der Tertiärregelung der Spannung, speziell der U/Q- Optimierung im <i>Closed-Loop</i> -Betrieb							x	x			
		Automatische Umschaltung der Generatorenregelung von Blindleistungsregelung oder $\cos \varphi$ - Regelung auf einen spannungsstützenden Modus mit Erhöhung des Spannungssollwertes um 5% oder auf Regelung mittels Q(U)- Kennlinie, die mit dem zuständigen Netzbetreiber abzustimmen ist.				x			x	x			
		Automatische Umschaltung der Generatorregelung in einen spannungsstützenden Modus (U-Regelung, oder Regelung nach einer Q(U) Kennlinie).		x	x								
	bei unterschreiten von 95 % der örtlich üblichen Spannung auf der Oberspannungsseit e des Transformators	Blockierung der Trafostufenregler HöS/HS und HS/MS in Abstimmung mit ÜNB								x	x		
		Automatischer spannungsabhängiger Lastabwurf								x			

Systemschutzplan Österreich

Thema	Kriterien(bereich)	Dienstleistung	Betroffen										
			Erzeugungsanlage				Batterien	Verteilernetz betreiber	Übertragungs netzbetreiber	Industrie kunden	ÖBB		
			Typ A	Typ B	Typ C	Typ D							
Stufenplan bei andauernd hoher Überspannung	bei Erreichen der höchst zulässigen Betriebsspannung	Abschalten von Kondensatorbatterien und/oder leerlaufenden Leitungen							x	x			
		Zuschalten von Drosseln							x	x			
		Automatische Umschaltung der Generatorenregelung von Blindleistungsregelung oder $\cos \varphi$ - Regelung in Erzeugungsanlagen für Netzebenen ≥ 110 kV auf Spannungsregelung mit Absenkung des Spannungssollwertes um 5% oder auf Regelung mittels Q(U)-Kennlinie, die mit dem zuständigen Netzbetreiber abzustimmen ist.								x	x		
		Automatische Umschaltung der Generatorregelung in einen spannungsstützenden Modus (U-Regelung, oder Regelung nach einer Q(U) Kennlinie).		x	x								
		Blockierung einer automatischen Wiedersynchronisierung ausgefallener Erzeugungsanlagen					x						
Manuelle Lastabschaltung	Notzustand	Manuelle Lastabschaltung nach Mitteilung durch ÜNB							x	x			
Überprüfung der Konzepte des Systemschutzplans	Periodische Überprüfung der UFLA	Für das jährliche Reporting sind dem ÜNB durch den Verteilernetzbetreiber Jahresmittelwerte für die Gesamtlast und die Jahresmittelwerte der Abwurfleistung der einzelnen Lastabwurfstufen bereitzustellen.							x	x			
		Für das Monitoring sind dem ÜNB ein Jahr nach Ankündigung durch den ÜNB, Jahreszeitreihen sowohl für die Gesamtlast als auch für die kumulierte aktivierte Auslöseleistung in 60-min-Auflösung und die genaue Ausprägung der Lastabwurfstufen durch den VNB bereitzustellen.								x	x		
	Reporting des Systemverhaltens der Kraftwerke	Gemeinsam mit dem jährlichen Reporting der Abwurfleistung werden die aktuellen Grunddaten sowie Einstellwerte der Kraftwerke bzgl. Frequenz- und Spannungsverhalten abgefragt. Kraftwerksbetreiber haben die jeweiligen Kraftwerksdaten dem zuständigen Netzbetreiber auf Anfrage zeitnah bereitzustellen.	x	x	x	x			x	x			
	Reporting der Umsetzung des Spannungsplans	Die von den Verteilernetzbetreiber implementierten Maßnahmen des Spannungsplans bzw. deren Umsetzungsgrad werden ebenfalls jährlich durch den ÜNB mittels Abfrage überprüft.								x	x		