



E-CONTROL

**Technische und organisatorische Regeln
für Betreiber und Benutzer
von Netzen**

**Teil E:
Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen
und Begrenzung ihrer Auswirkungen**

Version 2.2
2015

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	Verantwortlich	Anmerkungen
1.0	1. März 2001	1. März 2001	BMWA	1. Ausgabe, 2001
2.0			E-Control	Ersetzt Version 1.0 - generelle Überarbeitung und Harmonisierung mit dem gültigen Regelwerk in Österreich (TOR) und im UCTE-Übertragungsnetz (UCTE Operation Handbook, www.ucte.org)
2.0	01.03.2008	01.03.2008	E-Control	Endgültige Version 2.0
2.1	03.03.2011	03.03.2011	E-Control	Anpassungen der Bezüge und Verweise auf EIWOG 2010
2.2	22.08.2014	25.08.2014	E-Control	Anpassungen auf Basis des Operation Handbook ENTSO-E
(2.2)	(04.02.2015)	(04.02.2015)	E-Control	(Fehlerbereinigung)

Die anzuwendenden technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) stehen auf der Website der Energie-Control Austria (www.e-control.at) zur allgemeinen Verfügung. Verweise auf die TOR verstehen sich somit immer auf die jeweils aktuell geltende Version. Jede Anwendung, Verwendung und jedes Zitieren der TOR hat unter diesen Prämissen zu erfolgen. Die sich auf der Website der Energie-Control Austria befindliche Version gilt als authentische Fassung der TOR.

Die ENTSO-E Network Codes sind ab ihrem Inkrafttreten unmittelbar anwendbar, und gehen den TOR, insbesondere dem Teil E, vor. Ab dem Inkrafttreten der relevanten Network Codes sind daher Bestimmungen des Teiles E nicht mehr anzuwenden, soweit sie dem Network Code widersprechen.

Im Rahmen der Überarbeitung der TOR zur Umsetzung der ENTSO-E Network Codes (speziell Emergency and restoration) werden im Besonderen Begriffsdefinitionen und Abbildungen einer neuerlichen Überprüfung zu unterziehen und anzupassen sein.

Für den Inhalt verantwortlich:

Energie-Control Austria

Rudolfsplatz 13a

A-1010 Wien

Tel: +43-1-24724

Inhaltsangabe:

1	Einführung	5
2	Begriffe und Definitionen	7
3	Allgemeines.....	8
3.1	Frequenzabhängige Maßnahmen.....	8
3.1.1	Frequenzbereiche	8
3.1.2	Frequenzregelung im Netz	9
3.1.3	Frequenzprobleme	9
3.2	Spannungsabhängige Maßnahmen.....	10
3.2.1	Spannungsbereiche.....	10
3.2.2	Spannungsregelung im Netz	10
3.2.3	Spannungsprobleme	11
4	Vorbeugende Maßnahmen	12
4.1	Vorbeugende Maßnahmen gegen Frequenzprobleme	12
4.1.1	Schutzeinrichtungen, Anpassung von Schutzeinstellungen	12
4.1.2	Allgemeine Maßnahmen bei der Betriebsführung	12
4.2	Vorbeugende Maßnahmen gegen Spannungsprobleme	13
4.2.1	Allgemeine Maßnahmen in Netzanlagen	13
4.2.2	Vorbeugende Maßnahmen für Netzleitstellen der Übertragungsnetzbetreiber	14
5	Erkennen eines Störungszustandes.....	14
5.1	Erkennen von Frequenzproblemen	14
5.1.1	Technische Anforderungen an Einrichtungen zur Realisierung frequenzabhängiger Maßnahmen	Fehler! Textmarke nicht definiert.
5.2	Erkennen von Spannungsproblemen	18
5.2.1	Technische Anforderungen an Einrichtungen zur Realisierung spannungsabhängiger Maßnahmen	19
5.2.2	Allgemeine Anforderungen	19
5.2.3	Strategien bei langsamem Spannungsverfall.....	19
5.2.4	Strategien gegen andauernd hohe Überspannungen	20
6	Maßnahmen bei Störungszuständen.....	21
6.1	Stufenplan bei Frequenzproblemen (Frequenzplan).....	21

6.1.1	Frequenzabhängige Maßnahmen bei sinkender Netzfrequenz ($<50 \text{ Hz} \leq 49,8 \text{ Hz}$) ..	21
6.1.2	Frequenzabhängige Maßnahmen bei steigender Netzfrequenz ($>50 \text{ Hz} \geq 50,2 \text{ Hz}$) .	28
6.2	Stufenplan bei Spannungsproblemen.....	29
6.2.1	Stufenplan bei Unterspannung	29
6.2.2	Stufenplan bei andauernd hoher Überspannung	32

1 Einführung

Maßnahmen zur Beherrschung von kritischen Netzzuständen, zur Vermeidung von *Großstörungen* bzw. zur Begrenzung ihrer Auswirkungen 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 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.

Welche Maßnahmen zu welchem Zeitpunkt tatsächlich gesetzt werden, wird im Einzelnen zwischen den *Netzbetreibern*, Betreibern von Erzeugungsanlagen und anderen Marktteilnehmern, vorbehaltlich der Genehmigung in den AGB, vertraglich so vereinbart, dass diese im Anlassfall rechtzeitig und ohne administrativen Aufwand gesetzt werden können.

Da die vom jeweiligen *Netzbetreiber* zu setzenden Maßnahmen auch Wirkungen auf die an sein *Netz* angeschlossenen *Netzbenutzer* haben können, ist es erforderlich, dass diese Maßnahmen bzw. die dadurch entstehenden, die *Netzbenutzer* betreffenden Auswirkungen, Bestandteil der vertraglichen Beziehungen zwischen den *Netzbetreibern* und den *Netzbenutzern* sind.

Der Geltungsbereich zur Durchführung der frequenzabhängigen Maßnahmen erstreckt sich auf alle Erzeugungsanlagen, die spannungsabhängigen Maßnahmen beziehen sich auf alle Erzeugungsanlagen die auf Spannungsebenen ≥ 110 kV (Betriebsspannung der Netze) einspeisen. Für *Erzeugungsanlagen*, die auf Spannungsebenen < 110 kV einspeisen, werden derartige Maßnahmen in TOR Teil D Hauptabschnitt D4 geregelt.

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

Die Maßnahmen gemäß TOR Teil E werden von jedem *Netzbetreiber* für Netzebenen ≥ 110 kV, für alle anderen Netzebenen soweit dies technisch möglich ist, durchgeführt.

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

2 Begriffe und Definitionen

Die in diesem Teil E der technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) verwendeten Begriffe und Definitionen sind im Teil A „Allgemeines, Begriffserklärungen, Quellenverweise“ der TOR gesammelt enthalten.

3 Allgemeines

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 zusammen hängen und einen netzweiten, globalen Charakter haben.
und
- *spannungsabhängige Maßnahmen*, die mit dem Blindleistungshaushalt zusammen hängen 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.

Die für den Normalbetrieb relevanten Vorgaben und Definitionen über Frequenz- und Spannungshaltungsthemen sind in TOR Teil B behandelt.

3.1 Frequenzabhängige Maßnahmen

Die in diesem TOR Teil E angeführten frequenzabhängigen Maßnahmen sind in erster Linie für die Vermeidung von *Großstörungen* und die Begrenzung ihrer Auswirkungen relevant.

3.1.1 Frequenzbereiche

Es werden nur Frequenzen aus dem Bereich $50 \text{ Hz} \pm 5 \text{ Hz}$ betrachtet. Andere Frequenzen, wie z. B. Frequenzen von Tonfrequenz-Rundsteuerungsanlagen, werden hier nicht betrachtet und sind von den hier behandelten frequenzabhängigen Maßnahmen auch nicht betroffen.

Gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 [5] sind Frequenzabweichungen an der *Übergabestelle* von der Nennfrequenz 50 Hz bei *Normalbetrieb* bei *Netzen* mit synchroner Verbindung zu einem *Verbundnetz* bis zu einer Größe von 1 % ($50 \text{ Hz} \pm 0,5 \text{ Hz}$) während 99,5 % eines Jahres zulässig und für die *Netzbenu*tzer als verträglich anzusehen.

Im Frequenzbereich $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ ist die *Primärregelung* wirksam. Damit werden die normalen Belastungsschwankungen und darüber hinaus auch Störungen kleineren Umfanges ausgeregelt. Bei größeren Abweichungen liegt eine größere Störung vor, die zusätzliche Maßnahmen erfordert, um eine Ausweitung der Störung bzw. deren Auswirkungen zu begrenzen.

3.1.2 Frequenzregelung im Netz

Die Regelung der Netzfrequenz erfolgt in mehreren Stufen:

- Nach Störung des Gleichgewichtes zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung wird in den für die *Primärregelung* eingesetzten Erzeugungsanlagen das Gleichgewicht automatisch mit Hilfe der Turbinen-Drehzahlregler – gemäß eingestellter *Statikkennlinien* der Maschinen – wiederhergestellt. Der Einsatz dieser *Erzeugungsanlagen* erfolgt gemäß den vertraglichen Vereinbarungen zwischen den *Netzbetreibern* und *Kraftwerksbetreibern*. Die Organisation der Erbringung der *Primärregelung* erfolgt gemäß §§ 66, 67 und 68 EIWOG [N4]. Die *Primärregelung* im *Normalbetrieb* des *Netzes* ist in TOR Teil B beschrieben.
- Die verbleibende Abweichung der Netzfrequenz von der Sollfrequenz wird durch die *Sekundärregelung* mittels eines *Leistungs-Frequenz-Reglers* und ggf. durch Abruf von *Minutenreserve* (*Tertiärregelung*) in den einzelnen *Regelzonen* zentral vorgenommen.

(2) Um dies ausführen zu können sind entsprechende *Primärregelreserven*, *Sekundärregelreserven* sowie *Minuten(Tertiärregel)reserven* vorzuhalten, die durch das UCTE-Operation Handbook [U1] vorgegeben sind.

3.1.3 Frequenzprobleme

Frequenzänderungen, die von einem großen Ungleichgewicht von erzeugter und verbrauchter *Wirkenergie* verursacht werden, gehen sehr rasch vor sich. Sie werden zeitlich neben der Größe des Ungleichgewichtes nur durch die Trägheitsmomente der drehenden Massen der *Erzeugungsanlagen* bestimmt. Der frequenzabhängige Selbstregeleffekt der *Netzbutzer* beeinflusst die Änderungsgeschwindigkeit der Frequenz nur in einem geringen Umfang.

Alle *Betriebsmittel* und Anlagen, die für Maßnahmen zur Verringerung von Frequenzänderungen vorgesehen sind, können nur zeitverzögert auf eine Anforderung reagieren, so dass die Frequenz in der Zwischenzeit weiter absinken kann.

Für Erkennungszeiten einer Frequenzänderung müssen 60 bis 180 ms eingerechnet werden, das sind 3 bis 9 Perioden (bei 50 Hz).

Automatische Maßnahmen zur Verringerung von Frequenzänderungen müssen unmittelbar vor Ort in *Erzeugungsanlagen, Umspannwerken, etc.* gesetzt und ohne zusätzliche Zeitverzögerung nach Erkennen der Abweichung an die dafür vorgesehenen *Betriebsmittel* und Anlagen weitergegeben werden.

3.2 Spannungsabhängige Maßnahmen

3.2.1 Spannungsbereiche

Für den ordnungsgemäßen Betrieb eines *Verbundnetzes* sind Spannungsbereiche an den *Übergabestellen* zwischen den einzelnen *Netzen* zu anderen *Netzbetreibern* und *Netzbennutzern* einzuhalten. Solche Spannungsbänder sind aufgrund von Normen, Richtlinien, Regeln, Netzstudien und/oder Erfahrungswerten festzulegen bzw. zwischen den benachbarten *Netzbetreibern* einvernehmlich abzustimmen.

3.2.2 Spannungsregelung im Netz

Jeder Transport von *Wirkleistung* ist mit Verlusten und somit mit Spannungsänderungen, d.h. mit örtlich unterschiedlichen Spannungsniveaus verbunden. Die Ursachen für Spannungsschwankungen werden durch das zeitlich variable Verbrauchsverhalten (unterschiedliche Netzauslastung bzw. Blindleistungsbedarf), durch Netzschaltungen und Störungen (z. B. *Ausfälle von Erzeugungsanlagen, Lastanpassung*) hervorgerufen.

Um *Netzbennutzer* mit ausreichend konstanter Spannung innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen versorgen zu können, sind für den Betrieb von elektrischen *Netzen* an geeigneten Stellen des *Netzes*, an denen eine Änderung (Transformation) des Spannungsniveaus erfolgt, Einrichtungen zur Einstellung bzw. Regelung der Netzspannung erforderlich.

Die Spannungsregelung in *Netzen* ≥ 110 kV erfolgt durch *Erzeugung* von *Blindleistung* der in das *Netz* einspeisenden *Erzeugungsanlagen* mittels spezieller Einrichtungen und zugeordneter Spannungsregler. In vermascht betriebenen *Übertragungs-* und *Verteilernetzen* erfolgt die Spannungsregelung durch Übersetzungsänderungen bei Transformatoren, die an den Übergängen von einer Spannungsebene zu einer anderen im *Netz* eingesetzt werden, unter Berücksichtigung von *dezentralen Erzeugungsanlagen*.

Die Aufgabe der Spannungsregelung ist die kontinuierliche Anpassung der Spannung in den einzelnen *Spannungsebenen* unter Berücksichtigung betrieblicher Randbedingungen und den normativen Vorgaben. Die wichtigsten betrieblichen Randbedingungen sind:

- Einhaltung minimal und maximal erlaubter *Grenzwerte* der Spannung in allen Spannungsebenen
- Versorgung der *Netzbutzer* mit einer Spannung im definierten Spannungsbereich
- Einstellung eines möglichst ausgeglichenen Spannungsprofils in vermascht betriebenen *Netzen* mit einer Betriebsspannung von ≥ 110 kV und damit einer Reduzierung der Übertragungsverluste
- Aufrechterhaltung der *Stabilität*.

3.2.3 Spannungsprobleme

Im Zusammenhang mit *Großstörungen* wird allgemein zwischen schnellen und langsamen Spannungsänderungen, Spannungseinbrüchen, langsamem Verfall der Spannung (*Spannungsverfall*) im Sinne einer Unterspannung, sowie zeitweilig netzfrequenten und transienten Überspannungen unterschieden:

- schnelle Spannungsänderungen, die auf Kurzschlüsse im *Netz* zurückgehen, werden im vorliegenden TOR Teil E nicht behandelt. Diese Art von Störungen wird zuverlässig vom Netzschutz erfasst und abgeschaltet.
- Andauernde Spannungsänderungen und Spannungsverfälle werden von Schutzeinrichtungen üblicherweise nicht bzw. nicht zeitgerecht erfasst und können zu nachhaltigen Problemen in der Betriebsführung, zu Großstörungen und Schäden an elektrischen Anlagen, *Betriebsmitteln* und an Anlagen von *Netzbutzern* führen. Diese Art von Spannungsproblemen wird im vorliegenden TOR Teil E behandelt.

In elektrischen *Netzen* ist die Übertragung von *Wirkleistung* eng mit der Bereitstellung von *Blindleistung* und der über das *Netz* verteilten Spannung verknüpft. *Blindleistung* kann nicht über weite Strecken übertragen werden, weil diese die Übertragungskapazität für *Wirkleistung* einschränkt und die hiermit verbundenen Spannungsabfälle zusätzliche Übertragungsverluste und -kosten verursachen. Der Übertragung von *Blindleistung* sind somit nicht zu umgehende technische und wirtschaftliche Grenzen gesetzt. Aus diesen Gründen muss der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch von *Blindleistung* sowie die Einhaltung von Spannungsbändern regional bzw. lokal gelöst werden. Die benötigte *Blindleistung* muss möglichst verbrauchsnahe erzeugt und zur Verfügung gestellt werden.

4 Vorbeugende Maßnahmen

Zur Unterstützung der angeführten frequenz- und spannungsabhängigen Maßnahmen müssen vorbeugende Maßnahmen realisiert werden, die einerseits die Möglichkeit eines Auftretens von Störungen gering halten und andererseits gegen eine Störungsausweitung wirken können.

4.1 Vorbeugende Maßnahmen gegen Frequenzprobleme

4.1.1 Schutzeinrichtungen, Anpassung von Schutzeinstellungen

Vorbeugende Maßnahmen gegen Frequenzprobleme umfassen:

- Koordination von Schutzeinstellungen zur Verhinderung unselektiver Auslösungen von elektrischen Anlagen, *Betriebsmitteln* und Erzeugungsanlagen durch die *Netzbetreiber*. Diese Koordination muss neben den *Netzbetreibern* und den *Netzbenutzern* auch zwischen den *Netzbetreibern* (sowohl *Übertragungs-* als auch *Verteilernetzbetreibern*) erfolgen und ist laufend anzupassen.
- Frequenzunabhängigkeit von Überlastrelais und Spannungsrelais.
- Installation von Reserve-Schutzeinrichtungen als Abhilfemaßnahme beim Versagen von Schutzeinrichtungen und *Leistungsschaltern*, um Auslösungen in unselektiver Endzeit zu verhindern.
- Sowohl die Turbinenregler als auch die Synchronisiereinrichtungen bei Maschinenabzweigen müssen für kritische Netzsituationen mit auftretenden hohen und tiefen Frequenzniveaus ausgelegt sein.

4.1.2 Allgemeine Maßnahmen bei der Betriebsführung

Allgemeine vorbeugende Maßnahmen bei der Betriebsführung, die nicht nur in kritischen sondern auch in normalen, bzw. störungsbehafteten Netzzuständen eingesetzt werden, umfassen:

- Einhalten des *(n-1)-Kriteriums* u. a. zur Gewährleistung der Netzsicherheit und Stabilität bzw. zur Minimierung von Überlastauslösungen, speziell im Bereich von Erzeugungsanlagen. Hierzu werden von den *Netzbetreibern* laufend betriebsbedingte Berechnungen durchgeführt.
- Gekuppelter Sammelschienenbetrieb in *Netzen* mit einer *Nennspannung* ≥ 220 kV, um bei einem Sammelschienenfehler den *Gesamtausfall* des Knotens zu verhindern. Dazu ist ein

schneller Entkopplungsschutz notwendig, der bei einem Sammelschienenfehler den *Kuppungsleistungsschalter* selektiv zu den anderen Schutzeinrichtungen auslöst.

- Zur Gewährleistung der Schutzfunktionen werden kontinuierlich die jeweiligen Einstellwerte zwischen den *Netzbetreibern* abgestimmt und auch getestet (rechnerisch simuliert).

4.2 Vorbeugende Maßnahmen gegen Spannungsprobleme

4.2.1 Allgemeine Maßnahmen in Netzanlagen

Hier werden Maßnahmen angeführt, die bei Auslegung und Einstellung der primären und sekundären *Betriebsmittel* beispielhaft berücksichtigt werden müssen.

4.2.1.1 Anpassung der Isolationskoordination

Die Geräte, speziell auch die Überspannungsableiter, müssen für eine ausreichende betriebsfrequente Überspannung ausgelegt werden.

4.2.1.2 Anpassung von Schutzeinstellungen

Es soll hier nur auf die Schutzeinrichtungen eingegangen werden, welche direkten Einfluss auf Spannungsgrenzwerte besitzen.

Bei folgenden Schutzeinrichtungen ist bei der Einstellung auf das Verhalten der Spannung in kritischen Netzzuständen zu achten:

- Blockschutz in Erzeugungsanlagen
 - Überspannungs- und Unterspannungsschutz
 - Distanzschutz mit Unterimpedanzanregung oder spannungsabhängiger Überstromanregung
 - Unter- und Übererregungsschutz
- Netzschutz
 - Transformatoren mit Unter-, Überspannungsschutz, Übererregungsschutz
 - Leitungen mit Unterimpedanzanregung oder spannungsabhängiger Überstromanregung

4.2.1.3 Anpassung von Reglereinstellungen und Synchronisierereinrichtungen

Die Einstellungen der Synchronisierereinrichtungen müssen bei kritischen Netzsituationen die auftretenden hohen und tiefen Spannungsniveaus berücksichtigen.

4.2.1.4 Andere Netzelemente

In Bezug auf andere Netzelemente ist folgendes zu berücksichtigen:

- Ausreichende Auslegung der Stellbereiche von Stufenschaltern bei Transformatoren zur Abdeckung weiter Spannungsbereiche
- Schaltbarkeit von Kompensationseinrichtungen zur Beeinflussung des Blindleistungsbedarfes.
- Umschaltbarkeit der Stufensteller von Längsregelung auf Schrägregelung soll unter Spannung möglich sein.

4.2.2 Vorbeugende Maßnahmen für Netzleitstellen der Übertragungsnetzbetreiber

Jeder Übertragungsnetzbetreiber hat sicherzustellen, dass die Hauptfunktionalitäten der Netzleitstellen mit Back-Up Systemen gesichert werden. Diese Back-Up Systeme müssen innerhalb von spätestens drei Stunden aktiviert werden können und müssen zumindest einmal im Jahr getestet werden.

Während einer Netzstörung muss die Funktion der Leitsysteme – insbesondere das SCADA/EMS, das Kommunikationssystem zwischen den Leitstellen und die Leistungs-Frequenzregelung – gewährleistet sein.

Die Stromversorgung der Netzleitstellen muss über eine eigene unabhängige Hilfsanspeisung verfügen, die zumindest einmal pro Jahr getestet werden muss.

5 Erkennen eines Störungszustandes

5.1 Erkennen von Frequenzproblemen

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

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

5.1.1 Technische Anforderungen zur Realisierung frequenzabhängiger Maßnahmen an Turbinenregler

Der *Unempfindlichkeitsbereich* des Turbinenregelkreises von dauernd primärgeregelten Maschinen oder erst bei Wirksamwerden der frequenzabhängigen Maßnahmen vorübergehend primärgeregelten Maschinen, soll kleiner als 10 mHz sein.

5.1.2 Technische Anforderungen zur Realisierung frequenzabhängiger Maßnahmen an Schutzrelais für Lastanpassung

Die Funktion der Lastanpassung kann in einem getrennten Relais, aber auch in einer vorhandenen Schutzeinrichtung als Funktion integriert werden.

Die Schutzfunktion sollte aus Gründen der Entkopplung von Spannungs- und Frequenzproblemen erst ab einer einstellbaren Leiter-Leiter-Spannung (empfohlene Einstellung 70% U), einstellbar zwischen 65 und 80% mit einer Schrittweite von 5%, aktiv werden.

Der Arbeitsbereich des Frequenzschutzes muss zwischen 45,0 und 55,0 Hz liegen und mindestens in Schritten von 100 mHz im Bereich zwischen 45,0 und 50,0 Hz einstellbar sein. Dabei wird eine Messgenauigkeit der Frequenz von 50 mHz gefordert. Entsprechend ENTSO (Strom) Operation Handbook Policy 5 [U2] ist eine maximale Abschaltzeit (Schutz + Leistungsschalter) von 350 ms einzuhalten. Im Hinblick auf eine schnelle Reaktion bei hohen Frequenzgradienten sind Abschaltzeiten < 200 ms anzustreben.

Zur Verhinderung einer Überfunktion der Wirkleistungsrichtungserkennung sind die Einführung eines Mindeststromes von 5 bis 10% des Wandlerbemessungsstroms und eine leichte Neigung der Kennlinie notwendig.

Die Funktion 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.

Bei Ansprechen der Wirkleistungsrichtungserkennung in Richtung Einspeisung ins überlagerte Netz wird die Auslösung durch den Frequenzschutz blockiert. Die schraffierte Fläche der Richtungserkennung im Bild 5-2 und Bild 5-3 bedeutet Wirkleistungsrichtung ins überlagerte Netz und führt zur Blockade der Auslösung. Die Wandleranschaltung im Bild 5-1 ist als Beispiel auf der Unterspannungsseite ausgeführt, kann aber ebenfalls auf der Oberspannungsseite erfolgen.

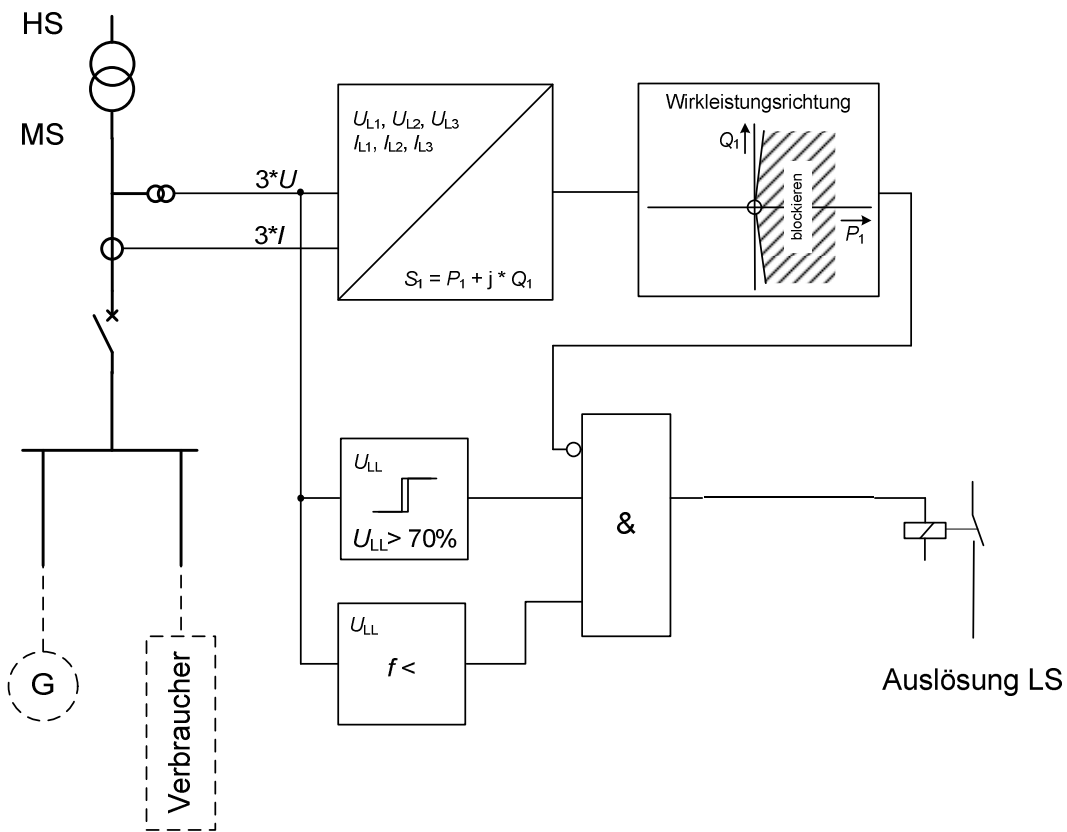


Bild 5-1: Prinzipschaltung der wirkleistungsrichtungsabhängigen Frequenzschutzfunktion

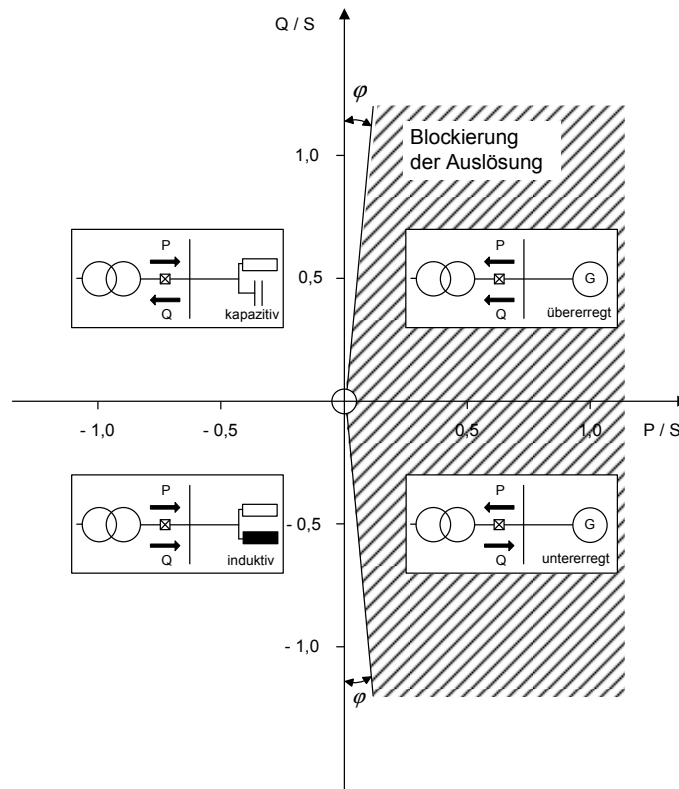


Bild 5-2: Bestimmung der Wirkleistungsrichtung mit Freigabestrom und geneigter Kennlinie

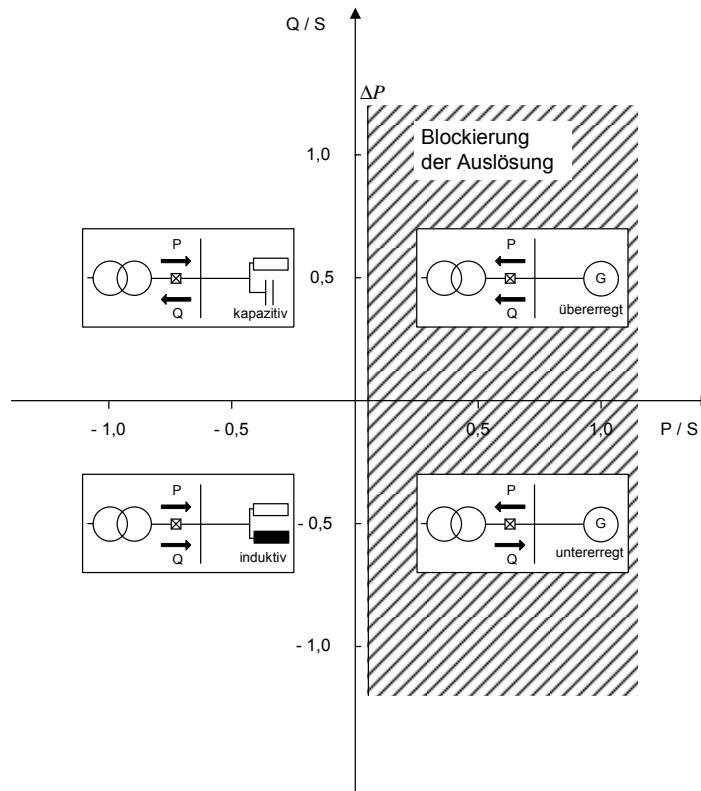


Bild 5-3: Bestimmung der Wirkleistungsrichtung mit Wirkleistungsschwelle

Folgende Einstellwerte sollen realisiert werden:

Schutzfunktion	Messgröße	Einstellbereich (bezogen auf Wandlerbemessungsgrößen)	Standard	Erläuterung
Freigabestrom für Wirkleistungsrichtung	I_{min}	$0,02 - 0,20 \cdot I_n$	$0,05 \cdot I_n$	5 % des sekundären Wandlerbemessungsstroms
Winkel	φ	$0^\circ - 10^\circ$	5°	
Alternativ zur Winkeleinstellung: Ansprechschwelle für Wirkleistung	P_{min}	$0,01 - 0,10 \cdot S_n$	$0,05 \cdot S_n$	S_n ist die Bemessungscheinleistung des Schutzgerätes (z.B. 100 V; 1 A)

Tabelle 5-1: Einstellwerte für frequenzabhängigen Lastabwurf

	Messgenauigkeit
Strom	$\pm 2\%$ von I_n
Rückfallverhältnis für Strom	0,95
Leistung	$\pm 5\%$ bei S_n
Lastwinkel	$\pm 2^\circ$

Tabelle 5-2: Messgenauigkeiten

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

Bei Bedarf können weitere Funktionen hilfreich sein:

- Parametersatzumschaltung
- Fernblockierung

5.2 Erkennen von Spannungsproblemen

Wesentlich für die Vermeidung eines Spannungsverfalls ist das rechtzeitige Erkennen kritischer Netzzustände.

- Ein wichtiges Hilfsmittel dazu ist die Netzsicherheitsrechnung, da sich beginnende oder bereits akute Störungszustände meist nur zentral erkennen lassen. Online-Rechnungen sind dabei bewährte Hilfsmittel, sie liefern erste Hinweise auf kritische Spannungszustände durch die Berechnung der Netzverluste, regionaler Blindleistungsbilanzen und Knotenspannungen; z.B. sind ansteigende Netzverluste, schlecht konvergierende Lastflussrechnungen oder stark abweichende Aussagen bei Berechnung von Varianten eindeutige Hinweise auf Spannungsgefährdungen.
- Hilfreich kann auch eine zentrale Visualisierung und/oder Überwachung der Spannungswerte im Netz sein. Die Abweichung eines einzelnen Messwertes vom Sollwert liefert noch keine gesicherte Aussage über den Spannungsverlauf (Möglichkeit einer Fehlfunktion bei Messung oder Übertragung dieses Wertes) und darf nicht unmittelbar ohne Heranziehung weiterer Kriterien zur Einleitung von Gegenmaßnahmen führen.

Die Überwachung der Spannungswerte aus den 220/110-kV-Netzknoten sollte vorzugsweise in den zentralen *Netzeleitstellen* erfolgen.

5.2.1 Technische Anforderungen an Einrichtungen zur Realisierung spannungsabhängiger Maßnahmen

Die Messeinrichtungen müssen in allen betrieblich zulässigen Spannungs- und Frequenzzuständen zuverlässig arbeiten und verkettete Spannungen überwachen.

5.2.2 Allgemeine Anforderungen

Spannungsabhängige Maßnahmen dürfen nicht auf einen Netzteil beschränkt werden, obwohl sich Spannungsprobleme nur in begrenzten Bereichen ausbilden.

Die Erreichung der Ziele setzt eine gemeinsame Vorgangsweise benachbarter *Netzbetreiber* voraus. Die dazu abgestimmten Maßnahmen sind koordiniert und unverzüglich zu aktivieren.

5.2.3 Strategien bei langsamem Spannungsverfall

Wenn in kritischen Netzsituationen ein Blindleistungsmangel auftritt, so ist in den betroffenen Netzgebieten eine vorhandene örtliche Blindleistungsreserve zu aktivieren.

In kritischen Netzsituationen sind die im *Normalbetrieb* aktivierten automatischen Spannungsregelungen der Transformatoren zeitweise zu blockieren oder niedrigere Sollwerte vorzugeben, soweit dies technisch möglich ist. Kann die vereinbarte Spannungsqualität nicht eingehalten werden, kann zur Vermeidung von Schäden abgeschaltet werden.

Andere Regelungen wie eine Spannungs- / Blindleistungsoptimierung können kontraproduktiv sein und müssen zeitweise außer Funktion genommen werden.

Blindleistungskompensatoren für den ungestörten (nicht kritischen) Betrieb müssen auf ihre Einsatznotwendigkeit hin untersucht werden, und ggf. zeitweise ausgeschaltet werden.

Bevor Maßnahmen auf der Netzbenutzerseite gesetzt werden, müssen alle Maßnahmen auf der Erzeugerseite und Netzseite ausgeschöpft sein.

Erzeugungsanlagen müssen bei einem kurzzeitigen Absinken des Spannungspegels am *Netz* bleiben. Genauere Anforderungen sind im TOR Teil B und Teil D4 geregelt

In Bild 5-4 wird beispielhaft der Verlauf der Netzspannung bei einer Störung gezeigt, die zu einem Netzzusammenbruch geführt hat. Dabei zeigt die Kurve a) einen Verlauf, der sich ohne Gegen-

maßnahmen ergibt, die Kurve b) einen möglichen Verlauf bei der Aktivierung von begrenzenden Maßnahmen.

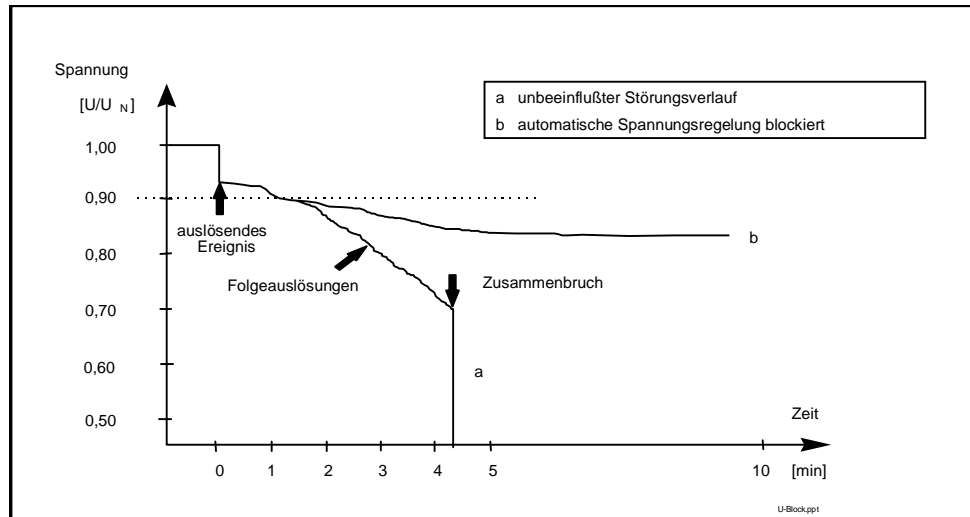


Bild 5-4: Spannungsverläufe im Netz, wenn bei den Netzschutzeinrichtungen die Unterimpedanzanregung auf ca. 70 % UN eingestellt ist.

5.2.4 Strategien gegen andauernd hohe Überspannungen

Wenn ein Netz mit zu hoher Spannung betrieben wird, kann es dadurch zu Schäden an *Betriebsmitteln* kommen, da diese nur für gewisse Bereiche ausgelegt sind. Durch den *Ausfall* von *Betriebsmitteln* können somit Netzzusammenbrüche angestoßen werden.

Ist ein Überschuss von *Blindleistung* nicht über an das *Übertragungsnetz* angeschlossene *Erzeugungsanlagen* ausreichend reduzierbar, müssen vorhandene *Blindleistungsverbraucher* zugeschaltet werden.

Im *Verteilernetz* wird im *Normalbetrieb* die Spannung an der Sammelschiene durch geeignete Spannungsregelung an den Transformatoren in den Umspannwerken im zulässigen Toleranzbereich gehalten. Eine zu hohe Spannung im Netz durch zu große Einspeiseleistung wird im Rahmen der Anschlussplanung durch technische oder organisatorische Maßnahmen verhindert.

Sonstige Blindleistungserzeuger im Netz, die für einen *störungsfreien Betrieb* notwendig sind, müssen auf ihre Einsatznotwendigkeit hin untersucht werden und ggf. zeitweise abgeschaltet werden.

Maßnahmen können fast ausschließlich auf der Seite der Erzeugungsanlage und im Netz erbracht werden. Netzbenutzerabschaltungen wegen zu hoher Spannung im Hochspannungsnetz sind nicht sinnvoll, da dadurch *Blindleistungsverbraucher* abgeschaltet würden.

6 Maßnahmen bei Störungszuständen

6.1 Stufenplan bei Frequenzproblemen (Frequenzplan)

Das manuelle Zu- und Abschalten von Lasten und Erzeugungseinheiten bzw. Laständerungen nach frequenzabhängigen Maßnahmen, darf nur im Einvernehmen mit dem *Regelzonenführer* bzw. *Netzbetreiber* durchgeführt werden.

6.1.1 Frequenzabhängige Maßnahmen bei sinkender Netzfrequenz (<50 Hz) ≤ 49,8 Hz

6.1.1.1 Maßnahmen im Erzeugungsbereich bei Unterfrequenz ab 49,8 Hz

≤ 49,8 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Automatische Aktivierung der Primärregelreserven von <i>Erzeugungsanlagen</i>, die bei <i>Normalbetrieb</i> nicht dauernd an der Primärregelung beteiligt sind, im Sinne einer Leistungserhöhung • Automatisches Einleiten der Pumpenabstellprogramme: • Speicherpumpen: Automatisches Abstellen der Pumpen • Pumpturbinen: Automatischer Übergang von Pumpbetrieb auf Turbinenbetrieb • Automatisches Einleiten von Maßnahmen für eine später einsetzende Sekundärregelung/Tertiärregelung(Minutenreserve) durch Anfahren von dafür vorgesehenen Maschinensätzen • Automatische Meldung an die <i>Netzleitstelle</i>: "Unterfrequenz" • Zuschaltung von Pumpen nur im Einvernehmen mit dem jeweiligen <i>Netzbetreiber</i>
≤ 49,6 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Automatisches Abschalten aller noch in Betrieb befindlichen Speicherpumpen
= 49,3 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Automatisches Abschalten aller Pumpturbinen, die noch nicht in Turbinenbetrieb umgesteuert werden konnten

6.1.1.2 Automatisch einsetzende Maßnahmen im Netz bei Unterfrequenz ab 49,0 Hz

Die Definition der Lastanpassungsstufen richtet sich nach den Forderungen des ENTSO (Strom) Operation Handbook Policy 5. Die Stufen sind so zu wählen, dass man oberhalb des roten Bereichs liegt (Mindestanforderung)

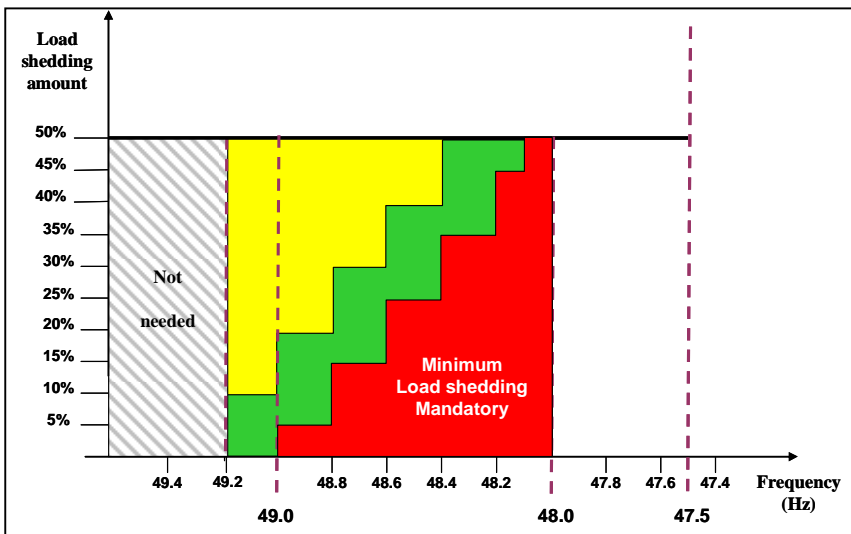


Bild 6-1: Lastanpassung entsprechend ENTSO-E Operation Handbook Policy 5

Als Schrittweite der Lastanpassungsstufen sollte maximal 200 mHz eingehalten werden. Eine feinere Stufung (z.B. 100 mHz bzw. maximal 10% Last) kann aus netztechnischen Gründen sinnvoll sein.

Zur praktikablen Handhabung werden als Mindestanforderung 4 Stufen empfohlen.

49,0 Hz	1. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung ca. 12,5%)
48,8 Hz	2. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung ca. 25,0%)
48,6 Hz	3. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung ca. 37,5%)
48,4 Hz	4. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung mindestens 50,0%)

Die Lastanpassung ist so umzusetzen, dass nach geeigneten Verfahren eine Rotation der Zuordnung von Verbrauchern zu den Auslösefrequenzgruppen möglich ist.

Die Aufteilung der Abwurflasten auf Stufen mit jeweils gleicher Menge hat den Vorteil, dass bei einer Rotation der Stufen die Lastgruppen nicht neu aufgeteilt werden muss.

6.1.1.2.1 Bestimmung der Referenznetzlast

Es wird davon ausgegangen, dass die Lastanpassung im statistischen Mittel eine Entlastung des Höchstspannungsnetzes um die geforderten prozentualen Stufen bewirken soll.

Zur Ermittlung der Referenznetzlast wird die Jahresmittellast herangezogen und jeder Abwurfpunkt gemäß des Anteils an der Jahresmittellast einbezogen. Dies führt dazu, dass die Bewertung von

Abwurfpunkten nur geringen Schwankungen unterliegt und nur bei erheblichem Zubau oder Änderung an der Netzstruktur angepasst werden muss.

Als Mindeststandard für die Realisierung der Abwurfpunkte wird der Abwurf von HS/MS Transformatoren gefordert. Damit ergibt sich als natürlicher Bilanzkreis für die Referenznetzlast die Summe der HS/MS-Transformatoren eines Netzbetreibers (öffentliche und Industrienetzbetreiber). Das Vorgehen bei der Referenzlastermittlung ist dabei im folgenden Schema abgebildet.

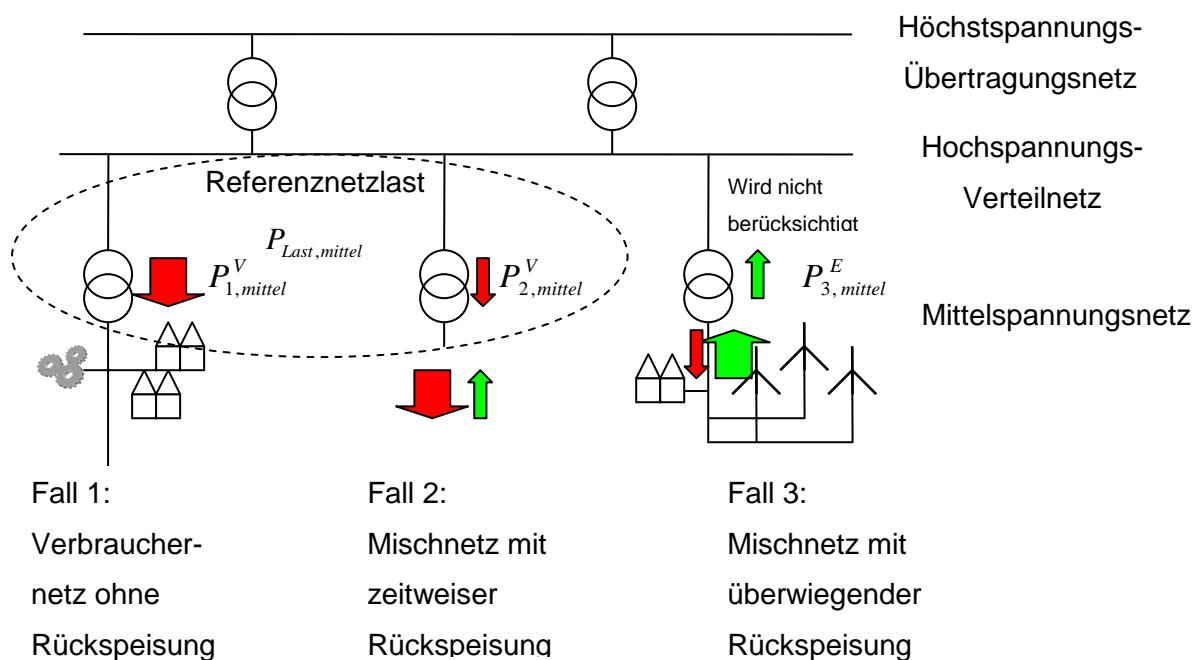


Bild 6-2: Bestimmung der Referenznetzlast

Bei der Bestimmung der Referenznetzlast werden Jahres-Netto-Einspeiser (Fall 3) nicht berücksichtigt. Diese werden auch bei der Lastanpassung nicht berücksichtigt, da von diesen im Mittel ohnehin keine Entlastung zu erwarten ist.

In die Referenznetzlast werden folglich nur Jahres-Netto-Verbraucher eines Netzbetreibers (öffentliche und Industrienetzbetreiber) am Hochspannungsnetz einbezogen:

$$P_{Last,mittel} = \sum_i P_{i,mittel}^V = P_{1,mittel}^V + P_{2,mittel}^V + \dots$$

Die Funktion der Lastanpassung in Mischnetzen mit zeitweiser Rückspeisung gem. Fall 2 wirft dabei besondere Anforderungen auf. Hier ist zu verhindern, dass kontraproduktiv in einer Rückspeisesituation Erzeugerleistung anstatt Last abgeworfen wird. Um dies zu verhindern, ist in diesem Fall die frequenzabhängige Lastanpassung wirkleistungsrichtungsabhängig auszuführen. Eine

zeitweise Rückspeisung liegt vor, wenn mehrere 15-min-Mittelwerte mit Rückspeisung pro Jahr ermittelt wurden.

Ist es nicht möglich ausschließlich Abwurfpunkte ohne zeitweise Rückspeisung zu wählen, können die VNB auch einige Abwurfpunkte auswählen, wo eine Rückspeisung zu bestimmten Jahreszeiten auftreten kann. In diesen Fällen ist jedoch eine Implementierung eines Rückspeisungsrelais notwendig. Die generelle Ausstattung mit wirkleistungsabhängigen Unterfrequenzschutzfunktionen ist nicht notwendig.

Außerdem ist zu verhindern, dass nach dem Abwurf der Lasten eine Überlastsituation durch die im Netz verbliebene Erzeugerleistung entsteht.

Gemäß Fall 3 können Situationen auftreten, in denen Netto-Erzugernetze Wirkleistung beziehen und dennoch am Netz bleiben. Dies wird akzeptiert, da sich daraus kein Nachteil für die Lastanpassung ergibt, weil diese Netze nicht in der Referenznetzlast berücksichtigt wurden.

Erzeugungseinheiten sollten sich im Frequenzbereich zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz nicht vom Netz trennen. Sind dennoch Erzeugungseinheiten vorhanden, die sich durch Schutzeinrichtungen oberhalb von 47,5 Hz vom Netz trennen, so ist die anzunehmende Höhe des Erzeugungsausfalls, der bis zum Erreichen der Frequenz der jeweiligen Stufe der Lastanpassung durch Schutzeinrichtungen ausgelöst wurde, zusätzlich zu dem im Frequenzplan vorgegebenen Lastabwurf zu kompensieren.

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

6.1.1.2.2 Periodische Überprüfung des Lastanpassungskonzeptes

Die Referenznetzlast und der Stufenplan für die Lastanpassung ist einmal pro Jahr für das abgelaufene Kalenderjahr von den Verteilernetzbetreibern zu überprüfen und falls erforderlich anzupassen. Diese informieren den Regelzonenführer über die entsprechenden Ergebnisse.

6.1.1.2.3 Realisierung

Als Mindestanforderung für die Lastanpassungspunkte sind die HS/MS-Transformatoren heranzuziehen. Eine feinere Aufteilung auf Mittelspannungsabzweige ist zulässig.

Der Unterfrequenzschutz ist wirkleistungsrichtungsabhängig auszuführen, da zunehmend in den Anlagen Abgänge vorhanden sind, in denen sich die Wirkleistungsrichtung aufgrund schwankender dezentraler Einspeisungen ändert. (Abbildung 6-2, Fall 2).

In Anlagen, in denen eine Differenzierung zwischen Abgängen mit Last und Einspeisung eindeutig möglich ist, ist ein reiner Frequenzschutz, wie in vielen Bestandsanlagen vorhanden, ausreichend. Um Auslösungen der Frequenzrelais im Falle von Teilnetzumschaltungen, Teilnetzwiederaufbau im Inselbetrieb und daher bei noch erheblichen Frequenzschwankungen zu vermeiden, ist gegebenenfalls eine Fernblockierung vorzusehen.

Sofern unterlagerte Netzbetreiber kein eigenes Abwurfschema entsprechend der Anforderungen gemäß Punkt 7.1.1.2 realisiert haben, ist es erforderlich, diese in das Abwurfschema des überlagerten Netzbetreibers zu integrieren.

Direkt ans Höchst- oder Hochspannungsnetz angeschlossene Netzkunden müssen ein eigenes Abwurfschema entsprechend der Anforderungen gemäß Punkt 7.1.1.2 realisieren.

Die Freigabe der Wiederschaltung der Verbraucher nach Auslösung durch die automatische Frequenzentlastung erfolgt durch den jeweiligen überlagerten Netzbetreiber.

Bei den zu realisierenden Konzepten sind folgende Punkte zusätzlich zu beachten:

- mögliche Überlastungen der Transformatoren oder Stromkreise des übergeordneten Netzes
- gegebenenfalls höherer Aufwand beim Netzwiederaufbau
- mögliche Überspannungen und Ausgleichvorgänge bei Lastabwurf sind planerisch und rechnerisch zu berücksichtigen

Mindestanforderung für die Realisierung bei Verbrauchernetzen ohne Rückspeisung

Das klassische Konzept auf Basis einer Frequenzmessung und Auslösung des HS/MS-Transformators ist anwendbar, wenn an der MS-Sammelschiene reine Lasten (Verbrauchernetze ohne Rückspeisung) angeschlossen sind. Der Abgriff der Messspannung für die Frequenzmessung kann ober- oder unterspannungsseitig des Transformators, an der MS-Sammelschiene oder im Eigenbedarf erfolgen.

Anmerkung: Die Abschaltung kann alternativ auch auf einzelne MS-Abgänge erfolgen.

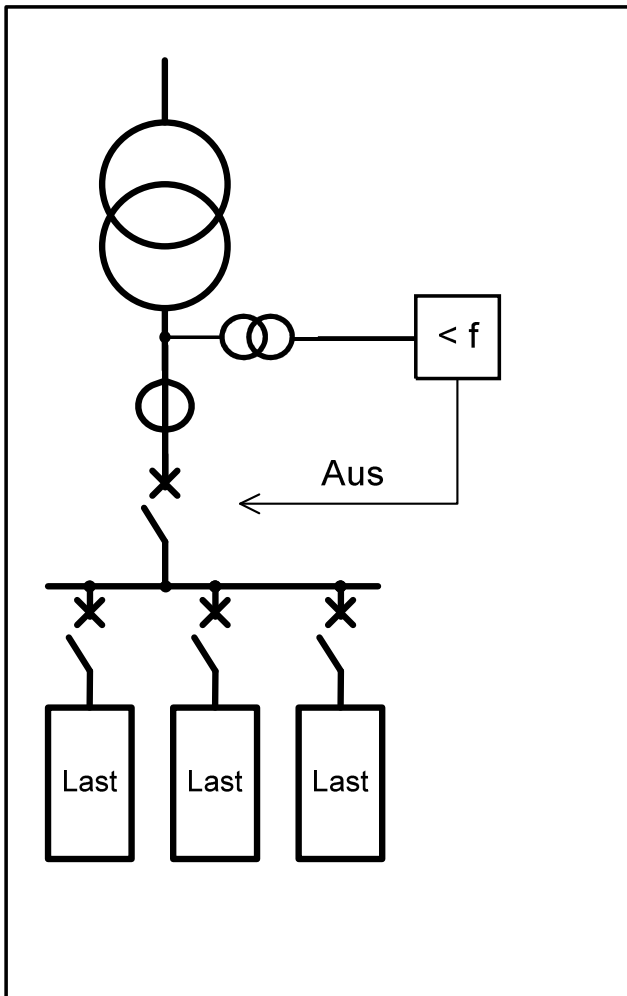


Bild 6-3: Beispiel für Frequenzlastung bei Verbrauchernetzen ohne Rückspeisung

Mindestanforderung für die Realisierung bei Mischnetzen mit zeitweiser Rückspeisung

In Mischnetzen ohne eindeutige Einspeisungen oder Lasten, bei denen der Transformator die Bilanzgröße darstellt, findet diese Lösung Anwendung.

Anmerkung: Eine Auslösung auf einzelne MS-Abgänge wäre zu bevorzugen und die reinen Generatorabzweige aus der Lastanpassung herauszunehmen.

Dabei ist zu beachten, dass bei der Referenzlastermittlung der Generatorabzweig nicht berücksichtigt wird.

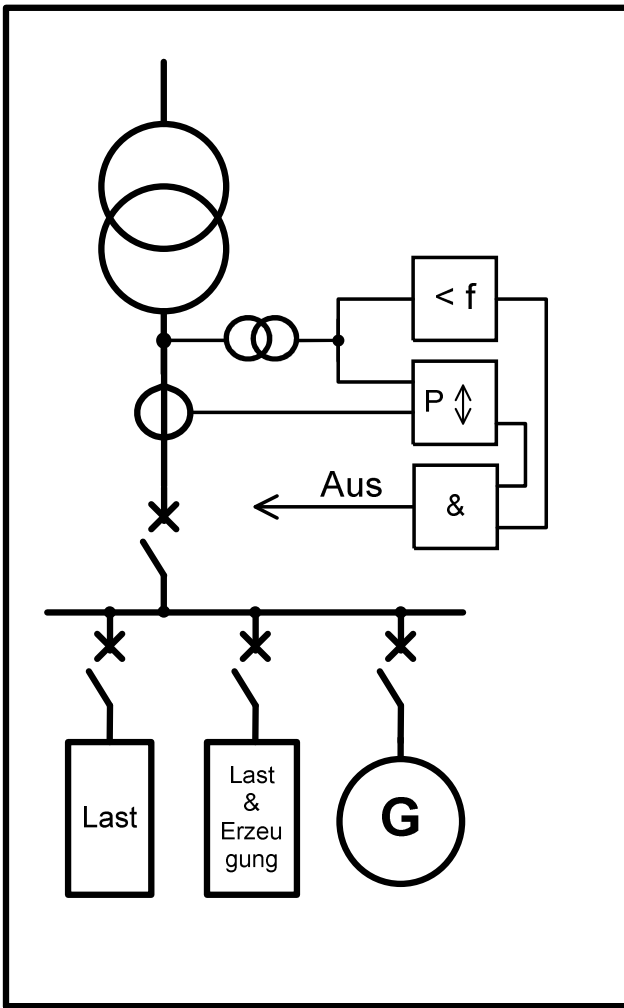


Bild 6-4: Realisierung bei Mischnetzen mit zeitweiser Rückspeisung

6.1.1.3 Automatisch einsetzende Maßnahmen zur Abstellung von Erzeugungsanlagen bei Unterfrequenz ab 47,5 Hz

$\leq 47,5$ Hz	Beginn der Abstellprogramme zur Netzabtrennung von Maschinensätzen zur Sicherstellung des <i>Eigenbedarfes einer Erzeugungsanlage</i> . Die Frequenzwertfestlegung ist abhängig von der Auslegung der betreffenden Maschinensätze.
----------------------------------	--

6.1.1.4 Ende der Netzversorgung unterhalb 45,0 Hz

$\leq 45,0$ Hz	Abtrennung aller noch ans <i>Netz</i> geschalteter Maschinensätze.
----------------------------------	--

6.1.2 Frequenzabhängige Maßnahmen bei steigender Netzfrequenz¹ (>50 Hz) $\geq 50,2$ Hz

6.1.2.1 Maßnahmen im Erzeugungsbereich bei Überfrequenz ab 50,2 Hz

$\geq 50,2$ Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Automatische Aktivierung der Primärregelreserven bei Kraftwerken im Sinne einer Leistungsreduktion • Automatische Aktivierung der Primärregelreserven bei Erzeugungsanlagen für Netzebenen < 110 kV mit 40%/Hz lt. TOR Teil D4 • eventuell Aktivierung einer automatischen Frequenzrückführung auf die Nennfrequenz • Einleiten von Maßnahmen für eine später einsetzende Sekundärregelung/Tertiärregelung durch <ul style="list-style-type: none"> ○ Automatische Leistungsreduktion in dafür vorgesehenen Maschinensätzen ○ Automatische Abschaltung von dafür vorgesehenen Maschinensätzen ○ Automatisches Zuschalten von dafür vorgesehenen Speicherpumpen ○ Automatische Meldung an die Netzleitstelle: "Überfrequenz" ○ Zuschaltung von Generatoren nur im Einvernehmen mit dem jeweiligen Netzbetreiber
----------------	--

6.1.2.2 Automatisch einsetzende Maßnahmen zur Abstellung von Erzeugungsanlagen bei Überfrequenz ab 51,5 Hz

$\geq 51,5$ Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Durchführung der vereinbarten Abstellprogramme • Beginn der koordinierten Abstellprogramme zur Netzabtrennung von Maschinensätzen zur <i>Sicherstellung des Eigenbedarfes</i> von Erzeugungsanlagen 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 Lastanpassung
----------------	---

¹ UCTE-OH Policy 5 [U1]

6.1.2.3 Ende der Netzversorgung oberhalb von 55,0 Hz

$\geq 55,0$ Hz	Abtrennung aller noch ans <i>Netz</i> geschalteten Maschinensätze zur Sicherstellung des Eigenbedarfes
----------------	--

6.2 Stufenplan bei Spannungsproblemen

Zur Beherrschung von Störungen, die durch langsamen Spannungsverfall bei Blindleistungsmangel in einem Netzteil sowie durch andauernd hohe Überspannungen entstehen, sind Maßnahmen gemäß nachfolgendem Stufenplan notwendig.

Alle Spannungswerte, die zur Aktivierung der Maßnahmen zur Spannungsstützung führen, müssen auf die untere Grenze der örtlich üblichen Betriebsspannung U bezogen werden, wobei darunter jene Spannung zu verstehen ist, die zum größten Teil der Zeit in einem Beobachtungsbereich eingehalten wird.

6.2.1 Stufenplan bei Unterspannung

Die in den Punkten 6.2.1.1 bis 6.2.1.4 genannten Spannungsgrenzen stellen die untere Grenze dar, bei welcher die Maßnahmen spätestens zu ergreifen sind.

6.2.1.1 Spannungsgrenze U

Bei Absinken des Spannungsniveaus bis zum Wert der üblichen Betriebsspannung im 110-kV-, 220-kV- und 380-kV-Netz sind nach Maßgabe der vorhandenen Möglichkeiten Maßnahmen zu ergreifen, z. B.:

- Kompensationsdrosseln abschalten, sofern diese nicht starr mit den zu kompensierenden *Betriebsmitteln* verbunden sind; bei automatischer Abschaltung ist eine Zeitverzögerung vorzusehen, um ein Ansprechen bei Netzkurzschlüssen zu vermeiden.
- Kondensatorbatterien einschalten (soweit vorhanden)
- Temporär abgeschaltete 220-kV- und 380-kV-Leitungen wieder einschalten (wirken als Kondensatorbatterie)

6.2.1.2 Spannungsgrenze 1: $U_1 < 95\% U$

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

Maßnahmen bei Unterschreiten von U_1 :

- Abschalten von noch am *Netz* befindlichen Blindleistungsverbrauchern (z. B. Drosseln)

- Zuschalten von Kondensatorbatterien und/oder leerlaufenden Leitungen
- Abschalten der Tertiärregelung der Spannung, speziell der U/Q-Optimierung im *Closed-Loop*-Betrieb
- Anfahren von geeigneten Generatoren, bei Bedarf mitunter nur zur Blindleistungserzeugung. ("Phasenschieberbetrieb")
- Automatische Umschaltung der Generatorenregelung von Blindleistungsregelung oder $\cos \varphi$ - Regelung in Erzeugungsanlagen für Netzebenen $\geq 110\text{kV}$ auf Spannungsregelung; 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.

6.2.1.3 Spannungsgrenze 2: $U_2 < 90\% U$

Maßnahmen bei Unterschreiten von U_2 :

Beobachtungsbereiche dafür sind vorzugsweise die Oberspannungsseite von Transformatoren 110- oder 220-kV / Mittelspannung. Nach Maßgabe der vorhandenen Möglichkeiten sind Trafostufenregler bei Transformatoren 110-kV oder 220-kV/Mittelspannung zu blockieren. Diese Funktion ist sinnvoll anzuwenden, wenn das angeschlossene Mittelspannungsnetz in Starklastzeiten induktive Blindleistung bezieht. Die Blockierung muss bei Spannungsanstieg automatisch wieder aufgehoben werden.

- Automatische Blockierung (abhängig von $U_2 < 90\%$ oder durch bestimmte Anzahl aufeinander folgender Stufenänderungen in Richtung Spannungsanhebung) von Spannungsreglereinrichtungen bei Transformatoren, soweit im Regler eine solche Funktion parametrierbar ist oder eine Nachrüstung mit solchen Geräten erfolgt. Eine gleichartige Blockierfunktion kann wahlweise auch mit getrennten Automatisierungsgeräten oder durch Implementierung in das Netzleitsystem realisiert werden.
- Zentrales Blockieren der Spannungsreglereinrichtungen bei Transformatoren
- Eine automatische Blockierung kann durch das Netzleitsystem bei Unterschreiten vorbestimmter Spannungsgrenzwerte (aber spätestens bei U_2) in ausgewählten Netzknoten erfolgen.
- Eine Blockierung „von Hand“ (etwa durch einen Sammelbefehl „Regler-Handbetrieb“ im Netzleitsystem) führt wegen der unvermeidlichen Reaktionszeiten je nach Dynamik des Spannungsverfalls zu einer reduzierten oder unzureichenden Wirkung.

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.

6.2.1.4 Spannungsgrenze 3: $U_3 < 85\% U$

In Sonderfällen sind die Ansprechwerte durch den *Netzbetreiber* je nach den individuellen Spannungsverhältnissen festzulegen. Beobachtungsbereiche dafür sind vorzugsweise die Oberspannungsseite von Transformatoren 110 kV / Mittelspannung. Sind überspannungsseitige *Spannungswandler* vorhanden oder die örtlichen Spannungsverhältnisse aus anderen Spannungsmessungen bekannt, sind diese als Basis für eine spannungsabhängige Lastanpassung heranzuziehen.

Wenn sich die Spannungsrelais auf der Unterspannungsseite von Transformatoren befinden, so ist sicherzustellen, dass die Spannungsreglerblockierung rechtzeitig wirksam wird. Nur dadurch kann sichergestellt werden, dass die unterspannungsseitige Spannungsmessung ausreichend genau die Spannungsverhältnisse auf der Oberspannungsseite wiedergibt.

Maßnahmen bei Unterschreiten von U_3 :

- Spannungsabhängige Lastanpassung der Umspanner 110-kV oder 220kV/Mittelspannung oder von ausgewählten Kundenabzweigen, wenn folgende Randbedingungen erfüllt sind:
 - Das angeschlossene Mittelspannungsnetz bezieht in Starklastzeiten induktive Blindleistung
 - Die Lastanpassung erfolgt erst nach einer Verzögerungszeit von etwa 6 bis 10 Sekunden, um Fehlauflösungen bei Netzkurzschlüssen zu vermeiden
 - Die Spannung des 110-kV-Netzes steht als örtliche Messgröße zur Verfügung

Anmerkung:

Durch eine spannungsabhängige Lastanpassung werden nur Umspanner oder Abzweige in der lokalen Spannungssenke ausgelöst. Damit wird die kleinstmögliche Anzahl von Netzbenutzern abgeschaltet und diese können nach Stabilisierung des Übertragungsnetzes voraussichtlich sehr rasch wieder versorgt werden, während ein Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes nach einem weiträumigen Netzzusammenbruch erfahrungsgemäß mehrere Stunden in Anspruch nimmt und eine vielfach größere Anzahl von Netzbenutzern in Mitleidenschaft zieht.

Einrichtungen für die spannungsabhängige Lastanpassung sollen zur Vermeidung von Überfunktionen über folgende Eigenschaften verfügen:

- 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

6.2.2 Stufenplan bei andauernd hoher Überspannung

Hier handelt es sich um die Aktivierung von Maßnahmen zur Spannungssenkung.

6.2.2.1 Spannungsgrenze 4: U_4 = höchstzulässige Betriebsspannung

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

Maßnahmen spätestens bei Erreichen von U_4 :

- Abschalten von Kondensatorbatterien und/oder leerlaufenden Leitungen
- Zuschalten von Drosseln
- Blockieren der $\cos \varphi$ - und Blindleistungsregler von Generatoren
- Zuschalten von Pumpen
- Übergang von Generatorbetrieb auf Pumpbetrieb
- Die automatische Wiedersynchronisierung ausgefallener Erzeugungsanlagen ist durch entsprechende Schutzeinstellungen oder durch Abschalten der elektrischen Verbindung zwischen Netz und Erzeugungsanlagen zu verhindern