



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 2.0
2008

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

Die anzuwendenden technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) stehen auf der Website der Energie-Control GmbH (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 Zitation der TOR hat unter diesen Prämissen zu erfolgen. Die sich auf der Website der Energie-Control GmbH befindliche Version gilt als authentische Fassung der TOR.

Für den Inhalt verantwortlich:

Energie-Control GmbH

Rudolfsplatz 13a

A-1010 Wien

Tel: +43-1-24724-0

E-Mail: tor@e-control.at

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	10
3.2	Spannungsabhängige Maßnahmen.....	10
3.2.1	Spannungsbereiche.....	10
3.2.2	Spannungsregelung im Netz	11
3.2.3	Spannungsprobleme	14
4	Beschreibung der Aufgabenstellung und Randbedingungen	18
4.1	Aufgabenstellung und Randbedingungen für frequenzabhängige Maßnahmen.....	18
4.2	Aufgabenstellung und Randbedingungen für spannungsabhängige Maßnahmen	20
5	Vorbeugende Maßnahmen	22
5.1	Vorbeugende Maßnahmen gegen Frequenzprobleme	22
5.1.1	Schutzeinrichtungen, Anpassung von Schutzeinstellungen	22
5.1.2	Allgemeine Maßnahmen bei der Betriebsführung	23
5.1.3	Planungsprinzipien	23
5.2	Vorbeugende Maßnahmen gegen Spannungsprobleme	23
5.2.1	Allgemeine Maßnahmen in Netzanlagen	23
5.2.2	Allgemeine Maßnahmen bei Betriebsführung und Netzplanung	25
5.2.3	Gezielte Maßnahmen bei Spannungsrückgang und Spannungsanstieg	25
5.2.4	Sicherstellen ausreichender Blindleistungsreserven	26
6	Erkennen eines Störungszustandes.....	27
6.1	Erkennen von Frequenzproblemen	27
6.1.1	Technische Anforderungen an Einrichtungen zur Realisierung frequenzabhängiger Maßnahmen	27
6.2	Erkennen von Spannungsproblemen	27

6.2.1	Technische Anforderungen an Einrichtungen zur Realisierung spannungsabhängiger Maßnahmen	28
6.2.2	Allgemeine Anforderungen	28
6.2.3	Strategien bei langsamem Spannungsverfall.....	28
6.2.4	Strategien gegen andauernd hohe Überspannungen	30
7	Maßnahmen bei Störungszuständen.....	31
7.1	Stufenplan bei Frequenzproblemen (Frequenzplan).....	31
7.1.1	Frequenzabhängige Maßnahmen bei sinkender Netzfrequenz ($<50 \text{ Hz} \leq 49,8 \text{ Hz}$..	31
7.1.2	Frequenzabhängige Maßnahmen bei steigender Netzfrequenz ($>50 \text{ Hz} \geq 50,2 \text{ Hz}$.	33
7.2	Stufenplan bei Spannungsproblemen.....	34
7.2.1	Stufenplan bei Unterspannung	34
7.2.2	Stufenplan bei andauernd hoher Überspannung	37

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 UCTE-*Übertragungsnetz*, 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 UCTE-*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 *Kraftwerken*, 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 sie dienen der allgemeinen Versorgungssicherheit, d. h. der Bereitstellung der *Netze* aller Spannungsebenen zur Benutzung durch alle *Netzbenutzer*.

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*, Kraftwerksbetreibern und anderen Marktteilnehmern, vorbehaltlich der Genehmigung in den AGB, vertraglich so vereinbart, dass diese im Anlassfall rechtzeitig und ohne administrativen Aufwand gesetzt werden.

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 generelle Geltungsbereich zur Durchführung der frequenzabhängigen und der spannungsabhängigen Maßnahmen in *Kraftwerken* erstreckt sich auf alle *Erzeugungsanlagen* ab einer Gesamterzeugungsleistung von 25 MW pro *Erzeugungsanlage* bzw. *Kraftwerk*, die auf Spannungsebenen ≥ 110 kV (*Betriebsspannung* der *Netze*) einspeisen. Für kleinere *Erzeugungsanlagen* und für *Kraftwerke*, die auf Spannungsebenen < 110 kV einspeisen, werden derartige Maßnahmen in TOR Teil D Hauptabschnitt D4 geregelt, insbesondere dann, wenn diese *Erzeugungsanlagen* bzw. *Kraftwerke* zur Sicherstellung des *Eigenbedarfes* größerer *Kraftwerke* dienen.

Die frequenzabhängigen Maßnahmen gemäß Abschnitt 7.1 und die spannungsabhängigen Maßnahmen gemäß Abschnitt 7.2 gelten für alle *Kraftwerke*, d. h. sie gelten ohne Einschränkung unabhängig von der Leistung der *Erzeugungsanlagen* für Netzebenen ≥ 110 kV. Für alle anderen Netzebenen (< 110 kV) gilt dies, soweit es für die bestehenden Anlagen ohne Nachrüstung technisch möglich, bzw. im Netzzugangsvertrag vereinbart ist.

Der Geltungsbereich für *Netze* erstreckt sich auf alle Netzebenen ohne Bevorzugung einzelner *Netzbenutzer*. Gemäß TOR Teil E können die Maßnahmen für *Netzbenutzer* auf Netzebenen sozialisiert oder auch bei *Netzbenutzern* einzeln ausgelöst werden. Allfällige behördliche Vorgaben, wie z.B. über die Reihenfolge der Maßnahmen, sind vom *Netzbetreiber* zu berücksichtigen.

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 von einander abhängig. So kann z.B. beim Einsatz von Frequenzregelung zusätzliche Wirkleistung aus den *Erzeugungsanlagen* in das *Netz* eingespeist werden, die zur Herrstellung 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 *Netzbutzer* als verträglich anzusehen.

Im Frequenzbereich $50 \text{ Hz} \pm 200 \text{ mHz}$ ist sowohl die *Primärregelung* als auch die *Leistungs-Frequenz-Regelung* wirksam. Damit werden die normalen Belastungsschwankungen und darüber hinaus auch Störungen kleineren Umfanges ausgeregelt. Laut UCTE [U1] sind für diesen Frequenzbereich zusätzlich noch folgende Definitionen angegeben:

- Für die Zeitkorrektur der Synchronzeit zur Anpassung an die Weltzeit UTC kann für eine entsprechende Zeitdauer eine bewusste Abweichung der Sollfrequenz von der Nennfrequenz 50 Hz z. B: um $\pm 10 \text{ mHz}$ angeordnet werden.
- Bei *Normalbetrieb* gemäß Definition von UCTE [U1] darf die tatsächliche Frequenz um maximal weitere $\pm 50 \text{ mHz}$ von der festgelegten Sollfrequenz abweichen. Daraus ergibt sich dann für den *Normalbetrieb* ein Frequenzbereich von $50 \text{ Hz} \pm 60 \text{ mHz}$.
- Bei Abweichungen von $\pm 50 \text{ mHz}$ bis $\pm 200 \text{ mHz}$ von der Sollfrequenz liegt ein störungsbehafteter Betrieb vor.

Bei größeren Abweichungen liegt eine größere Störung vor, die zusätzliche Maßnahmen erfordert, um eine Ausweitung der Störung bzw. deren Auswirkungen zu begrenzen.

Als Grenzen eines kritischen Netzbetriebs, in dem es bereits zur automatischen Abschaltung der *Erzeugungsanlagen* und zum automatischen Lastabwurf kommt, gelten lt. UCTE Operation Handbook Policy 1 C1.4 [U1] die Werte $47,5 \text{ Hz}$ bei Unterfrequenz bzw. $51,5 \text{ Hz}$ bei Überfrequenz.

Als Grenzen eines kurzzeitig möglichen, asynchronen *Netzbetriebs* können die Angaben in der ÖVE/ÖNORM EN 50160 [5] herangezogen werden: $\pm 15\%$ der Nennfrequenz von 50 Hz , d.h. $42,5 \text{ Hz}$ bei Unterfrequenz bzw. $57,5 \text{ Hz}$ bei Überfrequenz.

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 *Kraftwerken* das Gleichgewicht automatisch mit Hilfe der Turbinen-Drehzahlregler – gemäß eingestellter *Statikkennlinien* der Maschinen – wiederhergestellt. Der Einsatz dieser *Kraftwerke* erfolgt gemäß den vertraglichen Vereinbarungen zwischen den *Netzbetreibern* und *Kraftwerksbetreibern*. Die Organisation der Erbringung der *Primärregelung* erfolgt gemäß §§ 39, 40 und 41 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 Selbstregелеffekt der *Netzbenuzter* 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 *Kraftwerken*, *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

Aus Sicht der angeschlossenen *Netzbenuzter* sind auf der 400/230-V-Ebene gemäß ÖVE/ÖNORM E 1100-2 [25] verbindlich +10%/-10% als obere und untere Spannungsgrenze für den Dauerbetrieb einzuhalten. In den überlagerten *Netzen* der Mittel-, Hoch- und Höchstspannung müssen deswegen ebenfalls gewisse Spannungsbereiche eingehalten werden, um die *Betriebsmittel* zu schützen, um ausreichende Reserven für die Betriebsführung zur automatischen Spannungsregelung zu haben und um die *Netzbetreiber* innerhalb eines vereinbarten Spannungsbands zu versorgen.

Für den ordnungsgemäßen Betrieb eines *Verbundnetzes* sind darüber hinaus Spannungsbereiche in den *Übergabestellen* zwischen den einzelnen *Netzen* zu anderen *Netzbetreibern* und *Netzbenuztern* einzuhalten. Solche Spannungsbänder sind aufgrund von Normen, Richtlinien, Regeln,

Netzstudien und/oder Erfahrungswerten festzulegen bzw. zwischen den benachbarten *Netzbetreibern* einvernehmlich abzustimmen.

3.2.1.1 Normen/Richtlinien

In Tabelle 3-1 sind gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 bzw. EN 60071-1 und ÖNORM E 1100 Teil 1 Grenzwerte für Spannungen vorgegeben. Diese Bereiche dürfen nicht dauernd verlassen werden, wobei für die Mittelspannungsebenen als Bezugswert für die Betriebsgrenzen die "*Vereinbarte Versorgungsspannung U_C an der Übergabestelle*" gilt. Diese Werte können kurzfristig störungsbedingt verlassen werden.

Für Netze mit Nennspannungen ≥ 110 kV sind die Spannungsüber- und -untergrenzen zwischen den einzelnen Netzbetreibern individuell abzustimmen.

Nennspannung	untere Grenze [kV]	obere Grenze [kV]	Höchste Spannung für Betriebsmittel [kV]
10 kV *)	0,9 U_C	1,1 U_C	12
20 kV *)	0,9 U_C	1,1 U_C	24
25/30 kV *)	0,9 U_C	1,1 U_C	30/36
110 kV **)	0,9 U_C	1,1 U_C	123 ***)
U_C : Vereinbarte Versorgungsspannung *) Werte nach ÖVE/ÖNORM EN 50160 **) Werte nach ÖNORM E 1100 Teil 1 bzw. IEC 60038 ***) Abhängig vom Isolationspegel			

Tabelle 3-1: Spannungen für Drehstromnetze (Auswahl)

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. *Kraftwerksausfälle*, *Lastanpassung*) hervorgerufen.

Um *Netzbetreiber* mit ausreichend konstanter Spannung innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen versorgen zu können, sind für den Betrieb von elektrischen *Netzen* an 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 *Kraftwerke* 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*.

Diese Randbedingungen sind nicht voneinander unabhängig, sie müssen je nach *Netzsituation* und *Betriebszustand* bewertet werden

3.2.2.1 Verfahren zur Spannungsregelung

Es kommen manuelle und automatische Verfahren zur Anwendung:

- Bei einer manuellen Spannungsregelung führt der *Netzbetreiber* mit oder ohne Rechnerunterstützung die erforderlichen Maßnahmen durch. Die Regelung kann sowohl dezentral von den einzelnen *Umspannwerken* bzw. *Kraftwerken* als auch zentral von einer *Netzleitstelle* aus erfolgen.
- Eine automatische dezentrale Spannungsregelung wird vor Ort bei den Transformatoren¹ eingesetzt. Der Spannungsregler regelt üblicherweise die Spannung auf der Unterspannungsseite des Transformators auf ein vor Ort oder auch von Ferne einstellbares Spannungsband.
- Eine automatische zentrale Spannungsregelung eines *Übertragungsnetzes* von einer *Netzleitstelle* aus erfordert die Unterstützung eines Rechners, der nach verschiedenen Verfahren - aus den Informationen über aktuelle Spannungswerte, *Blindleistungsflüsse*, *Stufenstel-*

¹ Darunter werden Transformatoren aller Spannungsebenen verstanden, vorausgesetzt sie besitzen einen unter *Last* betätigbaren *Stufenschalter*.

lungen der Transformatoren, Schaltzustände und Belastungen der *Betriebsmittel* - die erforderlichen Maßnahmen zur Verbesserung des Spannungs-/Blindleistungszustandes im Netz ermittelt.

Das System der Spannungsregelungen benötigt verschiedene Abstimmungen zwischen den einzelnen Teilbereichen in elektrischen *Netzen* und zwischen den einzelnen Regeleinrichtungen. Es sind Abstimmungen zwischen den Regeleinrichtungen notwendig bezüglich

- des Reglerverhaltens durch
 - *Statikkennlinien*,
 - *Zeitstaffelungen* (Integration, Zeithierarchie zwischen den Spannungsebenen, schnelle Spannungsregelung bei *Kraftwerken*),
 - *Unempfindlichkeitsbereiche*
- gegenseitiger Beeinflussung von Reglereinrichtungen durch
 - *die Regler direkt*,
 - *die Abhängigkeit von Wirkleistung und Blindleistung* (*Längsregelung, Schrägregelung bei Transformatoren*),
 - *Lastflüsse* (*Strahlennetz, vermaschtes Netz*)
- der Parameter der Regeleinrichtung selbst:
 - *Regelung der richtigen Seite von Transformatoren*,
 - *Möglichkeit einer Umschaltung der Bezugsspannung² bei Transformatoren*,
 - *Veränderbarkeit der Spannungssollwerte*,
 - *automatische Beeinflussung der Spannungssollwerte durch Stromkriterien oder von extern*,
 - *Möglichkeit der Blockade von einzelnen Reglerfunktionen*,
 - *Vorhandensein von Selbstüberwachungen*.

Sofern die Ergebnisse der Abstimmung eine Auswirkung auf andere *Netzbetreiber* haben, werden diese schriftlich festgelegt und bilden die Grundlage vertraglicher Vereinbarungen.

3.2.2.3 Unterscheidung der zeitlichen Abfolge der Spannungsregelung

Die zeitliche Abfolge der Spannungsregelung erfolgt gemäß UCTE (Policy 3 B [U1])

² Von einer Umschaltung der Bezugsspannung sollte z. B. bei einer Rücklaufspannung eines Netzes von der Unterspannungsseite oder bei Einfluss der Richtung des Leistungsflusses auf die Spannungsregelung Gebrauch gemacht werden.

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 *Netzbennutzern* 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.

3.2.3.1 Langsamer Spannungsverfall

Ein langsamer Spannungsverfall ist durch einen zunehmenden örtlichen oder regionalen Mangel von *Blindleistung* charakterisiert, der sich mit der weiteren Entwicklung der Störung und wenn keine Maßnahmen eingesetzt werden, weiter auf die Regelzone oder über die Regelzonengrenzen hinaus ausbreiten kann. Die Analysen von *Großstörungen* und flächendeckenden Versorgungsunterbrechungen in den Regelzonen des UCTE-*Übertragungsnetzes* zeigen, dass langsamer Spannungsverfall einerseits oft die eigentliche Ursache der *Großstörung* war, andererseits dieser auch oft nicht rechtzeitig erkannt wurde, was zur weiteren Störungsausbreitung und letztendlich großflächigen Versorgungsunterbrechungen führte. Tritt durch ein äußeres Ereignis, etwa durch einen *Ausfall* von *Betriebsmitteln*, eine Spannungsabweichung nach unten auf, so kann diese nur durch erhöhte Aufbringung von *Blindleistung* aus den *Kraftwerken* oder speziellen dezentralen, regelbaren *Blindleistungserzeugern* kompensiert werden. Wenn keine speziellen *Blindleistungserzeuger*

im Netz installiert sind, werden Netzteile durch Unterspannungs- oder Überstromschutzeinrichtungen im Netz geschützt. In einigen Netzbenutzeranlagen werden sensible Anlagen bei Verlassen des zulässigen Spannungsbandes durch z.B. Unterspannungsschutzeinrichtungen abgeschaltet. Durch den zusätzlichen *Blindleistungstransport* (Blindstrom) aus *Kraftwerken* steigt der Spannungsabfall in Richtung Spannungssenke an.

3.2.3.2 Spannungserhöhungen

Andauernde Überspannungen können z. B. durch Netzschaltungen und Lastabschaltungen (z.B. durch Schutzabschaltung von *Betriebsmitteln* oder bei einer frequenz- bzw. spannungsabhängigen *Lastanpassung*) oder durch Netzresonanzen entstehen. Sie gefährden elektrische Anlagen, *Betriebsmittel* und Anlagen von *Netzbenutzern* und können zu Ausfällen von *Kraftwerken* führen. Sie können unter anderem die Synchronisierung von Maschinen behindern oder Schutzauslösungen von *Betriebsmitteln* verursachen.

Die Analysen von *Großstörungen* und flächendeckenden Versorgungsunterbrechungen in den Regelzonen des UCTE-*Übertragungsnetzes* deuten darauf hin, dass unkontrollierte und unkoordinierte Zu- und Abschaltungen von *Erzeugungsanlagen* bei Spannungserhöhungen in Folge von Störungen zu weiteren Störungsausbreitungen und Verschlechterung der Netzbetriebssituation führen können. Die Maßnahmen zur koordinierten Vorgangsweise und kontrolliertem Zu- und Abschalten von *Erzeugungsanlagen* im Fall von Spannungserhöhungen zur Vorbeugung von daraus resultierenden *Großstörungen* sind im vorliegenden TOR Teil E, Kapitel 7.2 beschrieben.

3.2.3.3 Auswirkungen von Blindleistungsmangel bei zu niedriger Spannung

Fehlt eine lokale Aufbringung von *Blindleistung* bei Absinken lokaler Spannungsniveaus unter die zulässige Spannungsgrenze, besteht die Gefahr, dass über diese Netzteile *Wirkleistung* nicht mehr stabil übertragen werden kann. Durch den Abfall der Spannung kommt ein Prozess eines stetigen Vergrößerns des Spannungsabfalls in Gang.

Der Anstieg von Strömen, der durch einen Spannungsverfall im System hervorgerufen wird, kann zu einer unkontrollierten Abschaltung von *Betriebsmitteln* durch Schutzeinrichtungen wegen Überlast, Unterspannung oder *Instabilität* führen.

Spannungsniveau, Blindleistungsübertragung und Blindleistungserzeugung sind miteinander verknüpft:

- Der quadratisch mit dem Laststrom steigende Blindleistungsbedarf der Übertragungsleitungen kann zu einem Spannungskollaps führen. Kommt es etwa durch einen *Kraftwerksausfall* zu einem örtlichen Wirk- und/oder Blindleistungsdefizit, so führt ersteres zu zusätzlichen Leitungsbelastungen mit höherem Blindleistungsbedarf durch das Heranführen der ausgefallenen *Wirkleistung*, letzteres verursacht eine Spannungsabsenkung mit folglich niedrige-

rer Blindleistungserzeugung auf den Freileitungen und Kabeln. (Negativer "Selbstregelfekt" des Systems)

Eine automatische Spannungsregelung bei Transformatoren von der Hochspannungs- auf die Mittelspannungsebene kann in kritischen Situationen zu einer Verschärfung des Blindleistungsmanagements im Hochspannungsnetz führen, wenn auf der Mittelspannungsebene eine zu niedrige Spannung wieder auf den eingestellten Sollwert hochgeregelt wird. Regeln Reglereinrichtungen von Transformatoren die örtlich abgesunkene Spannung im Mittelspannungsnetz aus, so muss der zusätzliche Blindleistungsbedarf des Hochspannungsnetzes von entsprechenden *Erzeugungseinrichtungen* ausgeglichen werden. Durch die zusätzlich über das *Netz* transportierte *Blindleistung* fällt die Spannung lokal weiter ab, sodass die Blindleistungsaufbringung noch weiter erhöht werden muss, um dem Spannungsabfall entgegen wirken zu können. Die Tendenz zur *Instabilität* wird verstärkt. Wenn das Übersetzungsverhältnis der Kuppeltransformatoren 380/110kV bzw. 220/110kV während des gestörten Netzbetriebes nicht geändert wird (manuelle Steuerung), ist die 110-kV-Netzspannung ein Abbild der Spannungsverhältnisse im Übertragungsnetz und kann als Kriterium für eine eventuelle Blockade der automatischen Spannungsregler bei Umspannern 110kV/Mittelspannung verwendet werden.

Eine Gefahr für einen möglichen langsamen Spannungsverfall liegt vor, wenn bei hohen *Durchleitungen* von *Wirkleistungen* nicht ausreichend *Blindleistung zur Spannungshaltung* im *Netz* vorhanden ist. Zur Gewährleistung der Netzsicherheit muss die dafür erforderliche *Blindleistung* von den regional betroffenen *Netzbetreibern* zur Verfügung gestellt werden bzw. über einen gesicherten Beitrag durch *Netzbutzer/Erzeugungsanlagen*, unter Berücksichtigung der Erzeugungstechnologie und der Einspeisecharakteristik erreicht werden. Eine Übertragung von Wirkleistung darf daher nur in dem Umfang erfolgen als regional (bezogen auf den betrachteten Netzabschnitt) *Blindleistung* bereitgestellt werden kann. Es ist daher ein ausreichendes Wissen über *Transite* und *Durchleitungen* von *Wirkleistungen* für alle *Netzbetreiber* von essentieller Wichtigkeit. Zur Sicherstellung von zugehörigen zuverlässigen Netzberechnungen durch die *Netzbetreiber* ist ein Informationsaustausch zwischen den *Netzbetreibern* (z.B. *Übertragungsnetzbetreiber* untereinander, *Übertragungsnetzbetreiber* mit *Verteilernetzbetreiber*) zu gewährleisten. Insbesondere bezieht sich dieser Informationsaustausch auf netztechnische Daten sowie Erzeugungs- und Verbrauchsdaten.

Als Beispiel für die Stabilität der *Übertragung* elektrischer Energie ist hier die Übertragungskapazität einer Höchstspannungsleitung in Abhängigkeit der Spannung dargestellt. Die Übertragungskapazität einer Leitung kann mit größer werdendem Spannungsabfall entlang dieser Leitung nur bis zu einer kritischen Grenze ansteigen. Übersteigt der Spannungsabfall diese Grenze, ist kein stabiler Betrieb mehr möglich. (Bild 3-1)

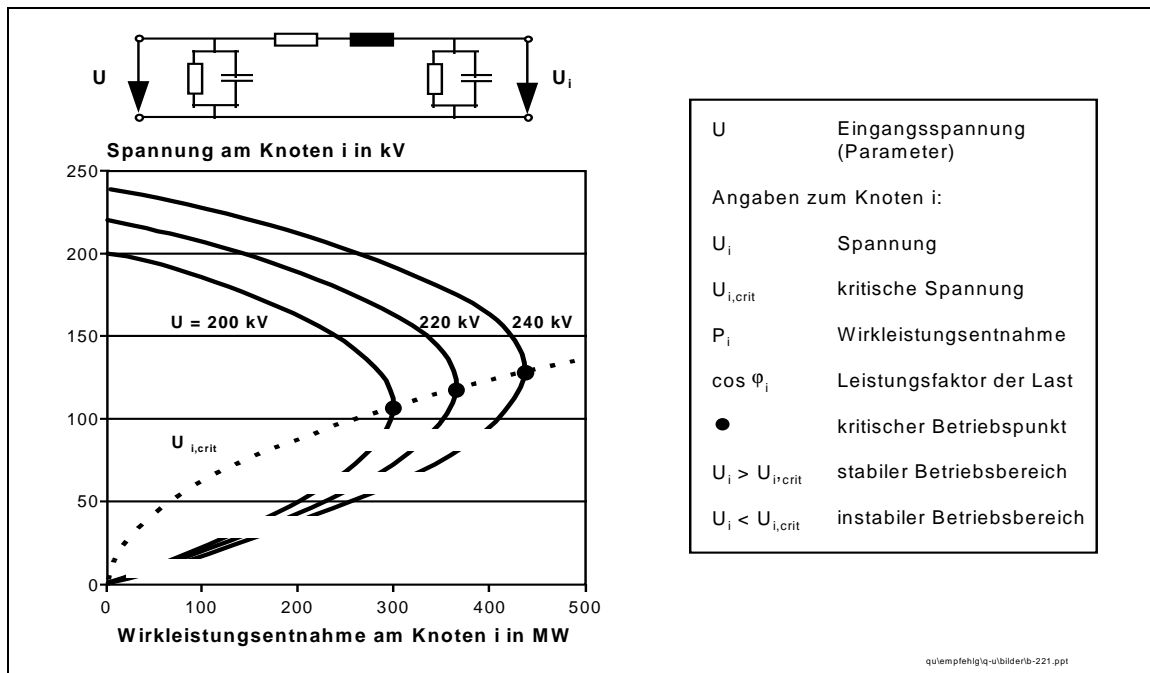


Bild 3-1: Beispiel von kritischen Spannungsbereichen bei Übertragung von Wirkleistung über eine 220-kV-Leitung

4 Beschreibung der Aufgabenstellung und Randbedingungen

Kritische Zustände in elektrischen *Netzen* (kritische Netzzustände) sind dadurch gekennzeichnet, dass elektrische *Grenzwerte* von *Betriebsmitteln* über- oder unterschritten werden. Sie können auftreten, wenn infolge einer Störung - neben der störungsbedingten Abschaltung einzelner *Betriebsmittel* und Anlagen - vor allem unzulässige Spannungsänderungen (siehe ÖVE/ÖNORM EN 50160 [5]) und Frequenzabweichungen auftreten oder aufzutreten drohen.

Die Aufgabenstellung der hier beschriebenen Maßnahmen besteht darin, jenen kritischen Netzzuständen einerseits vorbeugend zu begegnen und andererseits bereits eingetretene Situationen derart zu entschärfen, dass die Auswirkungen auf den System- und Netzbetrieb möglichst gering gehalten werden und ein Netzzusammenbruch vermieden wird.

Bei der Umsetzung der Maßnahmen gemäß den vorliegenden technischen organisatorischen Regeln kann unter bestimmten Umständen der volle Netzbetrieb nicht aufrechterhalten werden, d. h. dass die Nutzung des *Netzes* für die *Netzbutzer* temporär nur eingeschränkt möglich ist. Das kann neben der Unterbrechung der *Versorgung* einzelner oder mehrerer *Netzbutzer* auch zur Unterbrechung des Rechtes auf *Netzzugang* für *Durchleitungen, Transite und Kraftwerkseinspeisungen* führen. Grundprämisse ist die Solidarität unter allen *Netzbutzern*: Durch die Verweigerung des Netzzuganges Einzelner bleibt die Versorgung für den Großteil der anderen *Netzbutzer* aufrecht.

Nach § 20 Abs. 1 EIWOG kann der Netzzugang ua. wegen außergewöhnlicher Netzzustände (Z 1) oder wegen mangelnder Netzkapazität (Z 2) verweigert werden. Diese beiden Ziffern beschreiben nach den Erläuternden Bemerkungen, RV 1108 BlgNR 20. GP, zum EIWOG Umstände, bei denen der Netzbetreiber faktisch nicht in der Lage ist, seinen Netzdienstleistungen infolge u. a. technischer Unmöglichkeit nachzukommen. Die im vorliegenden TOR Teil E beschriebenen Maßnahmen sind in diesem Sinne anzuwenden.

4.1 Aufgabenstellung und Randbedingungen für frequenzabhängige Maßnahmen

Kritische Netzzustände, die auf Frequenzabweichungen zurückgehen, haben wegen des herrschenden Ungleichgewichtes von erzeugter und verbrauchter *Wirkleistung* im gesamten zusammenhängenden Netzverbund globalen Charakter.

Frequenzabweichungen treten unabhängig vom Ort der Störung im gesamten, synchron betriebenen *Netz* in gleicher Größenordnung auf, wenn man von dynamischen Vorgängen absieht. Die Änderungen treten wegen der großen Ausbreitungsgeschwindigkeit einer Frequenzänderung (ca. 1100km/s) in Mitteleuropa nahezu gleichzeitig auf.

Hat ein größeres Ungleichgewicht von erzeugter und verbrauchter *Wirkleistung* durch die dadurch verursachte Frequenzabweichung den *Ausfall* größerer Kraftwerksleistungen zur Folge, so kann dies einen Netzzusammenbruch verursachen.

Dies gilt grundsätzlich für Frequenzabweichungen in beiden Richtungen, wobei die Frequenzabweichung nach unten der kritischere Fall ist. Ein Absinken der Frequenz kann nicht immer durch eine rasche Erhöhung der Erzeugung ohne zusätzliche rasche Reduktion der Belastung beherrscht werden. Die Erzeugung kann nur dann rasch erhöht werden, wenn sie verfügbar ist und vom *Netzbetreiber* verbindlich abgerufen werden kann. Außerdem müssen unterhalb einer gewissen Frequenz, die von der Bauart der *Erzeugungsanlagen* abhängig ist, *Erzeugungsanlagen* vom *Netz* genommen werden, um keine Schaden zu erleiden oder ihre Lebensdauer zu verkürzen. Somit wird die Einspeisung von *Wirkleistung* reduziert, obwohl Mangel an *Wirkleistung* herrscht.

Damit die zu setzenden Maßnahmen ausreichend rasch wirksam werden, sind diese automatisch zu aktivieren. Störungsbedingte Frequenzänderungen, die auf ein großes Leistungsungleichgewicht zurückzuführen sind, gehen so rasch vor sich, dass kein manuelles Eingreifen möglich ist.

Ein durch Frequenzverfall verursachter großflächiger Netzzusammenbruch geht erfahrungsgemäß mit einem im Detail kaum vorhersehbaren oder vorher bestimmbareren Auseinanderbrechen des *UCTE-Übertragungsnetzes* in mehrere Teilnetze einher.

Dauerhafte Frequenzabweichungen in einem *Zuständigkeitsbereich* eines oder mehrerer *Netzbetreiber* mit Frequenzwerten deutlich unter 49,5 Hz oder über 50,5 Hz, lassen mit hoher Wahrscheinlichkeit darauf schließen, dass sich das betreffende *Netz* bereits vom europäischen Netzverbund getrennt hat. (z. B. österreichische Insel, Landesinsel)

Die wesentlichen Ziele der Maßnahmen im Allgemeinen und des vorliegenden Frequenzplanes im Besonderen sind es daher,

- durch vorsorgliche Maßnahmen in den *Kraftwerken* eine größere Frequenzabweichung zu verhindern bzw. dieser entgegenzuwirken, damit der europäische *Verbundbetrieb* nach Möglichkeit auch im Störfall aufrechterhalten bleibt,

- im Falle einer bereits eingetretenen *Teilnetzbildung* innerhalb der entstandenen Netzeinseln weitere Kraftwerksausfälle und damit einen großflächigen Netzzusammenbruch zu verhindern und den Betrieb der Netzeinseln zu stabilisieren, so dass dieser durch weitere gezielte Maßnahmen möglichst rasch an die Nennfrequenz herangeführt und das jeweilige *Teilnetz* wieder zum *UCTE-Übertragungsnetz* synchronisiert werden kann.

Die Vorgehensweisen haben sich in der Praxis bereits mehrfach als effektiv erwiesen.

Im Falle einer *Teilnetzbildung* kann sich eine entstandene Netzeinsel über mehrere *Zuständigkeitsbereiche* von *Netzbetreibern* erstrecken. Da der Umfang der Netzeinsel zum Zeitpunkt ihrer Entstehung nicht bekannt ist, müssen die notwendigen Maßnahmen nicht nur unverzüglich und automatisch getroffen werden, sondern koordiniert, flächendeckend und in gleichartiger Weise in allen beteiligten *Netzbereichen* erfolgen. (Solidaritätsprinzip).

In einem gemeinsamen Netzverband muss sich daher jeder Partner an den frequenzabhängigen Maßnahmen entsprechend seinem Anteil an der erzeugten bzw. abgenommenen elektrischen *Wirkleistung* zum Zeitpunkt des Eintritts einer solchen Störung solidarisch beteiligen. Vereinbarungsgemäß muss bei Unterschreiten einer Frequenz von 49,0 Hz im Bereich der *Netzbutzer* auch eine *Lastanpassung* erfolgen. [U1].

4.2 Aufgabenstellung und Randbedingungen für spannungsabhängige Maßnahmen

Kurzzeitige Spannungseinbrüche, die durch *Kurzschlüsse* im unmittelbaren Netzbereich lokal verursacht und auch nur dort effektiv wahrgenommen werden, sind in der Regel nicht signifikant für kritische Netzzustände, können aber zu kritischen Störungszuständen führen.

Auch kritische Netzzustände, die sich aus Störungen entwickeln und durch eine andauernde Spannungsabweichung gekennzeichnet sind, besitzen lokalen Charakter und betreffen nur begrenzte Netzgebiete. Die Ursachen für solche kritischen Netzsituationen liegen in der fehlenden lokalen Bereitstellung von Blindleistung, die für die Spannungshaltung in der Umgebung der Spannungssenke notwendig wäre.

Die Bedeutung der Thematik des Zusammenhanges von *Spannungshaltung* und Blindleistungsbereitstellung belegen Erfahrungen aus den *Großstörungen* der Vergangenheit, bei denen die Ursa-

che für ausgedehnte Netzzusammenbrüche in den kritischen Spannungs- und Blindleistungszuständen gelegen ist, die durch hohe Energietransporte hervorgerufen wurden.

Der wesentliche Faktor "Ausreichend netzbenutzernahe Bereitstellung (Vorhaltung) und *Erzeugung* von Blindleistung" zur Vermeidung von *Großstörungen* und zur Begrenzung ihrer Auswirkungen bildet die Ausgangssituation für diese Regeln. Ziel ist es, vorsorgliche Maßnahmen zur möglichen Verhinderung einer Spannungsstörung, wie auch Abhilfemaßnahmen nach erfolgtem Störungseintritt zur Begrenzung der Auswirkungen anzugeben.

Treten in einem *Übertragungsnetz* lokale Spannungsabsenkungen aufgrund von hohen Leistungsflüssen bei nicht ausreichender lokaler Bereitstellung von *Blindleistung* auf, so kann es ohne Setzen von entsprechenden Maßnahmen zu Netzzusammenbrüchen kommen, die alle *Netzbenutzer* treffen. Abhilfemaßnahmen werden wirksam, wenn keine entsprechende lokale Blindleistungsbe- reitstellung möglich ist und sind so gestaffelt, dass zuerst präventive Schritte mit Maßnahmen im Erzeugungsbereich gesetzt werden, bevor es zur Rettung des Netzbetriebes auch zu Netzbenutzerabschaltungen kommen kann.

Erzeugungseinheiten müssen sowohl unterhalb als auch oberhalb einer gewissen Spannung vom *Netz* genommen werden, um keinen Schaden zu erleiden oder ihre Lebensdauer zu verkürzen. Ein damit einhergehender Verlust an *Wirk-* und *Blindleistung* kann dann zu kritischen Netzzuständen führen, wie im Kapitel 7.2 näher erläutert.

Ein Abweichen der Spannung im übergelagerten *Netz* führt im allgemeinen nicht zu einer andauernden Spannungsabweichung in den nachgelagerten Spannungsebenen, da dies eine wirksame Spannungsregelung bei den Kuppeltransformatoren verhindert. Eine intakte Spannungsregelung kann in kritischen Spannungssituationen zu einem Ungleichgewicht der *Blindleistung* führen, wodurch es zu kritischen *Netzzuständen* kommen kann.

Alle Maßnahmen zur Beherrschung eines langsam sich verstärkenden Spannungsabfalls können daher nur darin bestehen, dass die zur Spannungsstützung notwendige *Blindleistung* vor Ort und nicht von entfernten *Kraftwerken* aufgebracht wird, oder dass die Anforderungen zur erhöhten Blindleistungsaufbringung stabilisiert werden, bzw. der Blindleistungsbedarf verringert wird, wie in Kapitel 7.2 näher erläutert.

5 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.

5.1 Vorbeugende Maßnahmen gegen Frequenzprobleme

5.1.1 Schutzeinrichtungen, Anpassung von Schutzeinstellungen

Vorbeugende Maßnahmen gegen Frequenzprobleme umfassen:

- Koordination von Schutzeinstellungen zur Verhinderung unselektiver Auslösungen von elektrischen Anlagen, *Betriebsmitteln* und *Kraftwerken* 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.

Erzeugungsanlagen gemäß TOR Teil D4 mit Synchrongeneratoren müssen, solange sie keinen Schaden nehmen können, frequenzmäßig bis nach Beendigung der verbraucherseitigen Lastanpassstufen am *Netz* bleiben und den Betrieb unterstützen. In Bezug auf die Betriebsweise der *Erzeugungsanlagen*, die Aufgaben des *Netzbetreibers* gegenüber *Netzbenutzern* als auch die Sicherheit des Betriebes, sowie in Betrachtung der Anforderung, dass der Parallelbetrieb der *Erzeugungsanlagen* mit dem *Netz* in Falle einer Störung bzw. eines kritischen Netzzustandes, je nach Art der *Erzeugungsanlagen*, so lange wie möglich zur Unterstützung des Netzbetriebes aufrecht erhalten werden soll, wird hier auf den TOR Teil D, Hauptabschnitt D4 verwiesen. Die relevanten Aspekte für die *Erzeugungsanlagen* die an die *Netze* ≥ 110 kV angeschlossen sind, sind in TOR Teil B beschrieben. Schließlich sind in TOR Teil B auch die Vorgaben zu Schutzeinstellungen und –koordination der *Erzeugungsanlagen* beschrieben, die an die *Netze* ≥ 110 kV angeschlossen sind.

5.1.2 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 Kraftwerksbereich. 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 Entkuppelungsschutz notwendig, der bei einem Sammelschienenfehler den *Kuppelungsleistungsschalter* selektiv zu den anderen Schutzeinrichtungen auslöst.
- Zur Gewährleistung der Schutzfunktionen werden kontinuierlich die jeweiligen Einstellwerte zwischen den *Netzbetreibern* abgestimmt und auch getestet (rechnerisch simuliert).

5.1.3 Planungsprinzipien

Zu den Planungsprinzipien zählen unter Anderem:

- Kraftwerke sind derart an das *Netz* anzubinden, dass sie möglichst lange zur Netzstützung beitragen.
- Asynchronmaschinen und *Erzeugungseinheiten*, die über *Umrichter* einspeisen, müssen konstruktiv so ausgelegt werden, dass sie frequenzbedingt erst unterhalb von 47,5 Hz vom *Netz* gehen.
- Konzeption eines unempfindlichen *Eigenbedarfs* von *Erzeugungseinheiten* hinsichtlich Frequenzabweichungen.

5.2 Vorbeugende Maßnahmen gegen Spannungsprobleme

5.2.1 Allgemeine Maßnahmen in Netzanlagen

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

5.2.1.1 Anpassung der Isolationskoordination

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

5.2.1.2 Anpassung von Schutzeinstellungen

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

Grundsätzlich müssen moderne Schutzeinrichtungen eine von der Netzspannung unabhängige Stromversorgung besitzen und alle durch die *Wandler* sinnvoll übertragenen Spannungszustände beherrschen. Es muss ein entsprechend großer Eingangsbereich für die Spannung bei den Geräten vorhanden sein. (etwa $> 150\% U_N^3$)

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

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

5.2.1.3 Anpassung von Reglereinstellungen und Synchronisierereinrichtungen

Die Regler müssen entsprechende Vorrichtungen bezüglich Sollwertumschaltung und Blockierung besitzen.

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

5.2.1.4 Andere Netzelemente

Im Bezug auf andere Netzelemente ist folgendes zu berücksichtigen:

- Ausreichende Auslegung der Stellbereiche von Stufenschaltern bei Transformatoren zur Abdeckung weiter Spannungsbereiche

³ In Netzen mit isoliertem oder induktiv geerdetem Sternpunkt muss wegen der Spannungserhöhung in den gesunden Phasen im Erdschlussfall für U_N der Wert $\sqrt{3} \cdot U_N$ eingesetzt werden.

- Schaltbarkeit von Kompensationseinrichtungen zur Beeinflussung des Blindleistungsbedarfes.
- Umschaltbarkeit der Stufensteller von Längsregelung auf Schrägregelung soll unter Spannung möglich sein.

5.2.2 Allgemeine Maßnahmen bei Betriebsführung und Netzplanung

In der Betriebsführung müssen vorbeugende Maßnahmen zur Beherrschung von kritischen Netzsituationen ergriffen werden können, wie

- Vorbeugende Spannungsanhebungen bei erwarteten Lastanstiegen bzw. Spannungsabsenkungen bei erwarteten Lastreduktionen.
- Abänderung der Wirkleistungsflüsse durch Schaltungsänderungen aufgrund von Lastflussrechnungen.
- Anpassung der Wirkleistungsflüsse mittels Schrägregelung oder Querregelung von Transformatoren
- Berücksichtigung von kritischen Netzsituationen in der Netzplanung
- *Netzsicherheitsrechnungen*

5.2.3 Gezielte Maßnahmen bei Spannungsrückgang und Spannungsanstieg

Eine oder mehrere der nachstehenden Maßnahmen müssen bei Spannungsrückgang bzw. Spannungsanstieg gesetzt werden. Diese Maßnahmen sind rechtzeitig vertraglich zu vereinbaren.

5.2.3.1 Spannungsrückgang im Starklastfall

- Einsatz von Kompensationseinrichtungen
 - Ferngesteuertes Abschalten von Drosseln
 - Zuschalten von Kondensatorbatterien
- Freimachen von Blindleistungsreserven durch Reduktion der Wirkleistungsabgabe
- Netzumschaltungen und Zuschaltungen von leerlaufenden Leitungen
- Anfahren zusätzlicher *Kraftwerke*
- Abschalten von Pumpen (bei Pumpspeicherkraftwerken)
- Lastabschaltung von *Netzbennutzern*
- Vorgabe niedrigerer Spannungswerte für die Transformatorstufenregelung (digitale Sollwertvorgabe oder Parameterumschaltung über Fernsteuerung) soweit die vereinbarte Spannungshöhe dies zulässt.

5.2.3.2 Spannungsanstieg im Schwachlastfall

- Einsatz von Kompensationseinrichtungen (Ferngesteuertes Zuschalten von Drosseln, Abschalten von Kondensatorbatterien)
- Netzumschaltungen und Abschaltungen von leerlaufenden Leitungen
- Einsatz von Speicherpumpen
- Vorgabe höherer Spannungssollwerte für die Stufenregelung der Transformatoren. (digitale Sollwertvorgabe oder Parameterumschaltung über Fernsteuerung)

5.2.4 Sicherstellen ausreichender Blindleistungsreserven

Die Vorhaltung von Blindleistung ist dezentral vorzunehmen und muss im *Netz* verteilt und nahe am *Netzbenutzer* erfolgen.

Im *Übertragungsnetz* muss sowohl zur Erhöhung als auch zur Reduktion der Netzspannung Blindleistungsreserve vorgehalten werden. Das wird gewährleistet durch den Einsatz bzw. Betriebsweise (Leistungsfaktor) von *Erzeugungsanlagen* – siehe auch TOR Teil D Hauptabschnitt D2 sowie TOR Teil B.

Im *Verteilernetz* wird der Blindleistungsbezug der *Netzbenutzer* entsprechend den Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum *Verteilernetz* und gemäß Systemnutzungstarife-VO geregelt.

Im Bezug auf das Blindleistungsmanagement von *Erzeugungsanlagen* wird auf TOR Teil D Hauptabschnitt D2 verwiesen.

6 Erkennen eines Störungszustandes

6.1 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 wegen zu langer Befehlszeiten nicht zielführend ist.

6.1.1 Technische Anforderungen an Einrichtungen zur Realisierung frequenzabhängiger Maßnahmen

Alle eingesetzten Frequenzrelais müssen eine Messgenauigkeit besser als 10 mHz aufweisen.

Die Messzeit der Relais zur automatischen *Lastanpassung* darf maximal 180 ms betragen.

Die Kommandozeit der Frequenzrelais für die automatische *Lastanpassung* (Abschnitt 7.1.1.2) darf nicht verzögert werden. (Die Messzeit der Frequenzrelais und die Eigenzeit der *Leistungsschalter* ist dabei nicht zu berücksichtigen).

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

6.2 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 *Netzleitstellen* erfolgen.

6.2.1 Technische Anforderungen an Einrichtungen zur Realisierung spannungsabhängiger Maßnahmen

Wegen der Vielfalt der Szenarien, die zu einem Spannungsverfall führen, gibt es keine speziellen Anforderungen an die Messgenauigkeit von Spannungsmesseinrichtungen und an die Genauigkeit parametrierbarer Zeitfunktionen.

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

6.2.2 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.

6.2.3 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.

Kraftwerke müssen bei einem kurzzeitigen Absinken des Spannungspegels auf bis zu 80% U_N am *Netz* bleiben. Sie dürfen durch Unterspannungsschutzeinrichtungen erst unterhalb 80% U_N vom *Netz* getrennt werden. Wenn bei bestehenden *Erzeugungsanlagen* die angegebenen Werte nicht realisiert werden können, sollen Einstellwerte möglichst nahe den angegebenen Werten gewählt werden.

Werden Generatoren ohne *Begrenzungsregler* betrieben, so sollten die Überstromschutzeinrichtungen so eingestellt werden, dass sie zeitlich erst nach einer spannungsabhängigen Lastabschaltung im *Netz* wirksam werden können. Dasselbe gilt für die Einstellwerte der Stromüberwachungseinrichtungen bei den Antrieben von Hilfsbetrieben, insofern diese Antriebe bei der herrschenden Unterspannung noch betriebsfähig sind.

In Bild 6-2 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 Gegenmaßnahmen ergibt, die Kurve b) einen möglichen Verlauf bei der Aktivierung von begrenzenden Maßnahmen.

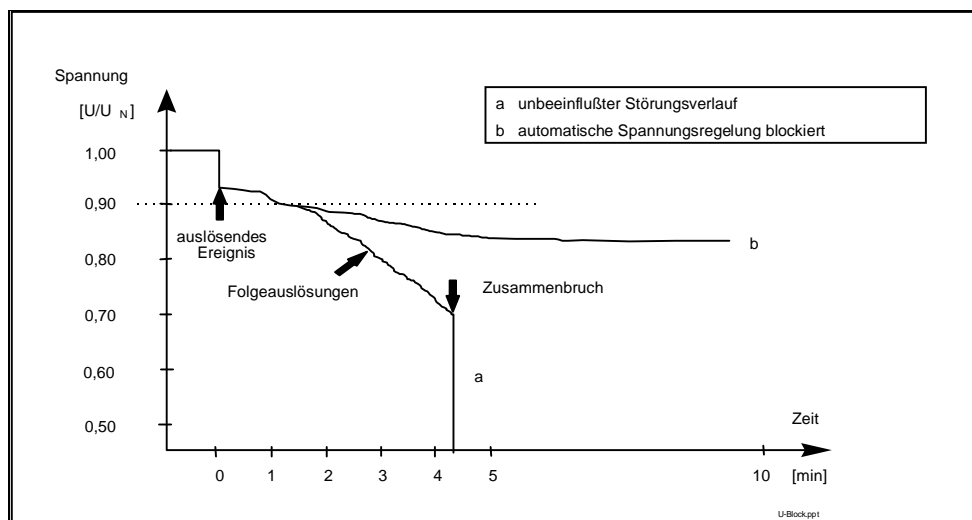


Bild 6-2: Spannungsverläufe im Netz, wenn bei den Netzschutzeinrichtungen die Unterimpedanzanregung auf ca. 70 % U_N eingestellt ist.

6.2.4 Strategien gegen andauernd hohe Überspannungen

Wenn eine zu hohe Spannung im *Netz* ansteht, 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 *Kraftwerke* ausreichend reduzierbar, müssen vorhandene *Blindleistungsverbraucher* zugeschaltet werden. Eine Zuschaltung von *Erzeugungsanlagen* oder Netzbereichen über Synchronisierungseinrichtungen kann dabei wegen zu hoher Spannung unmöglich werden, da solche Einrichtungen nur für gewisse Spannungsbereiche aktiviert werden können.

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 Kraftwerksseite und im *Netz* erbracht werden. Netzbenutzerabschaltungen wegen zu hoher Spannung im Hochspannungsnetz ist nicht sinnvoll, da *Blindleistungsverbraucher* abgeschaltet würden.

7 Maßnahmen bei Störungszuständen

7.1 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.

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

7.1.1.1 Maßnahmen im Erzeugungsbereich bei Unterfrequenz ab 49,8 Hz

≤ 49,8 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Automatische Aktivierung der Primärregelreserven von <i>Kraftwerken</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"> • Abschalten aller Pumpturbinen, die noch nicht in Turbinenbetrieb umgesteuert werden konnten

7.1.1.2 Automatisch einsetzende Maßnahmen im Netzbenutzerbereich⁴ bei Unterfrequenz ab 49,0 Hz

49,0 Hz	1. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung auf ca. 80% der Leistung vor Störungseintritt
48,6 Hz	2. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung auf höchstens ca. 60% der Leistung vor Störungseintritt
48,2 Hz	3. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung auf höchstens ca. 40% der Leistung vor Störungseintritt
≤ 48,2 Hz	<ul style="list-style-type: none"> Die vereinbarten Abstellprogramme sind bei 48,2 Hz vorzubereiten (Vorinformation, dass bei 47,5 Hz die Abtrennung erfolgt), bei 47,5 Hz wird abgestellt. Möglichkeit der Trennung von <i>Netzen</i> vom übergeordneten <i>Verbundnetz</i> an einvernehmlich festgelegten Netztrennstellen

7.1.1.2.1 Frequenzsplitting für die Maßnahmen der automatischen Lastanpassung

Es ist jedem *Netzbetreiber* freigestellt, innerhalb seines *Zuständigkeitsbereiches* die Leistungsreduktion in den drei Lastanpassungsstufen jeweils in drei Drittel-Lastblöcke zu teilen („splitten“) und diese mit einer symmetrischen Frequenzstaffelung von ± 0,1 Hz bezogen auf den Frequenzwert der betreffenden Stufe wie unter Abschnitt 7.1.1.2 angegebenen, zu realisieren. Die „gesplitteten“ Leistungsreduktionen müssen annähernd gleichwertig sein und pro Stufe insgesamt mindestens 20% der ursprünglichen Netzwirkleistung betragen. Sie dürfen nicht zum Nachteil anderer Partner verschoben werden. Eine größere Leistungsreduktion bei einer höheren Frequenz darf realisiert werden.

Beispiel:

1. Stufe bei	49 Hz,	vorgesehene Leistungsreduktion	ca. 180 MW
höhere Frequenz-Splittingstufe	49,1 Hz	Abwurf ca. 80 MW	und
Standard-Frequenzstufenwert	49,0 Hz	Abwurf ca. 40 MW	und
tiefere Frequenz-Splittingstufe	48,9 Hz	Abwurf ca. 60 MW	

⁴ UCTE OH [U1]

7.1.1.3 Automatisch einsetzende Maßnahmen zur Kraftwerksabstellung bei Unterfrequenz ab 47,5 Hz

≤ 47,5 Hz	Beginn der Abstellprogramme zur Netzabtrennung von Maschinensätzen zur Sicherstellung des <i>Kraftwerks-Eigenbedarfes</i> . Die Frequenzwertfestlegung ist abhängig von der Auslegung der betreffenden Maschinensätze.
------------------	--

7.1.1.4 Ende der Netzversorgung unterhalb 45,0 Hz

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

7.1.2 Frequenzabhängige Maßnahmen bei steigender Netzfrequenz⁵ (>50 Hz) ≥ 50,2 Hz

7.1.2.1 Maßnahmen im Erzeugungsbereich bei Überfrequenz ab 50,2 Hz

≥ 50,2 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Automatische Aktivierung der Primärregelreserven bei <i>Kraftwerken</i> im Sinne einer Leistungsreduktion • 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 <i>Netzleitstelle</i>: "Überfrequenz" ○ Zuschaltung von Generatoren nur im Einvernehmen mit dem jeweiligen <i>Netzbetreiber</i>
------------------	---

7.1.2.2 Automatisch einsetzende Maßnahmen zur Kraftwerksabstellung bei Überfrequenz ab 51,5 Hz

≥ 51,5 Hz	<ul style="list-style-type: none"> • Durchführung der vereinbarten Abstellprogramme • Beginn der koordinierten Abstellprogramme zur <i>Netzabtrennung</i> von Maschinensätzen zur <i>Sicherstellung des Kraftwerks-Eigenbedarfes</i> und zur Verhinderung
------------------	---

⁵ UCTE-OH Policy 5 [U1]

	<p>möglicher Gefährdungen einzelner Maschinensätze infolge Überdrehzahl. Die Frequenzwertfestlegung dafür richtet sich nach der Auslegung der betreffenden Maschinensätze</p> <ul style="list-style-type: none"> • eventuelle frequenzgestufte, automatische Maschinenabstellung zur Lastanpassung
--	---

7.1.2.3 Ende der Netzversorgung oberhalb von 55,0 Hz

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

7.2 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.

7.2.1 Stufenplan bei Unterspannung

Die in den Punkten 7.2.1.1 bis 7.2.1.4 genannten Spannungsgrenzen stellen die untere Grenze dar, bei welcher die Maßnahmen spätestens zu ergreifen sind.

7.2.1.1 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)

7.2.1.2 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 Kraftwerken ≥ 25 MW 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.

7.2.1.3 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.

7.2.1.4 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 ei-

nem 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

7.2.2 Stufenplan bei andauernd hoher Überspannung

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

7.2.2.1 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