



E-CONTROL

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

**Teil B:
Technische Regeln für Netze mit
Nennspannung ≥ 110 kV**

Version 2.0

2008

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	Verantwortlich	Anmerkungen
1.0	2000	2001	BMWA	1. Ausgabe, 2000
2.0	22.12.2008	22.12.2008	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)

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. Als authentische Fassung der TOR gilt die Version auf der Website der Energie-Control GmbH.

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	Einleitung	6
1.1	Rechtliche Grundlagen, Zielstellungen	6
1.2	Pflichten und Aufgaben der Netzbetreiber	6
2	Begriffe und Definitionen	8
3	Systemdienste	9
3.1	Einführung	9
3.2	Sicherstellung und Inanspruchnahme von Systemdienste.....	10
3.2.1	Allgemeines Vorgehen.....	10
3.2.2	Frequenzhaltung.....	10
3.2.3	Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung	13
3.2.4	Aufrechterhaltung der Spannungsqualität	14
3.2.5	Versorgungswiederaufnahme	14
3.2.6	Betriebsführung	14
3.2.7	Austauschprogramme und Verbundabrechnung.....	15
3.2.8	Koordination der Verbundabrechnung	15
4	Netzausbau	17
4.1	Aufgaben der Ausbauplanung	17
4.2	Das (n-1)-Kriterium in der Ausbauplanung.....	18
4.3	Stabilität in Netzen.....	19
4.3.1	Allgemeine Erläuterungen zur Stabilität	19
4.3.2	Spezielle Anforderungen aus Sicht der statischen Stabilität.....	19
4.3.3	Spezielle Anforderungen aus Sicht der transienten Stabilität	20
4.4	Änderungen in Netzen mit Nennspannung ≥ 110 kV	20
5	Betriebsplanung und Betriebsführung	21
5.1	Betriebsplanung.....	21
5.1.1	Aufgaben der Betriebsplanung	21
5.1.2	Betriebsplanung in Netzen mit einer Nennspannung ≥ 110 kV	21
5.2	Betriebsführung	22
5.2.1	Aufgaben der Betriebsführung	22

5.2.2	Koordination der Betriebsführung mit Anlagen von Netzbenutzern und anderen Netzbetreibern	22
5.2.3	Koordinierung von Schalthandlungen	23
5.2.4	Normalbetrieb	23
5.2.5	Störungsbehafteter Netzbetrieb	25
5.2.6	Engpassmanagement, Maßnahmen zur Engpassbeseitigung	26
5.2.7	Maßnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von Großstörungen bzw. zur Verminderung ihrer Auswirkungen.....	27
5.3	Versorgungswiederaufbau	27
6	Netzanschluss	28
6.1	Allgemein.....	28
6.2	Anforderungen an den Netzanschluss	29
6.2.1	Technische Anforderungen für die Auslegung	30
6.2.2	Technische Anforderungen für den Betrieb.....	31
6.2.3	Änderungen in der Betriebsweise	32
6.2.4	Netzanschlussplanung für Neuanschlüsse und Abänderungen von bestehenden Netzanschlüssen von Netzbenutzern	32
6.3	Anforderungen an Schutzeinrichtungen.....	34
6.4	Anforderungen an Erzeugungsanlagen / -einheiten.....	35
6.4.1	Allgemeines	35
6.4.2	Dimensionierung des Netzanschlusses	35
6.4.3	Parallelschalteneinrichtungen	36
6.4.4	Elektrischer Schutz der Erzeugungseinheit.....	36
6.4.5	Wirkleistungsabgabe	38
6.4.6	Frequenzhaltung.....	40
6.4.7	Blindleistungsabgabe.....	42
6.4.8	Sicherstellung der Kurzschlussleistung für den Netzbetrieb.....	43
6.4.9	Automatische Trennung von Erzeugungseinheiten vom Netz	44
6.4.10	Verhalten der Erzeugungseinheit bei Störungen im Netz.....	45
6.4.11	Versorgungswiederaufnahme	47
6.4.12	Überprüfung der Erfüllung der Anforderungen	48
6.5	Spezielle Anforderungen an Verteilernetze und Kunden bei Neuanschluss bzw. bei wesentlichen Abänderungen bestehender Anschlüsse	48
6.5.1	Allgemeines	48

6.5.2	Parallelschalteneinrichtungen	49
6.5.3	Elektrische Schutzeinrichtungen	49
6.5.4	Einrichtungen zur Trennung von Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV und für die Lastanpassung	50
6.5.5	Sternpunktbehandlung.....	51
6.6	Einrichtungen für Zählung und Messung	51
Anhang A	52
	Literatur, Quellenverweis	52
Anhang B	53
	Abkürzungen.....	53
Anhang C	54
	Datenaustausch	54

1 Einleitung

1.1 Rechtliche Grundlagen, Zielstellungen

Dieser Teil B der TOR orientiert sich insbesondere an den objektiven Erfordernissen eines möglichst störungsfreien Betriebes der *Netze* mit Nennspannung ≥ 110 kV unter den in Österreich vorliegenden besonderen Bedingungen, wie in TOR Teil A beschrieben. Davon betroffen sind die Netze von *Übertragungsnetzbetreiber* im Sinne des österreichischen EIWOG [N4] und Betreiber von *Verteilernetzen* mit einer Nennspannung ≥ 110 kV. Diese werden in diesem Teil der TOR kurz *Netzbetreiber* genannt.

Ziel des Teiles B ist es, technische Regeln für den Anschluss und den Betrieb der Anlagen von *Netzbenutzern* und den Betrieb von *Netzen mit Nennspannung ≥ 110 kV* festzulegen.

Der internationale Netzbetrieb im Zusammenspiel der *Übertragungsnetzbetreiber* bzw. *Regelzonenführer* innerhalb des Synchronbereiches der UCTE wird durch das Operation Handbook der UCTE [U1], geregelt. Dieses Regelwerk ist für die UCTE-Partner verbindlich und dient in jenen technisch organisatorischen Bereichen, die unmittelbare Auswirkungen auf den internationalen Netzbetrieb haben, als Basis für die nationalen Regeln der TOR Teil B.

Dies betrifft insbesondere Aspekte der Reservehaltung (Primär- und *Sekundärregelung*, *Minutenreserve*), bzw. des internationalen *Engpassmanagements*, die jeweils unmittelbar mit der Funktion der *Regelzonenführer* verknüpft sind.

1.2 Pflichten und Aufgaben der Netzbetreiber

Im EIWOG [N4] werden die Pflichten der *Netzbetreiber* aufgezählt. Diese Pflichten werden in der Folge aus technischer Sicht spezifiziert.

Der *Netzbetreiber* überprüft neue oder abzuändernde *Netzanschlüsse* auf *Netzurückwirkungen* sowie weitere betriebsbedingte Einflüsse (Gefährdung der Versorgungssicherheit, Betriebssicherheit usw.) und setzt gegebenenfalls entsprechende Maßnahmen. Die Anschluss-

beurteilung und Festlegung von Emissionsgrenzwerten für Anlagen von *Netzbenutzern* sind sinngemäß auf eine längerfristige Einhaltung der in [5] festgelegten Merkmale abgestimmt.

Der *Netzbetreiber* betreibt und erhält die von ihm betriebenen *Systeme* sicher und leistungsfähig. Insbesondere hat der *Netzbetreiber* ein, den Gesetzen und dem *Stand der Technik* entsprechendes, norm- und standardgerechtes und zuverlässiges *Netzsystem* vorzuhalten, das allen *Netzbenutzern* eine den Normen entsprechende *Versorgungsqualität* garantiert. (siehe Quellen Teil A)

Der *Netzbetreiber* stellt den Betreibern der an sein *Netz* angeschlossenen *Netze* und Betreibern angeschlossener *Kraftwerke* ausreichende Informationen für einen sicheren und leistungsfähigen Betrieb ihrer Anlagen, zur Sicherstellung der *Interoperabilität* des *Verbundsystems* sowie für den koordinierten Systemausbau, zur Verfügung. Insbesondere stellt der *Netzbetreiber* dem *Regelzonenführer* die für einen sicheren Netzbetrieb und zur Sicherstellung der Erbringung von *Netzdienstleistungen* und der Erfüllung der Abrechnungsaufgaben entsprechend Kapitel 6 notwendigen Informationen zur Verfügung.

Der *Netzbetreiber* stellt die zum Betrieb des *Netzsystems* erforderlichen technischen und organisatorischen Voraussetzungen sicher. Dazu zählen einerseits Maßnahmen im eigenen Wirkungsbereich, wie auch andererseits die Festsetzung diskriminierungsfreier Maßnahmen bei angeschlossenen und anzuschließenden *Netzbenutzern*, die von diesen zu realisieren und einzuhalten sind. Der *Netzbetreiber* hat das Recht, die Einhaltung aller festgelegten *Netzanschlussmaßnahmen* zu überwachen.

2 Begriffe und Definitionen

Die in diesem Teil B der 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 Systemdienste

3.1 Einführung

Systemdienste sind technische Dienstleistungen, welche für Zuverlässigkeit und Qualität eines *elektrischen Systems* von wesentlicher Bedeutung sind und von den *Netzbetreibern*, bzw. in deren Auftrag von *Netzbenutzern*, für die *Netzbenutzer* erbracht werden.

Systemdienste:

- *Frequenzhaltung*, siehe Kapitel 3.2.2
- *Spannungshaltung* und Blindleistungsbereitstellung, siehe Kapitel 3.2.3
- Aufrechterhaltung der *Spannungsqualität*, siehe Kapitel 3.2.4
- *Versorgungswiederaufnahme*, siehe Kapitel 3.2.5
- *Betriebsführung* inklusive *Engpassmanagement*, siehe Kapitel 3.2.6
- Erstellen der *Austauschprogramme* und *Verbundabrechnung* Kapitel 3.2.7
- *Koordination der Verbundabrechnung* siehe Kapitel 3.2.8

Alle *Netzbetreiber* sind für die Bereitstellung der Systemdienste *Spannungshaltung* und Blindleistungsbereitstellung, *Versorgungswiederaufnahme*, *Betriebsführung* inklusive *Engpassmanagement* und Aufrechterhaltung der *Spannungsqualität* verantwortlich.

Regelzonenführer sind zusätzlich zu ihrer Funktion als *Netzbetreiber* für die *Frequenzhaltung* und für die Organisation und die Einhaltung der *Austauschprogramme* mit anderen *Regelzonen* verantwortlich.

Der *Regelzonenführer* in der Funktion des *Regelblockführers* muss zusätzlich die *Koordination der Verbundabrechnung* für den *Regelblock* durchführen. Er ist generell Ansprechpartner der UCTE in Fragen des internationalen Verbundbetriebs.

Die *Netzbetreiber* müssen für die Erfüllung ihrer Aufgaben die Kontrolle über jene Systemdienste haben, für die sie verantwortlich sind.

3.2 Sicherstellung und Inanspruchnahme von Systemdienste

3.2.1 Allgemeines Vorgehen

Die Erbringung der Systemdienste erfordert das Zusammenspiel von *Netzbetreibern* und *Netzbenutzern*.

In bestimmten Fällen kann die physikalische Erbringung der Systemdienste nur durch *Netzbenutzer* erfolgen (z.B. *Primärregelung*). In diesen Fällen erfüllt der *Netzbetreiber* diese Aufgaben der Bereitstellung indirekt durch die Organisation bzw. die Gestaltung der physikalischen Erbringung. Dazu kann der *Netzbetreiber* vertragliche Vereinbarungen mit geeigneten *Netzbenutzern* (z. B. Kraftwerksbetreibern) eingehen, sofern diese nicht durch sonstige entsprechende (z.B. gesetzliche) Verpflichtungen angehalten sind, diese Leistungen zu erbringen. Dabei kann die physikalische Erbringung gewisser Leistungen (z.B. Blindleistungsbereitstellung) an den Betrieb bestimmter Anlagen gebunden sein und im Netzzugangsvertrag vereinbart werden.

Sofern die erbringerseitig individualisierbaren Netzdienstleistungen nicht automatisch erbracht werden, sondern ein Abruf durch den *Netzbetreiber*, bzw. *Regelzonenführer* vorgesehen ist, erfolgt die Auswahl durch den *Netzbetreiber* bzw. *Regelzonenführer* entsprechend den Erfordernissen, unter Berücksichtigung netztopologischer Notwendigkeiten sowie auf Basis allfälliger gesetzlicher Bestimmungen bzw. Bestimmungen der Marktregeln.

Für den Nachweis der ordnungsgemäßen Bereitstellung der von *Netzbenutzern* physikalisch erbrachten Netzdienstleistungen werden geeignete Verfahren festgelegt.

3.2.2 Frequenzhaltung

Für die Einhaltung der Nennfrequenz von 50 Hz sorgen die *Regelzonenführer* im Rahmen der Erfüllung des Systemdienstes "*Frequenzhaltung*". Für die unter normalen Betriebsbedingungen zulässigen Abweichungen der Frequenz vom *Nennwert* gilt sinngemäß die ÖVE/ÖNORM EN 50160 [5].

Der *Regelzonenführer* ist für den physikalischen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch gemäß EIWOG zuständig und damit verpflichtet, die Bereitstellung von *Primärregelleistung*, *Sekundärregelleistung* und *Minutenreserve* sicherzustellen. Die physikalische

Erbringung erfolgt im Allgemeinen in dazu verpflichteten *Kraftwerken*. Der *Regelzonenführer* muss dabei berücksichtigen, dass auch zum Zeitpunkt der höchsten Netzbelastung genügend Übertragungskapazität für die zusätzliche *Übertragung* der *Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung* zur Verfügung steht.

3.2.2.1 Primärregelung

Gemäß Operation Handbook der UCTE [U1] wird die für das gesamte synchrone Verbundsystem der UCTE festgelegte *Primärregelreserve* auf die einzelnen *Regelblöcke*¹ im Verhältnis ihrer Jahreserzeugung (*Beteiligungsfaktoren C_i*) aufgeteilt. Im jedem *Regelblock* ist jeweils ein *Regelzonenführer* als *Regelblockführer* bzw. in jeder *Regelzone* jeweils ein *Regelzonenführer* für die laufende, koordinierte und gesicherte Vorhaltung des so ermittelten Anteils der *Primärregelreserve* verantwortlich. Die tatsächliche Einsatzkontrolle kann auch an Dritte delegiert werden.

Im Operation Handbook der UCTE [U1] werden die im Rahmen der Primärregelung einzuhaltenden Qualitätskriterien vorgegeben und Festlegungen bezüglich der Überprüfung ihrer Einhaltung getroffen. Die *Regelzonenführer* haben diese Bestimmungen in ihre Präqualifikations- oder Ausschreibungsbedingungen für Anbieter von Primärregelleistung umzusetzen.

Der gegenüber der UCTE verantwortliche *Regelblockführer* hat das Recht, von den dem *Regelblock* zugehörigen *Regelzonen* den Nachweis für die tatsächlich erbrachte Primärregelleistung anzufordern. Dieses Recht hat auch jeder *Regelzonenführer* und zuständige *Netzbetreiber* gegenüber verpflichteten Kraftwerksbetreibern. Details siehe Kapitel 6.4.6.1

3.2.2.2 Sekundärregelung und Minutenreserve

In jedem *Regelblock* muss, unabhängig von der regeltechnischen Einbindung der *Regelzonen*, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch des *Regelblockes* (Leistungsbilanz) unter Berücksichtigung der mit anderen *Regelblöcken* vereinbarten *Austauschprogramme* verpflichtend sichergestellt werden. Für jede *Regelzone* gilt ebenso die Verpflichtung für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb der *Regelzone*.

¹ In der Regel deckt sich eine Regelblockgrenze mit den Grenzen der Nationalstaaten. Ausnahmen: z.B. Deutschland, Belgien, Österreich, Centrel.

Im *Regelblock* ist der für die *Sekundärregelung* zuständige *Netzbetreiber* der *Regelblockführer*, in der *Regelzone* der *Regelzonenführer*.

Die für *Sekundärregelung* im *Regelblock* bzw. in den einzelnen *Regelzonen* zuständigen *Regelzonenführer* realisieren den Einsatz der *Sekundärregelung* und gegebenenfalls der *Minutenreserve* gemäß Operation Handbook der UCTE [U1] durch die Messung der Übergabeleistungen bzw. der Frequenz und den resultierenden erforderlichen Einsatz von *Regelkraftwerken*, die in den Sekundärregler regeltechnisch eingebunden sind. Die manuell aktivierte *Minutenreserve* dient dabei der Ergänzung bzw. der Ablösung der *Sekundärregelreserve*. Die entsprechenden Regelungen für den Minutenreservemarkt sind in den geltenden Marktregeln festgelegt.

Die für eine(n) *Regelzone (-block)* vorzuhaltende *Sekundärregelreserve* ist gemäß Operation Handbook der UCTE [U1] im Allgemeinen proportional der maximalen Verbraucherlast dieser(s) *Regelzone (-blocks)*. Die gesamte *Sekundärregelreserve* einschließlich der diese ergänzenden *Minutenreserve* muss den Ausfall des größten in der *Regelzone* eingesetzten *Kraftwerksblocks* innerhalb von 15 Minuten abdecken können. Danach ist die aufgebrauchte *Sekundärregelreserve* von zusätzlicher *Minutenreserve* abzulösen. *Sekundärregelreserve* und *Minutenreserve* müssen hinsichtlich der Höhe und der zeitlichen Aspekte so organisiert werden, dass die Qualitätskriterien der UCTE erfüllt werden können.

Jeder *Kraftwerksbetreiber* mit *Erzeugungseinheiten*, die über die notwendigen technischen Möglichkeiten zur *Sekundärregelung* verfügen (neben der eigentlichen Regelfähigkeit ist auch die technische Einbindung des *Kraftwerkes* in den entsprechenden Regelkreis des *Leistungs-Frequenz-Reglers* des *Regelzonenführers* Voraussetzung) und Einrichtungen zum Nachweis der Leistungserbringung besitzen, kann *Regelleistung* anbieten. Die Vorhaltung der *Sekundärregelreserve* und der *Minutenreserve* muss durch den *Regelzonenführer* im Ausmaß der Vorgaben des Operation Handbook der UCTE [U1] in der eigenen *Regelzone* bzw. im eigenen *Regelblock* erfolgen.

Die technischen Kenngrößen, die ein *Kraftwerksblock* für die Teilnahme an der *Sekundärregelung* einhalten muss, werden in Präqualifikationsunterlagen des *Regelzonenführers* auf Basis des Operation Handbook der UCTE festgelegt.

3.2.3 Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung

Die *Spannungshaltung* ist eine Grundvoraussetzung für einen ordnungsgemäßen Netzbetrieb, sowohl im Hinblick auf die Forderung der *Verbraucher* nach einer den Normen entsprechenden *Spannungsqualität* bei der Lieferung elektrischer Energie, als auch zur Einhaltung vielfältiger technischer Bedingungen des *Netzes* und der *Kraftwerke* wie z.B. Übertragungsvermögen, *Stabilität*, Isolationsbemessung, Netzschutzfunktionen.

Jeder *Netzbetreiber* ist für die *Spannungshaltung* und damit für die Koordination der an der *Spannungshaltung* beteiligten Partner – Netz, *Netzbenutzer* und im *Verbundbetrieb* auch die Randbereiche der Nachbarnetze – verantwortlich.

Für die *Übergabestellen* zwischen verschiedenen *Netzen* und zwischen *Netzen* und Anlagen der *Netzbenutzer* sind Mindestanforderungen betreffend *Spannungshaltung* und Blindleistungsaustausch gegenseitig abzustimmen und zu vereinbaren. Dabei sind *Grenzwerte* für die Spannung sowie Art und Umfang des Blindleistungsaustausches und die Verfahrensweise bei allfälligen Verletzungen dieser *Grenzwerte* festzulegen.

Dem *Netzbetreiber* obliegt es, den Blindleistungshaushalt seiner Netzanlagen (Leitungen und Transformatoren) auszugleichen. Dazu muss er Möglichkeiten zur Kompensation sowohl mittels eigener netzbetrieblicher Maßnahmen (statisch, dynamisch) bzw. im Rahmen der Verpflichtungen von *Kraftwerken* (Kapitel 5.4.7), als auch gegebenenfalls mittels Verträgen mit anderen *Netzbenutzern* in geeignetem Umfang und mit geeigneter Charakteristik (schaltbar/regelbar) vorhalten, sodass die Einhaltung der vereinbarten *Grenzwerte* bzw. Betriebsspannungsbänder ausreichend sichergestellt werden kann.

Jede *Erzeugungseinheit* muss die Anforderungen hinsichtlich Blindleistungsabgabe gemäß Kapitel 6.4.7 erfüllen. Der *Netzbetreiber* ist berechtigt, den *Kraftwerken* die Erzeugung bzw. Aufnahme von *Blindleistung* gemäß Bild 6.3 (Grundanforderungen) unter Berücksichtigung der im Netzzugangsvertrag getroffenen Vereinbarungen anzuordnen wobei in künftigen Netzzugangsverträgen zumindest einer der drei gemäß Bild 6.3 angegebenen Bereiche vereinbart werden muss. Darüber hinaus können zwischen *Netzbetreibern* und *Kraftwerken* Vereinbarungen über zusätzliche Lieferung oder zusätzlichen Bezug von *Blindleistung* getroffen werden.

3.2.4 Aufrechterhaltung der Spannungsqualität

Für die Einhaltung der zulässigen Spannungshöhen sorgen alle *Netzbetreiber* im Rahmen der Erfüllung des Systemdienstes "*Spannungshaltung*".

Ein *Netzbetreiber* muss alle Verursacher² von möglichen *Netzurückwirkungen*, d. h. alle *Netzbewutzer*, dazu verpflichten, ihre *Netze* und Anlagen so zu gestalten und zu betreiben, dass überall im *Netz* die übrigen in der ÖVE/ÖNORM EN 50160 [5] beschriebenen Merkmale der *Spannungsqualität* eingehalten werden können.

Um dies sicherstellen zu können, muss der *Netzbetreiber* entsprechende Grenzwerte für Störemissionen (siehe auch Kapitel 6.2.4.4) festlegen und mit den *Netzbewutzern* vereinbaren, deren Einhaltung im Anlassfall überprüfen und im Fall einer Nichteinhaltung einfordern.

3.2.5 Versorgungswiederaufnahme

Der *Netzbetreiber* ist im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Systembetrieb und dessen rasche Wiederherstellung nach *Großstörungen* in Zusammenarbeit mit seinen benachbarten *Netzbetreibern* verpflichtet, entsprechende Konzepte für präventive und operative Maßnahmen zu erstellen.

Die Erbringer von präventiven Leistungen (z.B. vertragliche Sicherung der schwarzstartfähigen Kraftwerke) zur *Versorgungswiederaufnahme* können der *Netzbetreiber* selbst, *Erzeugungsanlagen*, angrenzende oder unterlagerte *Netze* sein. Je nach erforderlicher Maßnahme müssen die Erbringer technischer Maßnahmen zur *Versorgungswiederaufnahme* die Wirksamkeit ihrer Einrichtungen gegenüber dem *Netzbetreiber* nachweisen.

Für den Systemdienst "*Versorgungswiederaufnahme*" kontrahiert der *Netzbetreiber* gemäß Kapitel 6.4.11 von anderen *Netzbetreibern* und *Netzbewutzern* das Recht, auf *Inselbetriebsfähigkeit* und *Schwarzstartfähigkeit* der jeweiligen Anlagen zurückzugreifen.

3.2.6 Betriebsführung

Die zentralen Aufgaben der *Betriebsführung* werden einer dem *Netzbetreiber* zugeordneten betriebsführenden Stelle übertragen.

² Verursacher von *Netzurückwirkungen* sind im Wesentlichen alle Verbraucher mit ihren elektrischen Einrichtungen, aber nur im unwesentlichen Ausmaß *Kraftwerke* mit Synchrongeneratoren.

Zu den wichtigsten Aufgaben der *Betriebsführung* aller Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV gehören die Netzüberwachung, die Anweisung und Durchführung von Schalthandlungen, die Durchführung einer *Spannungs-Blindleistungs-Regelung*, die Überwachung der Übergabestellen und die Sicherstellung der Netzsicherheit inklusive *Lastprognose* und *Engpassmanagement* (Kapitel 5.2.6).

Für einen *Regelzonenführer* kommt bei der *Betriebsführung* zusätzlich die Aufgabe der Durchführung einer *Leistungs-Frequenz-Regelung* und der dadurch bedingte bedarfsgerechte Abruf von Kraftwerksleistung für die *Sekundärregelung* und die *Minutenreserve*, sowie für einen *Regelblockführer* die Koordination der Verbundabrechnung hinzu (Kapitel 3.2.8).

3.2.7 Austauschprogramme und Verbundabrechnung

Für die Erstellung eines *Austauschprogramms* einer *Regelzone* werden alle *Regelzonen* überschreitende *Fahrplanwerte* summiert.

Regelzonen überschreitende *Fahrpläne* müssen dem *Regelzonenführer* rechtzeitig gemäß den entsprechenden Marktregeln bekannt gegeben werden, damit die Zusammenstellung der *Austauschprogramme* und deren Abgleich mit allen betroffenen Partnern durch die *Regelzonenführer* erfolgen kann.

Abänderungen von *Austauschprogrammen* während des laufenden Tages bzw. für die laufende Abrechnungsperiode sind nur gemäß den entsprechenden Marktregeln bzw. den geltenden Regeln im UCTE Operational Handbook [U1] zulässig.

Die *Verbundabrechnung* setzt im Wesentlichen voraus

- die Erstellung sowie den Abgleich der *Austauschprogramme* und
- den Unterhalt der Energiemesseinrichtungen an den Übergabestellen einer *Regelzone* oder eines *Regelblockes*, die Zusammenfassung und Überprüfung dieser dort erfassten Energiemessdaten, sowie den Datenaustausch und Datenabgleich zwischen den Partnern.

3.2.8 Koordination der Verbundabrechnung

Die in jeder *Regelzone* installierte *Leistungs-Frequenz-Regelung (LFR)* ist die Voraussetzung für die Einhaltung der vereinbarten *Austauschprogramme* und der Frequenz im UCTE-Netz.

Die *Austauschprogramme* zwischen den *Regelzonen* sind durch die *LFR* allerdings systembedingt nicht ohne Abweichungen realisierbar und führen zu einem *ungewollten Austausch*.

Die Koordination der Verbundabrechnung des Energieaustausches zwischen den Partnern erfüllt in erster Linie die Funktion, einen geeigneten Ausgleich für den sich beim Energieaustausch zwischen den Verbundpartnern ergebenden *ungewollten Austausch* vorzunehmen.

Der *ungewollte Austausch* wird innerhalb von UCTE in Echtzeit erfasst und nach einem vereinbarten Verfahren [U1] wieder physikalisch ausgeglichen (Kompensationsprogramm). Dabei gelten folgende Regeln:

- Die *Austauschprogramme* werden vorher zwischen den Partnern abgesprochen, koordiniert und abgeglichen.
- Alle *Austauschprogramme* werden innerhalb UCTE für die geltende vereinbarte Abrechnungsperiode mit konstanter Leistung vereinbart.
- Die Soll-Übergabewerte der einzelnen *Regelzonen* werden aus der entsprechenden Summe aller *Austauschprogramme* gebildet.
- Die Erfassung des tatsächlichen Energieaustausches zwischen den *Regelzonen* erfolgt an den physikalischen *Übergabestellen* zwischen den *Regelzonen* mittels *Energiezähler* in Echtzeit. Die Zählerstände werden am Ende der Abrechnungsperiode automatisch gebildet. Die erfassten Zählwerte müssen von den betroffenen Partnern bestätigt werden, bevor sie in das Abrechnungsverfahren einbezogen werden.

Die Koordination der Verbundabrechnung gegenüber den anderen Partnern bei UCTE übernimmt der *Regelblockführer* für alle in seinem *Regelblock* zusammengefassten *Regelzonen*.

Die Koordination der Verbundabrechnung bei UCTE umfasst neben der Handhabung der im Absatz 4 genannten Regeln unter anderem auch die Prüfung der Konsistenz und Bestätigung der einzelnen *Austauschprogramme* in der Planungsphase, die Berücksichtigung aktueller Änderungen sowie die Nachkontrolle, die Erfassung der Zählerstände in Echtzeit an den *Übergabestellen* zwischen den *Regelblöcken* bzw. die Berechnung des ungewollten Austausches und der Kompensationsprogramme für die einzelnen Partner.

Die Koordination der Verbundabrechnung zwischen den *Regelblöcken* wird derzeit in zwei Gruppen innerhalb UCTE vorgenommen, den Abrechnungsblöcken Nord und Süd (Details siehe [U4]).

Die detaillierten technischen Grundlagen und der organisatorische Ablauf dieser Vorgänge innerhalb der UCTE sind in den betreffenden Regeln des Operation Handbook der UCTE [U4], [U5] beschrieben.

4 Netzausbau

4.1 Aufgaben der Ausbauplanung

Der *Netzbetreiber* muss seine Ausbauplanung darauf ausrichten, dass er für die vereinbarten bzw. prognostizierten Übertragungsaufgaben unter Berücksichtigung von *Lastprognosen* ein ausreichend bemessenes *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* vorhält, das einen sicheren und zuverlässigen Betrieb mit einer den Normen entsprechenden *Spannungsqualität* ermöglicht.

Die Ausbauplanung von *Netzen* mit einer Nennspannung ≥ 110 kV erfolgt anhand des *(n-1)-Kriteriums*.

Der *Netzbetreiber* trägt Verantwortung dafür, dass die zum Ausbau seines *Netzes* notwendigen öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren eingeleitet und die baulichen Maßnahmen nach erteilter Genehmigung durchgeführt werden.

Die *Netzbetreiber* stimmen ihre Netzplanung und ihren Netzausbau im Bereich der *Übergabestellen* zwischen ihren *Netzen mit Nennspannung ≥ 110 kV* untereinander ab. Dabei muss im Rahmen der Netzplanung der Nachweis der Einhaltung aller Netzsicherheitskriterien einschließlich *Spannungshaltung* und Blindleistungshaushalt für relevante Belastungs- und Schaltzustände erbracht werden. Hierfür müssen Informationen über den Bedarf von *Wirk- und Blindleistung* an den *Übergabestellen* zur Beurteilung des Blindleistungshaushaltes zu kritischen Zeitpunkten und bei charakteristischen Schaltzuständen zur Verfügung gestellt werden.

Werden durch den Anschluss von *Netzbenutzern* auch die *Netze* anderer *Netzbetreiber* beeinflusst, stimmen die jeweiligen *Netzbetreiber* das Vorgehen und allenfalls zu treffende Maßnahmen untereinander ab.

Zur Durchführung der Planung erstellen die *Netzbetreiber* geeignete, gemeinsame Planungsnetzmodelle, welche allen *Netzbetreibern* zur Verfügung stehen. Diese Planungsnetzmodelle umfassen die *Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV* sämtlicher *Netzbetreiber* Österreichs und geeignete Netznachbildungen des ausländischen Nah- und Fernbereichs und werden für einheitliche künftige Bezugszeitpunkte gemeinsam festgelegt und zusammengestellt. Die *Netzbetreiber* stellen hierfür geeignete Daten zur Verfügung.

4.2 Das (n-1)-Kriterium in der Ausbauplanung

Nachfolgend werden Mindestkriterien für die Anwendung des *(n-1)-Kriteriums* zur Bemessung der Netzreserve und zur Bestimmung der zulässigen Netzlast definiert. Diese Kriterien stellen in gleicher Weise den technischen Beurteilungsrahmen für die Ermittlung des Anschlusskonzeptes für Anlagen von *Netzbenutzer* gemäß Kapitel 6 und für den Netzausbau der *Netzbetreiber* dar.

Auslastungen von Betriebsmitteln, Schutzkonzepte und allfällige Stabilitätsfragen werden wie andere Netztechnische Fragen unter Berücksichtigung des *(n-1)-Kriteriums* untersucht.

Zur Beurteilung der *(n-1)-Sicherheit* in einem Netzbereich wird das *(n-1)-Kriterium* für relevante Zeitbereiche mit dem jeweils dort zu erwartenden Kraftwerkseinsatz angewandt. Als relevante Zeitbereiche gelten z. B. Stark- und Schwachlastzeiten.

Lässt sich das *(n-1)-Kriterium* mit den eigenen Übertragungskapazitäten nicht erfüllen, prüfen die benachbarten *Netzbetreiber* die Netzsicherheit unter Berücksichtigung der betroffenen, benachbarten Netze.

Um bei geplanten Abschaltungen von Netzkomponenten den Netzbetrieb mit angemessener Sicherheit aufrechtzuerhalten, kann der *Netzbetreiber* mit den *Kraftwerksbetreibern* eine vorübergehende Abänderung des Kraftwerkseinsatzes vereinbaren.

4.3 Stabilität in Netzen

4.3.1 Allgemeine Erläuterungen zur Stabilität

Ein stabiler Synchronbetrieb der *Erzeugungseinheiten* ist Voraussetzung für einen sicheren und zuverlässigen *Verbundbetrieb* sowie für eine sichere und zuverlässige Netznutzung durch Kunden. Das dynamische Verhalten eines *elektrischen Systems* resultiert aus den physikalischen Wechselwirkungen von *Erzeugungseinheiten*, Netzen mit Nennspannung ≥ 110 kV und *Verbrauchern* mit ihren jeweiligen Regeleinrichtungen und kann in seiner Gesamtheit nur durch den *Netzbetreiber* beurteilt werden. Es ist daher erforderlich, dass der *Netzbetreiber* über eine genaue Kenntnis des dynamischen Verhaltens der an sein Netz angeschlossenen bzw. anzuschließenden Anlagen verfügt. Der *Netzbetreiber* stellt die dafür notwendigen Daten dem (den) *Netzbetreiber(n)* auf Anfrage bereit.

Ein stabiler Betrieb muss für alle betrieblich relevanten Zustände durch geeignete Bemessung bzw. Parametrierung der primär- und sekundärtechnischen Einrichtungen in *Kraftwerken*, in den Netzen und bei den *Verbrauchern* sichergestellt werden. Bei der Beurteilung der *Stabilität* und der resultierenden Netztechnischen Anforderungen ist zwischen der *statischen* und *transienten Stabilität* zu unterscheiden. Dies gilt sowohl für die lokale *Stabilität* von *Erzeugungseinheiten* als auch für die überregionale Netzstabilität.

Im Falle einer wesentlichen Änderung technischer oder betrieblicher Parameter der Anlagen von *Netzbetreibern* oder im Falle eines Neuanschlusses gibt der *Netzbetreiber* die zur Aufrechterhaltung der *Stabilität* notwendigen Maßnahmen vor. Die am Netz angeschlossenen *Erzeugungseinheiten* müssen hierzu den technischen Mindestanforderungen nach Kapitel 6 entsprechen.

Im Falle *wesentlicher Änderungen* technischer Parameter in einem Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV sind vorab gemeinsam durch die *Netzbetreiber* Stabilitätsuntersuchungen durchzuführen und die zur Sicherstellung der *Stabilität* notwendigen Maßnahmen festzulegen.

4.3.2 Spezielle Anforderungen aus Sicht der statischen Stabilität

Statische Stabilität ist eine notwendige Voraussetzung für einen dauerhaft stationären Betrieb eines *elektrischen Systems* und muss zu jedem Zeitpunkt und in jedem Betriebspunkt sichergestellt sein.

Im Rahmen der Netzauslegung muss die Einhaltung der *statischen Stabilität* an der Übergabestelle zwischen *Kraftwerk* und *Netz* durch den *Netzbetreiber* in Abstimmung mit dem *Kraftwerksbetreiber* auch bei minimaler Netzkurzschlussleistung (gem. Kapitel 6.4.8) punktuell rechnerisch nachgewiesen werden.

Vom *Netzbetreiber* ist zu prüfen, ob der Bezug oder die Lieferung von Leistung durch einen *Netzbenutzer* ohne Gefährdung der überregionalen *statischen Stabilität* möglich oder eine Einschränkung notwendig ist.

Der *Netzbetreiber* ist berechtigt, die erforderlichen Daten für die Beurteilung der Stabilität des *Netzes* von den *Netzbenutzern* zu verlangen.

Der *Netzbetreiber* vereinbart mit den *Netzbenutzern* die Betriebsweise der jeweiligen Anlagen. *Netzbenutzer* haben die erforderlichen Maßnahmen in ihrem Bereich selbst zu setzen.

4.3.3 Spezielle Anforderungen aus Sicht der transienten Stabilität

Der Geltungsbereich von speziellen Anforderungen aus Sicht der transienten Stabilität beschränkt sich auf Synchrongeneratoren.

Im Rahmen der Auslegung von stabilitätsrelevanten Netz- und Erzeugungssystemkenngrößen ist darauf zu achten, dass bei *kraftwerksnahen Kurzschlüssen*, Leitungsabschaltungen und Lastsprüngen die Stabilitätsgrenze nicht überschritten wird, sodass die Maschine möglichst ohne Außertrittfall und Trennung vom Netz wieder in einen stationären Betriebspunkt einschwingt.

Ist das Durchschlüpfen einer *Erzeugungseinheit* nach *Kurzschlüssen* im *Netz* nicht vermeidbar, muss diese zur Vermeidung gefährdender Auswirkungen auf den allgemeinen Netz- und *Kraftwerksbetrieb* durch den Generatorschutz (z. B. Polschlupfschutz, Kraftwerks-Entkupplungsschutz) vom *Netz* getrennt werden. Die während dieser dynamischen Vorgänge auftretenden Auswirkungen auf das *Netz* müssen verkräftet werden.

4.4 Änderungen in Netzen mit Nennspannung ≥ 110 kV

Wirkt sich eine Änderung (z.B. Anschluss von Anlagen zusätzlicher *Netzbenutzer*) in einem *Netz* eines *Netzbetreibers* auf *Netze* anderer *Netzbetreiber* und/oder auf Anlagen von *Netzbenutzern* aus, so prüfen die betroffenen Partner gemeinsam die Auswirkungen sowie die

Tolerierbarkeit einer Änderung auf die Netzsicherheit und legen die erforderlichenfalls zu treffenden Maßnahmen fest. Gegebenenfalls kann ein Partner bei nichttolerierbaren Änderungen seine Zustimmung von der Durchführung entsprechender Maßnahmen abhängig machen. Für derartige Maßnahmen müssen vertragliche Vereinbarungen getroffen werden.

5 Betriebsplanung und Betriebsführung

5.1 Betriebsplanung

5.1.1 Aufgaben der Betriebsplanung

Die Betriebsplanung stellt sicher, dass kurz- und mittelfristig anstehende Ereignisse, wie Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an Betriebsmitteln und Geräten, Baumaßnahmen im Netz usw. durch Einplanung in das tägliche Betriebsgeschehen durch die *Betriebsführung* sicher beherrscht werden.

5.1.2 Betriebsplanung in Netzen mit einer Nennspannung ≥ 110 kV

Der *Netzbetreiber* muss im Rahmen der Betriebsplanung den Betrieb seines *Netzes* nach dem *(n-1)-Kriterium* so gestalten, dass bei einem einfachen *Ausfall* von Betriebsmitteln keine Auswirkungen auftreten wie sie in TOR Teil A unter der Begriffserklärung "*(n-1)-Kriterium*" beschrieben sind. Geprüft werden sämtliche netztechnischen Fragestellungen, insbesondere die bereitzustellenden Systemdienste (z. B. *Spannungshaltung* einschließlich Blindleistungsbereitstellung), die Auslastung der Betriebsmittel und bei Bedarf Stabilitätsfragen.

Von einem *(n-1)-sicheren* Betrieb kann vorübergehend und für eine begrenzte Zeit abgewichen werden, wenn dies für betriebliche Arbeiten und Netzbauten erforderlich ist.

Bei geplanten Abschaltungen können zur Aufrechterhaltung der *(n-1)-Sicherheit* veränderte Kraftwerkseinsätze bzw. Fahrplanänderungen erforderlich sein, wie im Kapitel 5.2.6 dargestellt.

Zur Festlegung des jeweils zugrunde zu legenden Kraftwerkseinsatzes stimmen der *Netzbetreiber* und die *Kraftwerksbetreiber* ihre Revisionsprogramme zumindest einmal jährlich ab.

5.2 Betriebsführung

5.2.1 Aufgaben der Betriebsführung

Die *Betriebsführung* folgt im Rahmen ihrer Aufgaben (z.B. Überwachung, Steuerung) im Allgemeinen den Vorgaben der Betriebsplanung und trägt auf Basis kontinuierlicher Netzsicherheitsbetrachtungen dafür Sorge, dass Störungen mit den augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln in ihren Auswirkungen beherrscht bzw. begrenzt werden.

5.2.2 Koordination der Betriebsführung mit Anlagen von Netzbenutzern und anderen Netzbetreibern

Zur Ermöglichung einer reibungslosen *Betriebsführung* ist zwischen dem *Netzbetreiber* und dem *Netzbenutzer* bzw. zwischen *Netzbetreibern* eine *Betriebsführungsvereinbarung* abzuschließen. Diese *Betriebsführungsvereinbarung* hat mindestens folgende Punkte zu umfassen:

- Benennung der verantwortlichen Ansprechpartner für den Betrieb und den Schaltdienst,
- Abwicklung des Schaltdienstes,
- anzuwendende Sicherheitsbestimmungen,
- Einräumung erforderlicher Zutrittsberechtigungen.

Umfang und Intervalle wiederkehrender Prüfungen von bestimmten Betriebsmitteln eines *Netzbenutzers* können vertraglich vereinbart werden. Als Mindestumfang sind wiederkehrende Prüfungen an entsprechend vereinbarten Schutzeinrichtungen festzulegen. Für bestimmte Eigenschaften von Einrichtungen in Anlagen eines *Netzbenutzers*, die während des Betriebes nicht überprüfbar sind, können auch spezielle wiederkehrende Prüfungen vereinbart werden.

5.2.3 Koordinierung von Schalthandlungen

Die Grundsätze für die Abwicklung von Schalthandlungen an Netzkupplstellen zwischen *Netzbetreiber* und *Netzbenutzer* sind in einer *Betriebsführungsvereinbarung* festzuhalten. Die operativen Schaltungen an den Netzkupplstellen werden durch den *Netzbetreiber* koordiniert bzw. freigegeben.

Voraussetzung für eine Durchführung von Schalthandlungen durch den *Netzbenutzer* sind entsprechend geschulte und autorisierte Schaltungsberechtigte.

Erfolgt eine generelle Freigabe für Zuschaltungen von Anlagen durch *Netzbenutzer* seitens des *Netzbetreibers*, so ist folgendermaßen vorzugehen:

Für eine manuelle oder automatisierte Zuschaltung von *Anlagen* von *Netzbenutzern* an das Netz muss z. B.

- die Freigabe für eine zu benützende Sammelschiene vorliegen,
- die Spannung auf dieser Sammelschiene vorhanden sein
- die Frequenz innerhalb eines vereinbarten Frequenzbandes liegen
- die Leistungsaufnahme oder -abgabe des Netzes (z. B. kein *Engpass* im Netz) ausreichend sein
- die Netzzuverlässigkeit bezüglich der Betriebsweise gegeben sein.

Detaillierte Anforderungen wie z.B. Ablauf einer Wartezeit, das Eintreffen eines Freigabesignals bzw. Leistungsbeschränkungen seitens des *Netzbetreibers* für eine Zuschaltung können schriftlich vereinbart werden.

Parallelschaltungen von *Netzen* verschiedener *Netzbetreiber* müssen zwischen betroffenen *Netzbetreibern* koordiniert und gegenseitig abgesprochen werden.

5.2.4 Normalbetrieb

Im *Normalbetrieb* müssen alle vom *Netzbetreiber* unter Berücksichtigung der relevanten Standards und Normen festgelegten *Grenzwerte* und Bedingungen eingehalten werden, einschließlich:

- minimal und maximal zulässige Spannungen, maximal zulässige Ströme auf den Netzbetriebsmitteln, etc.,

- Einstellung eines möglichst ausgeglichenen, im allgemeinen hohen Spannungsniveaus im Netz zwecks Reduzierung der Übertragungsverluste und Verbesserung der *Stabilität*,
- Einhaltung der Löschbedingungen in Netzen mit induktiver Sternpunktterdung durch Zu- bzw. Abschaltung sowie Regelung von Löschspulen durch den *Netzbetreiber* in seinem *Zuständigkeitsbereich*,
- Einhaltung der vereinbarten Höhe des Erdkurzschlussstromes in starr geerdeten Netzen durch geeignete Auswahl der zu erdenden Transformatorsternpunkte nach Vorgabe des *Netzbetreibers* .

Die betriebliche Ab- und Zuschaltung wichtiger Betriebsmittel des Netzes und von *Erzeugungseinheiten* ist zwischen dem *Netzbetreiber* und den betroffenen *Netzbennutzern* gegebenenfalls abzustimmen, wie im Abschnitt 5.2.3 dargestellt.

Wenn von einem *Netzbetreiber* eine Spannungs-Blindleistungs-Optimierung (U/Q-Optimierung) eingesetzt wird, in die auch Informationen aus unterlagerten oder spannungsgleichen, benachbarten Netzen von *Netzbennutzern* einbezogen werden, muss an den einzelnen Übergabestellen eine Abstimmung erfolgen.

Der *Netzbetreiber* ergreift Maßnahmen oder vereinbart vertraglich Maßnahmen, um einer unzulässig sinkenden oder steigenden Spannung entgegenwirken zu können, wobei die Vorgaben des Teiles E der TOR zu berücksichtigen sind. Gegebenenfalls sind hierzu im eigenen Netz sowie im benachbarten, spannungsgleichen bzw. unterlagerten Netz vertragliche Regelungen erforderlich. Entsprechende Handlungsanweisungen durch den *Netzbetreiber* sind unverzüglich umzusetzen. Diese betreffen, wenn die technischen Voraussetzungen vorliegen:

- Sicherstellung regionaler/lokaler Blindleistungsreserve.
- Betrieb von Kompensationseinrichtungen (z. B. Kompensationsdrosselspulen, Kondensatorbatterien),
- Stufung von Transformatoren ,
- Blindleistungsbereitstellung aus *Erzeugungseinheiten* und Phasenschiebern übererregt bzw. untererregt,
- Schalten von Leitungen,
- Abschalten oder Zuschalten von entsprechend vertraglich vereinbarten Lasten. (z. B. des Pumpbetriebes von Pumpspeicherkraftwerken)

Der *Netzbetreiber* berücksichtigt den Aspekt, ob die für die ordnungsgemäße Funktion der Schutzeinrichtungen erforderliche Netzkurzschlussleistung in seinem Zuständigkeitsbereich vorhanden ist. (siehe auch Abschnitt 6.4.8).

5.2.5 Störungsbehafteter Netzbetrieb

Betriebszustände, die vom *Normalbetrieb* abweichen, sind dem *störungsbehafteten Netzbetrieb* zuzuordnen. Im Rahmen des Störungsmanagements hat der *Netzbetreiber* die Pflicht und daher auch das Recht, die technisch erforderlichen Maßnahmen zur Gewährleistung des sicheren Betriebes gemäß den geltenden Gesetzen und dem *Stand der Technik* zur Verhinderung einer Störungsausweitung bzw. zur effizienten *Versorgungswiederaufnahme* zu ergreifen. Diese Maßnahmen können vorübergehend zu unterschiedlichen Versorgungszuständen, einschließlich Abschaltung, der *Netzbenuzer* führen.

Der *Netzbetreiber* ist verpflichtet in Abstimmung mit den *Kraftwerksbetreibern* und den anderen *Netzbetreibern* in seinem *Zuständigkeitsbereich* bzw. in der von ihm betriebenen *Regelzone* einen Maßnahmenkatalog für das Störungsmanagement zu erstellen und dafür zu sorgen, dass es eine ausreichende Anzahl von *Erzeugungseinheiten* gibt, die *inselbetriebs-* und *schwarzstartfähig* sind. Weiters sorgt der *Netzbetreiber* dafür, dass er aus der Änderung von Zustandsgrößen – ergänzt durch geeignete Signalisierung von Zustandsveränderungen aus eigenen Anlagen und Anlagen der *Netzbenuzer* – den Eintritt und das Ausmaß von Störungen erkennen kann, um daraus Maßnahmen für deren Behebung oder die Begrenzung ihrer Auswirkungen abzuleiten. Zu den Informationen, die durch die *Netzbenuzer* an den *Netzbetreiber* zur schnellen und sicheren Zustandserkennung übergeben werden müssen, zählen:

- ausgewählte Schalterstellungsmeldungen,
- ausgewählte Messwerte (z. B. Strom, Spannung, *Wirk- und Blindleistung*, Frequenz),
- ausgewählte Warn- und Zustandsmeldungen (z.B. Schalterfall, *automatische Wiedereinschaltung*),
- ausgewählte Schutzinformationen.

Liegen nach der Durchführung von korrektiven Maßnahmen durch die *Betriebsführung Grenzwertverletzungen* bezüglich Netzbetriebsgrößen (z. B. Spannung, *Kurzschlussleistung*) oder Betriebsmittelbeanspruchungen (z. B. Strombelastung) weiterhin vor oder besteht die Gefahr einer Störungsausweitung, so kann der *Netzbetreiber* zum Zwecke eines sicheren

Systembetriebes bzw. des schnelleren Wiederaufbaus des gestörten *Netzes* eine Abschaltung jener Anlagenteile, von denen eine Störungsausweitung ausgehen kann, veranlassen.

Erforderlichenfalls muss Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz genommen werden, um *Engpässe* im Betrieb zu beseitigen.

Zum Netzwiederaufbau und zur Wiederaufnahme der Versorgung nach einem Inselbetrieb oder einer Großstörung sind zwischen *Netzbetreiber* und den *Netzbenutzern* entsprechende Maßnahmen festzulegen und in Netzwiederaufbauplänen zu koordinieren.

5.2.6 Engpassmanagement, Maßnahmen zur Engpassbeseitigung

Netzbetreiber sind im Rahmen ihrer Möglichkeiten verpflichtet, *Netzengpässe* zu erkennen, Abhilfemaßnahmen zu planen und zu ergreifen, sowie aufgetretene *Engpässe* mit den ihnen zur Verfügung stehenden technischen und organisatorischen Mitteln zu beseitigen.

Kurzfristig, z. B. aufgrund von Störungen, aufgetretene *Engpässe* können unter anderem durch

- betriebliche Schaltmaßnahmen,
- spezielle automatisch wirksam werdende Schutzmaßnahmen wie Sollbruchstellen und
- Lastabschaltungen (siehe auch TOR, Teil E)

direkt vom *Netzbetreiber* beeinflusst werden, um *Grenzwertüberschreitungen* von Betriebsmitteln zu beseitigen.

Lassen sich *Grenzwertüberschreitungen* von Betriebsmitteln bzw. die *(n-1)- Sicherheit* durch obige Maßnahmen eines *Netzbetreiber* nach einem Störfall nicht wiederherstellen oder werden in der *Betriebsplanungsphase* Engpässe erkannt, müssen zusätzliche Maßnahmen zur Netzsicherheit ergriffen werden. Dazu zählen z. B. Anweisungen zur Erzeugungsänderung im *Zuständigkeitsbereich* des *Netzbetreibers* selbst, Anpassung von Revisionsplänen, wie auch Abänderungen von *Regelzonen* überschreitenden *Fahrplänen*.

Zur Beseitigung von *Engpässen* durch *Ringflüsse* ist die Zusammenarbeit mit angrenzenden *Regelzonenführern* notwendig. Solche *Engpässe* können nur durch koordinierte Maßnahmen zwischen den betroffenen *Netzbetreibern* beseitigt werden. Dazu zählen z. B. koordinierte Netzumschaltungen im UCTE-*VerbundNetz*, Abänderungen von *Regelzonen* überschreiten-

den Fahrplänen und Anpassung von Revisionsplänen. Die Maßnahmen haben die Festlegungen des Operation Handbook der UCTE [U1] zu berücksichtigen.

Bei erkennbaren Stabilitätsproblemen in *Netzen mit Nennspannung ≥ 110 kV* sind die verursachenden Energietransporte nach Prüfung durch die betroffenen *Netzbetreiber* entsprechend einzuschränken.

Mittel- und längerfristig auftretende *Engpässe* durch Störungen, Revisionsarbeiten oder Reparaturarbeiten werden durch den betroffenen *Netzbetreiber* geeignet veröffentlicht. Dem *Netzbetreiber* obliegt es, den *Engpass* zu beschreiben und zu begründen.

Insbesondere an allen Netzkuppelstellen zu anderen *Netzbetreibern* und *Netzbenutzern* sind *Netzengpässe* gemeinsam mit den betroffenen *Netzbetreibern* und *Netzbenutzern* zu untersuchen und mögliche Maßnahmen zur Vermeidung dieser zu erarbeiten.

5.2.7 Maßnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von Großstörungen bzw. zur Verminderung ihrer Auswirkungen

Maßnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von Großstörungen bzw. zur Verminderung ihrer Auswirkungen sind im Teil E der TOR behandelt.

5.3 Versorgungswiederaufbau

Jeder *Netzbetreiber* vereinbart mit den Kraftwerksbetreibern, den benachbarten bzw. übergeordneten *Netzbetreibern* ein Netzwiederaufbaukonzept.

6 Netzanschluss

6.1 Allgemein

Netzanschlüsse werden entsprechend den nachstehenden technischen Anforderungen für den Anschluss von Anlagen eines *Netzbenutzers* an ein *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* ausgeführt. Damit wird ein sicherer und zuverlässiger Betrieb des *Netzes mit Nennspannung ≥ 110 kV* gewährleistet und allen *Netzbenutzern* ein diskriminierungsfreier Zugang zum *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* ermöglicht. Weiters sollen unzulässige Rückwirkungen vermieden werden, die über das elektrische *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* von einem *Netzbenutzer* auf andere *Netzbenutzer* übertragen werden.

Bei *wesentlichen Änderungen* der Anlagen bzw. Änderung der Betriebsweise werden zwischen den betroffenen Partnern entsprechende Vereinbarungen bezüglich der zu realisierenden Maßnahmen getroffen.

Die technischen Anforderungen beziehen sich in erster Linie auf die Netzkuppelstelle(n) der *Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV* zu den Anlagen der *Netzbenutzer*. Darüber hinaus können auch im übrigen Netz-/Anlagenbereich der *Netzbenutzer* weitere technische Maßnahmen zu setzen und sonstige Spielregeln einzuhalten sein. Der erforderliche Umfang dieser Maßnahmen wird – ausgerichtet auf zu vermeidende (unzulässige) Rückwirkungen auf andere *Netzbenutzer* sowie im Interesse der Sicherheit und Zuverlässigkeit der *Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV* – gemeinsam festgelegt.

Alle technischen Einrichtungen zum Anschluss einer Anlage an ein *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* müssen den zum Zeitpunkt der Errichtung anerkannten Regeln der Technik entsprechen und hinsichtlich ihrer Auslegung mit den anderen Einrichtungen im Netz des *Netzbetreibers* koordiniert werden.

Im Falle von Änderungen der Betriebsbedingungen eines *Netzes mit Nennspannung ≥ 110 kV*, die zu einer nicht auslegungskonformen Belastung einer Anlage eines *Netzbenutzers* führen würden, z. B. Erhöhung der *Kurzschlussleistung*, muss der *Netzbenutzer* seine Anlagen entsprechend ertüchtigen.

Derartige geplante Änderungen werden den *Netzbenutzern* rechtzeitig bekannt gegeben.

Für die Ertüchtigung von Anlagen ist grundsätzlich der Anlageneigentümer verantwortlich.

Der *Netzbenutzer* stellt dem *Netzbetreiber* alle zur Beurteilung des *Netzanschlusses* erforderlichen technischen Daten und Betriebsdaten zur Verfügung und wirkt bei der Findung technischer Lösungen partnerschaftlich mit.

Der *Netzbetreiber* eines *Netzes mit Nennspannung ≥ 110 kV* unterbreitet dem *Netzbenutzer* vor Errichtung eines Neuanschlusses oder für die Erweiterung eines bestehenden Anschlusses ein Angebot zum *Netzanschlusskonzept* und begründet es nachvollziehbar. In diesem Angebot werden beispielsweise folgende technische Daten und Betriebsinformationen festgelegt:

- *Netzanschlusskapazität*,
- Isolationskoordination,
- Schutzkonzept,
- maximale, charakteristische und minimale *Netzkurzschlussleistung*,
- Parallelschaltbedingungen,
- maximal zulässige Oberschwingungs- und Flickeremissionen,
- mindestens erforderliche Abschaltleistung der Schaltgeräte,
- Sternpunktbehandlung, erforderliche Löscheinrichtungen
- höchste und niedrigste Dauerbetriebsspannung; Dauer und Höhe kurzzeitiger Über- bzw. Unterschreitungen,
- Art und Umfang des Blindleistungsaustausches,
- allfällige Einbindung in das Konzept der Spannungsregelung,
- Beteiligung an der Erbringung von Netzdienstleistungen,
- Beteiligung an frequenz- und spannungsabhängigen Maßnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von *Großstörungen* bzw. zur Verminderung ihrer Auswirkungen,
- Mess-, Zähl- und Informationseinrichtungen.

6.2 Anforderungen an den Netzanschluss

Vor Errichtung eines Anschlusses an ein *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* ist der Abschluss eines Vertrages erforderlich.

Die konkrete örtliche Situierung und technische Ausführung des Anschlusses ist zwischen *Netzbetreiber* und *Netzbenutzer* zu vereinbaren.

Kann die geplante Erzeugungsleistung nicht zur Gänze über den vorgesehenen oder vorhandenen *Netzanschlusspunkt* in das öffentliche Netz eingespeist werden, so legt der *Netzbetreiber* die mögliche *Einspeiseleistung* fest. Darüber hinaus schlägt der *Netzbetreiber* technische Alternativen für die Einspeisung der Gesamtleistung vor.

Die Beurteilung von *Netzurückwirkungen* erfolgt am Verknüpfungspunkt (*siehe TOR Teil D2*).

6.2.1 Technische Anforderungen für die Auslegung

Spannungs- und Isolationspegel einzelner Geräte oder einer gesamten Schaltanlage müssen mit dem jeweiligen Spannungs- und Isolationspegel des *Netzes mit Nennspannung ≥ 110 kV* koordiniert sein. Dies gilt insbesondere für die Auslegung und Situierung von Überspannungsableitern. Die Koordination ist vom *Netzbetreiber* wahrzunehmen und mit dem *Netzbewerber* zu vereinbaren.

Die Sternpunktbehandlung in Anlagen der *Netzbewerber* wird von der Sternpunktbehandlung auf der gleichen Spannungsebene eines *Netzes mit Nennspannung ≥ 110 kV* vorgegeben. Es kann daher erforderlich sein, auch in den Anlagen des *Netzbewerbers* entsprechende technische Einrichtungen zur Erfüllung der Sternpunktbehandlung zu installieren und darüber entsprechende Vereinbarungen zu treffen. Davon betroffen sind z. B.:

- die Ausführung eines Transformators betreffend Schaltgruppe (z. B. Stern, Dreieck) auf der Oberspannungsseite,
- die Installation von Erdungstrennern bei Transformatorsternpunkten in *Netzen* mit wirksam geerdetem Sternpunkt,
- Auswahl und Anschluss von Erdschluss-Löschspulen in gelöschten 110-kV-*Netzen*.

Die maßgebliche maximale bzw. minimale *Kurzschlussleistung* wird von den in das *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* einspeisenden *Kraftwerken* und den Einspeisungen aus den mit diesem verbundenen *Netzen* sowie der Netzkonzeption (z. B. Maßnahmen zur Reduktion der *Kurzschlussleistung*, Vermaschungsgrad) bestimmt und vom *Netzbetreiber* bekannt gegeben.

Der Bewertung von *Netzurückwirkungen* aus den Anlagen eines *Netzbewerbers* und der Beurteilung ihrer Zulässigkeit ist die am Anschlussort aus dem *Netz* anstehende minimale *Kurz-*

schlussleistung zugrunde zu legen. Die Möglichkeit des Auftretens von Resonanzen ist zu beachten.

6.2.2 Technische Anforderungen für den Betrieb

Die betrieblichen Anforderungen betreffen die Themen:

- Parallelschaltbedingungen; siehe Absatz 2),
- höchste und niedrigste Dauerbetriebsspannung, Dauer und Höhe einer kurzzeitig erlaubten und zulässigen Über- oder Unterschreitung der Spannungswerte,
- Spannungsregelungskonzept (Arbeitsbereich, Genauigkeit, Schnelligkeit),
- Bereitstellung und Erbringung von Netzdienstleistungen, *Frequenzhaltung*, Art und Umfang des Blindleistungsaustausches,
- Störungsmanagement:
Verhalten bei Störungen, Netzwiederaufbaukonzept, *Frequenzhaltung*, *Spannungshaltung* gemäß TOR, Teil E,
- Schutzkonzept,
- Netzbelastung durch Einschaltstoßströme; siehe Absatz 3),
- Zulässige Netzurückwirkungen (Flicker, Oberschwingungen, Spannungssprünge, usw.); siehe Kapitel 6.2.4.4,
- Mess-, Zähl- und Informationstechnik; siehe Absatz 4) und Kapitel 6.6.

Für die Parallelschaltung von bespannten Netzelementen müssen automatische Parallelschaltanlagen vorhanden sein. Die Einstellparameter richten sich nach den Gegebenheiten der betroffenen Netzelemente.

Transformatoren sowie andere Anlagen- und Betriebseinrichtungen sind entweder so auszuliegen und zu steuern oder mit geeigneten Schaltgeräten derart zu schalten, dass es zu keinen unzulässigen Rückwirkungen auf andere *Netzbenutzer* kommt.

Die Einrichtungen für den notwendigen Informationsaustausch zwischen *Netzbetreiber* und *Netzbenutzer* sind hinsichtlich ihres technischen Umfangs, der IT-Schnittstellen und der Datenformate zu vereinbaren. Mindestanforderungen dazu sind in Anhang C festgelegt.

Die Auslegung der erforderlichen Einrichtungen für den elektrischen Schutz an den Netzkupplungsstellen zum *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* und für bestimmte Anlagenteile des *Netzbenutzers* ist mit dem *Netzbetreiber* abzustimmen.

6.2.3 Änderungen in der Betriebsweise

Der *Netzbetreiber* kann Änderungen in der Betriebsweise der Anlagen von *Netzbenutzern*, welche den Betrieb des *Netzes mit Nennspannung ≥ 110 kV* erheblich beeinträchtigen, widersprechen bzw. von der Durchführung entsprechender Maßnahmen gemäß Abschnitt 6.2 abhängig machen. In diesem Fall sind seitens des *Netzbetreibers* eine Dokumentation und ein Nachweis über Beeinträchtigungen beizubringen.

6.2.4 Netzanschlussplanung für Neuanschlüsse und Abänderungen von bestehenden Netzanschlüssen von Netzbenutzern

6.2.4.1 Beurteilung eines Netzanschlusses

Der *Netzbenutzer* stellt dem *Netzbetreiber* alle zur Beurteilung des *Netzanschlusses* erforderlichen technischen Daten seiner Anlage/seines *Netzes* sowie das Konzept der geplanten *Betriebsführung* zur Verfügung.

Der *Netzbetreiber* überprüft, ob die an dem/den bestehenden oder geplanten *Netzanschlusspunkten* vorherrschenden Netzverhältnisse ausreichen, um die Anlage des *Netzbenutzers* am *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV*

- entsprechend der vereinbarten Qualität (elektrische Sicherheit, EMV, Versorgungssicherheit),
- ohne Gefährdung des Betriebes von Anlagen anderer *Netzbenutzer* und
- ohne unzulässige Rückwirkungen auf andere *Netzbenutzer*

zu betreiben.

Der *Netzbetreiber* überprüft, ob die geforderten Energietransporte über den/die bestehenden oder geplanten *Netzanschlusspunkt(e)* im gewünschten Gesamtumfang möglich sind.

Im Falle eines *Netzanschlusses* von Kraftwerken bzw. Kraftwerkspark mit einer Engpassleistung von ≥ 200 MW informiert der *Netzbetreiber*, bei dem der Anschluss erfolgen soll, im Sinne der Interoperabilität der *Netze* alle jene *Netzbetreiber*, deren *Netze* mit einer Nennspannung von ≥ 110 kV betrieben werden und unmittelbar an sein *Netz* grenzen (*Übergabestelle*), sowie den zuständigen *Regelzonenführer* von dem geplanten Anschluss. Besteht durch den Neuanschluss für den *Regelzonenführer* die Notwendigkeit, die erforderliche *Sekundärregelreserve* zu erhöhen, haben der *Netzbenutzer*, der *Netzbetreiber* und der *Regel-*

zonenführer Alternativen zu untersuchen, sodass die erforderliche Erhöhung der *Sekundärregelreserve* minimiert wird.

Wenn der *Netzanschluss* des *Netzbenutzers* und die geplanten Energietransporte unter Aufrechterhaltung eines ordnungsgemäßen Systembetriebes möglich sind, werden die erforderlichen Details der zu realisierenden Maßnahmen in einem *Netzanschlusskonzept* gemäß Kapitel 4 festgelegt.

6.2.4.2 Beurteilung von Änderungen eines Netzanschlusses

Netzbenutzer müssen die *Netzbetreiber* von Netzen mit *Nennspannung* ≥ 110 kV über Änderungen (z. B. Änderung der Betriebsweise), die den vertraglich festgelegten Rahmen übersteigen, rechtzeitig informieren. Ein bestehender Vertrag ist erforderlichenfalls anzupassen.

Der *Netzbetreiber* muss die Auswirkungen einer Änderung gemäß der Vorgangsweise wie bei Neuanschlüssen prüfen und ggf. die Änderung von der Durchführung entsprechender Maßnahmen gemäß Abschnitt 6.2 abhängig machen.

Ist eine Prüfung der Auswirkungen aufgrund einer kurzfristig geplanten Änderung, mit den im Rahmen der *Betriebsführung* verfügbaren Mitteln nicht möglich, so kann der *Netzbetreiber* dieser Änderung solange widersprechen, bis die Zulässigkeit der Änderung durch eine entsprechende Beurteilung bestätigt wird. In diesem Fall ist eine entsprechende Dokumentation und Nachweis seitens *Netzbetreibers* vorzulegen

Der *Netzbetreiber* kann die Durchführung von Messungen zur Überprüfung eines ordnungsgemäßen Anlagenbetriebes vom *Netzbenutzer* verlangen.

Allfällige Ertüchtigungen von Anlagen erfolgen grundsätzlich in Verantwortung des Anlagen-eigentümers.

6.2.4.3 Konsensfindung

Sind die Netzverhältnisse am *Netzanschlusspunkt* für einen bestimmungsgemäßen und hinsichtlich Rückwirkungen zulässigen Betrieb der angefragten Anlage des *Netzbenutzers* nicht ausreichend, so beraten sich *Netzbetreiber* von Netzen mit *Nennspannung* ≥ 110 kV und *Netzbenutzer* über mögliche Anpassungsmaßnahmen. Dabei sind sowohl Abänderungen an der Anlage des *Netzbenutzers* als auch Maßnahmen im *Netz mit Nennspannung* ≥ 110 kV des *Netzbetreibers* zu untersuchen. Sind Änderungen im *Netze mit Nennspannung* ≥ 110 kV

erforderlich, legt der *Netzbetreiber* die für den bestimmungsgemäßen Betrieb der geplanten Anlage erforderlichen Ausbaumaßnahmen unter Beachtung seines Netzplanungskonzeptes fest.

6.2.4.4 Nachweis der Erfüllung der Anforderungen und deren Beurteilung

Der Nachweis der Erfüllung der zwischen *Netzbetreiber* und *Netzbenuzter* vertraglich festgelegten Eigenschaften eines *Netzanschlusses* wird je nach Vereinbarung durch anerkannte Rechenverfahren oder durch Abnahmeprüfungen erbracht.

Sind nach Meinung des *Netzbetreibers* notwendige technische Anforderungen nicht oder nicht zur Gänze erfüllt, so hat der *Netzbetreiber* dies entsprechend zu begründen bzw. nachzuweisen.

Für die Beurteilung von *Netzurückwirkungen* und *Störaussendungen* aus Anlagen der *Netzbenuzter*, z. B. bezüglich Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen, Kommutierungseinbrüche und Zwischenharmonische, gilt sinngemäß TOR, Teil D, Hauptabschnitt D2, für Tonfrequenz-Rundsteuerungen TOR, Teil D, Hauptabschnitt D 3.

6.3 Anforderungen an Schutzeinrichtungen

Die Art der Schutzeinrichtungen und deren Einstellungen sind vom *Netzbetreiber* für dessen *Netze* und Netzkuppelstellen zu anderen *Netzen* bzw. *Netzbenuzern* zu koordinieren. Im *Zuständigkeitsbereich* eines *Netzbetreibers* ist eine Koordination diverser Schutzeinstellparameter mit anderen *Netzbetreibern* erforderlich. Eine solche Koordination schließt die Parameterabstimmung für jene *Strom-* und *Spannungswandler* in den Netzkuppelstellen mit ein, an welche der Schutz angeschlossen wird.

Für den Fall des Versagens eines Schalters oder einer Schutzeinrichtung sind geeignete Reserveschutzeinrichtungen vorzusehen.

Signifikanten Änderungen in den Betriebsverhältnissen ist durch eine rechtzeitige Überprüfung und Anpassung des Schutzkonzeptes zu entsprechen.

Einrichtungen in der Primärtechnik und daran angeschlossene sekundärtechnische Geräte müssen auf die zulässige Belastbarkeit des zu schützenden Betriebsmittels abgestimmt sein.

6.4 Anforderungen an Erzeugungsanlagen / -einheiten

6.4.1 Allgemeines

Die nachstehenden Grundanforderungen gelten für bestehende Anlagen, für den Neuanschluss von Anlagen und für *wesentliche Änderungen* der Anlagen von *Netzbenutzern*, die an *Netze* mit Nennspannung ≥ 110 kV angeschlossen sind. Ausnahmen für bestehende Anlagen sind in den einzelnen Punkten angeführt.

Die an diese *Erzeugungsanlagen* zu stellenden Anforderungen müssen durch entsprechende bilaterale Verträge sichergestellt werden. Erforderlichenfalls sind dazu auch Verträge mit Dritten abzuschließen.

Erzeugungseinheiten müssen bei Fehlern im *Netz* für den vorgelagerten Netzschutz *Kurzschlussleistung* in der erforderlichen Größe und Dauer erbringen, damit eine selektive Auslösung der Hauptschutzeinrichtungen möglich ist und auch die Reserveschutzeinrichtungen im *Netz* noch funktionieren können. (siehe Kapitel 6.4.8)

Wenn für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb über die Grundanforderungen hinaus zusätzliche Anforderungen notwendig werden, legen *Netzbetreibern* und *Kraftwerksbetreiber* diese vertraglich fest.

6.4.2 Dimensionierung des Netzanschlusses

Die Dimensionierung des *Netzanschlusses*, die Vorgangsweise für die Errichtung sowie die *Betriebsführung* ist vertraglich festzulegen.

Sekundäreinrichtungen von *Erzeugungsanlagen* sind so auszuführen und einzustellen, dass sie den Anforderungen des Netzbetriebes jederzeit gerecht werden. Sie müssen alle, während des Netzparallelbetriebes auftretenden Spannungen, Ströme und Frequenzen beherrschen.

Die *Erzeugungsanlagen* selbst sind konstruktiv so auszulegen, dass sie den betrieblichen Anforderungen des *Netzbetreibers* genügen. Insbesondere müssen die mit dem *Netzbetreiber* koordinierten Spannungsbänder für Generatoren und *Maschinentransformatoren* ein-

gehalten werden können. Die *Erzeugungsanlagen* müssen darüber hinaus geeignet sein, die in TOR, Teil E angeführten Maßnahmen zu erfüllen.

6.4.3 Parallelschaltanlagen

Für die Parallelschaltung von *Erzeugungsanlagen* mit dem *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* sind Parallelschaltanlagen erforderlich. Die Zuschaltung auf ein bespanntes *Netz* muss im *Normalbetrieb* und im *gestörten Betrieb* (Richtwerte siehe TOR, Teil E) möglich sein, wobei die konkreten Einstellungen zwischen *Netzbetreiber* und *Kraftwerksbetreiber* schriftlich zu vereinbaren sind.

Richtwerte:

Frequenz bei hydraulischen Maschinen: 45 Hz bis 55 Hz,

Frequenz bei thermischen Kraftwerken: 47,5 Hz bis 52,5 Hz,

Spannung: 85 % bis 115 % der Netz-Nennspannung.

Bei schwarzstartfähigen und inselbetriebsfähigen Erzeugungseinheiten müssen die Parallelschaltanlagen so gestaltet sein, dass eine Zuschaltung auf ein spannungsloses *Netz* möglich ist, um dieses unter Spannung zu setzen

Die Einstellungen der Parallelschaltanlagen sind einvernehmlich auf die Betriebsbedingungen im *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* abzustimmen.

6.4.4 Elektrischer Schutz der Erzeugungseinheit

6.4.4.1 Allgemeines

Die Schutzeinrichtungen der *Erzeugungseinheiten* sind so auszulegen (inklusive Dimensionierung und Einstellungen der Reglereinrichtungen und der Leittechnik), dass

- es durch die Schutzeinrichtungen bei Netzfehlern zu keinen Überfunktionen (Auslösungen oder Abschaltungen) kommt und
- Pendelungen von Wirk- und Blindleistungseinspeisung in das Netz ausreichend gedämpft werden.

Bei der Konzeption der Schutzeinrichtungen sind Maßnahmen derart zu treffen, dass bei Ausfall einer Schutzkomponente nicht die gesamte Schutzfunktionskette ausfällt (verschiedene Stromwandlerkerne, Spannungswandlerwicklungen, Auslösekreise, getrennte Absicherung von Steuerungs- und Schutz auslösekreisen etc.). Die Notwendigkeit der Realisierung derartiger Maßnahmen richtet sich nach dem Gesamtschutzkonzept für das *Netz mit Nenn-*

spannung ≥ 110 kV sowie für die betreffende Anlage und ist mit dem *Netzbetreiber* abzustimmen.

6.4.4.2 Auslegung der Schutzeinrichtungen

Die elektrischen Schutzeinrichtungen einer *Erzeugungseinheit* sind aus der Gesamtsicht des Verbundbetriebes von *Erzeugungseinheiten* und *Netzen mit Nennspannung ≥ 110 kV* zu beurteilen und entsprechend auszulegen. Die Schutzeinrichtungen dienen einerseits dem direkten Schutz der *Erzeugungseinheit* bei elektrischen Defekten innerhalb der Kraftwerksanlage, andererseits können diese als Reserveschutzeinrichtung im *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* herangezogen werden. Schutzeinrichtungen im Kraftwerksbereich sind so zu konzipieren und mit dem *Netzbetreiber* zu koordinieren, dass es zu möglichst geringen Beeinträchtigungen des Netzbetriebes kommt.

Die Schutzeinrichtungen müssen darüber hinaus so ausgelegt werden, dass es bei Versagen von Steuerungs- und/oder Reglereinrichtungen der *Erzeugungseinheit* (z. B. Spannungsregler, Erregereinrichtung, Turbinenregler) zu einer unverzüglichen Trennung der *Erzeugungseinheit* vom *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* kommt, sobald ein unzulässiger Betriebszustand auftritt.

Grundsätzlich liegen Auswahl, Umfang und Funktionen der elektrischen Schutzeinrichtungen von *Erzeugungseinheiten* allein im Ermessen und im Verantwortungsbereich des *Kraftwerksbetreibers*. Bei der Auswahl sind folgende Punkte zu beachten:

- schnelle und sichere Abschaltung von elektrischen Fehlern im Kraftwerksbereich, um das Netz und andere *Erzeugungseinheiten* nicht in Schwierigkeiten zu bringen,
- Selektivität und Kompatibilität zu den Netzschutzeinrichtungen,
- Redundanz bei Leistungsschalter- und Schutzversagern im Kraftwerksbereich,
- sicheres *Abfangen in den Eigenbedarf*,
- Schutzfunktionen für spezielle Situationen, z. B. äußere Kurzschlüsse, Schiefast, Ständerüberlast und Läuferüberlast, Untererregung, Überfrequenz, Unterfrequenz, Asynchronlauf, Torsionsbeanspruchungen, Antriebsausfall (motorischer Betrieb), Stabilitätsprobleme.

Zum Schutz anderer *Netzbutzer* und *Kunden* vor unzulässigen Frequenz- und Spannungswerten bei Inselbetrieb müssen Frequenz- und Spannungsschutzfunktionen vorgesehen werden.

Zur Erfüllung der frequenzabhängigen Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von *Großstörungen* sind Frequenzschutzeinrichtungen notwendig, (siehe auch Abschnitt 6.4.6.2 bzw. TOR, Teil E).

6.4.4.3 Einstellungen der Schutzeinrichtungen

Die Einstellungen der Schutzeinrichtungen müssen so gewählt werden, dass sie den Netzbetrieb unterstützen. Entsprechend dem Prioritätsprinzip³ dürfen Maschinen nur in den für sie gefährlichen Situationen vom *Netz* genommen werden. Um solche gefährliche Situationen möglichst einzuschränken, müssen die Primär- und Sekundäreinrichtungen des gesamten *Kraftwerkes* so dimensioniert sein, dass alle Netzfehler und Anforderungen aus dem Netzbetrieb beherrscht werden können, ohne dass die Einrichtungen selbst Schaden nehmen.

Die Einstellwerte für die elektrischen Schutzeinrichtungen der *Erzeugungseinheiten* müssen zwischen *Netzbetreiber* und *Kraftwerksbetreibern* für alle Netzrelevanten Bereiche einvernehmlich festgelegt werden. Dabei ist auch die Möglichkeit von Schutz- und Schalterversagern zu berücksichtigen.

6.4.5 Wirkleistungsabgabe

Eine *Erzeugungseinheit* darf bei einem Frequenzverlauf im Bereich zwischen 50 Hz und der stark gezeichneten Linie in Bild 6-2 ihre Wirkleistungsabgabe nicht verringern, auch wenn sie mit *Nennleistung* betrieben wird. Ein kurzzeitiges Unterschwingen der Frequenz unter 48,0 Hz darf zu keiner Leistungsreduktion der *Erzeugungseinheit* führen, damit die Stufen der automatischen *Lastanpassung* eine effiziente Lastangleichung bringen können.

Für *Kraftwerke* (ausgenommen bestehende Anlagen, für diese gelten die vorhandenen Auslegungsdaten unter Berücksichtigung bestehender Vereinbarungen) gilt, dass stetige Leistungsänderungen von mindestens 2% P_N/min (thermische Kraftwerke) über den gesamten Bereich zwischen *Mindestleistung* und *Dauerleistung* möglich sein müssen. Die zu garantierende Abgabeleistung über eine bestimmte Zeitdauer in Abhängigkeit von *Netzfrequenz* und

³ Das Prioritätsprinzip besagt, dass Netzfehler immer zuerst von den Netzschutzeinrichtungen im kleinstmöglichen Umfang, selektiv abgeschaltet werden müssen. *Erzeugungseinheiten* dürfen bei Netzfehlern als letzte Objekte nur bei Gefahr abgeschaltet werden. (*Endzeitstaffelplan*)

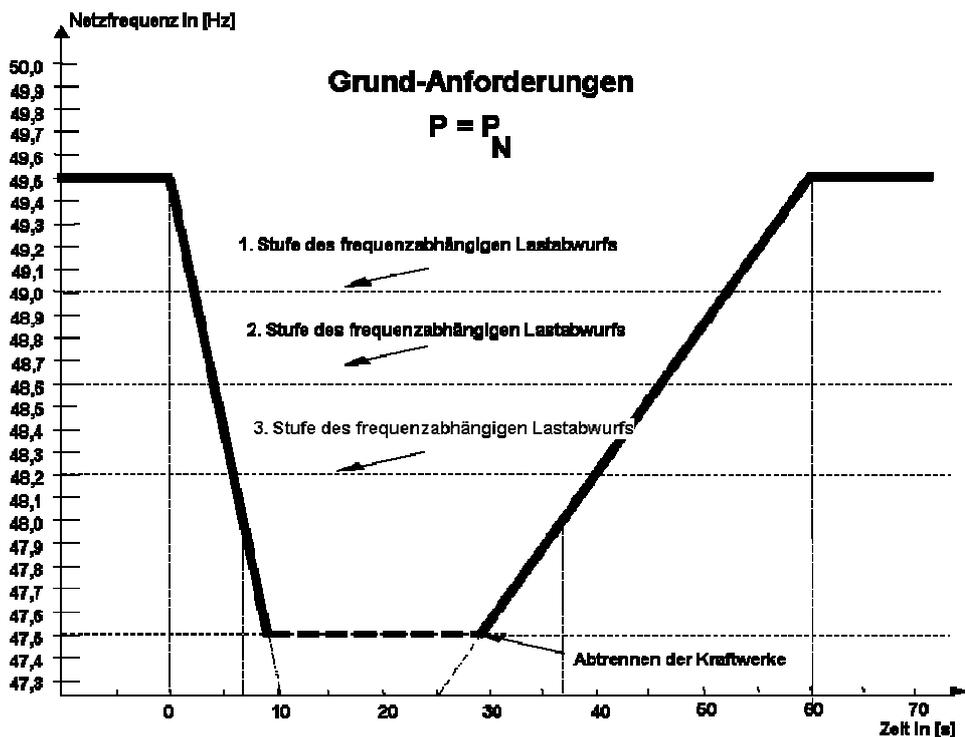


Bild 6-2: Zu garantierende Abgabeleistung einer Erzeugungseinheit an das *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* im dynamischen Kurzzeitbereich (ausgenommen bestehende Anlagen).

6.4.6 Frequenzhaltung

6.4.6.1 Primärregelung bei Frequenzabweichungen bis zu ± 0,2 Hz von der Sollfrequenz

Die allgemeinen Anforderungen an die *Primärregelung* werden im Operation Handbook der UCTE [U1] festgelegt

Kraftwerke, die sich an der *Primärregelung* beteiligen, müssen die Anforderungen des *Regelzonenführers*, die auf diesen allgemeinen Anforderungen des Operation Handbook der UCTE [U1] basieren, erfüllen. Die entsprechende Eignung der Kraftwerke – bzw. der Kraftwerkspools – wird im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens überprüft.

Die tatsächliche Erbringung wird vom *Regelzonenführer* an Hand von Messwerten überwacht.

Im Folgenden ein diesbezüglicher Auszug aus dem UCTE OH [U1]:

- Die Turbinenreglerstatik muss nach Vorgaben des *Netzbetreibers* unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten einstellbar sein.

- Die gesamte von der *Erzeugungseinheit* geforderte, vorgehaltene und abgerufene *Primärregelleistung* muss im Bereich einer quasistationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz linear innerhalb von 30 s aktiviert und mindestens 15 min lang abgegeben werden können.
- Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit muss, abgesehen von eventuellen dynamischen Vorgängen bei Störungseintritt, über den Bereich von ± 200 mHz konstant sein.
- Der *Unempfindlichkeitsbereich* der Regler muss kleiner als ± 10 mHz sein.
- Bei thermischen *Kraftwerken* müssen Maßnahmen getroffen sein, um nach Wiedererreichen der Sollfrequenz automatisch die vereinbarte *Primärregelleistung* erneut zur Verfügung stellen zu können.

6.4.6.2 *Primärregelung* bei Frequenzabweichungen größer $\pm 0,2$ Hz von der Sollfrequenz zur Begrenzung der Auswirkungen von Großstörungen

Kraftwerke mit Gesamtleistung ≥ 25 MW müssen die Grundanforderungen gemäß TOR, Teil E erfüllen und dafür mit entsprechenden Einrichtungen ausgerüstet sein.

6.4.6.3 Sekundärregelung und Minutenreserve

Die allgemeinen Anforderungen an die *Sekundärregelung* und die *Minutenreserve* werden im Operation Handbook der UCTE [U1] festgelegt

Kraftwerke, die sich an der *Sekundärregelung* beteiligen, müssen die Anforderungen des *Regelzonenführers*, die auf diesen allgemeinen Anforderungen des Operation Handbook der UCTE [U1] basieren, erfüllen. Im Falle der Beschaffung der *Sekundärregelreserve* durch ein Ausschreibungsverfahren wird die entsprechende Eignung der *Kraftwerke* – bzw. der *Kraftwerkspools* – im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens überprüft.

Die tatsächliche Erbringung der *Sekundärregelung* wird vom *Regelzonenführer* an Hand von Mess- bzw. Zählwerten überwacht.

Kraftwerke – bzw. *Kraftwerkspools*, die sich an der Erbringung der *Minutenreserve* beteiligen, müssen ebenfalls die Anforderungen des *Regelzonenführers*, die auf dem Operation Handbook der UCTE [U1] basieren, erfüllen. Abhängig von den Rahmenbedingungen der Beschaffung der *Minutenreserve* kann die Eignung der *Kraftwerke* – bzw. der *Kraftwerkspools* – im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens überprüft werden.

Die tatsächliche Bereitstellung der *Minutenreserve* wird an Hand von Mess- bzw. Zählwerten überwacht.

Wenn mit *Erzeugungseinheiten Sekundärregelleistung* und/oder *Minutenreserve* angeboten werden soll, so müssen diese *Erzeugungseinheiten* die nachstehenden Bedingungen erfüllen:

- Einhaltung der zwischen *Kraftwerksbetreiber* und *Netzbetreiber* getroffenen Festlegungen betreffend *Sekundärregelreserve* (bzw. allenfalls *Minutenreserve*),
- *Sekundärregelband*,
- Leistungsänderungsgeschwindigkeit,
- Häufigkeit der Leistungsänderung,
- Bereitstellungsdauer und technische Verfügbarkeit etc..

6.4.7 Blindleistungsabgabe

Für jede anzuschließende neue Erzeugungseinheit ist die Blindleistungsbereitstellung bei Nennwirkleistung zwischen *Netzbetreiber* und *Erzeuger* zu vereinbaren.

Die Auswahl einer der im Bild 6.3 möglichen Varianten trifft der *Netzbetreiber* auf Grund der jeweiligen Netzanforderungen. Der vereinbarte Blindleistungsbereich muss wiederholt innerhalb weniger Minuten durchfahren werden können und ist im Betriebspunkt $P=P_N$ zu erbringen. Änderungen der Blindleistungsvorgaben durch den *Netzbetreiber* innerhalb des vereinbarten Blindleistungsbereiches müssen jederzeit möglich sein und vom Kraftwerksbetreiber durchgeführt werden.

Im Bedarfsfall müssen in Abstimmung mit dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* zusätzliche Einrichtungen in der *Erzeugungseinheit* vorgesehen werden, um eine Spannungs-/ Blindleistungsregelung im Gebiet des jeweiligen *Netzbetreibers* durchführen zu können.

melschiene bei einem dreipoligen Kurzschluss nach 2 sek. rechnerisch mindestens das 0,63-fache des *Anfangskurzschlusswechselstromes* aus diesem Kraftwerk fließt (ausgenommen bestehende Anlagen, für diese gelten die vorhandenen Auslegungsdaten unter Berücksichtigung bestehender Vereinbarungen).

6.4.9 Automatische Trennung von Erzeugungseinheiten vom Netz

Einrichtungen zur automatischen Trennung von Erzeugungseinheiten vom Netz müssen sowohl aus Sicht eines sicheren Netzbetriebes (Störungen) wie auch zur Sicherstellung der Maßnahmen zur Beherrschung von Großstörungen (siehe auch TOR Teil E) installiert werden.

Diese Einrichtungen müssen bei Über- oder Unterschreitung von *Grenzwerten* der Frequenz, der Netzspannung sowie des Verlustes der *Stabilität*, die *Erzeugungseinheit* automatisch vom Netz trennen können.

Die Anforderungen sind von allen *Erzeugungseinheiten* zu erfüllen.

6.4.9.1 Frequenzabweichungen

Die Frequenz, mit der sich eine Erzeugungseinheit vom Netz zu trennen hat, ist mit dem *Netzbetreiber* zu vereinbaren.

Eine Trennung einer *Erzeugungseinheit* vom Netz oberhalb von 47,5 Hz ist im Allgemeinen⁵ nicht zulässig⁶. Ausnahmen sind nur im Einvernehmen mit dem *Netzbetreiber* zulässig.

Bei Frequenzen unterhalb von 47,5 Hz kann eine Netzabtrennung der *Erzeugungseinheit* notwendig werden. Dies ist von der Art der *Erzeugungseinheit* abhängig.

6.4.9.2 Verlust der Stabilität

Dieses Kapitel ist nicht auf Asynchronmaschinen anzuwenden.

⁵ Besondere Sicherheitsmaßnahmen sind diesbezüglich in großen Kraftwerksanlagen bei einzelnen Blöcken zur Sicherstellung der Eigenbedarfsversorgung notwendig, weil z. B. bei thermischen Anlagen kein Abfahren möglich ist oder ein Kühlungs- und Pumpbetrieb aufrechterhalten werden kann

⁶ Diese Forderung ist notwendig, um Maßnahmen für eine frequenzabhängige *Lastanpassung* erfolgreich zu gestalten.

Die während der dynamischen Vorgänge (z. B. das Durchschlüpfen des Polrades als Auslösekriterium für den Polschlupfschutz) auftretenden Auswirkungen auf das Netz müssen verkraftet werden. Siehe Abschnitt 4.3

Ein mehrfaches Durchschlüpfen einer *Erzeugungseinheit* bei Verlust der *statischen* oder *transienten Stabilität* muss durch deren automatische Trennung vom *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* vermieden werden (Polradschlupfschutz).

6.4.9.3 Absinken der Netzspannung

Kraftwerke müssen bis zu einer Spannung von 80% U_N kurzzeitig am Netz betrieben werden können und dürfen durch Schutzeinrichtungen erst unterhalb 80% U_N vom Netz getrennt werden (ausgenommen bestehende Anlagen). Bei Vorhandensein von *Maschinentransformatoren* mit Stufenschalter muss als Bezugsspannung für das Absinken der Netzspannung die Spannung auf der Oberspannungsseite des *Maschinentransformators* verwendet werden.

6.4.10 Verhalten der Erzeugungseinheit bei Störungen im Netz

Stabilitätsrelevante Kenngrößen der Regelung einer *Erzeugungseinheit*, d.h. die resultierende Wirkung von Turbinenleistungs- und Generatorspannungsregelung, sind zwischen *Kraftwerksbetreiber* und *Netzbetreiber* abzustimmen.

Werden die Verträglichkeitsbedingungen aus den Abschnitten 6.4.10.1 oder 6.4.10.2 nicht eingehalten, so müssen entsprechend Abschnitt 6.4.9.2 entsprechende Schutzeinrichtungen für die Abtrennung der *Erzeugungsanlage* sorgen.

6.4.10.1 Transiente Stabilität bei Kurzschlüssen

Bei Fehler-Klärungs-Zeiten kleiner 150 ms dürfen *kraftwerksnahe Kurzschlüsse* im gesamten Betriebsbereich des Generators nicht zur Instabilität und zum Trennen der *Erzeugungseinheit* vom *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* führen. Durch einen solchen Vorgang darf keine automatische Umschaltung der *Eigenbedarfsversorgung* auf *Reserve-Netzanschlüsse* eingeleitet werden.

Bild 6.4 zeigt beispielhaft eine schematische Grenzkurve für die auf der oberspannungsseitigen Sammelschiene einer *Erzeugungsanlage* auftretenden Spannung bei *Endzeiten* des Schutzes im Netz von 3 s und einer solchen für die Sammelschiene von 0,5 s Bei einem

Leistungsschalterversager im Schutzbereich der Sammelschiene können auch höhere Fehlerabschaltzeiten auftreten (auf TOR Teil D, Hauptabschnitt D4 wird verwiesen).

Bei *kraftwerksfernen Kurzschlüssen* darf es auch bei Fehlerklärung durch den Netzschutz in *Endzeit* (bis zu 5 s) weder zu einer *Eigenbedarfsumschaltung* auf andere Reserve-*Netzanschlüsse* noch zu einer vorsorglichen Trennung der *Erzeugungseinheit* vom *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* wegen Fehlens der *Eigenbedarfsspannung* kommen. (*Endzeitstafelplan*)

Eine Umschaltung des *Kraftwerk-Eigenbedarfs* auf vorhandene kraftwerkseigene *Erzeugungseinrichtungen* muss immer möglich sein. Solche Umschaltnotwendigkeiten hängen von den spezifischen Bedingungen zur Spannungsversorgung der einzelnen Kraftwerkseinrichtungen ab.

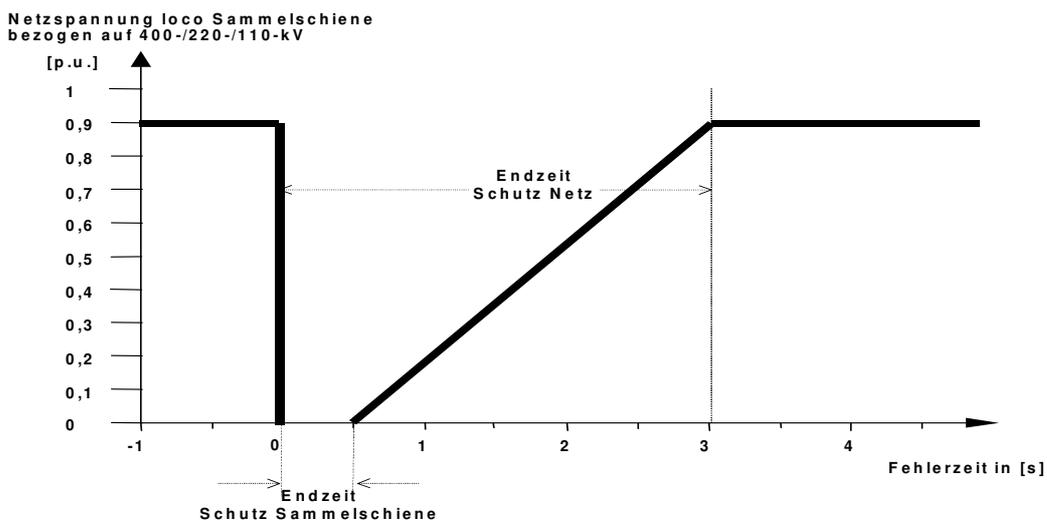


Bild 6.4: Beispielhafte schematische Grenzkurve der auftretenden Netzspannung an der Oberspannungsseite des *Maschinentransformators* (Sammelschiene) bei *Schutzendzeiten* im Netz von 3 sek. und an der Sammelschiene von 0,5 sek.

6.4.10.2 Stabilität bei Netzpendelungen

Polrad- bzw. Netzpendelungen treten im UCTE-Synchronegebiet derzeit erfahrungsgemäß mit Frequenzen von 0,2 Hz bis 1,5 Hz auf. Diese dürfen weder zu einer Auslösung des Schutzes der *Erzeugungseinheit* noch zu einer Leistungsabsteuerung führen.

Wenn der *Netzbetreiber* zusätzliche Einrichtungen zur Dämpfung von Polrad- bzw. Netzpendelungen benötigt und deren Installation mit dem *Kraftwerksbetreiber* vereinbart, ist durch diese Maßnahme sicherzustellen, dass die *Stabilität* für jeden innerhalb des Generatorleistungsdiagramms liegenden Betriebspunkt gewahrt und ein stationärer Betrieb möglich ist.

Die Maschinensatzregelung muss Polrad- bzw. Netzpendelungen dämpfen.

6.4.11 Versorgungswiederaufnahme

Jeder *Netzbetreiber* sichert sich vertraglich nach Möglichkeit die Verfügbarkeit einer entsprechenden Anzahl von *Erzeugungsanlagen* mit der Fähigkeit der *Inselbetriebsfähigkeit* (Abschnitt 6.4.11.2) und *Schwarzstartfähigkeit* (Abschnitt 6.4.11.3). (Siehe Abschnitt 5.3)

Für eine schnelle Wiederaufnahme des *Verbundbetriebes* nach *Versorgungsunterbrechungen* oder *Netztrennungen* müssen *Kraftwerke* generell, bzw. im Umfang getroffener Vereinbarungen die nachfolgenden Anforderungen erfüllen.

6.4.11.1 Abfangen in den Eigenbedarf

Jede *Erzeugungseinheit* muss für *das Abfangen in den Eigenbedarf* aus jedem zulässigen Betriebspunkt ausgelegt sein.

Die *Abfangsicherheit* muss auch gegeben sein, wenn die *Erzeugungseinheit* gemäß vereinbartem Schutzkonzept bei Störungen im Netz *mit Nennspannung ≥ 110 kV* von diesem getrennt wird.

Die *Erzeugungseinheit* (ausgenommen bestehende Anlagen) muss nach *Abfangen in den Eigenbedarf* in der Lage sein die *Eigenbedarfsleistung* für den mit dem *Netzbetreiber* vereinbarten Zeitrahmen, mindestens aber für 30 min⁷ sicherzustellen, um:

- sofort einen erneuten Netzparallelbetrieb oder
- eine geordnete Stillsetzung des *Kraftwerkes* zu ermöglichen

⁷ Die Zeit richtet sich nach den Gegebenheiten des aktuellen Störungsverlaufes aus, ob es überhaupt möglich ist in absehbarer Zeit den *Netzbetrieb* wieder aufzunehmen und wann konkret mit den ersten Aktionen zu rechnen ist.

6.4.11.2 Inselbetriebsfähigkeit

Die Regelung von *Kraftwerken*, für die *Inselbetriebsfähigkeit* vereinbart wurde, ist derart auszulegen, dass ein Abfangen auf jede beliebige Teillast oberhalb eines festzulegenden *Eigenbedarfskriteriums* (z. B. *Mindestleistung*) ebenso sicher beherrscht wird, wie das Abfangen auf *Eigenbedarf*. Eine zeitliche Begrenzung ist möglichst zu vermeiden.

Bei Betrieb einer inselbetriebsfähigen *Erzeugungseinheit* mit *Teillast* im Inselbetriebsfall muss die *Erzeugungseinheit* in der Lage sein, stoßartige Lastzuschaltungen bis 10 % der *Nennleistung* auszuregeln.

Alle inselbetriebsfähigen *Erzeugungsanlagen* müssen in der Lage sein, den Betrieb einer zufällig aufgetretenen Insel aufrecht zu erhalten, falls keine unzulässigen Betriebsbedingungen auftreten. Dies muss speziell im Parallelbetrieb mit anderen *Erzeugungsanlagen* in diesem Inselnetz sichergestellt sein. Siehe auch Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von *Großstörungen* im Teil E der TOR.

6.4.11.3 Schwarzstartfähigkeit

Wird mit dem *Netzbetreiber* eine *Schwarzstartfähigkeit* vereinbart, muss das *Kraftwerk* ohne jede Netzeinspeisung anfahren und Netzteile bespannen können.

6.4.12 Überprüfung der Erfüllung der Anforderungen

Umfang und Inhalt der technischen Dokumentationen, die zwischen dem *Kraftwerksbetreiber* und dem *Netzbetreiber* ausgetauscht werden, sind vertraglich zu vereinbaren.

Die Einhaltung der mit einem *Netzbetreiber* getroffenen Vereinbarungen ist auf Verlangen nachzuweisen (Versuche, sonstige Nachweise, ständige Aufzeichnungen).

6.5 Spezielle Anforderungen an Verteilernetze und Kunden bei Neuanschluss bzw. bei wesentlichen Abänderungen bestehender Anschlüsse

6.5.1 Allgemeines

Verteilernetze können neben *Kundenanlagen* als reine *Verbraucher* auch *Kraftwerke* umfassen, die in die Mittel- oder Niederspannungsebene einspeisen. Aus diesem Grund ist es

auch möglich, dass in den *Verteilernetzen* Systemdienste zur Frequenzstützung oder für den Blindleistungshaushalt erbracht werden können.

Für einen sicheren Betrieb des Netzes *mit Nennspannung ≥ 110 kV* müssen die angeschlossenen *Verteilernetze* bzw. Kundenanlagen bestimmte betriebliche Eigenschaften gemäß TOR, Teil E sowie gegebenenfalls den Betrieb von Kompensationsanlagen aufweisen.

Die *Netzbetreiber* tragen dafür Sorge, dass sich durch die an das Netz angeschlossenen *Anlagen der Netzbutzer* keine unzulässigen *Netzurückwirkungen* auf das Netz *mit Nennspannung ≥ 110 kV* ergeben; siehe Abschnitt 6.2.4.4.

Sind elektrische Parallelwege zum Netz *mit Nennspannung ≥ 110 kV* über mehrere *Kuppelstellen* bzw. *Netzanschlüsse* möglich, tragen die Betreiber der Netze bzw. der *Kundenanlagen* dafür Sorge, dass keine unzulässigen Beeinträchtigungen auftreten. Insbesondere ist auf Belastungsgrenzen einzelner *Kuppelstellen* bzw. *Netzanschlüsse* und auf sicherheitstechnische Aspekte zu achten.

6.5.2 Parallelschalteneinrichtungen

Zum Parallelschalten an das Netz *mit Nennspannung ≥ 110 kV* sind Parallelschalteneinrichtungen einzubauen und zu verwenden (auf Teil D, Hauptabschnitt D4 wird in diesem Zusammenhang auch verwiesen).

Zugeschaltet darf nur nach Synchronkontrolle innerhalb festgelegter Grenzen werden, wobei die Einstellungen der Parallelschalteneinrichtungen auf die Betriebsbedingungen im Netz *mit Nennspannung ≥ 110 kV* abgestimmt sein müssen.

Die konkrete Vorgangsweise beim Parallelschalten ist zwischen den jeweiligen *Netzbetreibern* zu vereinbaren.

6.5.3 Elektrische Schutzeinrichtungen

Für einen sicheren und ohne unzulässige Rückwirkungen erfolgenden Betrieb des *Verteilernetzes* am Netz *mit Nennspannung ≥ 110 kV* ist es notwendig, dass in *Verteilernetzen* Schutzeinrichtungen installiert sind, die den Anforderungen und Betriebsbedingungen des *Verteilernetzes* und jenen des Netzes *mit Nennspannung ≥ 110 kV* gleichermaßen entsprechen.

Die Schutzeinrichtungen sind speziell in den *Kuppelstellen* vom *Verteilernetz* zum *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* entsprechend den Anforderungen der Schutzeinrichtungen im *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* auszulegen. Grundanforderung an den selektiven Netzschutz im *Verteilernetz* ist, dass Fehler im *Verteilernetz* selektiv und ohne unzulässige Rückwirkungen auf das *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* abgeschaltet werden.

Die Schutzeinrichtungen des *Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV* können nicht als Reserve-schutzeinrichtungen für den Transformatorschutz betrachtet werden. Für die als *Kuppelelement* zwischen den Netzen eingesetzten Transformatoren sind daher entsprechende Reserve-schutzeinrichtungen zu installieren.

Ist das *Kuppelelement* zum *Verteilernetz* eine 110-kV-Leitung, muss auch die Gegenstation im *Verteilernetz* in das Schutzkonzept des *Netzes mit Nennspannung ≥ 110 kV* einbezogen werden.

Einstellungen von Schutzeinrichtungen, deren Funktionen für das *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* relevant sind, werden einvernehmlich von den Partnern festgelegt.

6.5.4 Einrichtungen zur Trennung von Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV und für die Lastanpassung

Um in einem *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* nach einem Netzzusammenbruch eine Spannungsvorgabe und eine gestaffelte Lastzuschaltung zu ermöglichen, sind vorzugsweise Einrichtungen für eine automatische Trennung des *Verteilernetzes* vom *Netz mit Nennspannung ≥ 110 kV* vorzusehen. Eine nicht automatisierte Trennung bedarf einer diesbezüglichen Vereinbarung zwischen den *Netzbetreibern*.

Bei Frequenzabsenkungen ist zur allgemeinen Netzstützung und zur Verhinderung eines Netzzusammenbruches eine gestaffelte *Lastanpassung* gemäß TOR, Teil E durchzuführen. Die dazu erforderlichen Einrichtungen sind zu installieren.

Um der Gefahr eines langsamen Spannungsverfalls (Spannungskollaps) entgegenzuwirken sind gemäß TOR, Teil E entsprechende Einrichtungen zu installieren und die entsprechenden Maßnahmen durchzuführen.

6.5.5 Sternpunktbehandlung

In galvanisch verbundenen Übertragungs- bzw. *Verteilernetzen* und *Kundenanlagen*, sind die Maßnahmen für die Sternpunktbehandlung in folgenden Punkten abzustimmen:

- Art der Sternpunktbehandlung
- Bei Erdschlusslöschung: eigene Löserspule oder Mitlöschung
- Bei Sternpunktterdung: Begrenzung von Erdkurzschlussströmen.
- Dauer und Höhe der zu erwartenden Kurzschlussströme.
- Beschaltung der ober- und unterspannungsseitigen Sternpunkte an den Transformatoren, um eine gegenseitige Beeinflussung zu minimieren.

6.6 Einrichtungen für Zählung und Messung

Die *Stromwandler* am Zählpunkt müssen mit getrennten Kernen für Zählung/ Messung und für den Schutz ausgeführt sein.

Die Spannungswandlerkreise für Zählung /Messung und für den Schutz müssen entweder auf getrennte Wicklungen oder auf getrennt abgesicherte Spannungswandlerkreise aufgeteilt sein.

Die Klassengenauigkeit der Wandlerkerne bzw. Wandlerwicklungen für Zählung muss der im TOR Teil F geforderten Klassengenauigkeit der Zähleinrichtungen entsprechen.

An jeder *Zähl-/Messstelle* werden durch die *Netzbetreiber* in der Regel Wirk- und Blindenergie in jeder Richtung (Lieferung und Bezug) sowie *Wirk-* und *Blindleistung* gemessen.

Für die Ausführung der Einrichtungen für Zählung/Messung und Transfer der diesbezüglichen Daten ist der vom *Netzbetreiber* angewandte Standard zu beachten.

Anhang A

Literatur, Quellenverweis

Die in diesem Teil B der Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von *Netzen* verwendeten Literaturquellen bzw. Referenzen, welche in eckigen Klammern [] angegeben werden, sind im Teil A „Allgemeines, Begriffserklärungen, Quellenverweise“ der TOR gesammelt enthalten.

Anhang B

Abkürzungen

Die in diesem Teil B der Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen verwendeten Abkürzungen sind im Teil A „Allgemeines, Begriffserklärungen, Quellenverweise“ der TOR gesammelt enthalten.

Anhang C

Datenaustausch

VEÖ Empfehlung für die Datenweitergabe zwischen *Netzbetreibern*