



# TransmissionCode 2003

Netz- und Systemregeln der  
deutschen Übertragungsnetzbetreiber

August 2003

## Autoren:

Dr.-Ing. Hanns Bouillon	E.ON Netz GmbH, Lehrte
Dipl.-Ing. Dieter Frey	Stadtwerke Leipzig GmbH, Leipzig
Dipl.-Ing. Mike Hermann	Verband der Netzbetreiber –VDN – e.V., Berlin
Dipl. Ing. Horst D. Kreye	Bewag Aktiengesellschaft, Berlin
Dr.-Ing. Ulrich Mahn	Verband kommunaler Unternehmen e. V., Köln
Dipl.-Ing. Winfried Müller	N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg
Dipl.-Ing. Rolf Neumaier	EnBW Transportnetze AG, Wendlingen
Dipl.-Ing. Rüdiger Reinisch	Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin
Dipl.-Ing. Joachim Vanzetta	RWE Net AG, Pulheim-Brauweiler



© Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW

Robert-Koch-Platz 4

D-10115 Berlin

Tel: +49 (0) 30 / 726 148 - 0

Fax: +49 (0) 30 / 726 148 - 200

info@vdn-berlin.de, [www.vdn-berlin.de](http://www.vdn-berlin.de)

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b>	<b>1</b>
1.1	ALLGEMEINES	1
1.2	PFLICHTEN UND AUFGABEN DES ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERS	4
<b>2</b>	<b>ANSCHLUSSBEDINGUNGEN</b>	<b>5</b>
2.1	ZWECK DER ANSCHLUSSBEDINGUNGEN	5
2.2	<i>NETZANSCHLUSS</i>	5
2.3	SPEZIELLE ANFORDERUNGEN BEIM ANSCHLUSS VON ERZEUGUNGSEINHEITEN	7
2.3.1	<i>Allgemeines</i>	7
2.3.2	<i>Aufbau des Netzanschlusses</i>	8
2.3.3	<i>Synchronisierungseinrichtungen</i>	8
2.3.4	<i>Elektrischer Schutz des Netzes und der Erzeugungseinheit</i>	8
2.3.5	<i>Netzleittechnischer Anschluss</i>	9
2.3.6	<i>Wirkleistungsabgabe</i>	9
2.3.7	<i>Frequenzhaltung</i>	11
2.3.7.1	Primärregelung	11
2.3.7.2	Sekundärregelung und Minutenreserve	12
2.3.8	<i>Blindleistungsbereitstellung</i>	12
2.3.9	<i>Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz</i>	14
2.3.9.1	Frequenz	14
2.3.9.2	Stabilität	14
2.3.9.3	Netzspannung	14
2.3.10	<i>Verhalten der Erzeugungseinheit bei Störungen im Netz</i>	14
2.3.10.1	Transiente Stabilität (Kurzschlüsse)	15
2.3.10.2	Statische Stabilität (Netzpendelungen)	15
2.3.11	<i>Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen</i>	16
2.3.11.1	Allgemeines	16
2.3.11.2	Bestimmung der Nennleistung	16
2.3.11.3	Wirkleistungsabgabe	16
2.3.11.4	Blindleistungsabgabe	17
2.3.11.5	Verhalten bei Störung	17
2.3.11.6	Ausnahmeregelungen für Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen	17

2.3.12	<i>Versorgungswiederaufbau</i>	17
2.3.12.1	Abfangen auf Eigenbedarf	17
2.3.12.2	(Netz-)Inselbetriebsfähigkeit	18
2.3.12.3	Schwarzstartfähigkeit	18
2.3.12.4	Großstörungskonzept	18
2.3.12.5	Schulung	18
2.3.13	<i>Überprüfung der Erfüllung der Anforderungen</i>	18
2.4	SPEZIELLE ANFORDERUNGEN BEIM ANSCHLUSS VON UNTERLAGERTEN <i>NETZEN</i>	19
2.5	ANFORDERUNGEN AN DEN <i>NETZSCHUTZ</i>	19
2.6	INFORMATIONSAUSTAUSCH AN DEN <i>SCHNITTSTELLEN</i>	20
2.6.1	<i>Allgemeine Festlegungen</i>	20
2.7	MAßNAHMEN BEI ÄNDERUNGEN AN ANLAGEN DES <i>ÜNB</i> UND DER <i>ANSCHLUSSNUTZER</i>	20
2.8	EINRICHTUNGEN DER ZÄHLTECHNIK UND ZÄHLWERTBEREITSTELLUNG	21
3	<b>NETZNUTZUNG</b>	22
3.1	GRUNDSÄTZE ÜBER <i>BILANZKREISE</i>	22
3.2	LIEFERUNGEN ÜBER <i>BILANZKREISE</i>	24
3.2.1	<i>Betriebliche Abwicklung von Lieferungen über Bilanzkreise</i>	24
3.2.2	<i>Genehmigung oder Ablehnung von Fahrplänen</i>	29
3.2.3	<i>Regelblock übergreifender Austausch elektrischer Leistung</i>	29
3.3	ENGPÄSSE IM ÜBERTRAGUNGSNETZ	29
3.4	UNGLEICHGEWICHTE ZWISCHEN BESCHAFFUNG UND ABGABE IN EINEM <i>BILANZKREIS</i>	31
3.5	<i>WIRKLEISTUNGSVERLUSTE IM NETZ</i>	32
3.6	ABWICKLUNG DER LIEFERUNGEN GEMÄß ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ (EEG)	32
4	<b>SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN</b>	32
4.1	EINFÜHRUNG	32
4.2	SICHERSTELLUNG UND INANSPRUCHNAHME	33
4.2.1	<i>Allgemeines Vorgehen</i>	33
4.2.2	<i>Frequenzhaltung</i>	33
4.2.2.1	Primärregelung	33
4.2.2.2	Sekundärregelung	34
4.2.2.3	Minutenreserve	35
4.2.3	<i>Spannungshaltung</i>	35
4.2.4	<i>Versorgungswiederaufbau</i>	36

4.2.5	<i>Betriebsführung</i>	37
4.2.6	<i>Informationstechnische Anforderungen</i>	37
4.2.6.1	Einbindung in den Sekundärregelkreis der ÜNB	37
4.2.6.2	Ort der Informationsübergabe	38
4.2.6.3	Regelzyklus bzw. Messwerterneuerungszyklus	38
4.2.6.4	Umfang des Informationsaustausches	38
4.3	SONSTIGE REGELUNGEN	39
5	<b>NETZAUSBAU</b>	<b>39</b>
5.1	AUFGABEN DER AUSBAUPLANUNG	39
5.2	DAS (N-1)–KRITERIUM IN DER AUSBAUPLANUNG	39
5.3	STABILITÄT IN ÜBERTRAGUNGSNETZEN	41
5.3.1	<i>Allgemeine Erläuterungen zur Stabilität</i>	41
5.3.2	<i>Spezielle Anforderungen aus Sicht der statischen Stabilität</i>	41
5.3.3	<i>Spezielle Anforderungen aus Sicht der transienten Stabilität</i>	42
6	<b>BETRIEBSPLANUNG UND BETRIEBSFÜHRUNG</b>	<b>42</b>
6.1	EINFÜHRUNG	42
6.2	BETRIEBSPLANUNG	43
6.2.1	<i>Aufgaben der Betriebsplanung</i>	43
6.2.2	<i>Das (n-1)–Kriterium in der Betriebsplanung</i>	43
6.2.3	<i>Fahrplanmanagement</i>	44
6.2.4	<i>Revisions- und Stillstandsplanung der Kraftwerke</i>	44
6.2.5	<i>Stilllegungsplanung der Kraftwerke</i>	44
6.3	BETRIEBSFÜHRUNG	44
6.3.1	<i>Aufgaben der Betriebsführung</i>	44
6.3.2	<i>Normalbetrieb</i>	45
6.3.3	<i>Gestörter Betrieb und gefährdeter Betrieb</i>	46
6.3.4	<i>Begrenzung von Großstörungen</i>	47
6.3.4.1	Allgemeines	47
6.3.4.2	5-Stufen-Plan	47
6.3.4.3	Weitere Maßnahmen	48

<b>7</b>	<b>ALLGEMEINES</b>	<b>48</b>
7.1	RECHTSBINDUNGSWIRKUNG	48
7.2	WEITERENTWICKLUNG UND ÄNDERUNG DER REGELN	49
7.3	VERTRAULICHKEIT VON DATEN UND INFORMATIONEN	49
7.4	EINHALTUNG	49
7.5	UNVORHERGESEHENES	49
<b>8</b>	<b>ABKÜRZUNGEN UND DEFINITIONEN</b>	<b>50</b>
8.1	ABKÜRZUNGEN	50
8.2	DEFINITIONEN	51
<b>9</b>	<b>LITERATUR</b>	<b>68</b>
9.1	DVG/VDN – EMPFEHLUNGEN / UNTERLAGEN	68
9.2	VDEW-UNTERLAGEN	68
9.3	UCTE – SPIELREGELN / UNTERLAGEN	69
9.4	STANDARDS UND RICHTLINIEN	69
9.5	GESETZE	70
9.6	ERGÄNZENDE LITERATUR UND UMSETZUNGSHILFEN	71
<b>10</b>	<b>ANHÄNGE</b>	<b>71</b>
ANHANG A: BEISPIEL FÜR DEN INHALT EINER TECHNISCHEN DOKUMENTATION, DIE ZWISCHEN DEM KRAFTWERKSBETREIBER UND DEM ÜNB AUSZUTAUSCHEN IST		71
ANHANG B: BILANZABWEICHUNGEN UND (SUB-) BILANZKREISE		71
ANHANG C: ANWENDUNG DES (N-1)-KRITERIUMS		71
ANHANG D: UNTERLAGEN ZUR PRÄQUALIFIKATION FÜR DIE ERBRINGUNG VON REGELLEISTUNG FÜR DIE ÜNB		71

# 1 Einleitung

## 1.1 Allgemeines

- (1) In Deutschland erfolgt die *Netznutzung* nach dem System des verhandelten *Netzzugangs*. Dazu ist eine *Verbändevereinbarung* (VV I) getroffen worden, welche die wirtschaftliche und verfahrenstechnische Grundlage der *Netznutzung* bildet. Im Anschluss an die VV I vom 22. Mai 1998 veröffentlichte die DVG Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG) die "*Netz- und Systemführungsregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*" und die "*Kooperationsregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*" [D10], die zusammen den GridCode dargestellt haben. In Folge der grundlegenden Überarbeitung und stärker marktorientierten Ausgestaltung wurde die VV II am 13. Dezember 1999 unterzeichnet. Die deutschen *Übertragungsnetzbetreiber* (ÜNB) haben nach Abschluss der VV II den GridCode weiter entwickelt und im Konsultationskreis bei der DVG mit Vertretern der Nutzer der Übertragungsnetze – Erzeuger, Händler, Weiterverteiler, *Kunden*, *Strombörsen* – beraten. Im Ergebnis entstand der GridCode 2000 [D9], der im Mai 2000 von der DVG herausgegeben wurde.

Die Weiterentwicklung der VV zur "*Verbändevereinbarung II plus*" (VV II +) wurde am 13. Dezember 2001 [V10] von den beteiligten Verbänden unterzeichnet. Unter Berücksichtigung dieser VV II + ist der TransmissionCode 2003 in der vorliegenden Form entstanden.

Weiterhin wird im engen Dialog mit den Marktpartnern, z.B. im Konsultationskreis *Netze* beim Verband der *Netzbetreiber* – VDN – e.V. beim VDEW (VDN), der TransmissionCode weiter entwickelt. In diesem Konsultationskreis werden alle wichtigen Marktpartner durch Verbände und Institutionen repräsentiert.

Im Konsultationskreis *Netze* bei VDN wurden solche Themen ausgespart, die eine veränderte *Verbändevereinbarung* bedingen würden, die also im netzwirtschaftlichen und im vertraglichen Sinne bzw. in der Systematik der Entgeltfindung über die Prinzipien der VV II + hinaus gehen würden. Der *TransmissionCode 2003* passt den *GridCode 2000* auf die VV II + an und kann somit ggf. späteren Anpassungen der *Verbändevereinbarung* (wie sie im Herbst 2003 verhandelt werden) nicht vorgreifen. Solche Themen, die zwar von den *Netznutzern* im Konsultationskreis bei VDN angesprochen und diskutiert wurden, aber nicht einem endgültigen Konsens zugeführt werden konnten, sind insbesondere:

- Vertragliche Vereinbarungen (2.2 (12)) zwischen ÜNB und *Netznutzern* bezüglich *Netzanschluss* und *Netznutzung*
- Verwendung von Anschlussnutzungsverträgen (1.1 (12))
- Angaben zum  $\cos \phi$  beim *Netzanschluss* (2.2 (10))
- Zusätzliche Datenangaben der ÜNB für den Strommarkt (Veröffentlichung der Marktpreis bestimmenden Netzbelastungen)
- Verbesserte Änderungsmöglichkeiten *Regelzonen* überschreitender Fahrpläne (3.2.1 (13))
- Koordinierter Regelenergieeinsatz der deutschen *Regelzonen* (3.3. (9)) bzw. virtuelle, einheitliche deutsche Regelzone (4.2.2 (3))

- Teile des Präqualifikationsverfahrens (Anhang D).

Darüber hinaus bestand auch innerhalb der bestehenden VV II + Systematik noch kein Konsens in Bezug auf die folgenden Punkte:

- Vereinheitlichung der *Bilanzkreisverträge* (3.1(9))
- Überflüssiges Verbot, Erzeugungsfahrpläne weiterzugeben (3.2.1(3))
- Höhere Transparenz bei der *Regelenergiebeschaffung* (Gebotsmengen und -preise, 4.2.2(4))
- Höhere Transparenz bei Energiegeschäften der *ÜNB* (3.2.1(14) und 3.4(6))
- Höhere Transparenz bei der Veröffentlichung von *Engpässen* (Anmelde- und Genehmigungsfristen sowie ATC und NTC (3.3(7)))
- Zusicherung marktkonformer Vergabeverfahren (z.B. Auktionen) bei Engpässen (3.3(9))

Alle Marktpartner sind zum Dialog über die Weiterentwicklung des *TransmissionCode 2003* aufgerufen. Hierzu veranstaltet der VDN öffentliche Fachtagungen, um die Bedürfnisse der Marktpartner genauer kennen zu lernen und umgekehrt den Marktpartnern die Grundlagen eines sicheren Betriebes der vermaschten Übertragungsnetze zu kommunizieren.

- (2) Aufgabe der Betreiber der Übertragungsnetze ist es, die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit des Verbundsystems sowie die technische Qualität der Stromversorgung zu gewährleisten und einen diskriminierungsfreien Zugang zu ihren Übertragungsnetzen und deren Nutzung zu garantieren. Dabei muss auch die Datenversorgung der *Netzbetreiber* und der Marktpartner gewährleistet sein.

Diese Aufgabe kann nur bei Einhaltung technischer Mindestanforderungen und Verfahrensregeln für Zugang und Nutzung der *Netze* erfüllt werden. Nach dem Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 28. April 1998 (§ 4) [G2] und unter Berücksichtigung der EG-Elektrizitätsrichtlinie vom 19. Dezember 1996 (Art. 7) [G5] sind Betreiber der Übertragungsnetze für die Organisation des elektrischen Verbundsystems verantwortlich.

- (3) Die technischen Regeln werden von den *ÜNB* in enger Kooperation im VDN erarbeitet und an den jeweiligen Fortschritt angepasst. Die bisherigen Regeln erlangten wegen ihrer Qualität sowie der Einbeziehung aller *ÜNB* einen hohen Anerkennungsgrad. Sie haben entscheidend dazu beigetragen, dass es bei dem Betrieb des Verbundsystems zu keinen größeren Störungen gekommen ist.
- (4) Die technischen Regeln orientieren sich an einem störungsfreien Betrieb des Übertragungsnetzes und der Beherrschung von Störfällen. Grundlage sind u.a. die Mindestanforderungen (Regeln) der *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* (UCTE). Damit wird auch der grenzüberschreitende Austausch von elektrischer *Leistung* zwischen den synchron betriebenen Verbundsystemen sowie die diskriminierungsfreie Datenbereitstellung gefördert. Die technischen Regeln belassen andererseits den einzelnen *ÜNB* die Möglichkeit, über diese Mindestanforderungen hinaus zu gehen oder diese stärker zu detaillieren. Damit folgen sie dem Grundsatz der Subsidiarität. Sie sind diskriminierungsfrei und bieten Transparenz gegenüber der Fachöffentlichkeit.

- (5) Vorgaben der Association of European Transmission System Operators (ETSO) finden darüber hinaus Berücksichtigung (wie z.B. das *Engpassmanagement*).
- (6) Der TransmissionCode 2003 beschreibt u.a. technische Mindestanforderungen, deren Einhaltung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Verbundsystems erforderlich ist. Unverzichtbar ist es daher, dass die ÜNB und alle Marktpartner diese Mindestanforderungen für einen gemeinsamen *Verbundbetrieb* einhalten. Der TransmissionCode 2003 kann naturgemäß nicht für sämtliche Fragestellungen abschließende Lösungen enthalten, sondern bedarf vielmehr ergänzender Konkretisierung im Einzelfall. Zudem ist er – wie schon die bisherigen technischen Regeln – offen für eine kontinuierliche Weiterentwicklung entsprechend dem jeweiligen Stand der technischen sowie energiewirtschaftlichen Entwicklungen und der organisatorischen Regelungen nach der jeweils geltenden Version der Verbändevereinbarung.
- (7) Für den Anschluss von *Netznutzungsanlagen* sowie die Nutzung des *Netzes* sind objektive Kriterien festzulegen, diskriminierungsfrei anzuwenden und zu veröffentlichen. Ferner bedarf ein effektiver *Netzzugang* gewisser Verfahrensregelungen zwischen Betreibern und Nutzern der *Netze*. Wirtschaftliche Fragen des *Netzzugangs* sind nicht Gegenstand des TransmissionCode 2003; sie bleiben ausschließlich der VV II + und den Verträgen zwischen den Marktpartnern und ÜNB vorbehalten.
- (8) Weiterhin kann der TransmissionCode 2003 nicht Regelungen ersetzen, die auf Grund gesetzlicher Auflagen (z.B. aus EEG- und KWKG-Gesetz [G3, G4]) den Betrieb der Übertragungsnetze beeinflussen. Details der Umsetzung des EEG u. ä. Gesetze, z.B. zu den Abnahmeverpflichtungen für elektrische Energie, der von im EEG genannten Anlagen erzeugt wird, werden in separaten Verträgen geregelt.
- (9) Die Datenbereitstellung, die zeitgerechte Verarbeitung der eigenen Daten und die der Marktpartner sowie die prozessgerechte Mitwirkung in den marktübergreifenden Datentransporten sind möglichst zuverlässig und preisgünstig zu gewährleisten, so dass alle Marktteilnehmer gleichermaßen von einem sicheren und zuverlässigen Datenaustausch partizipieren.
- (10) Der vorliegende TransmissionCode 2003 ersetzt den GridCode 2000 – *Netz-* und *Systemregeln* der deutschen *Übertragungsnetzbetreiber* [D9]. Die entsprechenden aktuellen Regelungen für das *Verteilungsnetz* sind dem DistributionCode 2003 [D11] zu entnehmen.
- (11) Die im Text kursiv dargestellten Begriffe sind im Kapitel 8 definiert. In eckigen Klammern sind Verweise auf entsprechende Literaturstellen des Kapitels 9 angegeben.
- (12) Im DistributionCode [D11] wird begrifflich zwischen *Anschlussnehmer* und *Anschlussnutzer* unterschieden. Hintergrund dieser Differenzierung sind beispielsweise die Verhältnisse im Mietmobilenbereich. Dort beauftragt in der Regel der Eigentümer die Herstellung des Anschlusses und ist für die Errichtung, Wartung und Instandhaltung und ggf. Änderung der *Kundenanlage* zuständig. Der Mieter nutzt mit seinen Verbrauchseinrichtungen den Anschluss. Er kann im Innenverhältnis Mieter / Eigentümer allerdings ebenfalls ganz oder teilweise zur Wartung, Errichtung oder Änderung der *Kundenanlage* berechtigt oder verpflichtet sein.

Vor diesem Hintergrund geht der *Netzbetreiber* Vertragsbeziehungen sowohl mit dem Eigentümer in seiner Eigenschaft als *Anschlussnehmer* als auch Vertragsbeziehungen mit dem Mieter in seiner Eigenschaft als *Anschlussnutzer* ein.

Im Zuge der Begriffsbildung bei den laufenden Vorarbeiten zur AVBEltV-Novelle wird seitens des Verordnungsgebers der Vertrag mit dem *Anschlussnehmer* als *Netzanschlussvertrag* und der Vertrag mit dem *Anschlussnutzer* als Anschlussnutzungsvertrag bezeichnet.

Im Bereich des TransmissionCode (*Übertragungsnetz*) besteht hinsichtlich der Zuständigkeiten häufig Personenidentität oder aber die Verhältnisse sind noch komplexer (Pachtmodelle, *Betriebsführungsmodelle* etc.), so dass eine generelle Unterscheidung der Rollen "*Anschlussnehmer*" und "*Anschlussnutzer*" wenig hilfreich ist. Aus diesem Grund wird in diesem Regelwerk der Begriff "*Anschlussnutzer*" subsummierend sowohl für die Rollen *Anschlussnehmer* als auch *Anschlussnutzer* verwendet. Der mit dem *Anschlussnutzer* zu schließende Vertrag wird in begrifflicher Konsequenz hier als Anschlussnutzungsvertrag bezeichnet. Der Vertrag entspricht dem *Netzanschlussvertrag* nach VV II +.

## 1.2 Pflichten und Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers

- (1) Nach dem EnWG sind *Elektrizitätsversorgungsunternehmen/Netzbetreiber* zu einem Betrieb ihres Versorgungsnetzes verpflichtet, der eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität im Interesse der Allgemeinheit sicherstellt. Die Betreiber des Übertragungsnetzes für Elektrizität sind verpflichtet, technische Mindestanforderungen für den Anschluss an dieses *Netz* festzulegen und zu veröffentlichen.
- (2) Darüber hinaus haben die *ÜNB* anderen Unternehmen ihr *Übertragungsnetz* zur Nutzung zur Verfügung zu stellen; es sei denn, die Nutzung wäre aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nachweislich nicht möglich oder nicht zumutbar. Durch die Nutzung des Übertragungsnetzes dürfen also insbesondere nicht die Betriebssicherheit des *Elektrizitätsversorgungssystems* und eine ausreichende *Versorgungszuverlässigkeit* gefährdet werden.
- (3) Um dies zu ermöglichen, haben die *ÜNB* u.a.:
  - Gegenüber dem UCTE-Synchronverbund die Pflicht und daher das Recht, bei Gefahr für die Systemsicherheit, z.B. durch das Auftreten von *Netzengpässen* oder von Ringflüssen, einzugreifen und ggf. Übertragungen, Einspeisungen oder das plötzliche Hoch-/Herunterfahren von *Kraftwerken* oder stark wechselnde Lieferungen/Bezüge zu untersagen.
  - Ein dem Stand der Technik entsprechendes, Norm gerecht bemessenes, zuverlässiges *Netz* vorzuhalten, das eine den Normen entsprechende Spannungsqualität für die Einspeisung und Entnahme elektrischer Energie ermöglicht.

- Ihre *Netzanlagen* entsprechend ihrer Systemverantwortung und unter Beachtung der technischen Vorschriften und Normen zu planen, auszubauen, instand zu halten und zu betreiben.
  - Wirtschaftliche *Netzkonzepte* unter Berücksichtigung der aktuellen Bedürfnisse sowie der prognostizierten *Last-* und Erzeugungssituationen der *Anschlussnutzer* zu erstellen.
- (4) Damit der *ÜNB* diesen Anforderungen gerecht werden kann, müssen von den Beteiligten die nachfolgend beschriebenen technischen Mindestanforderungen und Verfahrensregeln eingehalten werden.

## 2 Anschlussbedingungen

### 2.1 Zweck der Anschlussbedingungen

- (1) Zweck der Anschlussbedingungen ist die Schaffung der Voraussetzungen für einen bedarfsgerechten Betrieb der Anlagen der *Anschlussnehmer* bei gleichzeitiger Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen auf den allgemeinen sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes und der übrigen Anlagen. Der *ÜNB* gibt auf geeignete Weise die Anschlussprozedur bekannt.

### 2.2 Netzanschluss

- (1) Die *Schnittstelle* zwischen dem *Übertragungsnetz* und der Anlage des *Anschlussnehmers* liegt in der Regel an dem beide verbindenden Sammelschienenabgriff (*Leistungsschalter*). Einzelheiten hierzu sind vertraglich zu regeln.
- (2) Für bestehende Anlagen gelten die in der Vergangenheit getroffenen Vereinbarungen. Diese können je nach Gestaltung des Alt-Vertrags im gegenseitigen Einvernehmen geändert werden (Anpassung, Änderungskündigung).
- (3) Der *ÜNB* prüft im Auftrag des *Anschlussnutzers*, ob die am bestehenden oder geplanten *Netzanschlusspunkt* vorherrschenden *Netzverhältnisse* (bereitstellbare *Netzanschlussleistung*, *Netzkurzschlussleistung* etc.) ausreichen. Hierzu gehört die Prüfung, dass Anlagen ohne Gefährdung anderer Anlagen und ohne unzulässige *Netzurückwirkungen* (*Stabilität*, *Flicker*, *Oberschwingungen*, *Spannungssprünge*, *Überschreitung von Kurzschlussgrenzwerten*) an seinem *Netz* betrieben und die in sein *Netz* eingespeiste elektrische *Leistung/Arbeit* übertragen werden kann. Es sind die in EN 50160 und [V3] festgelegten Werte zur Spannungsqualität in unterlagerten *Netzen* zu berücksichtigen.
- (4) Der *Anschlussnutzer* stellt dem *ÜNB* alle zur Beurteilung des *Netzanschlusses* erforderlichen technischen Daten und Betriebsdaten (z.B. *Leistungsgradienten*,  $\cos \varphi$ , *Oberschwingungen* etc.) zur Verfügung und wirkt bei der Findung technischer Lösungen partnerschaftlich mit.

- (5) Der Anschluss der *Kundenanlage* bedingt, dass das (n-1)-Kriterium für das *Netz* des *ÜNB* in jedem Fall erhalten bleibt. Ein Abweichen von dieser Anforderung für den *Netzanschluss* ist auf Wunsch des *Anschlussnutzers* dann zulässig, wenn im (n-1)-Fall nichttolerierbare Auswirkungen nach Anhang C vermieden werden können. Dies bedarf jedoch gesonderter Vereinbarungen über vorrangige Unterbrechungen des *Netzanschlusses* zur Vermeidung einer *Netzgefährdung*.
- (6) Reichen die *Netzverhältnisse* am *Netzanschlusspunkt* aus, die *Kundenanlage* unter oben genannten Bedingungen zu betreiben, gibt der *ÜNB* in Abstimmung mit dem *Anschlussnutzer* das zur Aufrechterhaltung eines ordnungsgemäßen Systembetriebes erforderliche *Netzanschlusskonzept* vor.
- (7) Werden technische Anforderungen nicht erfüllt, ist dies durch den *ÜNB* in Form von Berechnungen nachzuweisen und zu begründen.
- (8) Sind die *Netzverhältnisse* (z.B. *Netzanschlussleistung*, *Netzkurzschlussleistung* etc.) am *Netzanschlusspunkt* für einen bestimmungsgemäßen und rückwirkungsarmen Betrieb der *Kundenanlage* nicht ausreichend, so berät sich der *ÜNB* mit dem *Anschlussnutzer* über Anpassungsmaßnahmen an der *Kundenanlage*, die geringere Anforderungen an das *Netz* stellen.  
  
Falls der *Netzanschlusspunkt* nicht geeignet ist, schlägt der *ÜNB* den nächstgelegenen geeigneten *Netzanschlusspunkt* vor.
- (9) Sind ein Ausbau, eine Verstärkung oder sonstige technische Änderungen (z.B. Anpassung des Schutzkonzeptes) im *Netz* des *ÜNB* erforderlich, so legt der *ÜNB* die für den bestimmungsgemäßen Betrieb der geplanten *Kundenanlage* erforderlichen Ausbaumaßnahmen unter Beachtung seines *Netzplanungskonzeptes* fest.
- (10) Der *ÜNB* unterbreitet dem *Anschlussnutzer* ein Angebot zum *Netzanschlusskonzept* und begründet es nachvollziehbar. Hierbei sind unter anderem folgende technische Daten bzw. Betriebsdaten abzustimmen:
  - *Netzanschlusskapazität*
  - *Isolationskoordination*
  - *Schutzkonzept*
  - *Maximale und minimale Netzkurzschlussleistung*
  - *Parallelschaltbedingungen*
  - *Oberschwingungsanteil und Flickeranteil*
  - *Abschaltleistung*
  - *Sternpunktbehandlung*
  - *Höchste und niedrigste Dauerbetriebsspannung sowie Dauer und Höhe der kurzzeitigen Über- bzw. Unterschreitung*

- Art und Umfang des *Blindleistungsaustausches*
    - mit *Kunden*, die elektrische *Leistung* aus dem *Netz* beziehen (ohne vertragliche Regelungen gilt am *Netzanschlusspunkt*  $\cos \varphi$  von mindestens 0,9 induktiv) bzw.
    - mit *Erzeugungseinheiten* (siehe Abschnitt 2.3)
  - Ggf. Einbindung in das Konzept der Spannungsregelung (Sollspannung, Genauigkeit, Schnelligkeit, Arbeitsweise bei Störungen)
  - Beteiligung am 5-Stufen-Plan
  - Beteiligung an den *Vorleistungen* zur Bereitstellung von *Systemdienstleistungen*
  - Mess-, Zähl und Informationstechnik
  - Verhalten bei *Großstörungen*.
- (11) Bei der Festlegung der *Netzanschlusskonzepte* ist der technische Beurteilungsrahmen entsprechend Kapitel 5 zu berücksichtigen.
- (12) Bezüglich des *Netzanschlusses* und der *Netznutzung* sind die vom *ÜNB* geforderten vertraglichen Vereinbarungen zu treffen.
- (13) Der Nachweis der zwischen *Anschlussnutzer* und *ÜNB* vertraglich festgelegten Eigenschaften muss in bilateral zu vereinbarem Umfang (z.B. durch Prüfungen) erbracht werden.
- (14) Das vom *Anschlussnutzer* eingesetzte Personal für den Betrieb der Höchst- und Hochspannungsanlageanteile muss eine geeignete Qualifikation (gemäß VDE 0105) aufweisen sowie jederzeit für den *ÜNB* erreichbar sein.
- (15) Jegliche technischen und betrieblichen Änderungen an der *Kundenanlage*, die von den bislang getroffenen Vereinbarungen abweichen sowie Änderungen mit längerfristig veränderter *Netzinanspruchnahme* über *Schnittstellen* hinweg werden unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf das *Netz* entsprechend vertraglich geregelt.

## 2.3 Spezielle Anforderungen beim Anschluss von Erzeugungseinheiten

### 2.3.1 Allgemeines

- (1) Im Folgenden werden alle *Erzeugungseinheiten* betrachtet, die an das 380-/220-kV- oder das 110-kV-*Netz* angeschlossen werden. Die Einhaltung der an diese *Erzeugungseinheiten* gestellten Anforderungen (siehe Abschnitt 2.2 (11)) und die zugehörigen kommerziellen Rahmenbedingungen werden durch entsprechende bilaterale Verträge sichergestellt. Dazu sind Verträge mit dem zuständigen *Netzbetreiber* (*ÜNB* bzw. *VNB*) unter Berücksichtigung dieses TransmissionCodes abzuschließen.
- (2) *Erzeugungseinheiten* müssen, um an das *Übertragungsnetz* (380-/220-kV- oder 110-kV) angeschlossen werden zu können, technische *Grundanforderungen* erfüllen.

- (3) Der *Netzbetreiber* stellt *Zusatzanforderungen* an die *Erzeugungseinheiten*, wenn sie für den Systembetrieb erforderlich sind. Der *Kraftwerksbetreiber* muss in einem solchen Fall entsprechende *Vorleistungen* anbieten.

### 2.3.2 Aufbau des *Netzanschlusses*

- (1) Alle technischen Einrichtungen zum Anschluss der *Erzeugungseinheit* müssen den anerkannten Regeln der Technik gemäß der Auslegung im *Netz* des *ÜNB* entsprechen.
- (2) Falls mehrere *Netzanschlüsse* vorgesehen werden sollen, ist eine dauerhafte Verbindung der Anschlüsse über das *Eigenbedarfsnetz* des Kraftwerks nicht zulässig.
- (3) Entsprechend den Festlegungen im *Netzanschlussvertrag* errichtet der *ÜNB* *Schaltfelder* für die *Netzanschlüsse* in den Schaltanlagen, in die die Anschlussleitungen der *Erzeugungseinheit* eingeführt werden.

### 2.3.3 Synchronisierungseinrichtungen

- (1) Für das Zuschalten des Generators sind nachfolgende Betriebszustände zu berücksichtigen und entsprechende Synchronisierungs- bzw. Parallelschalteneinrichtungen vorzusehen:
  - *Normalbetrieb* (Anfahren der *Erzeugungseinheit*)
  - Synchronisieren nach einem Fangen im *Eigenbedarf* unter Beachtung des vorliegenden *Eigenbedarfskonzeptes*
  - Zuschalten auf ein spannungsloses Teilnetz, um dieses unter Spannung zu setzen.

### 2.3.4 Elektrischer Schutz des *Netzes* und der *Erzeugungseinheit*

- (1) Der elektrische Schutz der *Erzeugungseinheit* ist den betrieblichen Steuerungen (z.B. Spannungsregler, Erregereinrichtung) überlagert und trennt die *Erzeugungseinheit* bei unzulässigen Betriebszuständen vom *Netz*.
- (2) Die für das Kraftwerk relevanten Schutzkonzepte und Einstellwerte für die elektrischen Schutzeinrichtungen im *Netz* und im Kraftwerk müssen zwischen den *ÜNB* und *Kraftwerksbetreibern* abgesprochen werden. Hierbei sind u.a. folgende Punkte zu beachten:
  - Äußere Kurzschlüsse
  - Schief $last$
  - Ständer- und Läuferüber $last$
  - Untererregung
  - *Netzpendelungen*
  - Über- bzw. Unterfrequenz

- Asynchronlauf
- Torsionsbeanspruchungen
- Antriebs-*Ausfall* (motorischer Betrieb)
- Schutz- und Schalterversager
- Reserveschutzeinrichtungen
- Schutzendzeitplan.

### 2.3.5 Netzleittechnischer Anschluss

- (1) Es müssen technische Einrichtungen vorgesehen werden, um Informationen in *Echtzeit* oder verzögert mit einem Zeitstempel versehen auszutauschen. Der Umfang ist bilateral festzulegen. Hierzu zählen u.a. folgende Informationen:

*Kraftwerksbetreiber an ÜNB:*

- Schalter- / Trennschalter- / Erdungstrennschalter- / Stufenschalterstellungen, soweit sie für den Betrieb oder für Systemberechnungen erforderlich sind
- Messwerte der aktuellen Fahrweise (Wirk- und *Blindleistung*).

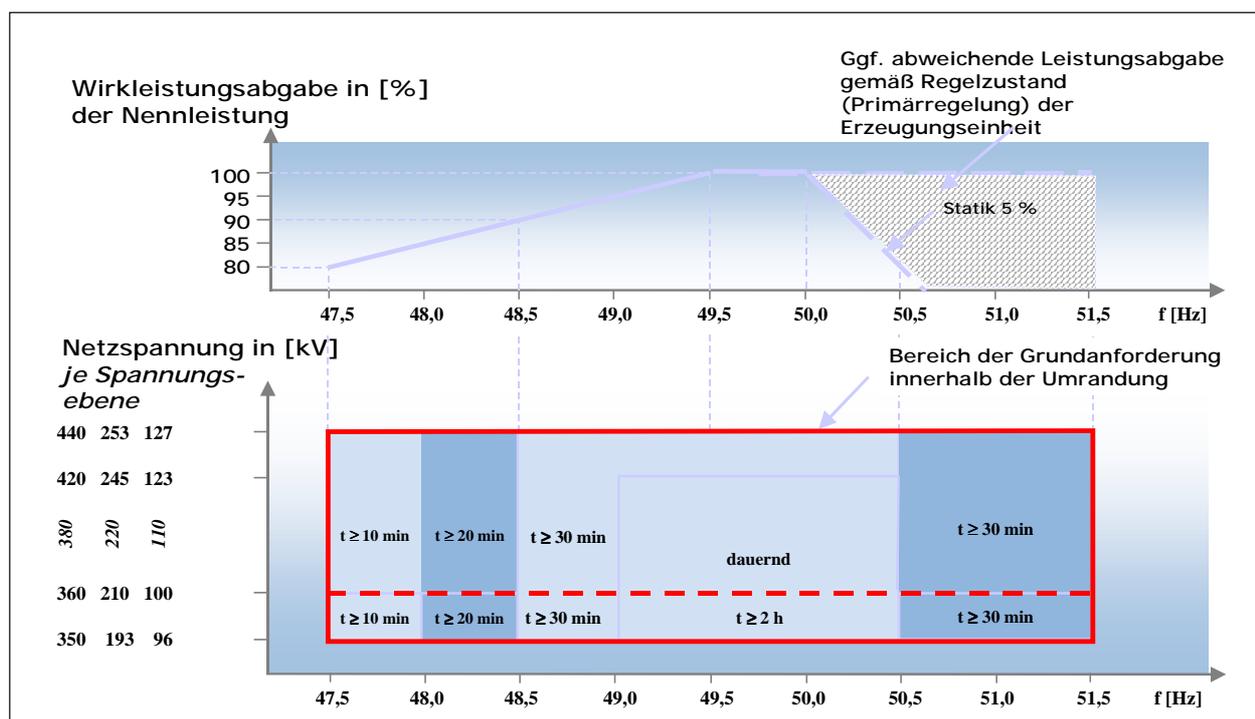
*ÜNB an Kraftwerksbetreiber:*

- Ggf. Sollwerte für die Regelung (Wirksam- / Unwirksamschalten der Primär-/ *Sekundärregelung*) und aktuellen Anforderungswert der *Sekundärregelung*
- Sollwert der *Blindleistung* als *Fahrplan* oder als aktueller Wert (z.B. für die *Spannungs- / Blindleistungs-Regelung*)
- Schalter- / Trennschalter- / Erdungstrennschalterstellungen, soweit sie für den Betrieb der *Erzeugungseinheit* erforderlich sind
- Ggf. Istwerte der Wirk- und *Blindleistung* sowie der Spannung aus der *Einspeiseschaltanlage* des Übertragungsnetzes.

### 2.3.6 Wirkleistungsabgabe

- (1) Für die von der *Erzeugungseinheit* geforderte *Abgabeleistung* an das *Netz* gemäß der Bilder 2.1 und 2.2 darf nur nach Vereinbarung mit dem *ÜNB* abgewichen werden.
- (2) Jede *Erzeugungseinheit* muss mit reduzierter *Leistungsabgabe* betrieben werden können. Die Höhe der *Mindestleistung* wird bilateral zwischen *Kraftwerksbetreiber* und *ÜNB* vereinbart.

- (3) Es müssen *Leistungsänderungen* von mindestens 1 %/min bezogen auf  $P_N$  ( $P_N = \text{Nennleistung}$ ) über den gesamten Bereich zwischen *Mindestleistung* und *Dauerleistung* möglich sein. Im Falle der Erbringung von *Vorleistungen* können diese Anforderungen gemäß Präqualifikation hiervon abweichen.
- (4) Die *Erzeugungseinheit* darf bei Frequenzverläufen oberhalb der in Bild 2.2 stark ausgezeichneten Linie ihre vorgegebene *Wirkleistungsabgabe* nicht verringern, auch wenn sie mit *Nennleistung* betrieben wird.



**Bild 2.1:** Anforderungen an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten an das Netz für bestimmte Zeitdauern in Abhängigkeit von Netzfrequenz und Netzspannung (quasistationäre Betrachtung, d. h. Frequenzgradient  $\leq 0,5$  %/min; Spannungsgradient 5 %/min)

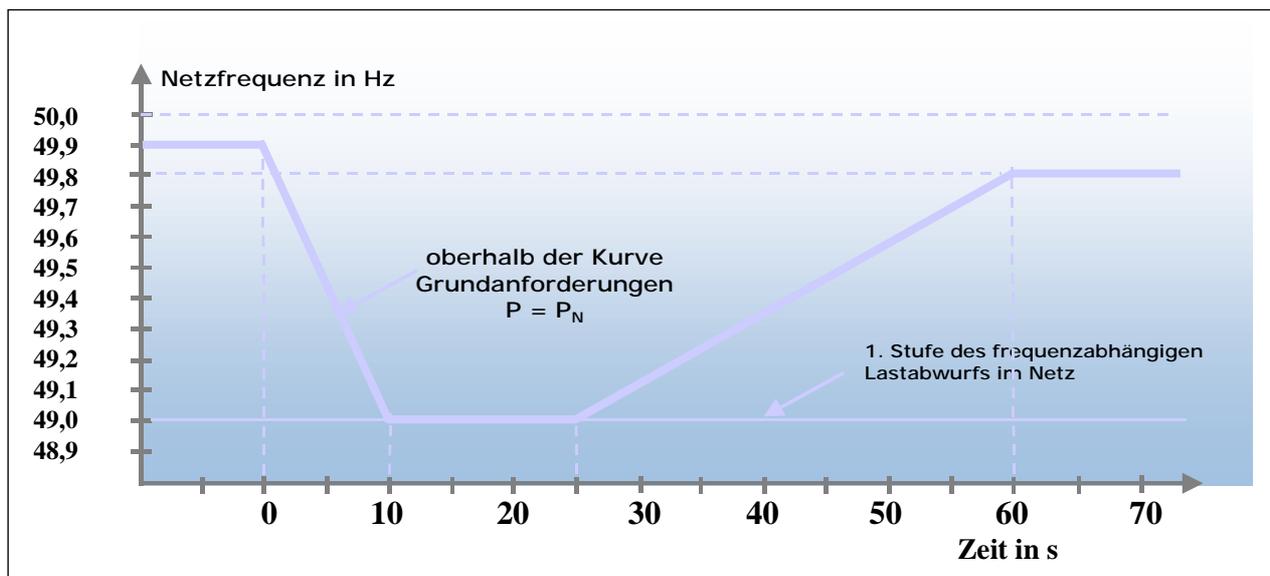


Bild 2.2: Anforderungen an die Abgabeleistung der Erzeugungseinheiten an das Netz im dynamischen Kurzzeitbereich

### 2.3.7 Frequenzhaltung

#### 2.3.7.1 Primärregelung

- (1) Alle *Erzeugungseinheiten*, die den notwendigen technischen und betrieblichen Anforderungen gemäß des Präqualifikationsverfahrens (siehe Anlage D) entsprechen und einen Rahmenvertrag zur Erbringung von *Vorleistungen* abgeschlossen haben, sind zur Beteiligung an der *Primärregelleistung* berechtigt. *Primärregelleistung* kann ebenfalls über regelbare *Lasten* erbracht werden.
- (2) Jede *Erzeugungseinheit* mit einer *Nennleistung* von  $\geq 100$  MW muss zur Abgabe von *Primärregelleistung* fähig sein. Dies ist Voraussetzung für einen Anschluss an das *Netz*. Der *ÜNB* ist berechtigt, einzelne *Erzeugungseinheiten* von dieser Pflicht zu befreien (z.B. siehe Kapitel 2.3.11.6 (1)).
- (3) *Erzeugungseinheiten* mit einer *Nennleistung* von  $< 100$  MW können nach Vereinbarung mit dem *ÜNB* ebenfalls zur Sicherstellung der *Primärregelung* herangezogen werden.
- (4) Für diese *Erzeugungseinheiten* gilt:
  - Das *Primärregelband* muss mindestens  $\pm 2\%$  der *Nennleistung* betragen
  - Die *Frequenz-Leistungszahl* muss einstellbar sein
  - Die gesamte mit der *Erzeugungseinheit* vertraglich vereinbarte *Primärregelleistung* muss bei einer quasistationären Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz gleichmäßig in 30 s aktiviert und mindestens über einen Zeitraum von 15 min abgegeben werden können.

- Bei kleineren Frequenzabweichungen gilt dieselbe *Leistungsänderungsgeschwindigkeit*, bis die benötigte *Leistung* erreicht ist.
- Für die *Primärregelung* muss die Genauigkeit der Frequenzmessung unterhalb  $\pm 10$  mHz sein.

Ein gleitendes *Totband* und seine Einstellwerte können zwischen *ÜNB* und *Kraftwerksbetreiber* vereinbart werden.

### 2.3.7.2 Sekundärregelung und Minutenreserve

- (1) Alle *Erzeugungseinheiten*, die den notwendigen technischen und betrieblichen Anforderungen gemäß des Präqualifikationsverfahrens (siehe Anlage D) entsprechen und einen Rahmenvertrag zur Erbringung von *Vorleistungen* abgeschlossen haben, sind zur Beteiligung an der *Sekundärregelleistung* und *Minutenreserve* berechtigt. *Sekundärregelung* und *Minutenreserve* können ebenfalls über regelbare *Lasten* (z.B. *Lastabwurf*) erbracht werden.
- (2) Anforderungen zu *Sekundärregelreserve*, *Minutenreserve*, *Sekundärregelband*, *Leistungsänderungsgeschwindigkeit* / -häufigkeit, *Bereitstellungsdauer* und *technische Verfügbarkeit* etc. werden vom *ÜNB* festgelegt (siehe Anhang D).

### 2.3.8 Blindleistungsbereitstellung

- (1) Jede anzuschließende neue *Erzeugungseinheit* mit einer *Nennleistung* von  $P_N \leq 1.000$  MW muss die Anforderungen gemäß Bild 2.3a oder 2.3b am *Netzanschlusspunkt* erfüllen. Für *Erzeugungseinheiten*  $P_N > 1.000$  MW wird die *Blindleistungsbereitstellung* gesondert vereinbart. Die Auswahl einer der in den Bildern 2.3a und 2.3b möglichen Variante der *Grundanforderungen* trifft der *ÜNB* in Abstimmung mit dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* auf Grund der jeweiligen *Netzanforderungen*. Der vereinbarte *Blindleistungsbereich* muss innerhalb weniger Minuten und beliebig oft durchfahren werden können. Bei Bedarf kann der *Netzbetreiber* *Zusatzanforderungen* stellen.
- (2) Für bestehende Anlagen gelten die bisher getroffenen Vereinbarungen.
- (3) Im Bedarfsfall müssen in Abstimmung mit dem *Kraftwerksbetreiber* zusätzliche Einrichtungen in der *Erzeugungseinheit* vorgesehen werden, um eine *Spannungs-* / *Blindleistungs-Regelung* im Gebiet des jeweiligen *Netzbetreibers* durchführen zu können.

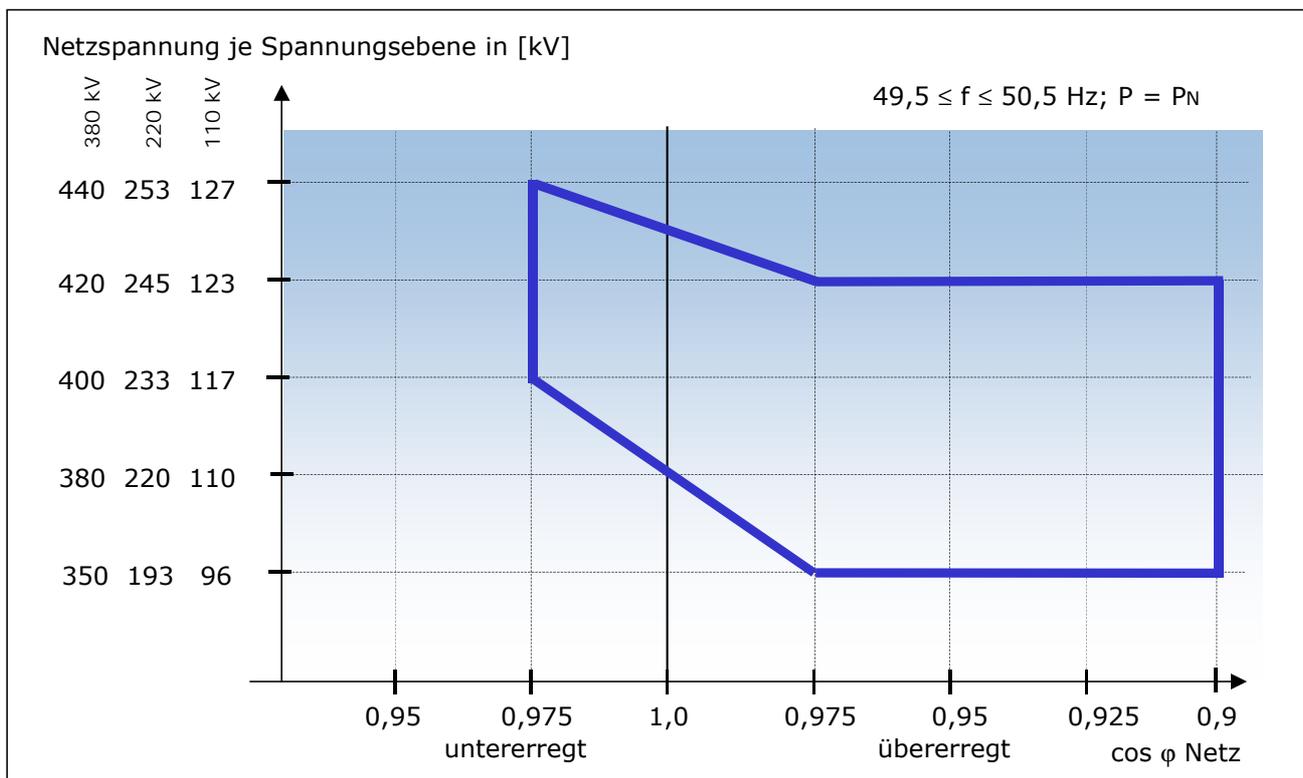


Bild 2.3a: Grundanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz (Variante 1)

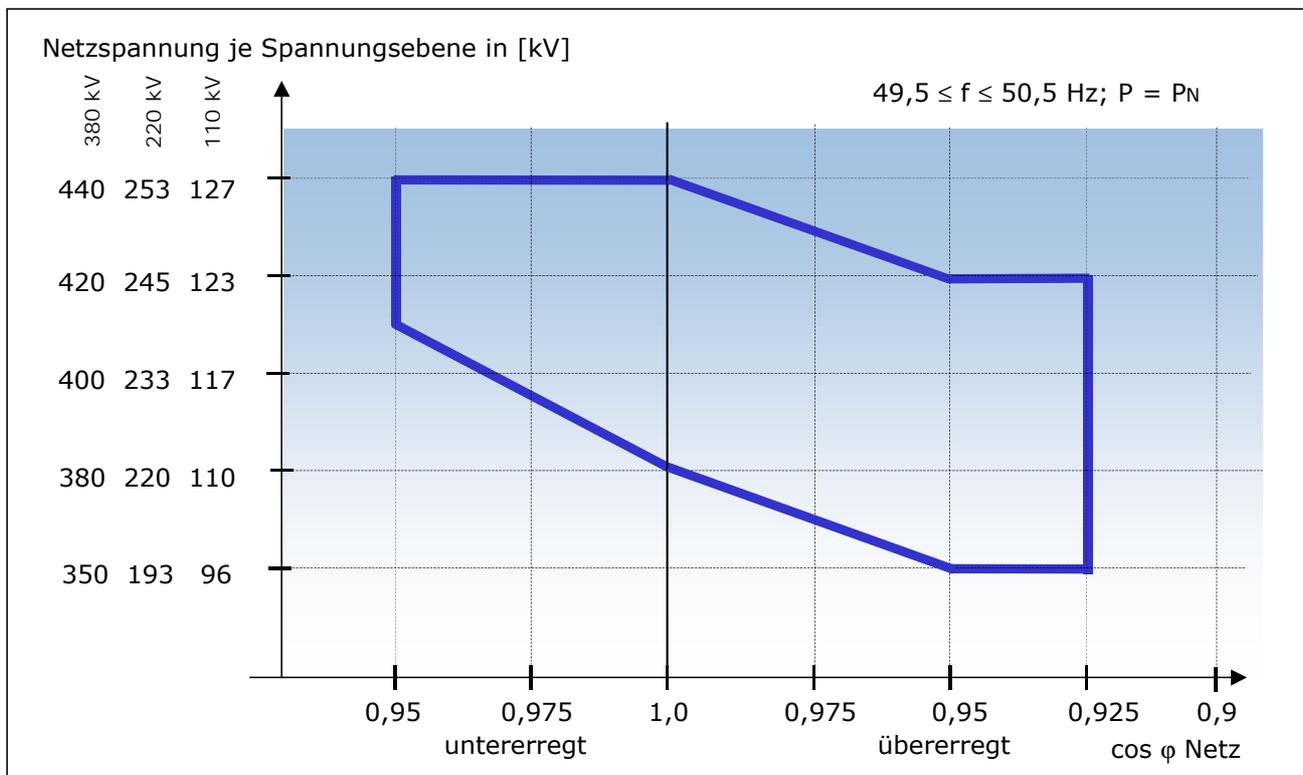


Bild 2.3b: Grundanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz (Variante 2)

### 2.3.9 Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz

- (1) Das Schutzkonzept einschließlich der Einstellwerte wird vom *Netzbetreiber* vorgegeben soweit es dem Schutz des *Netzes* dient.
- (2) Bei Über- oder Unterschreitung von Grenzwerten der folgenden Hauptkriterien:
  - Frequenz darf
  - *Stabilität* soll
  - *Netzspannung* solldie *Erzeugungseinheit* automatisch vom *Netz* getrennt werden.

#### 2.3.9.1 Frequenz

- (1) Erst bei Frequenzen  $< 47,5$  Hz darf sich die *Erzeugungseinheit* vom *Netz* trennen. In Einzelfällen können nach Abstimmung zwischen *Kraftwerksbetreiber* und *ÜNB* auch abweichende Vereinbarungen getroffen werden.

#### 2.3.9.2 Stabilität

- (1) Bei Verlust der *statischen* oder *transienten Stabilität* soll sich die *Erzeugungseinheit* automatisch vom *Netz* trennen, um mehrfaches Durchschlüpfen zu vermeiden.

#### 2.3.9.3 Netzspannung

- (1) Bei quasistationären *Netzspannungen*  $\leq 85$  % der Bezugsspannungen (380/220/110 kV) an der Oberspannungsseite des *Maschinentransformators* (*Schnittstelle Netz – Erzeugereinheit*) darf eine Trennung der *Erzeugungseinheit* vom *Netz* erfolgen, um ein sicheres Abfangen auf *Eigenbedarf* zu ermöglichen.

Bei sinkender *Netzspannung* und bei Gefahr einer Generatorüberlastung ist nach Vorgabe des *ÜNB* der *Maschinentransformator* in Richtung kleineres Übersetzungsverhältnis zu stufen und eventuell die *Wirkleistungsabgabe* zu reduzieren, um die Erzeugereinheit in dieser außergewöhnlichen Situation möglichst lange am *Netz* zu halten und das *Netz* stützen zu lassen.

### 2.3.10 Verhalten der Erzeugungseinheit bei Störungen im Netz

- (1) *Stabilitätsrelevante* Kenngrößen der Turbosatzregelung, d.h. die resultierende Wirkung von Turbinen und Generatorregelung, sind zwischen Kraftwerks- und *Netzbetreiber* abzustimmen.

### 2.3.10.1 Transiente Stabilität (Kurzschlüsse)

- (1) *Kraftwerksnahe 3-polige Kurzschlüsse* dürfen bei Fehlerklärungszeiten bis 150 ms im gesamten Betriebsbereich des Generators nicht zur Instabilität führen, wenn die an der *Schnittstelle "Netz-Erzeugungseinheit"* netzseitig anstehende *Netzkurzschlussleistung* ( $S''_{kN}$ ) nach Fehlerklärung größer als die 6-fache Nennwirkleistung der *Erzeugungseinheit* ist.

Für den Fall einer netzseitig anstehenden geringeren *Netzkurzschlussleistung* oder nach *Wirkleistungserhöhung/Retrofit-Maßnahme*, die in jedem Fall mit dem *Netzbetreiber* abzustimmen ist, kann die zulässige Fehlerklärungszeit des *Netzschutzes* in Absprache mit dem *Netzbetreiber* entsprechend verkürzt werden.

- (2) Unter den in (1) genannten Voraussetzungen dürfen *kraftwerksnahe Kurzschlüsse* nicht zum Trennen der *Erzeugungseinheit* vom *Netz* führen. Es darf keine automatische *Eigenbedarfs*umschaltung auf *Reserve-Netzanschlüsse* eingeleitet werden.

Zur Beherrschung des Spannungseinbruchs im *Eigenbedarf* wird zugelassen, in Abstimmung mit dem *Netzbetreiber* eine kürzere Fehlerklärungszeit (mindestens 100 ms) zu Grunde zu legen, bei der sich die *Erzeugungseinheit* nicht vom *Netz* trennen darf. Voraussetzung hierfür ist, dass die kürzere Fehlerklärungszeit durch geeignete Schutz- und Schaltereinrichtungen bei konzeptgemäßer Funktion gewährleistet werden kann.

Anmerkung:

Im Grenzbereich der *Stabilität* kann es auf Grund der dynamischen Wechselwirkungen zwischen Generator und *Netz* zu einem über die Fehlerdauer hinaus andauernden Spannungseinbruch an den Generatorklemmen und im *Eigenbedarf* der *Erzeugungseinheit* kommen (siehe auch [D8]). Dies muss bei der Auslegung der *Eigenbedarfs*versorgung berücksichtigt werden, so dass die obige Forderung erfüllt wird.

- (3) Bei *kraftwerksfernen Kurzschlüssen* darf es auch bei Fehlerklärung in Endzeit des *Netzschutzes* von bis zu 5 Sekunden weder zu einer *Eigenbedarfs*umschaltung noch zu einer vorsorglichen Trennung der *Erzeugungseinheit* wegen einer Absenkung der *Eigenbedarfs*spannung vom *Netz* kommen.

Anmerkung:

Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Generatorspannung während des *Kurzschlusses* durch den Generator so geregelt wird, dass sie nicht unter 85 % ihres Nennwertes absinkt.

### 2.3.10.2 Statische Stabilität (*Netzpendelungen*)

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

- (2) Für Generatoren können nach gegenseitiger Absprache Einrichtungen zur Dämpfung von Polrad- bzw. *Netzpendelungen* vorgesehen werden, sofern der *Netzbetreiber* dies aus netztechnischen Gründen benötigt und anfordert. Durch diese Maßnahme ist sicherzustellen, dass bei einer überspannungsseitig anstehenden *Netzkurzschlussleistung* ( $S''_{kN}$ ) von mindestens dem Vierfachen der Nennwirkleistung der *Erzeugungseinheit* und einer überspannungsseitig anstehenden Spannung von mindestens der Nennspannung des *Netzes* die *statische Stabilität* für jeden innerhalb des *Generatorleistungsdiagramms* liegenden Betriebspunkt gewahrt und ein stationärer Betrieb möglich ist.
- (3) Alle *Stabilitätsrelevanten* Kenngrößen müssen zwischen *Kraftwerksbetreiber* und *Netzbetreiber* vereinbart werden.
- (4) Die Turbosatzregelung darf nicht anfachend bezüglich Polrad- bzw. *Netzpendelungen* sein.

### 2.3.11 Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen

#### 2.3.11.1 Allgemeines

- (1) Die Anforderungen an *Erzeugungsanlagen* sind in der VDN-Richtlinie "*Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz*" [E10] detailliert beschreiben.

#### 2.3.11.2 Bestimmung der *Nennleistung*

- (1) Die *Nennleistung* einer *Erzeugungseinheit* im Sinne dieser Regelungen ergibt sich aus der Summe der unter einem *Netzanschlusspunkt* (*Netzverknüpfungspunkt*) zusammen gefassten Einzelanlagen. Demzufolge ist z.B. für Windenergieanlagen die installierte *Leistung* eines gesamten Windparks als *Nennleistung* anzusehen (ggf. ist diese Summierung auf galvanisch getrennt betriebene 110-kV-*Netzgruppen* anzuwenden).

#### 2.3.11.3 *Wirkleistungsabgabe*

- (1) Bei der Einspeisung von *Leistung* aus Anlagen zur Nutzung regenerativer Energiequellen in das *Netz* des *ÜNB* können Betriebszustände auftreten, die zur Gefährdung des Systembetriebs oder Beschädigung von Betriebsmitteln führen können. Daher müssen diese Anlagen auf Anforderung des *ÜNB* an sein Erzeugungsmanagement angeschlossen werden. Die *Leistungsabgabe* muss dann bei jedem Betriebszustand und aus jedem Betriebspunkt auf einen vom *ÜNB* vorgegebenen maximalen *Leistungswert* reduziert werden können. Dieser Sollwert wird am *Netzanschlusspunkt* vorgegeben.
- (2) Die Reduzierung der *Wirkleistungsabgabe* auf den Sollwert muss nach spätestens 10 Minuten abgeschlossen sein.

- (3) Bei Anstieg der *Netzfrequenz* auf einen Wert von  $\geq 50,25$  Hz ist die abgegebene *Wirkleistung* kontinuierlich zu reduzieren, bis sie bei 51,5 Hz zu Null wird. Bei Rückgang der Frequenzabweichung ist die *Wirkleistungsabgabe* entsprechend den Gegebenheiten wieder herzustellen.

#### 2.3.11.4 Blindleistungsabgabe

- (1) Alle *Erzeugungseinheiten*, die regenerative Energiequellen nutzen, müssen sich beim *Blindleistungsaustausch* so verhalten, wie es in Kapitel 2.3.8 beschrieben ist.
- (2) Die *Blindleistungsabgabe* muss nach wenigen Minuten dem vom *Netzbetreiber* vorgegebenen Sollwert entsprechen.

#### 2.3.11.5 Verhalten bei Störung

- (1) Bei Fehlern im *Netz*, die außerhalb des Schutzbereiches der Erzeugungsanlage liegen, darf keine Trennung vom *Netz* erfolgen. Während der Fehlerdauer ist ein *Kurzschlussstrom* in das *Netz* einzuspeisen. Auf Grund der eingesetzten Anlagentechnik, z.B. Asynchrongeneratoren oder Frequenzumrichter ist im Einzelfall der *Kurzschlussstrombeitrag* mit dem *Netzbetreiber* zu vereinbaren.

#### 2.3.11.6 Ausnahmeregelungen für Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen

- (1) Windenergieanlagen sind von der *Grundanforderung* befreit, primärregelfähig zu sein.
- (2) Auf die Anforderung der (*Netz-*)*Inselbetriebsfähigkeit* wird bei Windenergieanlagen bis auf Weiteres verzichtet.

#### 2.3.12 Versorgungswiederaufbau

##### 2.3.12.1 Abfangen auf Eigenbedarf

- (1) Die *Erzeugungseinheit* muss für das Abfangen auf *Eigenbedarf* aus jedem gemäß Generator-*Leistungsdiagramm* und Bild 2.1 zulässigen Betriebspunkt ausgelegt sein.
- (2) Die *Abfangsicherheit* muss auch gegeben sein, wenn die *Erzeugungseinheit* gemäß vereinbarter Schutzkonzepte bei Störungen im *Netz* vom *Netz* getrennt wird.
- (3) Nach Abfangen auf *Eigenbedarf* muss die *Erzeugungseinheit* mindestens 2 Stunden nur mit dem *Eigenbedarf* belastet betrieben werden können.

#### 2.3.12.2 (Netz-)Inselbetriebsfähigkeit

- (1) Jede *Erzeugungseinheit*  $\geq 100$  MW muss in der Lage sein, die Frequenz zu regeln unter der Voraussetzung, dass das entstandene *Leistungsdefizit* nicht größer als die in der *Netzinsel* vorhandene *Primärregelreserve* ist. Bei *Leistungsüberschuss* muss die *Erzeugungseinheit* bis zur *Mindestleistung* entlastet werden können.

Ein derartiger (Netz-) *Inselbetrieb* muss mehrere Stunden aufrecht erhalten werden können. Die Einzelheiten sind zwischen dem Betreiber der *Erzeugungseinheit* und dem ÜNB zu vereinbaren.

- (2) Im (Netz-) *Inselbetrieb* muss die *Erzeugungseinheit* stoßartige *Lastzuschaltungen* in Höhe von bis zu 10 % der *Nennlast* (maximal jedoch 50 MW) ausregeln können. Die Pausen zwischen zwei aufeinander folgenden *Lastzuschaltungen* sollen mindestens 5 Minuten betragen.

#### 2.3.12.3 Schwarzstartfähigkeit

- (1) Die *Schwarzstartfähigkeit* muss vom *Kraftwerksbetreiber* angeboten werden, sofern der *Netzbetreiber* dies aus netztechnischen Gründen benötigt und anfordert. Die standortspezifischen Bedingungen sind zwischen dem Betreiber der Erzeugungsanlage und dem ÜNB zu vereinbaren.

#### 2.3.12.4 Großstörungskonzept

- (1) Jeder Betreiber von *Erzeugungseinheiten* hat ein mit dem ÜNB im Rahmen eines übergeordneten *Großstörungskonzeptes* abgestimmtes, spezifisches Konzept für das Verhalten im *Großstörungsfall* zu erstellen.

#### 2.3.12.5 Schulung

- (1) Das Personal des ÜNB und das des Betreibers von *Erzeugungseinheiten* muss entsprechend den vereinbarten Aufgaben geschult sein und durch routinemäßige Schulung auf mögliche Notsituationen vorbereitet werden.

#### 2.3.13 Überprüfung der Erfüllung der Anforderungen

- (1) Umfang und Inhalt der technischen Dokumentation, die zwischen dem *Kraftwerksbetreiber* und dem ÜNB auszutauschen ist, werden im *Netzanschlussvertrag* vereinbart. Ein Beispiel ist in Anhang A aufgeführt. Der Umfang ist im *Netzanschlussvertrag* festzulegen.
- (2) Vor Änderungen an den Vertragsgegenständen sind mindestens diejenigen Teile der im *Netzanschlussvertrag* vereinbarten technischen Dokumentation, die betroffen sind, zu revidieren und den Vertragspartnern zur Verfügung zu stellen.

- (3) Die mit dem *ÜNB* getroffenen und im *Netzanschlussvertrag* festgelegten Vereinbarungen bezüglich der Erbringung von *Leistungen* sind in bilateral zu vereinbarem Umfang nachzuweisen.

## 2.4 Spezielle Anforderungen beim Anschluss von unterlagerten *Netzen*

- (1) Mit Betreibern unterlagerten *Netze* sind weitere vertragliche Vereinbarungen erforderlich. Diese umfassen z.B.:
- Die Installation von Parallelschalteneinrichtungen an der *Schnittstelle* zwischen *Übertragungsnetz* und unterlagerten *Netzen* mit *Erzeugungseinheiten*, sofern diese inselbetriebsfähig sind
  - Einhaltung der *Grundanforderungen* und ggf. notwendiger *Zusatzanforderungen* beim Anschluss von *Erzeugungseinheiten* (siehe Abschnitt 2.3) an das 110-kV-Netz
  - Mitteilungspflicht der in Kapitel 3 definierten Werte
  - Mitteilungspflicht der angeschlossenen *Erzeugungseinheiten* ab einer *Nennleistung* von 5 MW im Gebiet (*Bemessungsleistung* für technische Prüfung).

## 2.5 Anforderungen an den *Netzschutz*

- (1) Im Folgenden werden die *Grundanforderungen* an den selektiven *Netzschutz* bezüglich der *Schnittstellen* zum *Übertragungsnetz* festgelegt. Hierdurch wird die Abschaltung *gestörter Betriebsmittel* und Vermeidung von *Störungsausweitungen* ermöglicht.
- (2) Für einen sicheren rückwirkungsarmen Betrieb der *Kundenanlage* am *Übertragungsnetz* ist es erforderlich, dass jeder *Anschlussnutzer* für seinen Teil des *Netzes* Schutzeinrichtungen installiert, die Folgendem entsprechen:
- Der Gestaltung und den Betriebsbedingungen seines *Netzes* und
  - Den Bedingungen an der *Schnittstelle* zum *Übertragungsnetz*

Die Schutzeinrichtungen müssen alle während des Betriebes auftretenden Spannungen, Ströme und Frequenzen beherrschen.

- (3) Die Bedingungen an den *Schnittstellen* zwischen Anlagen des *ÜNB* und von *Anschlussnutzern* sind bilateral einvernehmlich so abzustimmen, dass die aneinandergrenzenden Anlagen nicht gefährdet werden.
- (4) Zu diesem Zweck werden Umfang, Elemente und Zeitverhalten des Haupt- und Reservechutzsystems vom *ÜNB* entsprechend ihrer spezifischen Bedingungen unter Beachtung langfristig entstandener Lösungskonzepte festgelegt und mit den *Anschlussnutzern* abgestimmt. Dies schließt die Abstimmung der elektrischen Kenngrößen für die Strom- und *Spannungswandler* ein, an die der Schutz angeschlossen wird.

- (5) Kann im Falle eines Schalter- oder Schutzversagers nach Fehlern in der *Kundenanlage* eine sichere Anregung vorgeordneter Schutzgeräte nicht garantiert werden, so erfolgt mit dem *ÜNB* eine Abstimmung über die Installation eines *Leistungsschalterversager-Schutzes* bzw. eines geeigneten *Reserveschutzes*.
- (6) Einrichtungen der Primärtechnik und daran angeschlossene sekundärtechnische Geräte müssen zur Vermeidung von *Netzengpässen* auf die zulässige Belastung des zu schützenden Betriebsmittels abgestimmt sein.

## 2.6 Informationsaustausch an den *Schnittstellen*

### 2.6.1 Allgemeine Festlegungen

- (1) Umfang, Mechanismus und Verfahren des Informationsaustausches (z.B. Begriffsbestimmungen, Formulare, Formate, Protokolle, zeitlicher Ablauf) werden verbindlich zwischen *ÜNB* und *Anschlussnutzer* festgelegt.
- (2) Zur Beurteilung des *Netzanschlusskonzeptes* und zum Zwecke der Ausbauplanung durch den *ÜNB* müssen die *Kundenanlagen* geeignet beschrieben werden. Die hierfür an den *ÜNB* zu liefernden Daten und die erforderlichen Berechnungen werden zwischen *ÜNB* und *Anschlussnutzer* abgestimmt.
- (3) Im Rahmen der *Netzplanung* muss der Nachweis der Einhaltung aller *Netzkriterien* einschließlich *Spannungshaltung* und *Blindleistungshaushalt* für relevante Belastungs- und Schaltzustände erbracht werden. Hierfür müssen Informationen über den Bedarf von Wirk- und *Blindleistung* an den *Schnittstellen* an bezüglich des *Blindleistungshaushaltes* kritischen Tagen und bei charakteristischen Schaltzuständen zur Verfügung gestellt werden. Für die Dokumentation der Sollwertvorgaben für Wirk- und *Blindleistung* ist der *ÜNB* verantwortlich.
- (4) Zu Zwecken der Betriebsplanung und der *Betriebsführung* gemäß Kapitel 6 müssen mindestens Informationen über die erste Masche der horizontal und vertikal angrenzenden *Netze* dem jeweiligen *ÜNB* zur Verfügung gestellt werden.
- (5) Soweit zur Aufklärung von *Netzfehlern* technische Detailinformationen ausgetauscht werden müssen, ist der erforderliche Umfang zwischen *ÜNB* und *Anschlussnutzer* festzulegen.

## 2.7 Maßnahmen bei Änderungen an Anlagen des *ÜNB* und der *Anschlussnutzer*

- (1) Änderungen des *Netzkonzeptes* oder wesentlicher technischer Anlagenparameter beeinflussen den sicheren Systembetrieb und die *Versorgungszuverlässigkeit*. Unter Umständen bestehen Rückwirkungen auf die *Netze* weiterer *ÜNB*.
- (2) *Anschlussnutzer* und *ÜNB* müssen sich gegenseitig über Art, Umfang und Dauer einer Änderung, die den im *Netzanschlussvertrag* bzw. *Anschlussnutzungsvertrag* festgelegten Rahmen verlässt, rechtzeitig vor deren Eintritt abstimmen und ggf. den Vertrag anpassen.

- (3) Der *ÜNB* wird dem *Anschlussnutzer* alle Änderungen der *Netzschaltung* mit Auswirkungen auf den Betrieb der *Kundenanlage* (z.B. Änderung der *Netzkurzschlussleistung*) unverzüglich mitteilen, bei geplanten Maßnahmen versucht er, eine Abstimmung herbeizuführen.
- (4) Der *ÜNB* und ggf. der *VNB*, dessen *Netz* von einer Änderung betroffen ist, prüft die Auswirkungen der Änderung auf den allgemeinen Systembetrieb einschließlich Versorgungssicherheit und Spannungsqualität und stellt die Zulässigkeit bzw. die ggf. erforderlichen Maßnahmen gemäß Abschnitt 2.2 fest.
- (5) Ist eine Prüfung der Auswirkungen auf Grund einer kurzfristig geplanten Änderung mit den im Rahmen der *Betriebsführung* verfügbaren Mitteln nicht möglich, so kann der *ÜNB* bzw. der *VNB* dieser Änderung solange widersprechen, bis eine entsprechende planerische Betrachtung die Zulässigkeit der Änderung bestätigt.
- (6) Der *ÜNB* und der *Anschlussnutzer* können nichttolerierbaren Änderungen widersprechen.
- (7) Der *ÜNB* kann die Durchführung von Messungen zur Überprüfung des vereinbarten Anlagenbetriebes beim *Anschlussnutzer* verlangen. Dies gilt auch, wenn ein Neuanschluss oder eine Änderung im *Netz* eines benachbarten *ÜNB* vorgenommen wurde.

## 2.8 Einrichtungen der Zähltechnik und Zählwertbereitstellung

- (1) Die *Stromwandler* an der Zählstelle verfügen über getrennte Kerne für Schutz, Messung und Zählung. Die *Spannungswandler* verfügen, sofern technisch erforderlich, über getrennte Wicklungen. Die *Stromwandlerkerne* sowie die *Spannungswandlerwicklungen* für die Abrechnungszählung entsprechen der Genauigkeitsklasse 0,2 nach DIN EN 60044 und müssen geeicht sein.
- (2) An den Zählstellen werden durch den *ÜNB* Abrechnungszähleinrichtungen zur Erfassung der Wirk- und, sofern technisch erforderlich, Blindenergie jeweils für Bezug und Lieferung errichtet. Die Energieflussrichtungen werden nach einem eindeutigen Kennzahlensystem gekennzeichnet. Die verwendeten Zähler entsprechen der Genauigkeitsklasse 0,2 nach DIN EN 60687.
- (3) An diesen Zählstellen sind für die Energiemengenermittlung mindestens zwei gleichwertige Zähleinrichtungen erforderlich. Hierdurch ist auch bei *Ausfall* einer Zähleinrichtung eine stetige Energiefluss Erfassung gewährleistet.
- (4) Für den Aufbau und Betrieb der Zähleinrichtungen und für die Erfassung und Bereitstellung von Zählwerten ist der MeteringCode in der jeweils gültigen Fassung anzuwenden. Die Zähleinrichtungen entsprechen den eichrechtlichen Vorschriften in der jeweils gültigen Fassung.
- (5) Soweit für betriebliche Aufgaben erforderlich, sind die Zähleinrichtungen so aufzubauen, dass die Bereitstellung von Zählwerten mit kurzzyklischer Messperiode (< 15 Minuten) und/oder von Zählimpulsen möglich ist.

### 3 Netznutzung

- (1) Der *Netzzugang*, den Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber (*ÜNB*, *VNB*) den Marktpartnern bereit stellen, ist die Grundlage für den Energieaustausch zwischen den Marktpartnern. In diesem Abschnitt werden die erforderlichen organisatorischen Regelungen zum *Netzzugang* beschrieben. Die technische Ausgestaltung des *Netzzugangs* ist durch die Anschlussbedingungen (u.a. Kapitel 2) und im *Netzanschluss-* bzw. *Anschlussnutzungsvertrag* geregelt.

#### 3.1 Grundsätze über Bilanzkreise

- (1) Ein *Bilanzkreis* setzt sich aus einer beliebigen Anzahl von *Einspeise- und/oder Entnahmestellen* (i.d.R. Zählstelle für *Erzeugungseinheiten* bzw. *Kraftwerke* und *Lasten*) innerhalb einer *Regelzone* zusammen, für deren Energieausgleich ein bestimmter *Bilanzkreisverantwortlicher* verantwortlich ist. Durch die Einrichtung von *Bilanzkreisen* wird die Möglichkeit geschaffen, Einspeisungen und Entnahmen für mehrere *Einspeise- und Entnahmestellen* zu saldieren. Zum Ausgleich des Saldos sorgt der *Bilanzkreisverantwortliche* für einen Energieaustausch mit anderen *Bilanzkreisen* nach vorab angemeldeten Fahrplänen und ggf. entsprechenden Kraftwerkseinsatz. Verbleibende Ungleichgewichte im *Bilanzkreis* werden vom *Regelzonenbetreiber* ausgeglichen (Bilanzausgleich).
- (2) Die Zuordnung jeder *Einspeise- und Entnahmestelle* muss dem zuständigen – d. h. dem für den *Netzanschluss* verantwortlichen - *Netzbetreiber* benannt werden. Entnahmestellen können nur genau einem *Bilanzkreis* zugeordnet werden; *Einspeisestellen* können mehreren *Bilanzkreisen* zugeordnet werden. Der zuständige *Netzbetreiber* ist für die Ablesung, Verarbeitung und Weiterleitung der zugehörigen Zählwerte verantwortlich.
- (3) Alle *Einspeise- und Entnahmestellen* müssen vollständig den *Bilanzkreisen* zugeordnet werden.
- (4) Die Einspeisung einer *Einspeisestelle* in mehrere *Bilanzkreise* kann abgebildet werden, indem die gesamte Einspeisung einem (ggf. hierfür eingerichteten) *Bilanzkreis* zugeordnet wird und die Aufteilung auf die anderen *Bilanzkreise* über Fahrpläne erfolgt. Die entsprechenden Fahrpläne sind an den *ÜNB* zu melden. Alternativ kann die Zuordnung über Aufteilungsfaktoren zu mehreren *Bilanzkreisen* erfolgen, die der *Anschlussnutzer* an den *Netzbetreiber* meldet in dessen *Netz* der Anschluss liegt
- (5) Ein offener Vertrag deckt den dargebotsabhängigen bzw. bedarfsabhängigen Teil der Einspeisung bzw. Entnahme ab, also den schwankenden, von eventuellen *Fahrplanlieferungen* bzw. -bezügen abweichenden Teil.
- (6) Ein *Sub-Bilanzkreis* hat die Eigenschaft, dass sein verbleibendes Ungleichgewicht von einem (Sub-) *Bilanzkreis* übernommen wird.
- (7) *Einspeise- und Entnahmestellen* können auch Lieferanten zugeordnet werden, die keinen eigenen (Sub-) *Bilanzkreis* haben (Aggregatoren), wenn der Lieferant dem *VNB* die Erlaubnis eines (Sub-) *Bilanzkreisverantwortlichen* vorlegt, dessen Bilanzkonto mit den Abgabemengen der *Kunden* des Aggregators zu belasten.

- (8) Eine besondere Form des *Bilanzkreises* stellt der *Handelsbilanzkreis* (z.B. *Börsenbilanzkreis*) dar. Im *Handelsbilanzkreis* werden ausschließlich Handelsgeschäfte getätigt und demzufolge werden keine *Einspeise- und Entnahmestellen* zugeordnet.
- (9) Der *ÜNB* gleicht auftretende Ungleichgewichte (Mehr- oder Mindereinspeisungen) in seiner *Regelzone* aus (siehe auch 3.4.) und führt zur Ermittlung der ¼-stündlichen Bilanzabweichung für jeden *Bilanzkreis* eine Energiebilanz.
- (10) Die Führung dieses Energiebilanzkontos erfolgt durch Gegenüberstellung von Beschaffung und Abgabe pro Abrechnungsperiode (Viertelstunde). (Siehe auch Anhang B).
- (11) Vorgehensweise und Fristen für bei einem Wechsel der *Bilanzkreis*-Zuordnung von *Einspeise- und Entnahmestellen* sind im DistributionCode geregelt. Bei Anschlussstellen im *Übertragungsnetz* gelten die Regelungen des DistributionCode [D11] sinngemäß gegenüber dem *ÜNB*. Änderungen der Beziehungen zu anderen *Bilanzkreisen* über *Fahrplan*-Lieferungen/Bezüge (siehe 3.1.(3)) sind vom *Netzkunden* mit den betroffenen *BKV* abzusprechen.
- (12) Der *ÜNB* schließt für jeden *Bilanzkreis* mit einem *Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)* einen *Bilanzkreisvertrag*. Der *BKV* ist somit in kommerzieller und administrativer Hinsicht verantwortlich für:
  - Die fristgerechte Meldung der seinem *Bilanzkreis* zugeordneten *Einspeise- und Entnahmestellen* an die zuständigen *Netzbetreiber*
  - Die Aggregation des Austauschs elektrischer Energie derart, dass zwischen zwei *Bilanzkreisen* jeweils nur ein *Fahrplan* ausgetauscht wird. *Fahrplan*lieferungen erfolgen mit *Bilanzkreisen* anderer *BKV* innerhalb einer *Regelzone* oder mit eigenen *Bilanzkreisen* in anderen *Regelzonen* (ein regelzonenüberschreitender Austausch mit *Bilanzkreisen* anderer *BKV* ist nicht möglich)
  - Die zeitgerechte Übermittlung der *Fahrpläne* an die zuständigen *ÜNB* nach 3.2.
  - Die Sicherstellung eines möglichst ausgeglichenen *Bilanzkreissaldos* gegenüber dem für die *Regelzone* zuständigen *ÜNB*.

*Bilanzkreise* (auch *Sub-Bilanzkreise*) können sich hinsichtlich des Abrechnungsverfahrens einem verantwortlichen *Bilanzkreis* mit dessen Zustimmung zuordnen. Dies ist von beiden Seiten beim *ÜNB* anzuzeigen. Der übergeordnete *Bilanzkreis* kann wiederum die Funktion eines *Sub-Bilanzkreises* haben. In diesen Fällen ermittelt der *ÜNB* für die Abrechnung der *BKV* untereinander das Ungleichgewicht zwischen Beschaffung und Abgabe für alle beteiligten *Bilanzkreise* einzeln und für seine Abrechnung den Ausgleich der Gesamtheit der beteiligten *Bilanzkreise* und teilt dem in diesem Sinne verantwortlichen *BKV* für jeden der ihm direkt nachgelagerten *Sub-Bilanzkreise* die saldierten Bilanzsummen für Beschaffung und Abgabe mit.

Eine zusammenfassende Darstellung "Bilanzabweichungen und (Sub-) *Bilanzkreise*" ist als Anhang B beigefügt.

- (13) Die im Rahmen eines Regelenergiemarktes eingesetzte *Minutenreserve* wird in der jeweiligen *Regelzone* von den beteiligten *ÜNB* in einem getrennten *Bilanzkreis* geführt. Hierfür gelten gesonderte Abwicklungsregelungen für das *Fahrplanmanagement* (siehe Kap. 4).
- (14) Verstößt ein *Bilanzkreisverantwortlicher* grob gegen seine Pflicht zur *Lastdeckung* (z.B. systematische Über- oder Unterdeckung) oder übersteigen die aufgelaufenen Forderungen des *ÜNB* an den *BKV* auf Grund des Regelenergieeinsatzes dessen nachgewiesene Sicherheiten, so hat der *ÜNB* ein außerordentliches Kündigungsrecht des *Bilanzkreisvertrages*. Gleiches gilt bei wiederholten oder schweren Verstößen gegen den TransmissionCode. Näheres regelt der *Bilanzkreisvertrag*. Der *ÜNB* informiert alle betroffenen *ÜNB*, alle *VNB* und alle *BKV* in seiner *Regelzone* unverzüglich über die Kündigung des *Bilanzkreisvertrages*.

## 3.2 Lieferungen über Bilanzkreise

### 3.2.1 Betriebliche Abwicklung von Lieferungen über Bilanzkreise

- (1) Fahrpläne/Daten sind den jeweils betroffenen *ÜNB* spätestens bis 14:30 Uhr des vorausgehenden Tages für den Folgetag mitzuteilen. Die Übermittlung von Fahrplänen an den *ÜNB* ist maximal für einen Monat im Voraus möglich. Alle Fahrpläne sind als  $\frac{1}{4}$ -h-*Leistungsmittelwerte* (= Abrechnungsperiode) für die gesamten 24 Stunden des/der jeweiligen Folgetage(s) anzugeben. Für *Regelzonen* überschreitende *Fahrplananmeldungen* im In- und in das Ausland ist eine *1:1 Nominierung* vorgeschrieben.
- (2) Der *fahrplanmäßige* Austausch elektrischer *Leistung* mit ausländischen *Regelzonen* erfolgt gemäß UCTE nach dem "*Multitimeframe System (MTFS)*". Danach werden die Abrechnungsperioden zwischen den jeweiligen *Regelzonen* bilateral festgelegt. Soweit die jeweilige Abrechnungsperiode des ausländischen *ÜNB* ein Vielfaches einer  $\frac{1}{4}$ -Stunde beträgt, sind innerhalb der Abrechnungsperiode identische  $\frac{1}{4}$ -h-*Leistungsmittelwerte* anzugeben. Fahrpläne zum Ausland können nur bei einem *ÜNB* angemeldet werden, der eine direkte physikalische Kupplung zu dem ausländischen *Netzbetreiber* betreibt.
- (3) Vom *BKV* sind an den zuständigen *ÜNB* mitzuteilen:
  - Alle Summen-Austauschfahrpläne mit anderen *Bilanzkreisen* innerhalb der jeweiligen *Regelzone*
  - Alle Summen-Austauschfahrpläne mit den eigenen *Bilanzkreisen* in den jeweiligen anderen *Regelzonen*
  - Ein (unverbindlicher, nicht abrechnungsrelevanter) Summen-*Fahrplan* für alle dem *BKV* zugeordneten Erzeugungsstellen (Erzeugungsprognose) in der jeweiligen *Regelzone*.

Die *ÜNB* verpflichten sich, diese Fahrpläne nicht an Dritte weiterzugeben.

- (4) Vom *Kraftwerksbetreiber* sind an den zuständigen *ÜNB* mitzuteilen:

- *Einspeise-Fahrpläne* (nicht abrechnungsrelevant) aller *Kraftwerke* (bezogen auf den *Einspeiseknoten*) mit einer *Netto-Engpassleistung* > 100 MW. Diese *Einspeise-Fahrpläne* sind wegen ihrer Bedeutung für den lokalen *Lastfluss* gleichzeitig auch an die betroffenen VNB zu übermitteln.
  - Für alle *Kraftwerke* bei Belieferung mehrerer *BKV*: zeitlicher Verlauf der Aufteilungs-faktoren bzw. Lieferfahrpläne an andere *BKV* als den mit dem offenen Vertrag. Diese Fahrpläne müssen mit den Fahrplänen der empfangenden *BKV* identisch sein (siehe 3.2.1 (3), dritter Spiegelpunkt).
- (5) Eine Teilbelieferung kann auf unterschiedliche Weise im System der *Bilanzkreise* und *Fahrplanmeldungen* organisiert werden. Einzelheiten finden sich in der VDN/VDEW-Richtlinie "Datenaustausch und Mengenzuweisung" [E9] in der jeweils gültigen Fassung.
- (6) Zusätzlich kann mit derselben Frist und demselben zeitlichen Detail die Angabe der Absatzprognose seines *Bilanzkreises* durch den *BKV* erfolgen, d.h. der geplanten Summenabgabe an bedarfsabhängig- und *fahrplanbelieferte* Entnahmestellen über alle *Netzbereiche* der *Regelzone* sowie die *Summeneinspeisefahrpläne* der ihm zugeordneten *Kraftwerke* mit *Netto-Engpassleistungen*  $\geq 100$  MW. Diese Angaben sind für den *ÜNB* zur sicheren Systemführung hilfreich (Plausibilitätsprüfung der *Regelzonen-Lastprognose* sowie der vom *BKV* deklarierten Beschaffungen und Abgaben). Sie sind nicht abrechnungsrelevant.
- (7) Der *BKV* ist verantwortlich für die von ihm abgegebenen Fahrpläne. Die *ÜNB* stellen dem *BKV* eine Eingangsbestätigung der Fahrpläne und das Ergebnis einer nicht rechtsverbindlichen, formalen Prüfung bereit. Nach Eingang der korrespondierenden Fahrpläne der jeweiligen Handelspartner erfolgt eine nicht rechtsverbindliche Prüfung auf Übereinstimmung. Das Prüfungsergebnis stellt der *ÜNB* dem *BKV* auf Anforderung ebenfalls bereit.
- (8) Falls die Prüfung von zwei miteinander korrespondierenden regelzoneninternen Fahrplänen Differenzen ergeben hat oder wenn ein *Fahrplan* fehlt, fordert der *ÜNB* die betroffenen *BKV* zu bilateraler Fehlerklärung und Neuübermittlung der (geänderten) Fahrpläne auf. Ist eine Klärung innerhalb der Frist der Möglichkeit nachträglicher Änderungen regelzoneninterner Fahrpläne gemäß 3.2.1 (11) nicht möglich, so wird der *Fahrplan* der Empfängerseite für die Abrechnung zu Grunde gelegt. *Börsen* können mit anderen *BKV* in der *Regelzone* des *ÜNB* unter Zustimmung des *ÜNB* vereinbaren, dass bei Differenzen die Angaben der *Börse* gelten. Ein weitergehender Informationsaustausch ist im *Bilanzkreisvertrag* zu regeln.
- (9) Falls die Prüfung nach 14:30 Uhr Differenzen von zwei miteinander korrespondierenden *Regelzonen* übergreifenden Fahrplänen ergeben hat oder wenn ein *Fahrplan* fehlt, so verständigen die *ÜNB* unmittelbar die *BKV* und fordern die *BKV* auf bis 15:30 Uhr einen der abgegebenen, korrespondierenden Fahrpläne zu bestätigen und den anderen zu ändern.
- Erfolgt dies nicht, so wird der ausspeisende *Fahrplan* (*Senken-Fahrplan*) für die physikalische Abwicklung und Abrechnung vom *ÜNB* eingestellt. Dies gilt nicht, wenn innerhalb der Korrekturfrist kein korrespondierender *Fahrplan* angemeldet wurde. In diesem Fall wird kein *Fahrplan* eingestellt.

- (10) Bei nachweislich ungeplanten Ausfällen von *Erzeugungseinheiten* mit einer Netto-*Engpassleistung* von  $\geq 5$  MW sind Änderungen der Fahrpläne (z.B. zwischen *Bilanzkreisen* bzw. *Regelzonen*) mit einer Vorlaufzeit von 15 Minuten (bei Ausland Vorlaufzeit von mindestens 15 Minuten, Änderungen nur zur vollen Abrechnungsperiode gemäß 3.2.1.(2)) möglich.

Bei einer unvorhersehbaren *Lastreduktion* von  $> 5$  MW (z.B. durch *Ausfall* von Produktionsanlagen), deren Rückgängigmachung sowie bei der Wiederinbetriebnahme von *Erzeugungseinheiten* nach Ausfällen sind *Fahrplanänderungen* mit einer Vorlaufzeit von 60 Minuten vor Beginn des jeweiligen *Fahrplanintervalls* bei entsprechendem Nachweis möglich. Der Nachweis kann auch nachträglich erfolgen. Die Rückgängigmachung bzw. die Wiederinbetriebnahme ist nur in der gleichen Größenordnung wie die ausgefallene *Leistung* möglich.

- (11) Fahrpläne innerhalb einer *Regelzone* (interne Fahrpläne) sind für die Fehlerprüfung, die nur durch den *ÜNB* erfolgen kann, unabdingbar. Da sich hieraus kein physikalischer *Lastfluss* über *Regelzonen* hinweg ergibt, sondern nur eine Lieferung zwischen *Bilanzkreisen* innerhalb einer *Regelzone* darstellt, ist eine Änderung bzw. Ergänzung im Nachhinein unter den folgenden Randbedingungen möglich:

- Die Abgabe von verbindlichen internen Fahrplänen erfolgt bis 14:30 Uhr.
- Bei Erkennung von *Fahrplanfehlern* fordert der *ÜNB* die betroffenen *Bilanzkreise* zu bilateraler Fehlerklärung und Neuübermittlung der geänderten Fahrpläne auf.
- Nachträgliche *Fahrplanänderungen* können bis 16:00 Uhr des auf den Erfüllungstag des *Fahrplans* folgenden Werktages erfolgen. Ist eine Fehlerklärung zwischen den *Bilanzkreisen* bis zu diesem Zeitpunkt nicht möglich, so wird für die *Bilanzkreisabrechnung* der *Ausspeise-Fahrplan* eingestellt.
- Die Anzahl der nachträglichen *Fahrplanänderungen/-ergänzungen* pro *Bilanzkreis* ist je Tag auf 6 Zeitreihen bzw. Datenspalten im *Fahrplan* beschränkt.
- Ausgenommen von nachträglichen Änderungen sind Fahrpläne, die *Börsenbilanzkreise* bzw. *EEG-Bilanzkreise* betreffen, da diese *Bilanzkreise* einen Sonderstatus besitzen. Bei nicht zu klärenden Unstimmigkeiten mit einem dieser *Bilanzkreise* werden immer die Fahrpläne der *Bilanzkreise* der *Börsen* bzw. des *EEG-Bilanzkreises* des *ÜNB* übernommen.

- (12) Die Abgabe von verbindlichen *Regelzonen* übergreifenden Fahrplänen erfolgt bis 14:30 Uhr am Vortag. Stellen die *ÜNB* bei der Überprüfung Differenzen der abgegebenen Fahrpläne nach 14:30 Uhr fest, so verständigen sie unmittelbar die betroffenen *BKV* und fordern sie zur Festlegung auf einen der abgegebenen Fahrpläne auf. Daraufhin haben die *Bilanzkreisverantwortlichen* bis 15:30 Uhr Zeit, einen der beiden Fahrpläne zu bestätigen. Erfolgt dies nicht, so wird der ausspeisende *Fahrplan* (Senke) für die physikalische Abwicklung vom *ÜNB* eingestellt.

Eine rückwirkende Änderung von *Regelzonen* übergreifenden Fahrplänen ist in keinem Fall möglich.

- (13) Auf Grund der Auswirkungen von Änderungen von *Regelzonen* überschreitenden Fahrplänen am aktuellen Tag innerhalb Deutschlands kann eine Einführung von Änderungsmöglichkeiten nur schritt- und teilweise erfolgen. Nach einer abschließenden Beurteilung der Auswirkungen auf die Systemsicherheit und des Nutzen/Aufwand-Verhältnisses ist eine Entscheidung über Fortführung bzw. Ausweitung zu treffen.

Die Bearbeitung der *Fahrplan*änderungen am aktuellen Tag erfordert den gleichen Arbeitsablauf, wie für das *Fahrplan*management und die *Lastflussanalyse* am Vortag.

Dazu zählen insbesondere die Abstimmung der Salden, die Neueinstellung der Reglersollwerte und *Regelzonen* übergreifende *Lastflussanalysen*.

Durch die *ÜNB* sollten *Engpassprognosen* nach kompatiblen Verfahren erfolgen. Diese *Engpassprognosen* sind auch für *Fahrplan*änderungen am aktuellen Tag erforderlich. Dabei sollten Auswirkungen auf benachbarte Netze berücksichtigt werden.

Eine zu begründende Ablehnung darf nur erfolgen, wenn die Realisierung des *Fahrplans* zu technischen Schwierigkeiten führen würde.

*Fahrpläne* über *Netzengpässe* und *Fahrpläne* die Auktionen von *Netzkapazitäten* betreffen, können nicht am aktuellen Tag geändert werden.

Bis auf Weiteres wird folgendes Verfahren für die *Regelzonen* EnBW TNG und RWE Net angewandt:

*Fahrplan*änderungen der am Vortag eingereichten *Fahrpläne* können zu den festen Zeitpunkten 8:00 Uhr, 13:00 Uhr, und 17:00 Uhr (Änderungszeitpunkte) am aktuellen Tag (Erfüllungstag des *Fahrplans*) für die verbleibenden Stunden des aktuellen Tages beim *ÜNB* wirksam werden.

Wegen der notwendigen Prüfungen ist es zwingend erforderlich, dass den betroffenen *ÜNB* die korrespondierenden *Fahrpläne* bis spätestens drei Stunden vor dem Änderungszeitpunkt übermittelt werden. Die *ÜNB* beginnen vier Stunden vor dem Änderungszeitpunkt mit der Plausibilisierung der vorliegenden *Fahrpläne*. Werden hierbei Unstimmigkeiten festgestellt, so werden die betroffenen Händler benachrichtigt und erhalten die Möglichkeit einer Korrektur. Ist ein Abgleich bis drei Stunden vor dem Änderungszeitpunkt nicht erfolgt, gilt der *Senken-Fahrplan*.

Der *ÜNB* prüft nach Eingang der Änderungswünsche und nach Abschluss der Plausibilisierungsphase die technische Machbarkeit und teilt dem *BKV* das Ergebnis bis spätestens eine Stunde vor dem relevanten Änderungszeitpunkt mit. Ist der Änderungswunsch nicht durchführbar (*Netzengpässe* etc.) so gelten die zuvor gültigen *Fahrpläne* weiterhin.

Es werden nur *Fahrplan*änderungen  $\geq 5$  MW je geänderter Zeitreihe zugelassen.

Um eine sichere und zeitgerechte Übermittlung der geänderten *Fahrpläne* zu gewährleisten sind die *Fahrplan*änderungen ausschließlich mittels FTP-Protokoll über ISDN (oder ersatzweise über ein mit dem *ÜNB* vereinbartes Verfahren) durchzuführen. Die *Übertragung* per E-Mail wird redundant durchgeführt.

Für Änderungen, die *Fahrpläne* ins Ausland betreffen, müssen mit dem ausländischen *ÜNB* folgende Regelungen und Verfahrensweisen vorab vereinbart und realisiert sein:

- Eine 1:1 Nominierung der Regelzonen überschreitenden Fahrpläne ist vorgeschrieben, um Fahrplanfehler und Unstimmigkeiten bei der Anmeldung zu vermeiden und eine zeitgerechte Überprüfung durch die ÜNB zu ermöglichen.
  - Die Änderungszeitpunkte und die Abwicklungsregeln beim benachbarten ÜNB im Ausland müssen mit den Deutschland internen Änderungszeitpunkten und Regeln kompatibel sein.
  - Die Fahrplanaustauschformate, die Austausch- und Prüfroutinen müssen kompatibel sein und weitgehend automatisiert ablaufen. Insbesondere gelten für Fahrplanänderungen am aktuellen Tag die Bestimmungen aus 3.2.1. (16) (siehe Hinweise zu ESS).
- (14) Kommt ein BKV seiner Verpflichtung nach Abgabe von verbindlichen Fahrplänen nachweislich regelmäßig nicht nach, kann der ÜNB mit Vorankündigung von 1 Tag die Möglichkeit der nachträglichen Änderung der internen Fahrpläne untersagen. Bei dann auftretenden Differenzen korrespondierender Fahrpläne wird der Senkenfahrplan für die Bilanzkreisabrechnung eingestellt.
- (15) Die ÜNB legen das für die Fahrplananmeldung anzuwendende einheitliche Format fest. Von ETSO wurde ein europaweit einheitliches Kodierungsverfahren ETSO Identification Code (EIC) und Fahrplanformat ETSO Scheduling System (ESS) basierend auf XML definiert und für die europaweite Anwendung empfohlen.
- (16) Der bisher bei der Fahrplananmeldung angewendete VDN-Code wird ab 01.04.2003 durch den von der ETSO empfohlenen EIC ersetzt und ab diesem Zeitpunkt ausschließlich angewendet. Ausgabestelle des europaweit gültigen EIC ist der VDN seit 01.11.2002.
- (17) Zum 01.07.2003 wird ESS in Deutschland eingeführt und löst das provisorische Excel-Format vollständig zum 31.12.2003 ab. Das ESS wird von ETSO gepflegt und weiterentwickelt und künftig auch auf anderen Märkten (z.B. Österreich, Schweiz) angewendet. Die aktuelle Dokumentation ("ETSO Scheduling System – Implementation Guide") steht im Internet ([www.edi.ets-net.org](http://www.edi.ets-net.org)) zur Verfügung.
- (18) Die Kommunikation für die Fahrplananmeldung findet auf elektronischem Weg statt und ist redundant ausgelegt. Übertragungsweg für den ungestörten Betrieb ist ausschließlich FTP über ISDN.
- (19) Für die Kommunikation des BKV mit dem ÜNB wird ausschließlich eine Kommunikationsadresse verwendet.
- (20) Der ÜNB darf zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit, im Rahmen der Systemführung und zur Vermeidung von Engpässen im Netz Energiegeschäfte tätigen.

Der ÜNB kann in Fahrpläne eingreifen, sofern dies der sichere Netzbetrieb erfordert und nennt den betroffenen BKV die Gründe dafür. Sofern die BKV nicht in gleicher Weise (z.B. Pro-Rata-Kürzung) betroffen sind, gibt der ÜNB den betroffenen BKV, den Umfang des Fahrplaneingriffs bekannt.

Über die ergriffenen Maßnahmen ist in geeigneter Form zu berichten.

- (21) Um die Abrechnung der *Bilanzkreise* zu ermöglichen, muss der VNB die für die Abrechnung relevanten Daten erfassen und in aggregierter Form je *BKV* an den *ÜNB* übermitteln:
- ¼-h-Zählwerte (kWh) und bei Wahl des analytischen Modells *Lastprofilwerte* (in Form von ¼-h-Arbeitswerten (kWh), Quasizählwert) summiert über alle dem *BKV* zugeordneten Einspeisungs- und Entnahme-Zählstellen in seinem *Verteilungsnetz*, separat summiert für Einspeisungen und Entnahmen;
  - ¼-h-Werte (kWh) der *Summenlast* aller *Lastprofilkunden* pro *BKV* in seinem *Verteilungsnetz* (synthetisches Modell).

Die Weitergabe dieser aggregierten Daten zum Zwecke der Bilanzierung erfolgt monatlich.

### 3.2.2 Genehmigung oder Ablehnung von Fahrplänen

- (1) Fahrpläne zwischen *Bilanzkreisen* innerhalb Deutschlands sind nicht genehmigungspflichtig. Ausnahmen hierzu sind:
- Der *Fahrplan* betrifft eine Beschaffung oder Abgabe in einem Gebiet bzw. einen *Transit* durch ein Gebiet, das in einem vom *ÜNB* veröffentlichten *Engpass* genannt ist (siehe Abschnitt 3.3. – insbes. Abschnitt 3.3 (5)).
  - Änderungen und Neuanmeldungen von *Regelzonen* übergreifenden Fahrplänen am aktuellen Tag gemäß Ziffer 3.2.1 (13).
- (2) Die unter (1) genannten genehmigungspflichtigen Fahrpläne können – falls zur Erhaltung des sicheren Systembetriebs erforderlich – unter Angabe von Gründen zeitnah abgelehnt werden.
- (3) Alle fristgemäß angemeldeten Fahrpläne sind ggf. nach Genehmigung verbindlich. Die Regelungen nach Ziffer 3.2.1 (11) bleiben unberührt.
- (4) Für Fahrpläne gegenüber dem Ausland gelten die jeweiligen ETSO- und UCTE-Vereinbarungen (siehe auch 3.2.1 (2)).

### 3.2.3 Regelblock übergreifender Austausch elektrischer Leistung

- (1) Für den übergreifenden Austausch elektrischer *Leistungen* sind neben den Regelungen der UCTE auch die jeweils geltenden Bestimmungen der ETSO einzuhalten. Zur Umsetzung dieser Bestimmungen (z.B. Cross-Border-Tariffing – CBT) legen die *ÜNB* entsprechende Prozeduren (z.B. gesonderte *Transitfahrpläne*) fest.

## 3.3 Engpässe im Übertragungsnetz

- (1) Ein *Engpass* besteht, wenn durch den vorhandenen *Lastfluss* im betrachteten *Netz* das betriebliche (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann (siehe Anhang C).

- (2) Ein *Engpass* definiert sich auch, wenn der *ÜNB* die begründete Erwartung hat, dass bei Akzeptanz aller angemeldeten bzw. prognostizierten Fahrpläne das betriebliche (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann (siehe Anhang C).
- (3) Engpässe können auf Grund unvorhergesehener betrieblicher Situationen oder größerer als erwarteter *Fahrplananmeldungen* kurzfristig auftreten.
- (4) Engpässe werden definiert für Importe in eine *Regelzone* oder eine Gruppe von *Regelzonen*, für Exporte aus einer *Regelzone* oder einer Gruppe von *Regelzonen* oder für *Transite* (gleichzeitiger Import und Export) durch eine *Regelzone* oder Gruppe von *Regelzonen*. Bei *Transit-Engpässen* ist anzugeben, welche *Regelzone-zu-Regelzonen-Lieferungen* den *Engpass* betreffen. Wenn Engpässe innerhalb einer *Regelzone* auftreten und das entsprechende Import-, Export- oder *Transit*gebiet messtechnisch eindeutig abgrenzbar ist, kann auch ein solches Gebiet zum *Engpass* erklärt werden. Die Definition der Abgrenzung eines Gebiets erfolgt über die *Netzbetriebsmittel* (z.B. Leitungen). Der *ÜNB* veröffentlicht rechtzeitig wie mit diesem *Engpass* verfahren wird.
- (5) Es liegt im Rahmen der in (2) genannten begründeten Erwartung im Ermessen des oder der betroffenen *ÜNB* zu entscheiden, wie lange oder oft ein bestimmter *Engpass* wie in (8) beschrieben gehandhabt wird, bzw. welche Höhe an *Fahrplananmeldungen* auftreten muss, bevor der *Engpass* veröffentlicht wird.
- (6) Die Veröffentlichung von *Engpässen* erfolgt durch die betroffenen *ÜNB* i.d.R. auf ihren Internet-Seiten inklusive einer Begründung und durch unverzügliche Mitteilung an die *BKV*. Für Engpässe der deutschen *ÜNB* sind unverbindliche Verweise ("Links") auf der Internet-Seite des VDN eingerichtet.
- (7) Bei der Veröffentlichung eines *Engpasses* wird angegeben:
  - Übertragungsrichtung, in der der *Engpass* auftritt
  - Prognostizierte Dauer
  - Methode des *Engpassmanagements* (kurz-, mittel- und langfristig) z.B. Auktion
  - Die dem Markt zur Verfügung stehende Kapazität der entsprechenden *Schnittstelle*.
- (8) Kurzfristig auftretende Engpässe werden von dem oder den betroffenen *ÜNB* durch Schaltmaßnahmen bzw. von ihnen angewiesenen geänderten Einsatz von *Erzeugungseinheiten* bzw. durch Energiegeschäfte so gehandhabt, dass die (n-1)-Sicherheit im Betrieb wieder hergestellt wird.
- (9) Die Maßnahmen und Verfahren für den Energieaustausch im Bereich von *Netzengpässen* müssen so gestaltet sein, dass der Anspruch der *BKV* bezüglich der Energieübertragungsmöglichkeit über den *Engpass* hinweg, d.h. auf beiden Seiten des *Engpasses*, diskriminierungsfrei gewährleistet ist.
- (10) Um Maßnahmen zum *Engpassmanagement* für *BKV* wirksam werden zu lassen, müssen Engpässe von dem/den betroffenen *ÜNB* 24 Stunden vor Ende der Anmeldefrist für Fahrpläne (siehe 3.2.1) veröffentlicht werden.

### 3.4 Ungleichgewichte zwischen Beschaffung und Abgabe in einem Bilanzkreis

- (1) Ein *BKV* ist für den Ausgleich von Beschaffung und Abgabe pro Abrechnungsperiode ( $\frac{1}{4}$ -h-*Leistungsmittelwerte*) in seinem *Bilanzkreis* verantwortlich. Für den momentanen Ausgleich der *Leistungsbilanz* in der *Regelzone* ist der *ÜNB* zuständig.
- (2) Für Abrechnungszwecke ermitteln die *ÜNB* die  $\frac{1}{4}$ -stündlichen Abweichungen für jeden *Bilanzkreis* aus den tatsächlichen  $\frac{1}{4}$ -h-*Leistungsmittelwerte* für Einspeisung und Entnahme. Für *Kleinkunden* sind vereinfachte Methoden (*Lastprofile*) vorgesehen. Die Festlegung von *Last-* und *Einspeiseprofilen* erfolgt durch den zuständigen *VNB*.
- (3) Kurzfristige systematische Abweichungen von den  $\frac{1}{4}$ -h-*Leistungsmittelwerten* werden bis maximal zum Ende der vierten Viertelstunde ab einschließlich der Viertelstunde, in der ein *Kraftwerksausfall* eingetreten ist, im Rahmen der *Systemdienstleistungen* ausgeglichen und abgerechnet. Der *Kraftwerksausfall* ist in diesem Fall unverzüglich zu melden und anschließend nachzuweisen.
- (4) Soweit Toleranzbänder Anwendung finden, werden diese dem *BKV* mit dem offenen Vertrag vollständig zugeteilt. *Fahrplanlieferungen* und -einspeisungen haben laut Definition keine Toleranzbänder. Lieferungen in Form synthetischer *Lastprofile* sind in diesem Sinne *Fahrplanlieferungen*. Das Toleranzband für die gesamten *Lasten* der *Kunden*, die mit synthetischem *Lastprofil* beliefert werden, wird dem Marktteilnehmer zugeordnet, der das wirtschaftliche Risiko für eine Abweichung trägt. Einzelheiten müssen im *Bilanzkreisvertrag* und zwischen *ÜNB* und *VNB* geregelt werden.
- (5) Soweit Toleranzbänder Anwendung finden, können neben dem Standard-Toleranzband von  $\pm 5\%$  der jeweiligen kumulierten zeitgleichen 15-Minuten-Höchstlast eines Monats der definierten Entnahmestellen eines *Bilanzkreises* in einer *Regelzone* zwischen *BKV* und *ÜNB* Toleranzbänder bis zu  $20\%$  vereinbart werden, wenn der Maximalwert von  $\pm 5$  MW nicht überschritten wird (Änderungen des Toleranzbandes müssen zwei Wochen vor Beginn des entsprechenden Monats bei dem betreffenden *ÜNB* eingegangen sein).
- (6) Um einen sicheren Systembetrieb aufrecht zu erhalten, kann der *ÜNB* folgende Maßnahmen mit abnehmender Priorität treffen:
  - (a) Der *ÜNB* deckt die *Bilanzkreisüber-* bzw. *Bilanzkreisunterdeckungen* durch Bereitstellung von *Ausgleichsenergie*.
  - (b) Tritt der Bedarf an *Ausgleichsenergie* systematisch länger als 4 Viertelstunden auf bzw. sind bei ihrer Beschaffung *Leistungs-* oder *Übertragungs-Engpässe* zu erwarten, so kontrahiert der *ÜNB* *Notreserve* zur Abdeckung dieser Fälle.
  - (c) Ist es dem *ÜNB* im Extremfall nicht möglich, ausreichend *Ausgleichsenergie* oder *Notreserve* bereitzustellen um die Bilanz der *Regelzone* auszugleichen, so kann er im Zusammenwirken mit den *Netzbetreibern*, an deren *Netzen* die Verursacher angeschlossen sind, entsprechend seiner Verantwortung für die *Versorgungszuverlässigkeit* und zum Schutz der übrigen *Anschlussnutzer*, die Verursacher des Ungleichgewichtes – notfalls auch durch deren Trennung vom *Netz* – am unzulässigen Bezug hindern. Dies ist aber nur in den Fällen möglich, in denen die Verursacher eindeutig zuzuordnen sind.

### 3.5 Wirkleistungsverluste im Netz

- (1) Die Deckung der Wirkleistungsverluste wird ausschließlich von den *Netzbetreibern* für das jeweils eigene *Netz* durchgeführt.

### 3.6 Abwicklung der Lieferungen gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

- (1) Die Abwicklung der EEG-Lieferungen des *ÜNB* an die *BKV* wird in Form von *Fahrplanlieferungen* über die bestehenden *Bilanzkreise* vorgenommen.
- (2) Die *BKV* sind für die inhaltlich korrekte Anmeldung der Abnahmefahrpläne zur Erfüllung der aus dem EEG resultierenden Abnahmeverpflichtungen verantwortlich.

## 4 Systemdienstleistungen

### 4.1 Einführung

- (1) Als *Systemdienstleistungen* werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen *Dienstleistungen* bezeichnet, die *Netzbetreiber* für die *Anschlussnutzer* zusätzlich zur *Übertragung* und *Verteilung* elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen:
  - *Frequenzhaltung*
  - *Spannungshaltung*
  - *Versorgungswiederaufbau*
  - *Betriebsführung*.
- (2) Im Rahmen der Erbringung von *Systemdienstleistungen* zahlt der *ÜNB* für die Lieferung der erforderlichen *Vorleistungen* den *Anbietern/Erbringern* gemäß vertraglichen Vereinbarungen entsprechende Vergütungen.

Im Kapitel 2 "Anschlussbedingungen" sind die technischen Definitionen / Abgrenzungen zwischen *Grundanforderungen* und *Zusatzanforderungen* beschrieben. Die Investitionen für die Erbringung der *Grundanforderungen* werden nicht vom *Netzbetreiber* vergütet. Aufwendungen für die Vorhaltung und Lieferung von *Zusatzanforderungen* sowie die Lieferung von Blindarbeit sind in eine Vergütung mit einzubeziehen. Auf Verlangen des *Netzbetreibers* sind die Aufwendungen für die Vorhaltung von *Zusatzanforderungen* nachzuweisen. Der technische Mehraufwand im Kraftwerk für die Erbringung von *Vorleistungen* für die *Frequenzhaltung* (*Primärregelung*, *Sekundärregelung* und *Minutenreserve*) wird vom *Anbieter* selbst getragen. Details werden bilateral zwischen den Vertragspartnern vereinbart.

- (3) Der *ÜNB* muss für einen sicheren Betrieb die Kontrolle über alle *Systemdienstleistungen* haben, d. h. der *ÜNB* legt entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen mit den *Anbietern* fest, wer wann welche *Vorleistungen* erbringen muss.

## 4.2 Sicherstellung und Inanspruchnahme

### 4.2.1 Allgemeines Vorgehen

- (1) Auf Basis von vertraglich vereinbarten *Vorleistungen* und von Einsatzplanungen der *Anschlussnutzer* vereinbaren der *ÜNB* und die entsprechenden *Anschlussnutzer* (z.B. *Kraftwerksbetreiber* und Betreiber von zu diesem Zweck regelbaren Verbrauchseinheiten) die Bereitstellung der *Vorleistungen* für die Erbringung der *Systemdienstleistungen*. Dabei kann die Bereitstellung einiger *Leistungen* obligatorisch an den Betrieb bestimmter Anlagen gebunden sein (z.B. bei der *Spannungshaltung*).

### 4.2.2 Frequenzhaltung

- (1) Der *ÜNB* ist zu einer jederzeit ausreichenden Vorhaltung von Primärregel-, Sekundärregel- und *Minutenreserveleistung* im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Systembetrieb verpflichtet.
- (2) Der *ÜNB* berücksichtigt, dass neben sicheren Übertragungen der für dieses *Netz* prognostizierten Höchstbelastung auch die *Übertragung* der Primärregel-, Sekundärregel- und *Minutenreserveleistung* (wobei die Primärregelleistung gemäß UCTE-Regel [U1] sukzessive von Sekundärregel- und *Minutenreserveleistung* abgelöst wird) sichergestellt ist. Die Vorhaltung von Übertragungskapazität und Infrastruktur im *Übertragungsnetz* wird demnach bestimmt durch die Aufgaben:
  - *Übertragung* der prognostizierten Höchstbelastung und
  - *Übertragung* der Primärregel-, Sekundärregel- und *Minutenreserveleistung*.
- (3) Die *ÜNB* schreiben diese *Regelleistungen* im liberalisierten Strommarkt aus und beschaffen sie zu Wettbewerbskonditionen. Die Mindestanforderungen an die *Anschlussnutzer/Anbieter* sind durch ein Präqualifikationsverfahren (siehe Anhang D) nachzuweisen. Nähere Bestimmungen über die Lieferung der einzelnen *Regelleistungen* werden in Rahmenverträgen zwischen dem *ÜNB* und den *Anschlussnutzern/Anbietern* geregelt.
- (4) Ergebnisse der Ausschreibung werden veröffentlicht.

#### 4.2.2.1 Primärregelung

- (1) Gemäß UCTE-Regel [U1] wird die für das gesamte synchrone Verbundsystem nötige Primärregelleistung von 3.000 MW auf die einzelnen *ÜNB* aufgeteilt, die für die laufende gesicherte Vorhaltung ihres so ermittelten Anteils an Primärregelleistung für ihre jeweilige *Regelzone* verantwortlich sind.
- (2) Jede *Erzeugungseinheit* (z.B. *Kraftwerksblock*) ab einer *Nennleistung* von 100 MW muss gemäß Abschnitt 2.3.7.1 primärregelfähig sein.

- (3) Jeder *Anbieter* von *Primärregelleistung*, der mit *ÜNB* vertragliche Vereinbarungen gemäß Ziffer 4.2.1 (3) zur Vorhaltung der *Primärregelleistung* getroffen hat, muss auf Anforderung durch den jeweiligen *ÜNB* (Vertragspartner) die technischen *Einheiten* unter *Primärregelung* gemäß UCTE-Regel [U1] betreiben.
- (4) In der Vorplanungsphase, d.h. bis 17:00 Uhr des Vortages bzw. am letzten *Arbeitstag*, der vor einem Wochenende bzw. einem Feiertag liegt, teilen die vertraglich verpflichteten *Anbieter* von *Primärregelleistung* dem *ÜNB* für alle Tage bis inkl. des nächsten *Arbeitstages* die technischen Einheiten mit, aus denen sie die vertraglich vereinbarte *Primärregelleistung* für ihn und ggf. andere *ÜNB* bereit stellen.
- (5) Der *ÜNB* ist berechtigt, soweit die am Markt beschaffbare *Regelleistung* zur Erfüllung der zu erbringenden *Primärregelleistung* nicht ausreichend ist, für in Betrieb befindliche *Kraftwerke* die Teilnahme an der *Primärregelung* anzuordnen. Ein finanzieller Ausgleich wird bilateral geregelt.

#### 4.2.2.2 Sekundärregelung

- (1) Jede *Regelzone* innerhalb des gesamten synchronen Verbundsystems stellt das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch unter Berücksichtigung der mit anderen *Regelzonen* vereinbarten Fahrpläne sicher (siehe UCTE-Regel [U1]). Die für die einzelnen *Regelzonen* zuständigen *ÜNB* realisieren dies hauptsächlich durch Einsatz der *Sekundärregelung* gemäß Kapitel 2.3.
- (2) Die *Sekundärregelleistung* wird von den *Anbietern* erbracht, die mit dem *ÜNB* vertragliche Vereinbarungen getroffen haben.
- (3) Die technischen Kenngrößen der zur Bereitstellung von *Sekundärregelleistung* vorgesehenen technischen Einheiten (Regelparameter, Regelgeschwindigkeit, etc.) werden in Präqualifikationen nachgewiesen.
- (4) Welche *Anbieter* für die jeweiligen Zeitintervalle an der *Sekundärregelung* beteiligt werden, ist durch die entsprechende Ausschreibung/Beschaffung gemäß 4.2.2 (3) festgelegt.
- (5) In der Vorplanungsphase, d.h. bis 17:00 Uhr eines *Arbeitstages* bzw. am letzten *Arbeitstag*, der vor einem Wochenende bzw. einem Feiertag liegt, teilen die vertraglich verpflichteten *Anbieter* den betreffenden *ÜNB* für alle Tage bis inklusive des nächsten *Arbeitstages* die technischen Einheiten mit, aus denen sie die vertraglich vereinbarte *Sekundärregelleistung* für sie oder andere *ÜNB* bereitstellen.
- (6) Auf der Basis dieser Mitteilung der *Anbieter* und der Meldungen anderer *Anschlussnutzer* sowie des aktuellen Bedarfs ruft der *ÜNB* von den vertraglich verpflichteten *Anbietern* die nötige *Sekundärregelleistung* ab. Die Auswahl erfolgt nach dem Grundsatz minimaler Kosten, gesicherter *Leistungsvorhaltung* und den Belangen der betrieblichen *Netzsicherheit*.
- (7) Die aktuelle Anforderung von *Sekundärregelleistung* erfolgt ggf. erst nach Aktivierung durch den *ÜNB* direkt durch den automatischen *Leistungs-Frequenzregler* des *ÜNB* über die direkte informationstechnische Anbindung der *Kraftwerke*, für die die Erbringung vertraglich vereinbart ist.

- (8) Der ÜNB ist berechtigt, soweit die am Markt beschaffbare Sekundärregelleistung zur Erfüllung der zu erbringenden Sekundärregelleistung nicht ausreichend ist, für in Betrieb befindliche Kraftwerke die Teilnahme an der Sekundärregelung anzuordnen. Ein finanzieller Ausgleich wird bilateral geregelt.

#### 4.2.2.3 Minutenreserve

- (1) Bei größeren Abweichungen des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch und/oder zur Wiederherstellung eines ausreichenden Sekundärregelbandes setzen die ÜNB Minutenreserveleistung ein.
- (2) Die Minutenreserve wird von den Anbietern erbracht, die mit ÜNB vertragliche Vereinbarungen getroffen haben.
- (3) Welche Anbieter für die jeweiligen Zeitintervalle Minutenreserve vorzuhalten haben, ist durch die entsprechende Ausschreibung/Beschaffung gemäß 4.2.2 (3) festgelegt.
- (4) In der Vorplanungsphase, d.h. bis 17:00 Uhr eines Arbeitstages bzw. am letzten Arbeitstag, der vor einem Wochenende bzw. einem Feiertag liegt, teilen die vertraglich verpflichteten Anbieter den betreffenden ÜNB für alle Tage bis inkl. des nächsten Arbeitstages die technischen Einheiten für die Erbringung positiver und/oder negativer Minutenreserve mit, aus denen sie die vertraglich vereinbarte Minutenreserve für sie oder andere ÜNB bereitstellen.
- (5) Die Anforderung und Lieferung von Minutenreserve erfolgt als fahrplanmäßiger Leistungsaustausch zwischen dem Bilanzkreis für Minutenreserve (siehe 3.1 (10)) des vertraglich verpflichteten Anbieters und dem Bilanzkreis des ÜNB.
- (6) Die Anforderung erfolgt nach dem Grundsatz minimaler Kosten, ausreichender Leistungsvorhaltung und den Belangen der betrieblichen Netzsicherheit.
- (7) Die Anforderung erfolgt mit einer Vorlaufzeit von mindestens 7½ Minuten zum Beginn der nächsten Viertelstunde. Der Anbieter ist zu einer entsprechenden physikalischen Erbringung der Minutenreserveleistung verpflichtet.
- (8) Kann der ÜNB den Bedarf an Minutenreserve im Rahmen der Ausschreibung nicht decken, so ist er berechtigt, Energiegeschäfte zu tätigen. Dieses kann z.B. der gegenseitige Austausch zwischen den ÜNB sein.

#### 4.2.3 Spannungshaltung

- (1) Die Spannungshaltung ist Bestandteil der Maßnahmen zur Aufrechterhaltung einer sicheren Versorgung, für die der zuständige Netzbetreiber die Verantwortung trägt. An der Spannungshaltung beteiligt sind unter Koordination des zuständigen Netzbetreibers das jeweilige Netz, die Erzeugungseinheiten, die vorgelagerten Verteilungs- und Übertragungsnetze, die am Netz angeschlossenen Verbraucher und im Verbund auch die Randbereiche der Nachbarnetze.

- (2) Dem *ÜNB* obliegt es, den *Blindleistungshaushalt* seiner *Netzanlagen* einschließlich des Bedarfs der *Anschlussnutzer* auszugleichen. Dazu hält er Möglichkeiten zur Kompensation im *Netz* und in angeschlossenen *Kraftwerken* selbst bzw. über Verträge in geeignetem Umfang und mit geeigneter Charakteristik (schaltbar/regelbar) vor, so dass die Einhaltung vorgeschriebener Grenzwerte bzw. vereinbarter Betriebsspannungsbänder ausreichend sichergestellt werden kann.
- (3) Jede *Erzeugungseinheit* muss deshalb die definierten *Grundanforderungen* hinsichtlich *Leistungsfaktor* gemäß Abschnitt 2.3.8 erfüllen, um an das *Übertragungsnetz* angeschlossen zu werden.
- (4) Jedes *Kraftwerk* betreibt nach Vorgabe durch den *ÜNB* die *Erzeugungseinheiten* mit der angeforderten *Blindleistung*. Die Bedingungen für Lieferung und Bezug von *Blindleistung* werden in bilateralen Verträgen festgelegt.
- (5) Einschränkungen in der *Blindleistungserzeugung* werden dem *ÜNB* unverzüglich nach Bekanntwerden mitgeteilt.
- (6) Die Auswahl der *Kraftwerke* erfolgt entsprechend den betrieblichen Erfordernissen des *Netzbetreibers*.
- (7) Stellt der *ÜNB* in der täglichen Betriebsplanung fest, dass der *Blindleistungshaushalt* mit den vorhandenen Mitteln nicht ausgeglichen werden kann, weist er zusätzliche *Erzeugungseinheiten* an, *Blindleistung* zu liefern. Ein finanzieller Ausgleich wird bilateral geregelt.
- (8) Wird durch die Erbringung der *Systemdienstleistung Spannungshaltung* der *Wirkleistungseinsatz* auf Anforderung des *Netzbetreibers* verändert, so wird hierfür vom *Netzbetreiber* eine Vergütung gezahlt.

#### 4.2.4 Versorgungswiederaufbau

- (1) Der *ÜNB* ist im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Systembetrieb und dessen rascher Wiederherstellung nach *Großstörungen* in Zusammenarbeit mit seinen benachbarten *ÜNB* bzw. den unterlagerten *VNB* sowie *Kraftwerksbetreibern* verpflichtet, entsprechende Konzepte für präventive und operative Maßnahmen unter Berücksichtigung der jeweiligen *Netzinfrastuktur* zu erstellen.
- (2) Die Erbringer von präventiven *Leistungen* zum *Versorgungswiederaufbau* können der *ÜNB*, *Anschlussnutzer* sowie *Netzbetreiber* angrenzender und unterlagerter *Netze* sowie *Kraftwerksbetreiber* sein. Je nach erforderlicher Maßnahme müssen die Erbringer technische Maßnahmen zum *Versorgungswiederaufbau* ergreifen und die Wirksamkeit ihrer Einrichtungen gegenüber dem *ÜNB* nachweisen.
- (3) Für die *Systemdienstleistung "Versorgungswiederaufbau"* greift der *ÜNB* gemäß Abschnitt 2.3.12 auf die *Netzinselbetriebsfähigkeit* und die *Schwarzstartfähigkeit* geeigneter Anlagen sowie auf andere *ÜNB* und *Anschlussnutzer* zurück. Der *ÜNB* vergütet den *Anbietern* von kontrahierten schwarzstartfähigen Anlagen die Einrichtung bzw. die Vorhaltung der technischen Einrichtungen. Details werden bilateral vereinbart.

#### 4.2.5 Betriebsführung

- (1) Zu den wichtigsten Aufgaben der *Betriebsführung* des Übertragungsnetzes gehören die *Netzüberwachung*, die Sicherstellung der *Netzsicherheit*, die Anweisung und Durchführung von Schalthandlungen, die Durchführung der *Spannungs-/Blindleistungs-* und *Leistungs-Frequenz-Regelung*, die Schaffung der notwendigen Voraussetzungen für die Zählwerterfassung und die Abrechnung zwischen *Netzbetreiber* und *Anschlussnutzer*.

Ebenfalls zum Bereich der *Betriebsführung* zählt die betriebliche Umsetzung des *fahrplanmäßig vereinbarten Leistungsaustausches* der *BKV*, der bedarfsgerechte Einsatz der *Kraftwerke* für die *Sekundärregelleistung*, der Abruf der *Minutenreserve* und ggf. der *Notreserve*. Wesentliche Aufgaben sind auch die *Engpassprognose*, das *Engpassmanagement*, die *Lastprognose* für die jeweilige *Regelzone*, die Beobachtung des momentanen Einsatzes der *Kraftwerke* sowie die Koordination oder der Abruf von *Vorleistungen* zur Erbringung von *Systemdienstleistungen*.

- (2) Die zentralen Aufgaben der *Betriebsführung* werden von einer dem *ÜNB* zugeordneten betriebsführenden Stelle durchgeführt. Die Durchführung dieser Aufgaben erfordert eine umfangreiche technische Ausstattung, zu der vor allem die Einrichtungen der Prozessleittechnik und Prozessdatenverarbeitung sowie die nachrichtentechnischen Einrichtungen zur *Übertragung* der Messwerte und Ereignisse aus *Kraftwerken* und *Netz* gehören.

#### 4.2.6 Informationstechnische Anforderungen

##### 4.2.6.1 Einbindung in den Sekundärregelkreis der *ÜNB*

- (1) Jede *Erzeugungseinheit* bzw. Gruppe von *Erzeugungseinheiten*, die unter dem Sekundärregler eines *ÜNB* betrieben werden soll, muss online in den entsprechenden Sekundärregelkreis eingebunden werden. Dies erfolgt durch eine entsprechende informationstechnische Anbindung an die jeweilige Hauptschaltleitung/Systemführung.
- (2) Der *Anbieter* hat darüber hinaus dafür Sorge zu tragen, dass zu allen betroffenen Übertragungsnetzbetreibern und ggf. auch zu deren *Primärregelungsführern* jeweils eine entsprechende informationstechnische Anbindung bereitsteht.
- (3) Folgende informationstechnischen Anbindungen müssen für eine Funktionsprüfung und Abnahme durch die *ÜNB* bis spätestens 2 Wochen vor möglichem Beginn der Regelerzielieferung bereitstehen:
  - eine Anbindung der *Erzeugungseinheit* an den *ÜNB* der zugeordneten *Regelzone*
  - Anbindung der *Erzeugungseinheit* an den zugehörigen *Primärregelungsbetreiber* bzw. an weitere *ÜNB* falls erforderlich
  - Verbindung zwischen den jeweilig betroffenen *ÜNB* falls erforderlich.
- (4) Die vom zentralen Sekundärregler des *ÜNB* ermittelte spezifische *Leistungsanforderung* für eine *Erzeugungseinheit* bzw. für eine Gruppe von *Erzeugungseinheiten* muss so übermittelt werden, dass eine verzögerungsfreie und unbeeinflusste Umsetzung der *Leistungsanforderung* erfolgt.

- (5) Sofern es der *ÜNB*, mit dem die Lieferung von Sekundärregelenergie vereinbart ist, zulässt, kann in Abstimmung mit dem *Anbieter* das Signal der *Leistungsanforderung* für einen oder mehrere Kraftwerkspools eines *Anbieters* zusammengefasst erfolgen. Entsprechende Rahmenbedingungen für eine derartige Poolung sind im Einzelfall abzustimmen.

#### 4.2.6.2 Ort der Informationsübergabe

- (1) Der Ort der Informationsübergabe für die zum Betrieb der *Sekundärregelung* benötigten Online-Informationen wird nach Vorgabe des *ÜNB* festgelegt. Erfolgt die Einspeisung der Sekundärregelenergie in der *Regelzone* eines anderen *ÜNB*, ist der *Anbieter* für die informationstechnische Anbindung an die Sekundärregelkreise beider *ÜNB* zuständig.

#### 4.2.6.3 Regelzyklus bzw. Messwerterneuerungszyklus

- (1) Der Regelzyklus beträgt  $\leq 3$  Sekunden, so dass eine entsprechende kürzere Messwerterneuerungszeit erforderlich ist.

#### 4.2.6.4 Umfang des Informationsaustausches

- (1) Für jede *Erzeugungseinheit* bzw. Gruppe von *Erzeugungseinheiten*, die unter dem Sekundärregler eines *ÜNB* betrieben werden soll, benötigt der jeweilige *ÜNB* folgende Informationen:

(a) *statische* Daten:

$P_N$ ,  $P_{\min}$ ,  $P_{\max}$ , *Leistungsänderungsgeschwindigkeit*, das verfügbare Regelband und bei Pumpspeicherwerken zusätzlich die Angabe des Ist-Arbeitsvermögens (Speicherinhalt) in MWh

(b) Online-Informationen:

$P_{\text{Fahrplan}}/P_{\text{Arbeitspunkt}}$ ,  $P_{\text{Ist}}$ ,  $P_{\text{Regel}}$  (erbrachte *Regelleistung*), die Statusmeldungen "*Sekundärregelung ein/aus*" und "*Maschine ein/aus*" sowie die *Leistungsanforderung* vom zentralen Sekundärregler ( $P_{\text{soll}}$ ).

(c) Online-Zählwerte:

Für die Überwachung des Randintegrals als kurzzyklische Zählwerte (sofern erforderlich).

- (d) Für die Abrechnung sind *Fahrplan*- und Zählwerte der Nettoeinspeisung der relevanten *Erzeugungseinheiten* per elektronischem Datenträger in den geforderten Fristen in Abrechnungsqualität bereitzustellen.

Die Anforderungen an den Umfang bei einem Pool von *Erzeugungseinheiten* in Bezug auf die einzelne *Erzeugungseinheit* bleibt unverändert. Im Einzelfall sind Summenwerte nach Anforderung des ÜNB vom Anbieter zu ergänzen.

Der verbindliche Umfang, die Datenformate und die Übertragungsverfahren werden vom jeweiligen ÜNB nach möglichst einheitlichen europäischen Standards festgelegt.

### 4.3 Sonstige Regelungen

- (1) Bei Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes auf Anweisung des ÜNB (Redispatch) erfolgt ein finanzieller Ausgleich, der bilateral vereinbart wird (siehe Kap. 6.3.3).

## 5 Netzausbau

### 5.1 Aufgaben der Ausbauplanung

- (1) Der ÜNB richtet seine Ausbauplanung darauf aus, dass er für die prognostizierten Übertragungsaufgaben ein ausreichend bemessenes *Übertragungsnetz* vorhält, das eine sichere und zuverlässige *Betriebsführung* und eine preisgünstige *Netznutzung* mit einer angemessenen Versorgungsqualität ermöglicht.
- (2) Die Bemessung der *Netzreserve* erfolgt anhand des (n-1)-Kriteriums bzw. nach probabilistischen Methoden. Wegen Prognoseunsicherheiten ist im Planungsstadium die Einhaltung definierter Mindestanforderungen unabdingbar.
- (3) Der ÜNB erstellt wirtschaftliche *Netzkonzepte* unter Berücksichtigung der aktuellen *Last* und Erzeugungssituation sowie der prognostizierten Entwicklung der bereits angeschlossenen bzw. der in absehbarer Zeit angeschlossenen Anlagen. Kurzfristig auftretende Engpässe durch sich ändernde Ringflüsse und *Transite* können bei der *Netzausbauplanung* nicht berücksichtigt werden.
- (4) Der ÜNB trägt dafür Verantwortung, dass die zum Ausbau seines *Netzes* notwendigen öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren eingeleitet sowie die baulichen Maßnahmen nach erteilter Genehmigung veranlasst werden.

### 5.2 Das (n-1)–Kriterium in der Ausbauplanung

- (1) Nachfolgend werden in Verbindung mit Anhang C getrennt für das 380-/220-kV-*Übertragungsnetz* und 110-kV-*Netz* mit Übertragungsnetzfunktionen Mindestkriterien für die Anwendung des (n-1)–Kriteriums zur Bemessung der *Netzreserve* und Bestimmung der zulässigen *Netzauslastung* definiert und die nicht tolerierbaren Einschränkungen und Auswirkungen auf die Versorgung beim einfachen *Ausfall* angegeben. Die Kriterien stellen den technischen Beurteilungsrahmen für die Ermittlung des *Netzanschlusskonzeptes* für *Kundenanlagen* gemäß Kapitel 2 und für den *Netzausbau* dar.

- (2) Mit der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums [D4] wird eine ausreichende *Versorgungszuverlässigkeit* (Versorgungskontinuität) [D6] für alle *Anschlussnutzer* sowie die sichere Durchführung von Übertragungen und die Bereitstellung von *Systemdienstleistungen* ermöglicht. Mit dem (n-1)-Kriterium werden sämtliche netztechnischen Fragestellungen behandelt, insbesondere zu erbringende *Systemdienstleistungen* (z.B. *Spannungshaltung* inklusive *Blindleistungsbereitstellung*), Betriebsmittelauslastungen, das Schutzkonzept und bei Bedarf *Stabilitätsfragen*. Hierzu gelten die nachfolgend beschriebenen Anforderungen.
- (3) Der *ÜNB* legt im Rahmen der Planung sein *Netz* nach dem (n-1)-Kriterium so aus, dass für die prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben bei einer durch ein Ereignis ausgelösten Störung die *Netzfunktionen* entsprechend Anhang C erhalten bleiben.
- (4) Spezielle Regelungen für ausgedehnte Übertragungsnetze:
  - Zur Beurteilung der Sicherheit in einem *Netzbereich* wird das (n-1)-Kriterium für relevante Zeitbereiche mit dem jeweils dort aus aktueller Sicht zu erwartenden Kraftwerkseinsatz (inklusive Einspeisungen aus Anlagen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung sowie aus Anlagen auf Basis regenerativer Energien) angewandt.
  - Die netztechnische Anwendung des (n-1)-Kriteriums erfolgt für *Netze*, in denen der störungsbedingte Stillstand derjenigen *Erzeugungseinheit* unterstellt ist, der die größten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat.

Das (n-1)-Kriterium ist jeweils erfüllt, wenn bei *Ausfall* eines *Netzbetriebsmittels* (ausgenommen Sammelschienenfehler) die gesamte *Erzeugungleistung* unter Vermeidung der in Anhang C genannten Auswirkungen übertragen werden kann. Hierbei ist die für die unterlagerte Spannungsebene vertraglich vereinbarte bzw. prognostizierte *Netzkapazität* zu berücksichtigen.

- (5) Spezielle Regelung für 110-kV-*Netzgruppen* mit Übertragungsfunktion:

Zur Beurteilung der Versorgungssicherheit von 110-kV-*Netzgruppen* mit Übertragungsfunktion wird das netztechnische (n-1)-Kriterium auf *Netze* mit maximalem und minimalem Kraftwerkseinsatz angewandt, entsprechend den Vereinbarungen mit den *Kraftwerksbetreibern* bzw. dem schwankenden *Leistungsangebot*.
- (6) *Netzanschlüsse* können individuell abweichend vom (n-1)-Kriterium ausgeführt werden.

## 5.3 Stabilität in Übertragungsnetzen

### 5.3.1 Allgemeine Erläuterungen zur Stabilität

- (1) Ein stabiler Synchronbetrieb der *Erzeugungseinheiten* ist Voraussetzung für einen sicheren und zuverlässigen *Verbundbetrieb* sowie die *Kundenversorgung*. Das dynamische Verhalten eines *Elektrizitätsversorgungssystems* resultiert aus den physikalischen Wechselwirkungen von *Erzeugungseinheiten*, dem europäischen, synchron zusammenschalteten *Übertragungsnetz* und *Anschlussnutzern* mit ihren jeweiligen Regeleinrichtungen und wird in seiner Gesamtheit durch den *ÜNB* beurteilt. Es ist daher erforderlich, dass der *ÜNB* über eine genaue Kenntnis des dynamischen Verhaltens der an sein *Netz* angeschlossenen bzw. anzuschließenden Anlagen verfügt. Der *Anschlussnutzer* stellt dazu die notwendigen Daten auf Anfrage bereit.
- (2) Ein stabiler Betrieb wird für alle betrieblich relevanten Zustände durch geeignete Bemessung bzw. Parametrierung der primär- und sekundärtechnischen Einrichtungen in *Kundenanlagen* und im *Netz* sichergestellt. Bei der Beurteilung der *Stabilität* und der resultierenden netztechnischen Anforderungen ist zu unterscheiden zwischen der *statischen* und *transienten Stabilität* [S2].
- (3) Im Falle einer wesentlichen Änderung technischer oder betrieblicher Parameter der *Kundenanlagen* oder im Falle eines Neuanschlusses gibt der *ÜNB* die zur Aufrechterhaltung der *Stabilität* notwendigen Maßnahmen vor. Die am *Netz* angeschlossenen *Erzeugungseinheiten* müssen hierzu den technischen Mindestanforderungen nach Abschnitt 2.3 entsprechen.

### 5.3.2 Spezielle Anforderungen aus Sicht der statischen Stabilität

- (1) Die *statische Stabilität* ist notwendige Voraussetzung für den Betrieb eines *Elektrizitätsversorgungssystems* und muss zu jedem Zeitpunkt und in jedem Betriebspunkt sichergestellt sein. Die *statische Stabilität* ist dann nicht mehr gegeben, wenn während des ungestörten Systembetriebes durch geringfügige Systemzustandsänderungen (z.B. wechselnde *Leistungsübertragungen*, Schalthandlungen) der stationäre Betrieb nicht mehr aufrechterhalten bleibt und es zu selbständig aufklingenden Pendelungen kommt, die einen großflächigen *Netzzusammenbruch* oder Schäden an *Kundenanlagen* zur Folge haben können. Die Grenze der *statischen Stabilität* kann abhängig von der Übertragungsentfernung bereits erreicht werden, obwohl im (n-1) – Fall Strombelastbarkeiten auftreten, die deutlich unterhalb der jeweils maximalen thermischen Strombelastbarkeiten liegen.
- (2) Als netzseitige Voraussetzungen für die *statische Stabilität* werden beim *Netzausbau* folgende Mindestanforderungen erfüllt:
  - Einhaltung der in Abschnitt 2.3.10.2 genannten Mindestwerte für die am *Netzanschlusspunkt* netzseitig anstehende *Netzkurzschlussleistung* und die *Netzspannung* auch bei geschwächtem *Netz* (in der Regel unter Beachtung des (n-1) – Kriteriums).

- Bezüge, Lieferungen bzw. *Transite*, wechselnde *Last-* und *Einspeisesituationen* (z.B. Schwachlastbetrieb mit untererregten Generatoren) sowie betrieblich relevante Änderungen der *Netzschaltung* (*Ausfall*, Umschaltung) dürfen die *statische Stabilität* nicht gefährden; gegebenenfalls sind Einschränkungen geltend zu machen.

### 5.3.3 Spezielle Anforderungen aus Sicht der transienten Stabilität

- (1) Die *transiente Stabilität* liegt dann nicht mehr vor, wenn nach der Klärung eines *Netzkurzschlusses* einzelne oder mehrere *Erzeugungseinheiten* gegenüber dem *Übertragungsnetz* asynchron werden. Große Frequenz- und Spannungsänderungen sowie hohe Ausgleichsströme zwischen *Übertragungsnetz* und asynchronen (durchschlüpfenden) *Erzeugungseinheiten* können den sicheren Betrieb des *Elektrizitätsversorgungssystems* erheblich beeinträchtigen.
- (2) Als Voraussetzungen für die *transiente Stabilität* werden netzseitig folgende Mindestanforderungen erfüllt:
  - Im Rahmen des *Netzausbaus* wird durch den *ÜNB* sichergestellt, dass im Falle *kraftwerksnaher Kurzschlüsse* an der *Schnittstelle "Netz – Erzeugungseinheit"* die in Abschnitt 2.3.10.1 genannten netzseitigen *Mindestkurzschlussleistungen* nach konzeptgemäßer Fehlerklärung durch den *Netzschutz* nicht unterschritten werden. Ausnahmen können im gegenseitigen Einvernehmen vereinbart werden.

Werden mehrere *Erzeugungseinheiten* über die selbe *Schnittstelle* (Sammelschiene) am Netz betrieben, ist bei der Bestimmung der *Mindest-Netzkurzschlussleistung* die Summe der *Generatornennwirkleistungen* zu Grunde zu legen.
  - Ist das Durchschlüpfen einer *Erzeugungseinheit* nach *Netzkurzschlüssen* nicht vermeidbar, muss diese zur Vermeidung gefährdender Auswirkungen auf den allgemeinen *Netz-* und *Kraftwerksbetrieb* durch den *Generatorschutz* (z.B. Polschlupfschutz, KraftwerkSENTKUPPLUNGSRELAYS) vom *Netz* getrennt werden. Die während dieser dynamischen Vorgänge auftretenden Auswirkungen auf das *Netz* (z.B. 1-maliges Durchschlüpfen des Polrades als Auslösekriterium für den Polschlupfschutz) müssen verkraftet werden.

## 6 Betriebsplanung und Betriebsführung

### 6.1 Einführung

- (1) Die Betriebsplanung und -führung umfasst die Gesamtheit der Aufgaben der Planung des Systemeinsatzes und der Systembilanz sowie der *Netzführung* und *Leistungs-Frequenz-Regelung*. Die Vorgehensweisen bei der Planung der Systembilanz und der *Leistungs-Frequenz-Regelung* sind im Kapitel 4 "*Systemdienstleistungen*" beschrieben.

## 6.2 Betriebsplanung

### 6.2.1 Aufgaben der Betriebsplanung

- (1) Die Betriebsplanung stellt sicher, dass kurz- und mittelfristig anstehende Ereignisse wie Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an Betriebsmitteln und Geräten, Baumaßnahmen im *Übertragungsnetz* etc. und angemeldete Fahrpläne durch Berücksichtigung im täglichen Betriebsgeschehen sicher durch die *Betriebsführung* beherrscht werden.
- (2) Ein weiterer Schwerpunkt der Betriebsplanung ist das *Fahrplanmanagement*. Die von den *Bilanzkreisen* eingereichten Fahrpläne stellen eine wichtige Grundlage zur Planung der benötigten *Reserveleistung* des *ÜNB* dar, da sie Aussagen über das Gesamtbeschaffungsportfolio der *Regelzone* zulassen. Die *Regelzonen* überschreitenden Austauschfahrpläne sind unabdingbarer Bestandteil zur Berechnung der Austauschsalen zwischen den *Regelzonen* und damit eine wichtige Voraussetzung zur Vorhersage zu erwartender Engpässe im *Übertragungsnetz*. Diese Engpässe werden durch das präventive *Engpassmanagement* im Rahmen der Betriebsplanung behoben. Neben den Fahrplänen der *Bilanzkreise* sind Revisionsprogramme der *Kraftwerksbetreiber* und aktuelle *Netztopologieänderungen* wichtige Eingangsgrößen der *Engpassanalyse*. Kurzfristig auftretende Engpässe werden durch kurative Maßnahmen im Rahmen der *Betriebsführung* beseitigt.

### 6.2.2 Das (n-1)–Kriterium in der Betriebsplanung

- (1) Der *ÜNB* betreibt entsprechend der Betriebsplanung sein *Netz* nach dem (n-1)–Kriterium so, dass beim einfachen *Ausfall* der in Anhang C definierten *Netzbetriebsmittel* sowie derjenigen *Erzeugungseinheiten* (inklusive HGÜ-Einspeisungen sowie Anlagen auf Basis regenerativer Energien) mit den größten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, die Auswirkungen gemäß Anhang C vermieden werden. Betrachtet werden sämtliche netztechnische Fragestellungen, insbesondere zu erbringende *Systemdienstleistungen* (z.B. *Spannungshaltung* inklusive *Blindleistungsbereitstellung*), *Betriebsmittelauslastungen* und bei Bedarf *Stabilitätsfragen*.
- (2) Grundlage der Prüfung für den betrachteten Zeitbereich sind alle bereits bekannten oder prognostizierten *Fahrplananmeldungen* gemäß Kapitel 3 unter Einschluss der Reserveeinspeisungen sowie der geplante *Netzzustand*. Der zu Grunde gelegte *Netzzustand* schließt geplante Abschaltungen von *Netzbetriebsmitteln* und *Erzeugungseinheiten* ein.
- (3) Der *ÜNB* kann von der (n-1)–sicheren Versorgung vorübergehend abweichen, wenn dies für betriebliche Arbeiten und *Netzzumbauten* erforderlich ist. Die Durchführung der Arbeiten erfolgt mit angemessener Vorankündigung gegenüber betroffenen *Anschlussnutzern*.
- (4) Zur Aufrechterhaltung der (n-1)–Sicherheit bei geplanten Abschaltungen von *Netzbetriebsmitteln* zur Durchführung von betrieblichen Arbeiten und *Netzzumbauten* kann der *ÜNB* in Abstimmung mit dem jeweiligen *BKV* einen veränderten Kraftwerkseinsatz vereinbaren.

### 6.2.3 Fahrplanmanagement

- (1) *Fahrplananmeldungen* am Vortag sind zur *Engpassanalyse* unabdingbar. Die *BKV* müssen auch aus diesem Grund für die Abrechnung unverbindliche, aber für die Betriebsplanung belastbare Summenfahrpläne für Erzeugung und Verbrauch eines *Bilanzkreises* sowie verbindliche Fahrpläne für den *Regelzonenaustausch* und regelzoneninterne Handelsfahrpläne am Vortag abgeben. Diese Pflicht des *BKV* gilt unabhängig von der Möglichkeit zu *Intra-day-Fahrplanänderungen* und -anmeldungen.

### 6.2.4 Revisions- und Stillstandsplanung der Kraftwerke

- (1) *Stillstandsplanung* der *Kraftwerke* und Abschaltungen im Höchstspannungsnetz, die Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz haben, müssen koordiniert werden. Im Rahmen der Betriebsplanung stimmen die *ÜNB* mit den *Kraftwerksbetreibern* die Revisionspläne der Erzeugungsanlagen ab. Der *ÜNB* koordiniert diese Außerbetriebnahmen mit den geplanten Abschaltungen im Höchstspannungsnetz und vereinbart mit dem *Kraftwerksbetreiber* verbindliche Termine. Änderungen sind nur mit gegenseitiger Zustimmung möglich.
- (2) Der *Kraftwerksbetreiber* übermittelt seine Revisionsplanung jeweils spätestens bis zum 31. Oktober für das nachfolgende Kalenderjahr an den zuständigen *ÜNB*.

### 6.2.5 Stilllegungsplanung der Kraftwerke

- (1) Die Planung für vorübergehende bzw. endgültige Stilllegungen von Kraftwerksblöcken ist frühzeitig, nach Möglichkeit 2 Jahre vor der geplanten Stilllegung mit dem *ÜNB* abzustimmen, damit rechtzeitig ggf. netztechnische Ersatzmaßnahmen durchgeführt werden können.

## 6.3 Betriebsführung

### 6.3.1 Aufgaben der Betriebsführung

- (1) Zur *Betriebsführung* als *Systemdienstleistung* zählen alle Aufgaben des *ÜNB* im Rahmen des koordinierten Einsatzes der *Erzeugungseinheiten* (z.B. für die *Frequenzhaltung*) und der *Netzführung* sowie des nationalen/internationalen *Verbundbetriebes* durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche und unabhängige Leitstellen. Weiterhin werden ihr alle Maßnahmen zur Schaffung und zum Betrieb der Zählertechnik und zur Abrechnung aller erbrachten *Leistungen* zugerechnet.
- (2) Die *Betriebsführung* folgt den Vorgaben der Betriebsplanung und trägt im Rahmen der kontinuierlichen *Netzsicherheitsbetrachtung* dafür Sorge, dass Störungen mit den augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln in ihren Auswirkungen beherrscht bzw. begrenzt werden.

### 6.3.2 Normalbetrieb

- (1) Im *Normalbetrieb* müssen alle Grenzwerte eingehalten werden, z.B.:
  - Einhaltung minimal und maximal zulässiger Spannungen (siehe Bild 2.1), maximaler Ströme auf den *Netzbetriebsmitteln* und vereinbarter *Netzkurzschlussleistungen* an den einzelnen *Netzknoten* und den *Schnittstellen*
  - Einstellung eines möglichst ausgeglichenen, im allgemeinen hohen Spannungsprofils im *Netz* und damit Reduzierung der Übertragungsverluste und Verbesserung der *Stabilität*.
- (2) Der *ÜNB* führt den momentanen Betrieb der in seinem *Netz* befindlichen primärtechnischen Einrichtungen so, dass die angemeldeten Fahrpläne auch im (n-1)-Fall ohne Einschränkungen (siehe Anhang C) erfüllt werden.
- (3) Nach *Ausfall* eines Betriebsmittels wird die (n-1)-Sicherheit durch den *ÜNB* in kürzestmöglicher Zeit wiederhergestellt.
- (4) Setzt der *ÜNB* eine *U/Q-Optimierung* ein, in die auch Informationen aus unterlagerten oder spannungsgleichen benachbarten *Netzen* einbezogen werden, erfolgt dazu eine Abstimmung an den einzelnen *Schnittstellen*:
  - Ausdehnung der *U/Q-Optimierung* auf die jeweils erste Masche des benachbarten *Netzes* mit dem Ziel, ggf. die abgesprochenen Spannungsbänder zum Nutzen beider Vertragspartner abzuändern
  - Bereitstellung von Messwerten aus gemeinsamen Messwertgebern (u.U. Austausch von Estimationswerten)
  - Sicherstellung einer gleichsinnigen Optimierung
  - Korrigierender Eingriff bei der Verletzung einer Spannungsgrenze durch den verursachenden *ÜNB* bzw. *Anschlussnutzer*
  - Automatisches Verwerfen des Optimierungsergebnisses bei großen Spannungssprüngen, die sich aus der Optimierung (z.B. aus Messfehlern) ergeben; Information der betriebsführenden Stelle
  - Sicherstellung regionaler / lokaler *Blindleistungsreserven*.
- (5) Im *Starklastfall* / *Schwachlastfall* wird der *ÜNB* eigene Maßnahmen ergreifen oder sich Maßnahmen vertraglich vorbehalten, um der sinkenden/steigenden Spannung entgegenzuwirken. Ggf. sind hierzu im eigenen *Netz* sowie darüber hinaus im benachbarten spannungsgleichen bzw. unterlagerten *Netz* vertragliche Regelungen erforderlich. Dies betrifft:
  - Betrieb von Kompensationseinrichtungen (z.B. Kompensationsdrosselspulen, Kondensatorbatterien, Flexible-AC-Transmission-Systems (FACTS))
  - Stufung von Transformatoren

- *Blindleistungsbereitstellung* aus *Erzeugungseinheiten* und Phasenschiebern übererregt / untererregt
  - Schalten von Leitungen
  - Abschalten von entsprechend vertraglich vereinbarten *Lasten* (z.B. Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken).
- (6) Entsprechende Handlungsanweisungen durch den *ÜNB* sind ohne Verzögerung umzusetzen.

### 6.3.3 Gestörter Betrieb und gefährdeter Betrieb

- (1) Alle Zustände, die vom *Normalbetrieb* abweichen, sind dem gestörten Betrieb zuzuordnen. Im Rahmen des Störungsmanagements leitet der *ÜNB* die technisch erforderlichen Maßnahmen zur Verhinderung einer Störungsausweitung bzw. zum effizienten *Versorgungswiederaufbau* ein. Diese haben Vorrang vor den Einzelinteressen der Marktpartner.
- (2) Der *ÜNB* ist verpflichtet in seiner *Regelzone* in Abstimmung mit den anderen *Netzbetreibern* (*ÜNB/VNB*) und *Kraftwerksbetreibern* einen Maßnahmenkatalog für das Störungsmanagement zu erstellen und dafür zu sorgen, dass er z.B. über ausreichende *Erzeugungseinheiten* verfügt, die netzinselbetriebs- und schwarzstartfähig sind.

Aus der Änderung von Zustandsgrößen, ergänzt durch geeignete Signalisierung über Zustandsveränderungen (aus eigenen Anlagen und *Kundenanlagen*) muss er den Eintritt und das Ausmaß von Störungen erkennen können, um daraus Maßnahmen für die Behebung der Störung oder die Begrenzung ihrer Auswirkungen ableiten zu können. Zu den Informationen, die durch die *Anschlussnutzer* an den *ÜNB* zur schnellen und sicheren Zustandserkennung übergeben werden müssen, zählen unter anderen:

- Schalterstellungsmeldungen
  - Messwerte (z.B. Strom, Spannung, Wirk- und *Blindleistung*, Frequenz)
  - Warn- und Zustandsmeldungen (z.B. Schalterfall, *automatische Wiedereinschaltung*)
  - Schutzinformationen.
- (3) Zur Vermeidung eines Spannungszusammenbruches sind ggf. folgende Maßnahmen erforderlich und vertraglich zu regeln:
- Vermindern der Spannungsreglersollwerte bzw. Blockierung der Spannungsregler an den *Netztransformatoren* im *Übertragungsnetz* und *Verteilungsnetz*
  - Der *ÜNB* behält sich vor, ggf. einen *Lastabwurf* (von Hand oder evtl. automatisch spannungsabhängig) durchzuführen.
- (4) Die *Spannungs- / Blindleistungs-Optimierung* (siehe Abschnitt 6.3.2) muss ggf. abgeschaltet werden.

- (5) Liegen auch 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 *ÜNB* zum Zwecke eines sicheren Systembetriebes bzw. des schnelleren Wiederaufbaus des gestörten *Netzes* eine Abschaltung der Anlagenteile veranlassen, von denen die Gefährdung ausgeht.
- (6) Der *ÜNB* wird im gestörten Betrieb *Kraftwerke* zur Erhaltung des betrieblich notwendigen (n-1)-Kriteriums oder zur Beseitigung von Überlastungen abschalten bzw. die Änderung der Wirk- und *Blindleistungserzeugung* von *Kraftwerken* veranlassen (siehe auch Kap. 3.3 und Kap.4.3).

#### 6.3.4 Begrenzung von Großstörungen

##### 6.3.4.1 Allgemeines

- (1) Bei *Großstörungen* werden *Kraftwerksbetreiber* und *ÜNB* unverzüglich alles veranlassen, was zur Erhaltung der *Netzsicherheit* technisch erforderlich und wirtschaftlich zumutbar ist und sich hierüber vollständig informieren und austauschen.
- (2) Bei Störungen, die über das (n-1)-Kriterium hinausgehen, kann die Frequenz- und *Spannungsstabilität* des Übertragungsnetzes auf Grund von Abweichungen im Wirk- und/oder *Blindleistungshaushalt* stark beeinträchtigt werden und zu *Netzauftrennungen* sowie zu örtlichen Versorgungsunterbrechungen führen. Bei umfangreichen Störungen müssen auch in *Kundenanlagen* Maßnahmen greifen, die den Umfang der Auswirkungen beschränken.

##### 6.3.4.2 5-Stufen-Plan

- (1) Zur Vermeidung von *Netzzusammenbrüchen* gilt folgender 5-Stufen-Plan zum frequenzabhängigen *Lastabwurf*:

Stufe 1:	49,8 Hz	Alarmierung des Personals, Einsatz der noch nicht mobilisierten <i>Kraftwerksleistung</i> .
Stufe 2:	49,0 Hz	Unverzögerter <i>Lastabwurf</i> von 10 - 15 % der <i>Netzlast</i> .
Stufe 3:	48,7 Hz	Unverzögerter <i>Lastabwurf</i> von weiteren 10 - 15 % der <i>Netzlast</i> .
Stufe 4:	48,4 Hz	Unverzögerter <i>Lastabwurf</i> von weiteren 15 - 20 % der <i>Netzlast</i> .
Stufe 5:	47,5 Hz	Abtrennen aller <i>Kraftwerke</i> vom <i>Netz</i> .

- (2) In Stufe 1 wird das Kraftwerks- und *Netzpersonal* informiert, so dass es bereit ist, rasch und der Situation entsprechend zu reagieren. Ferner werden die schnell verfügbaren *Erzeugungsleistungen*, auch die nicht unter der Primär- und/oder *Sekundärregelung* verfügbaren *Leistungen*, mobilisiert und schnellstartfähige *Erzeugungseinheiten* an das *Netz* genommen. Dabei ist die Übertragungskapazität des *Netzes* zu beachten.
- (3) Die Stufen 2, 3 und 4 sollen bewirken, dass durch gezielten *Lastabwurf* die Stufe 5 nicht erreicht und damit die Abtrennung der *Erzeugungseinheiten* vom *Netz* vermieden wird. Stufe 5 bewirkt, dass der *Eigenbedarf* und der Betrieb der *Erzeugungseinheiten* für eine schnelle Einsetzbarkeit zum Wiederaufbau der Versorgung gesichert bleiben und Schäden an den Kraftwerksanlagen vermieden werden. Die *Erzeugungseinheiten* sind daher gemäß Abschnitt 2.3 auszulegen.
- (4) Der *ÜNB* stellt durch vertragliche Regelungen mit den *Netzkunden* die Möglichkeit des *Lastabwurfs* sicher und gibt die Anforderungen an die erforderlichen technischen Einrichtungen vor, unter Berücksichtigung von [D7].

#### 6.3.4.3 Weitere Maßnahmen

- (1) *Eigenbedarfssicherung des Netzes*:
  - Die betriebsführenden Stellen der VNB, die in das Großstörungskonzept des *ÜNB* einbezogen werden, sind mit unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV) bzw. Notstromeinrichtungen auszurüsten.
  - Schaltanlagen sind mit USV für die netzleitetechnischen Anlagen (Leittechnik, Schutztechnik, Nachrichtentechnik) und Notstromeinrichtungen auszurüsten.
- (2) Die automatischen Spannungsregler der *Netz-Transformatoren* sind soweit möglich zu blockieren.

## 7 Allgemeines

### 7.1 Rechtsbindungswirkung

- (1) Diese Regeln wurden vom VDN-Vorstand als technische Mindestanforderungen der deutschen *ÜNB* und damit als Basis für deren bilaterale Verträge zum *Netzzugang* und zur *Netznutzung* verabschiedet.
- (2) Diese technischen Regeln gelten als Mindestanforderungen für die von den *ÜNB* zu erstellenden und zu veröffentlichenden Regeln für den *Netzzugang*. Die *ÜNB* legen diese Regeln den bilateralen Vereinbarungen mit den Marktteilnehmern zu Grunde.

- (3) Als Übertragungsnetze sind in der Regel die Höchstspannungsnetze (380-/-220-kV-Betriebsspannung) anzusehen, sofern sie überwiegend dem überregionalen Stromaus-tausch dienen (nicht nur der ständig einseitig gerichteten Stromübertragung zu den *Verbrauchern*), ferner Hochspannungsnetze (110-kV-Betriebsspannung), sofern diese ebenfalls überwiegend Übertragungsfunktion haben und insbesondere dem synchronen Parallelbetrieb von *Kraftwerken* mit dem *Übertragungsnetz* dienen.

## 7.2 Weiterentwicklung und Änderung der Regeln

- (1) Folgende Aufgaben koordinieren die *ÜNB* gemeinsam:
- Überwachung der Funktion der Regeln
  - Überprüfung aller Vorschläge zur Änderung der Regeln, die z.B. von einem oder meh-reren *ÜNB* oder von Marktpartnern eingebracht werden
  - Verfassung von Empfehlungen zur Änderung der Regeln
  - Erteilung von Auskünften und Erklärungen zu Anwendung, Inhalt und Interpretation der Regeln
  - Überlegungen, welche Änderungen der Regeln notwendig sind, wenn unvorhergese-hene Ereignisse aufgetreten sind.
- (2) Die Weiterentwicklung der Regeln erfolgt unter Konsultation der Institutionen und Ver-bände der Marktpartner.

## 7.3 Vertraulichkeit von Daten und Informationen

- (1) Die *ÜNB* werden die Daten und Informationen, die sie von den Marktpartnern erhalten, absolut vertraulich behandeln. Diese Pflicht gilt nicht, wenn Informationen öffentlich be-kannt sind, aus eigener Arbeit oder durch Dritte rechtmäßig verfügbar waren oder vom Herausgeber der Daten uneingeschränkt Dritten zur Verfügung gestellt werden.

## 7.4 Einhaltung

- (1) Der *ÜNB* hat das Recht die Einhaltung der Regeln zu überprüfen und bei begründeten Zweifeln an deren Einhaltung oder bei Missachtung der Regeln weitere Schritte einzulei-ten.

## 7.5 Unvorhergesehenes

- (1) Wenn unvorhergesehene Ereignisse auftreten, die nicht in den Bestimmungen der Regeln berücksichtigt sind, wird der *ÜNB*, nach besten Kräften unter den gegebenen Umständen, alle betroffenen Marktpartner konsultieren, um Übereinstimmung über erforderliche Maß-nahmen zu erreichen.

Falls Zeit fehlt, um Übereinstimmung zu erreichen, bestimmt der ÜNB, welche Maßnahmen notwendig sind, wobei der ÜNB Maßgaben der Marktpartner so weit wie möglich berücksichtigt.

In Fällen, in denen die Bundesregierung einen Krisenfall ausruft, werden ggf. Bestimmungen des TransmissionCodes dadurch außer Kraft gesetzt.

- (2) Jeder Marktpartner muss den Anweisungen des ÜNB, die sich aus den oben beschriebenen Maßnahmen ergeben, folgen, vorausgesetzt, die Anweisungen sind konsistent mit den technischen Parametern des Marktpartners.
- (3) Sofern Ereignisse nach (1) und (2) eingetreten sind, werden diese in ihren Auswirkungen in den Gremien des VDN besprochen.

## 8 Abkürzungen und Definitionen

### 8.1 Abkürzungen

AVBEitV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
CBT	Cross-Border-Tariffing
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz [G3]
EG, EU	Europäische Gemeinschaft, Europäische Union
EIC	ETSO Identification Code
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz [G2]
ESS	ETSO Scheduling System
ETRANS	unabhängiger Systemkoordinator im schweizerischen Stromverbund
ETSO	European Transmission System Operators
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible-AC-Transmission-System
FTP	File Transfer Protocol
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
ISDN	Integrated Services Digital Network
kV	Kilovolt [Einheit der elektrischen Spannung]
kW, MW	Kilowatt, Megawatt [Einheit der elektrischen Wirkleistung]
KWK-Gesetz	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz [G4]

mHz, Hz	Millihertz, Hertz [Einheit der Frequenz]
ms, s	Millisekunde, Sekunde [Einheit der Zeit]
MTFS	Multi-Time-Frame-System
$P_{min}$ , $P_{max}$ , $P_N$	minimale, maximale Leistung, Nennleistung
$S''_{kN}$	Netzkurzschlussleistung
U/Q –	Spannungs- / Blindleistungs –
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	unabhängige Stromversorgung
VDE	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.; Frankfurt/Main
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.; Frankfurt/Main und Berlin
VDN	Verband der Netzbetreiber –VDN– e.V. beim VDEW; Berlin
VV	Verbändevereinbarung [V10]
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
XML	Extensible Markup Language (Metasprache für das Definieren von Dokumenttypen)

## 8.2 Definitionen

<b>1:1-Nominierung</b>	Anmeldung von Fahrplänen zwischen zwei gleichnamigen Bilanzkreisen über die Regelzongengrenzen hinweg. Dies gilt auch für grenzüberschreitende Transaktionen.
<b>Abfangsicherheit</b>	Abfangsicherheit bedeutet, dass eine Erzeugungseinheit nach einer plötzlichen Trennung vom Netz unverzüglich einen Betriebszustand erreicht, in dem sie ihren Eigenbedarf weiterversorgen kann und zur Wiederschaltung zur Verfügung steht.
<b>Anbieter von Regelleistung</b>	Durch Präqualifikation und Rahmenvertrag legitimer Betreiber technischer Einheiten, der Regelleistung zur Verfügung stellen kann.
<b>Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung; [S1]</b>	Diese Größe ( $\sqrt{3} \cdot \text{Netznennspannung} \cdot \text{Anfangs-Kurzschlusswechselstrom}$ ) wird bei dreipoligem Kurzschluss in Hoch- und Höchstspannungsnetzen als Rechengröße verwendet. Sie ist von der Transformatorübersetzung unabhängig und darf nicht mit der in einem Lichtbogen an der Kurzschlussstelle umgesetzten Leistung verwechselt werden.
<b>Anschlussnehmer</b>	Ist jede natürliche oder juristische Person, deren elektrische Anlage unmittelbar über einen Anschluss mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden ist (siehe auch Abschnitt 1.1. (12)).
<b>Anschlussnutzer</b>	Ist jede natürliche oder juristische Person, die über einen Netzananschluss elektrische Energie aus dem Netz eines Netzbetreibers bezieht oder in dieses liefert (Einspeiser). (vgl. auch Definition zu Anschlussnehmer).

<b>Arbeitstag</b>	Montag bis Freitag, wenn für keinen der beteiligten Partner ein bundes- oder landesspezifischer Feiertag festgelegt ist.
<b>Ausfall; [D6]</b>	Unter dem Begriff "Ausfall" wird der zufällige störungsbedingte Übergang einer Komponente (Netzbetriebsmittel, Erzeugungseinheit) in den Fehlzustand verstanden.
<b>Ausgleichsenergie</b>	Ausgleichsenergie ist die Energie, die der ÜNB zur Deckung des Ungleichgewichtes eines Bilanzkreises aus der Regelenergie einsetzt.
<b>Ausgleichsvorgänge (Polradpendelungen, Netzpendelungen); [D1]</b>	Ein Ausgleichsvorgang im System tritt beim Übergang von einem Systemzustand in einen neuen Systemzustand auf, z.B. infolge einer Schalthandlung. Solange hierdurch keine Grenzwertverletzungen auftreten und der Ausgleichsvorgang ausreichend gedämpft wird, hat dieser keine erheblichen Folgen.
<b>Automatische Wiedereinschaltung (AWE)</b>	<p>Bei einer KU/AWE wird die Energiezufuhr zu einer Fehlerstelle für kurze Zeit durch Öffnen eines Schalters (bei einseitiger Speisung der Fehlerstelle) oder mehrerer Schalter (bei mehrseitiger Speisung der Fehlerstelle) unterbrochen. Die Pausenzeit beträgt für einpolige AWE 300 – 2.000 ms und für dreipolige AWE 300 – 500 ms.</p> <p>Nach dieser spannungslosen Pause wird das fehlerbetroffene Betriebsmittel automatisch wieder eingeschaltet. Ist der Fehler verschwunden (Lichtbogen erloschen), so kann das Betriebsmittel in Betrieb bleiben (erfolgreiche AWE). Besteht der Fehler bei der Einschaltung noch, so wird im allgemeinen das fehlerbehaftete Betriebsmittel vom Schutz endgültig ausgeschaltet (erfolglose AWE).</p> <p>Einpolige AWE ist die automatische Unterbrechung nur des fehlerbehafteten Leiters bei einem einpoligen Kurzschluss für mindestens die Zeit, die eine sichere Löschung des Kurzschlusslichtbogens ermöglicht. Sie wird nur in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung ab 110 kV angewendet, da sie Leistungsschalter mit getrennt schaltbaren Polen erfordert. Dreipolige AWE ist die automatische Unterbrechung aller drei Leiter für mindestens die Zeit, die eine sichere Löschung des Kurzschlusslichtbogens ermöglicht.</p>
<b>Betriebsführung; [D2]</b>	Zur Betriebsführung als Systemdienstleistung zählen alle Aufgaben des Netzbetreibers im Rahmen des koordinierten Einsatzes der Kraftwerke (z.B. für die Frequenzhaltung) und der Netzführung sowie des nationalen/internationalen Verbundbetriebes durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen. Weiterhin werden ihr alle Maßnahmen zur Errichtung und zum Betrieb der Zählertechnik und zur Abrechnung aller erbrachten Leistungen zugerechnet..
<b>Bilanzkreis (BK)</b>	Ein Bilanzkreis setzt sich aus der Zuordnung einer beliebigen Anzahl von Einspeise- und/oder Entnahmestellen (i.d.R. Zählstellen für Erzeugungseinheiten bzw. Kraftwerke und Lasten) innerhalb einer Regelzone zusammen, die dem zuständigen, d.h. dem für den Netzananschluss verantwortlichen, Netzbetreiber benannt werden müssen und dadurch genau definiert sind. Ein Bilanzkreis kann auch nur zur Fahrplanverwaltung eingerichtet werden (z.B. Börsenbilanzkreis).

<b>Blindleistung; [V1]</b>	Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z.B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z.B. in Kondensatoren) benötigt wird. Bei überwiegend magnetischem Feld ist die Blindleistung induktiv, bei überwiegend elektrischem Feld kapazitiv.
<b>Börse</b>	Eine Strombörse ist ein neutraler Handelsplatz mit transparenter Preisbildung und gleichen Konditionen für alle dort zugelassenen Handelsteilnehmer. Sie verfolgt keine eigene Handelsstrategie. Eine Strombörse unterliegt als Warenbörse dem deutschen Börsengesetz. Für im europäischen Ausland niedergelassene Börsen gelten ggf. andere gesetzliche Bestimmungen/Zulassungsvoraussetzungen.
<b>Common-Mode-Ausfall</b>	Der Common-Mode-Ausfall ist der zeitgleiche Ausfall mehrerer Komponenten (Netzbetriebsmittel und Erzeugungseinheiten) auf Grund derselben Ursache.
<b>Dauerkurzschlussstrom; [S1]</b>	Der Dauerkurzschlussstrom ist der Effektivwert des Kurzschlussstromes, der nach dem Abklingen aller Ausgleichsvorgänge bestehen bleibt. Er ist u.a. abhängig von der Erregung und Regelung der Generatoren.
<b>Dauerleistung; [V1]</b>	Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt.  Anmerkung: Die Dauerleistung kann z.B. mit den Jahreszeiten (z.B. auf Grund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.
<b>Echtzeit</b>	Echtzeit ist die Systemzeit, die als Zeitmarkierung einem Ereignis oder einer Meldung von der Einrichtung vor Ort beigegeben wird, die als erste dazu in der Lage ist. Sie stellt eine Relativzeit dar, die möglichst der Zeit nahe kommt, die das Ereignis oder die Meldung im Prozess charakterisiert. Hinweis, siehe auch 2.3.5 (1):  Es müssen technische Einrichtungen vorgesehen werden, um Informationen entweder direkt und unverzögert, d. h. höchstens innerhalb von Relaislaufzeiten, oder innerhalb weniger Minuten und mit einem Zeitstempel versehen auszutauschen. Der Umfang ist bilateral festzulegen.
<b>Eigenbedarf</b>	siehe Eigenverbrauchsleistung
<b>Eigenerzeugungsanlagen; [V1]</b>	Eigenerzeugungsanlagen sind Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie, im wesentlichen für den eigenen Verbrauch, im Besitz von Unternehmen, Betrieben und Privatpersonen, die nicht EVU im Hauptbetrieb sind.
<b>Eigenverbrauchsleistung; [V1]</b>	Die Eigenverbrauchsleistung einer Erzeugungseinheit ist die elektrische Leistung, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z.B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren).

	Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand.
<b>Einspeise- bzw. Entnahmestelle</b>	Einspeise- und Entnahmestellen sind die vertraglich festzulegenden Übergabestellen, an denen eingespeist bzw. entnommen wird. Beim Einspeisepunkt kann es sich dabei um die Übergabestelle einer Erzeugungsanlage ins Netz oder um einen festzulegenden, für die Übertragung der Leistung technisch geeigneten Punkt des Einspeisernetzes handeln.
<b>Elektrizitätsversorgungssystem; [V1]</b>	Ein Elektrizitäts-Versorgungssystem ist eine nach technischen, wirtschaftlichen oder sonstigen Kriterien abgrenzbare funktionale Einheit innerhalb der Elektrizitätswirtschaft.
<b>Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU); [V1]</b>	Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes sind ohne Rücksicht auf Rechtsform und Eigentumsverhältnisse alle Unternehmen und Betriebe, die andere mit elektrischer Energie versorgen. Unternehmen und Betriebe, welche nur teilweise oder im Nebenbetrieb allgemeine (öffentliche) Elektrizitätsversorgung betreiben, gelten insoweit als EVU.
<b>Elektrizitätszähler</b>	Einrichtungen zur Messung und Registrierung (Zählung) elektrischer Wirk- und/oder Blindenergie. Die Anzeige der Energiemenge erfolgt in Kilowattstunden (kWh) für die Wirkenergie und in Kilovarstunden (kvarh) für die Blindenergie. Zur Zählung größerer Energiemengen werden zusätzlich Messwandler verwendet, im Niederspannungsnetz nur Stromwandler im Mittel- und Hochspannungsnetz Strom- und Spannungswandler. Für die Energieabrechnung verwendete Elektrizitätszähler müssen den gesetzlichen Anforderungen entsprechen.
<b>Endkunde</b>	Endkunden sind Einspeiser und letztverbrauchende Kunden.
<b>Engpass</b>	Ein Engpass besteht, wenn das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten wird oder der Netzbetreiber die begründete Erwartung hat, dass bei Akzeptanz aller bereits bekannten oder prognostizierten Fahrplananmeldungen ohne durch ihn geänderten Kraftwerkseinsatz das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann.
<b>Engpassleistung (Netto, Brutto); [V1]</b>	Die Engpassleistung einer Erzeugungseinheit ist diejenige Dauerleistung, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlagenteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z.B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag $\pm \Delta P$ abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebes einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. Diese Leistung ist die Differenz aus Brutto-Engpassleistung und Netto-Engpassleistung.

<b>Engpassmanagement</b>	Summe aller Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung bzw. Behebung eines Engpasses (z. B. Auktionen, Redispatch, Countertrading, Market Splitting).
<b>Erzeugungseinheit; [V1]</b>	Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine GuD-Anlage, eine Windenergieanlage, um den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, um ein Brennstoffzellenstapel oder um ein Solarmodul handeln.
<b>Fahrplan</b>	Ein Fahrplan gibt für jede Viertelstunde innerhalb der Dauer einer entsprechenden Übertragung an, wie viel Leistung zwischen Bilanzkreisen ausgetauscht bzw. am Einspeiseknoten/Entnahmeknoten eingespeist/entnommen wird.
<b>Folgeauslösung</b>	Wird ein Fehler nicht durch den Hauptschutz des fehlerbetroffenen Betriebsmittels beseitigt und kommt es infolge dessen zu weiteren, ggf. auch kaskadierenden Schutzauslösungen (entsprechend dem Reserveschutzkonzept), so werden diese Folgeereignisse als "Folgeauslösungen" bezeichnet.
<b>Frequenzhaltung; [D2]</b>	Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung) und erfolgt durch die Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve in den Kraftwerken.
<b>Gefährdeter Betrieb</b>	Der gefährdete Betrieb ist wie folgt gekennzeichnet: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Alle Kunden werden versorgt.</li> <li>➤ Grenzwerte werden nicht eingehalten.</li> <li>➤ Das (n-1)-Kriterium ist nicht erfüllt.</li> </ul>
<b>Gestörter Betrieb</b>	Der gestörte Betrieb ist wie folgt gekennzeichnet: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Nicht alle Kunden werden versorgt.</li> <li>➤ Grenzwerte werden nicht eingehalten.</li> </ul>
<b>Grenzwertverletzung</b>	Eine Grenzwertverletzung liegt dann vor, wenn ein als zulässig definierter Wertebereich durch die beobachtete elektrische Größe verlassen wird.
<b>Großstörung</b>	Eine Großstörung liegt vor bei Spannungslosigkeit: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ im gesamten oder in großen Teilen des Übertragungsnetzes eines ÜNB oder</li> <li>➤ im gesamten oder in großen Teilen des Verteilungsnetzes eines VNB oder</li> <li>➤ in mehreren Netzen von benachbarten Netzbetreibern oder</li> <li>➤ in Netzteilen eines oder mehrerer benachbarter Übertragungs- bzw. Verteilungsnetze.</li> </ul>

<b>Grundanforderung</b>	Grundanforderungen sind Anforderungen an technische Eigenschaften von Anlagen (z.B. Kraftwerke), die an das Netz angeschlossen sind.
<b>Kleinkunde</b>	Ein Kleinkunde ist ein Kunde ohne Lastgangzählung, der nach Lastprofilen beliefert wird.
<b>Koordinationsstelle für die Abrechnung; [U3]</b>	<p>Dies sind von den Regelblöcken betraute Stellen, die die Abrechnung bestehend aus folgenden Schritten durchführen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Erfassung und Validierung der Austauschprogramme zwischen den Regelblöcken während der Planungsphase;</li> <li>➤ Erfassung der Werte der Zählerablesungen von den Verbundleitungen zwischen den Regelblöcken für die Berechnung der provisorischen Werte des Energieaustausches;</li> <li>➤ Echtzeit-Beobachtung über vorgegebene Beobachtungslinien hinweg;</li> <li>➤ Berechnung des provisorischen und des verbindlichen ungewollten Austausches;</li> <li>➤ Berechnung der Kompensationsprogramme für jeden Regelblock.</li> </ul> <p>In der UCTE sind dies die Hauptschaltleitung der RWE Energie AG in Brauweiler und die ETRANS in Laufenburg.</p>
<b>Kraftwerk; [V1]</b>	Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen.
<b>Kraftwerksbetreiber</b>	Ein Kraftwerksbetreiber verfügt auf Grund von Eigentum oder Vertrag über Kraftwerksleistung und bestimmt deren Einsatz.
<b>Kraftwerksblock; [V1]</b>	Der Kraftwerksblock ist eine Erzeugungseinheit, die über eine direkte schaltungstechnische Zuordnung zwischen den Hauptanlagenteilen (z.B. in thermischen Kraftwerken zwischen Dampferzeuger, Turbine und Generator) verfügt.
<b>Kraftwerksferner Kurzschluss; [E1]</b>	Der kraftwerksferne Kurzschluss liegt vor, wenn bei dreipoligem Kurzschluss der Anteil des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes bei einer Synchronmaschine (oder einer Asynchronmaschine) unter dem zweifachen Wert ihres Bemessungsstromes liegt.
<b>Kraftwerksnaher Kurzschluss; [E1]</b>	Der kraftwerksnahe Kurzschluss liegt vor, wenn bei dreipoligem Kurzschluss der Anteil des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes bei einer Synchronmaschine (oder einer Asynchronmaschine) das zweifache ihres Bemessungsstromes überschreitet.
<b>Kunde; [V1]</b>	Ein Kunde ist eine natürliche oder juristische Person, die elektrische Energie bezieht.
<b>Kundenanlage</b>	Eine Kundenanlage ist die elektrische Anlage eines Anschlussnutzers.
<b>Kuppelknoten</b>	Als Kuppelknoten bezeichnet man die beiden Endpunkte einer Kuppelleitung.

<b>Kuppelleitung</b>	Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis (ggf. ein Transformator), der die Übertragungsnetze von ÜNB verbindet.
<b>Last</b>	Die in Anspruch genommene Leistung wird im elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch "Last" genannt. Sie kann die Summe der momentanen Leistungsentnahme aus einem, mehreren oder allen Netzen einer Regelzone zum Zwecke des Verbrauchs sein.
<b>Lastgang</b>	Gesamtheit der Leistungsmittelwerte, die über eine ganzzahlige Anzahl von Messperioden gezählt bzw. gemessen wurden.
<b>Lastprofil</b>	Eine Zeitreihe, die für jede Abrechnungsperiode einen Leistungswert (Quasizählwert) festlegt.
<b>Leistung elektrische; [V1]</b>	Elektrische Leistung im physikalischen Sinne als Produkt von Strom und Spannung ist ein Momentanwert. Bei Angabe von Momentanwerten ist der Zeitpunkt (Datum und Uhrzeit) anzugeben. In der Elektrizitätswirtschaft werden neben Momentanwerten auch mittlere Leistungen für definierte Zeitspannen (Messzeiten z.B. ¼ bzw. 1 h) verwendet. Leistung ist dann der Quotient aus in einer Zeitspanne geleisteten Arbeit W und derselben Zeitspanne T: ➤ $P = W/T$ .
<b>Leistungsfaktor; [V1]</b>	Der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ ist der Quotient aus Wirkleistung und Scheinleistung. Anmerkung: Der Leistungsfaktor ist ein Maß dafür, in welchem Umfang neben Wirkleistung auch Blindleistung beansprucht wird (übererregter Betrieb = lag; untererregter Betrieb = lead).
<b>Leistungs-Frequenz-Regelung</b>	Die Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet ein Regelverfahren, womit ÜNB die zwischen ihnen vereinbarten elektrischen Größen an den Grenzen ihrer Regelzonen im Normalbetrieb und insbesondere im Störfall einhalten. Hierbei strebt jeder ÜNB an, durch einen entsprechenden Eigenbeitrag seiner Regelzone sowohl die Austauschleistung gegenüber den übrigen Regelzonen im vereinbarten Rahmen als auch die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwertes zu halten.
<b>Leistungsschalter; [U2]</b>	Ein Leistungsschalter ist ein Schalter zum Schließen und Öffnen von Stromkreisen unter Betriebs- und Fehlerbedingungen.
<b>Maschinentransformator</b>	Der Maschinentransformator ist das Verbindungsglied zwischen Generator und Netz.
<b>Mindestleistung; [V1]</b>	Die Mindestleistung einer Erzeugungseinheit ist die Leistung, die aus anlagespezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen im Dauerbetrieb nicht unterschritten werden kann. Soll die Mindestleistung nicht auf den Dauerbetrieb, sondern auf eine kürzere Zeitspanne bezogen werden, so ist das besonders zu kennzeichnen.
<b>Minutenreserve; [V1]</b>	Die Minutenreserve ist die Leistung, bei deren Einsatz die Arbeitspunkte der an der Aufbringung der Sekundärregelleistung beteiligten Maschinen derart verschoben werden, dass eine ausreichende Sekundärregelreserve zur Verfügung steht.

	<p>Sie soll so eingesetzt werden, dass sie rechtzeitig ihren Beitrag zur Wiederherstellung des Sekundärregelbandes leisten kann.</p> <p>Diese Wiederherstellung kann bis zu 22 min dauern!</p> <p>Im Bedarfsfall kann diese Leistung zudem eingesetzt werden, um ergänzend zur verfügbaren Sekundärregelleistung den Ausfall von Erzeugungseinheiten innerhalb von min (Anm s. oben) abzudecken.</p>
<b>Multi-Time-Frame-System (MTFS)</b>	Das Multi-Time-Frame-System sind die Zeitraster in denen der Leistungsaustausch zwischen den einzelnen ÜNB in der UCTE stattfinden kann. Die Zeitraster sind eine Viertelstunde, eine halbe Stunde oder eine Stunde.
<b>Nennleistung; [V1]</b>	Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein - bei Normalbedingungen erreichbarer - Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung.
<b>Netz</b>	siehe Netz der Elektrizitätsversorgung
<b>Netz der Elektrizitätsversorgung; [V1]</b>	Das Netz der Elektrizitätsversorgung ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u.a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Häufig werden einheitliche Nennspannung und Stromart (Gleichstrom oder Wechsel-/Drehstrom) als zusätzliche Kriterien für die Abgrenzung eines Netzes verwendet.
<b>(Netz-) Inselbetriebsfähigkeit</b>	Netzinsel-Betrieb ist der Betrieb asynchroner Teilnetze, die bei Netzstörungen entstehen können. Im Netzinsel-Betrieb wird ein Teilnetz von mindestens einer Erzeugungseinheit gespeist.
<b>Netzanschluss</b>	Der Netzanschluss bezeichnet die technische Anbindung von Kundenanlagen an ein Netz.
<b>Netzanschlusspunkt</b>	Der Netzanschlusspunkt ist der Punkt, an dem der Netzanschluss eines Anschlussnutzers mit dem Netz verbunden ist.
<b>Netzbetreiber</b>	<p>Ein Netzbetreiber (Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilungsnetzes) ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des jeweiligen Netzes in einem bestimmten Gebiet und für die Verbindungen mit anderen Netzen verantwortlich.</p> <p>Der Betreiber eines Übertragungsnetzes regelt darüber hinaus die Übertragung über das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Übertragungsnetzen. Er sorgt für die Bereitstellung unentbehrlicher Systemdienstleistungen und stellt so die Versorgungszuverlässigkeit sicher.</p>

<b>Netzkennlinienverfahren; [U1]</b>	<p>Die für die Sekundärregelung erforderlichen Eigenschaften werden durch das Netzkennlinienverfahren ermöglicht.</p> <p>Die Aufgabe der Sekundärregelung besteht darin, die globale Regelabweichung <math>G_i</math> der betrachteten Regelzone <math>i</math> in Richtung Null zu reduzieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <math>G_i = \Delta P_i + K_{ri} \cdot \Delta f</math>.</li> </ul>
<b>Netzkunde</b>	<p>Netzkunden sind Anschlussnehmer, Anschlussnutzer und Netznutzer.</p>
<b>Netzkurzschlussleistung</b>	<p>siehe Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung</p>
<b>Netzleistungszahl (<math>\lambda</math>); [U1]</b>	<p>Die Netzleistungszahl (<math>\lambda</math>) definiert das Frequenzverhalten des gesamten Verbundnetzes sowie der Regelzonen.</p> <p>Die Netzleistungszahl <math>\lambda_u</math> des Verbundnetzes entspricht dem Quotient aus dem Leistungsdefizit (oder Überschuss) <math>\Delta P_a</math>, das der Störung zu Grunde liegt, und der quasistationären Frequenzabweichung <math>\Delta f</math>, die durch die Störung verursacht wird.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <math>\lambda_u = \frac{\Delta P_a}{\Delta f}</math> in MW/Hz</li> </ul> <p>Die Netzleistungszahl <math>\lambda_i</math> für eine Regelzone <math>i</math> kann gemessen werden. Sie entspricht dem Quotient <math>\Delta P_i</math> (an den Grenzen gemessene Leistungsveränderung in der Regelzone <math>i</math>) durch die Frequenzabweichung <math>\Delta f</math> als Reaktion auf die Störung (in der Regelzone, wo die Störung eingetreten ist, muss der für die Störung verantwortliche Leistungsüberschuss hinzugefügt bzw. das Leistungsdefizit abgezogen werden).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <math>\lambda_i = \frac{-\Delta P_i}{\Delta f}</math> in MW/Hz</li> </ul> <p>Der Sollwert der Netzleistungszahl einer Regelzone ergibt sich durch <math>\lambda_{i0}</math>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <math>\lambda_{i0} = C_i \cdot \lambda_{u0}</math>.</li> </ul> <p>Auf diese Weise wird die Beteiligung einer Regelzone an der Primärregelung bestimmt.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <math>C_i</math>: Beteiligungskoeffizient der jeweiligen Regelzone an der Primärregelung</li> <li>➤ <math>\lambda_{u0}</math>: Bezugsnetzleistungszahl für das gesamte synchrone Verbundnetz</li> </ul>
<b>Netznutzer</b>	<p>Ein Netznutzer (Nutzer des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes) ist jede natürliche oder juristische Person, die eine entgeltliche Transportdienstleistung elektrischer Energie (inklusive Systemdienstleistungen) vom Netzbetreiber nach der Systematik der Verbändevereinbarung (Punktmodell) auf vertraglicher Basis in Anspruch nimmt.</p>

<b>Netzicherheit</b>	Die Netzicherheit im Sinne von "Versorgungssicherheit" und "sicherer Systembetrieb" bezeichnet die Fähigkeit eines elektrischen Versorgungssystems, zu einem bestimmten Zeitpunkt seine Versorgungsaufgabe zu erfüllen.
<b>Netzzugang</b>	Der Netzzugang ist die Grundlage für Kraftwerke, Kunden und EVU, um miteinander Lieferverträge schließen zu können, indem er ihnen erlaubt, für ihre Lieferungen und Bezüge das Netz betroffener Netzbetreiber zu nutzen.
<b>Normalbetrieb; [D3]</b>	Der Normalbetrieb ist wie folgt gekennzeichnet: Sicher: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Alle Kunden versorgt</li> <li>➤ Alle Grenzwerte eingehalten (z.B. keine Überlastungen)</li> <li>➤ (n-1)-Kriterium überall erfüllt</li> <li>➤ Ausreichende Kraftwerks- und Übertragungsreserven vorhanden</li> </ul> Gefährdet (verletzbar): <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ (n-1)-Kriterium nicht überall erfüllt.</li> </ul>
<b>Notreserve</b>	Notreserve ist die vom ÜNB an einen Anschlussnutzer in Folge eines unzulässigen Leistungsbezuges gelieferte Ersatzenergie. Diese Ersatzenergie kann: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ kurzfristig auf dem Markt beschafft werden,</li> <li>➤ als ungesicherte Leistung aus der Systemdienstleistung "Minutenreserve" entnommen oder</li> <li>➤ vom ÜNB in einem Notreservepool vorgehalten werden.</li> </ul>
<b>Power System Stabilizer (PSS)</b>	Ein "Power System Stabilizer" ist ein Pendeldämpfungsgerät, um die Dämpfung von Ausgleichsvorgängen im Frequenzbereich von rd. 0,25 Hz bis 3 Hz zu verbessern.
<b>Primärregelband; [U1]</b>	Das Primärregelband ist der Stellbereich der Primärregelleistung, innerhalb dessen die Primärregler bei einer Frequenzabweichung automatisch in beiden Richtungen einwirken können. Der Begriff Primärregelband ist für jede Maschine, für jede Regelzone und für den gesamten Netzverbund anwendbar.
<b>Primärregelreserve; [U1]</b>	Die Primärregelreserve ist der positive Teil des Primärregelbereichs vom Arbeitspunkt vor der Störung bis zur maximalen Primärregelleistung (unter Berücksichtigung der Begrenzung). Der Begriff Primärregelreserve ist sowohl für Maschinen als auch Regelzonen und den Netzverbund anwendbar.
<b>Primärregelung; [V1]</b>	Die Primärregelung ist die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung des gesamten zusammengeschalteten, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundnetzes. Sie entsteht aus dem Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Änderung der Netzfrequenz und wird unterstützt durch den Passivbeitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten (Selbstregeleffekt).

<b>Regelblock</b>	Ein Regelblock umfasst eine oder mehrere Regelzonen, die bei der Leistungs-Frequenz-Regelung gegenüber den anderen am System beteiligten Regelblöcken zusammenarbeiten. Er muss die Umsetzung der Summen-Fahrpläne des Regelblocks gegenüber allen anderen Regelblöcken sicherstellen und muss in der Lage sein, die Frequenz nach Frequenzabweichungen auf ihren Sollwert zurückzuführen. Ein Regelblock ist nicht für die Primärregelung verantwortlich; diese Aufgabe verbleibt im Verantwortungsbereich der einzelnen Regelzonen.
<b>Regelzone</b>	Die Regelzone ist das Gebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein ÜNB im Rahmen der UCTE verantwortlich ist. Jede Regelzone wird physikalisch durch die Orte der Verbundübergabemessungen des Sekundärreglers festgelegt.
<b>Reserveleistung</b>	Reserveleistung ist die Leistung, die Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den tatsächlich eintretenden Verhältnissen ausgleichen soll oder die für konkret planbare Sachverhalte vorgehalten wird.
<b>Ringfluss</b>	Als Ringfluss bezeichnet man den als Differenz zwischen physikalischem Leistungsaustausch und den vereinbarten Fahrplänen an den Kuppelleitungen ermittelten Lastfluss, der sowohl bei ausgeglichenen Leistungsbilanzen der einzelnen Regelzonen (natürlicher Ringfluss) als auch bei vereinbarten Fahrplänen durch die Aufteilung von Übertragungen gemäß der inhomogenen Verteilung der Impedanzen, Einspeisungen und Lasten begründet ist.
<b>Schaltfeld; [U2]</b>	Ein Schaltfeld ist der Teil einer Schaltanlage oder eines Kraftwerkes, in dem sich die Schaltgeräte und Messwandler einer Leitung, eines Transformators oder eines anderen Abganges befinden.
<b>Scheinleistung; [V1]</b>	Die Scheinleistung ist die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung. Sie ist u.a. für die Auslegung elektrischer Anlagen maßgebend.
<b>Schnittstelle</b>	Die Schnittstelle zwischen dem Netz des Übertragungsnetzbetreibers und der Anlage eines Anschlussnutzers liegt in der Regel am Leistungsschalter zwischen dem der allgemeinen Versorgung dienenden Netz und der dem Anschlussnutzer direkt zugeordneten Anlage.
<b>Schutzeinrichtungen</b>	Einrichtung, die ein oder mehrere Schutzrelais sowie, soweit erforderlich, Logikbausteine enthält, um eine oder mehrere vorgegebene Schutzfunktionen auszuführen. Anmerkung: Eine Schutzeinrichtung ist Teil eines Schutzsystems (IEC-Wörterbuch 60 050-448)
<b>Schwarzstartfähigkeit</b>	Schwarzstartfähigkeit ist die Eigenschaft einer Erzeugungseinheit, bei Trennung vom Netz autark mit netz-unabhängigen Mitteln zu starten, auf Leerlaufbedingungen hoch laufen und Last übernehmen zu können. Der Startvorgang, die Zuschaltung auf ein Netz und die Lastübernahme können vor Ort oder auch fern steuerbar sein.

	Das Netz kann ein Teilnetz sein, das vor dem Zuschaltvorgang spannungslos oder unter Spannung ist. Der ÜNB hat für seine Regelzone Sorge zu tragen, dass eine ausreichende Anzahl von schwarzstartfähigen Erzeugungseinheiten zur Verfügung steht.
<b>Sekundärregelband; [U1]</b>	Das Sekundärregelband ist der Stellbereich der Sekundärregelleistung, innerhalb dessen der Sekundärregler automatisch in beide Richtungen vom Arbeitspunkt der Sekundärregelleistung (Momentanwert) aus einwirken kann.
<b>Sekundärregelreserve; [U1]</b>	Die Sekundärregelreserve ist der positive Teil des Sekundärregelbandes vom Arbeitspunkt bis zum maximalen Wert des Sekundärregelbandes. Der Teil des Sekundärregelbandes, der am Arbeitspunkt bereits eingesetzt ist, heißt Sekundärregelleistung.
<b>Sekundärregelung; [V1]</b>	<p>Die Sekundärregelung ist die gebietsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Einheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches des Gebietes (Regelzone) mit dem übrigen Verbund bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz. In der europäischen Verbundorganisation "Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie" (UCTE) wird die Sekundärregelung durch eine Leistungs-Frequenz-Regelung durchgeführt.</p> <p>Das für den Sekundärregler gewünschte zeitliche Verhalten wird erreicht, indem die Regelkreisläufe ein proportional-integrales Verhalten gemäß der nachstehenden Gleichung aufweisen:</p> $\triangleright \Delta P_{di} = -\beta_i \cdot G_i - \frac{1}{T_i} \int G_i dt$ <p>wobei:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <math>\Delta P_{di}</math> = Stellgröße des Sekundärreglers, die auf die Einheiten der Regelzone i einwirkt,</li> <li>➤ <math>\beta_i</math> = Proportionalanteil (Verstärkung) des Sekundärreglers der Regelzone i,</li> <li>➤ <math>T_i</math> = Integrationszeitkonstante des Sekundärreglers der Regelzone i</li> <li>➤ <math>G_i</math> = globale Regelabweichung der Regelzone i (ACE Area Control Error)</li> </ul>
<b>Spannungs-/ Blindleistungs-Optimierung (auch U/Q-Optimierung)</b>	Mittels mathematischer Verfahren wird der Einsatz der Blindleistung so gesteuert, dass die Wirkleistungsverluste des Netzes minimiert werden.

<b>Spannungs- /Blindleistungs- Regelung (auch U/Q-Regelung)</b>	<p>Die Aufgabe der Spannungs-/Blindleistungs-Regelung ist die kontinuierliche Anpassung des Blindleistungshaushalts (und damit der Spannung im Netz) auf Belastungsschwankungen unter Berücksichtigung betrieblicher Randbedingungen. Die Belastungsschwankungen werden durch das Verbraucherverhalten (unterschiedliche Netzauslastung bzw. Blindleistungsbedarf), Netzschaltungen und Störungen (z.B. Kraftwerksausfälle, Lastabwurf) verursacht.</p>
<b>Spannungshaltung</b>	<p>Die Spannungshaltung dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Kunden erreicht.</p>
<b>Spannungsstabilität; [D3]</b>	<p>Wesentlich für die Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität ist das rechtzeitige Erkennen kritischer Netzzustände. Ein wichtiges Hilfsmittel dazu ist die Netzsicherheitsrechnung. Sie liefert erste Hinweise auf kritische Spannungszustände durch die Berechnung der Netzverluste, regionaler Blindleistungsbilanzen und Knotenspannungen. In solchen gefährdeten Zuständen können im Normalbetrieb sinnvolle automatische Regelungen, z.B. die Spannungsregelung durch die Stufensteller der Transformatoren, zu einer weiteren Eskalierung führen, da sie zusätzliche Blindleistungsflüsse initiieren und Generatoren an ihre Blindleistungsgrenzen treiben können. Es ist daher sinnvoll, diese Regelungen zeitweise zu blockieren oder niedrigere Sollwerte vorzugeben. Dagegen können die automatischen Regler der Verbraucher, die die nach einem Spannungseinbruch absinkende Leistungsaufnahme innerhalb einiger Minuten wieder auf den ursprünglichen Wert steigen lassen, nicht zentral blockiert werden. Da die Versorgung nun auf einem niedrigeren Spannungsniveau erfolgt, entsteht zusätzlicher Blindleistungsbedarf in den Übertragungsbetriebsmitteln. Weiter verschärfend wirkt, dass die Übertragungskapazität einer Leitung mit größer werdendem Spannungsfall entlang dieser Leitung nur bis zu einer kritischen Grenze ansteigt. Übersteigt der Spannungsfall diese Grenze, ist kein stabiler Betrieb mehr möglich.</p>
<b>Spannungswandler</b>	<p>Die Spannungswandler haben die Aufgabe, die Primärgröße "Spannung" nach Betrag und Winkel möglichst genau auf die Sekundärwerte zu übertragen.</p>
<b>Stabilität</b>	<p>Der Ausdruck der Stabilität ist hier im Sinne eines Oberbegriffs für statische oder transiente Stabilität verwendet: Stabilität ist die Fähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, den Synchronbetrieb der Generatoren aufrecht zu erhalten.</p> <p>Der Synchronbetrieb eines Generators im praktischen Sinne liegt vor, wenn kein Polschlüpfen auftritt.</p>

<b>Statische Stabilität; [S1]</b>	<p>Keht das Elektrizitätsversorgungssystem bzw. eine Synchronmaschine nach einer hinreichend "kleinen" Störung ausgehend vom stationären Betrieb in diesen zurück, so liegt statische Stabilität vor. Sind keine Regeleinrichtungen an diesem Vorgang beteiligt, spricht man von natürlicher statischer Stabilität, andernfalls von künstlicher statischer Stabilität. Die Instabilitäten können monoton oder oszillierend sein.</p>
<b>Stilllegungsplanung</b>	Planung der endgültigen oder vorübergehenden Stilllegung einer Erzeugungseinheit.
<b>Stillstandsplanung</b>	Planung einer kurzfristig, spontan anberaumten Außerbetriebnahme einer Erzeugungseinheit.
<b>Stromwandler</b>	Die Stromwandler haben die Aufgabe, die Primärgröße "Strom" nach Betrag und Winkel möglichst genau auf die Sekundärwerte zu übertragen.
<b>Systemdienstleistungen</b>	<p>Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems erforderlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Kunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Frequenzhaltung</li> <li>➤ Spannungshaltung</li> <li>➤ Versorgungswiederaufbau</li> <li>➤ Betriebsführung.</li> </ul>
<b>Teillast</b>	Eine Erzeugungseinheit wird mit Teillast betrieben, wenn ihre Leistung zwischen Mindestleistung und Dauerleistung liegt.
<b>Totband; [U1]</b>	Das Totband wird bewusst an einem Maschinenregler eingestellt. Im Unterschied hierzu ist der ungewollte Unempfindlichkeitsbereich durch konstruktive Unvollkommenheiten des Reglers bedingt.
<b>Transiente Stabilität; [S1]</b>	<p>Geht ein Elektrizitätsversorgungssystem nach einer "großen" Störung über abklingende Ausgleichsvorgänge in einen stationären Betriebszustand über, so liegt transiente Stabilität in bezug auf Art, Ort und Dauer dieser Störung vor. Der stationäre Betriebszustand nach der Störung kann mit dem vor der Störung identisch sein oder von ihm abweichen.</p> <p>Bei der Untersuchung der transienten Stabilität sind die nichtlinearen Gleichungen der Synchronmaschinen zu verwenden. In der Regelungstechnik ist der Begriff "Stabilität im Großen" gebräuchlich.</p>
<b>Transit</b>	Der Transit ist ein Spezialfall einer Übertragung, bei dem sowohl der liefernde Bilanzkreis, als auch der empfangende Bilanzkreis in nicht benachbarten Regelzonen liegen. Ein Transit wird also über dazwischenliegende Übertragungsnetze abgewickelt.

Übertragung; [V1]	Die Übertragung im Elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist der technisch-physikalische Vorgang der zeitgleichen Einspeisung von elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen und einer korrespondierenden Entnahme elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen eines Netzes.
Übertragungsfähigkeit	<p><b>NTC (Net Transfer Capacity)</b> stellt die bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei benachbarten Netzzonen dar. Sie ist definiert als:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <math>NTC = TTC - TRM</math>.</li> </ul> <p><b>ATC (Available Transfer Capability)</b> ist die verbleibende Übertragungsfähigkeit für weitere kommerzielle Aktivitäten zwischen zwei verbundenen Zonen, zusätzlich zu den bereits vorhandenen Übertragungen im Verbundnetz. Sie ist definiert als:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <math>ATC = NTC - NTF</math>.</li> </ul> <p><b>TTC (Total Transfer Capability)</b> ist die maximale Leistung, die dauernd zwischen zwei Zonen ausgetauscht werden kann, während der sichere Betrieb in beiden verbundenen elektrischen Systemen garantiert ist. TTC ist durch physikalische und elektrische Gegebenheiten bestimmt, die bewirken können, dass das elektrische System an die Grenzen seiner Sicherheitsregeln stößt: thermische Grenzen, Spannungsgrenzen und Stabilitätsgrenzen. Berücksichtigt werden die (n-1)-Sicherheit oder andere geltende Sicherheitsregeln, die im TransmissionCode eines jeden Landes definiert sind. TTC berücksichtigt immer die bestmögliche Abschätzung einer bestimmten Einspeise- und Laststruktur. Mögliches weiteres Re-Dispatching darf nicht zur Erhöhung von TTC-Werten vorgenommen werden. TTC wird mittels umfassender Modellsysteme errechnet, die alle betrachteten Netzzonen enthalten sollen. Diese Berechnungen verlangen einen umfangreichen Daten- und Informationsaustausch zwischen den verschiedenen ÜNB. Da das europäische Netz weit vermascht ist, hängen die TTC-Werte außerdem von den bereits vorhandenen Übertragungen zwischen benachbarten Ländern ab. Folglich, wenn TTC-Werte mit vorgegebener Richtung untersucht werden, müssen alle bekannten Kraftwerkseinsatzpläne berücksichtigt werden, um einen genauen Kenntnisstand über alle europäischen Parallelflüsse über Ländergrenzen zu erhalten.</p> <p><b>TRM (Transmission Reliability Margin)</b> ist eine notwendige Sicherheits- und Zuverlässigkeitsmarge. Sie wird aus zwei Hauptgründen benötigt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Sie erlaubt die Berücksichtigung von notwendigen Sicherheitsmargen für Systemdienstleistungen zwischen ÜNB (z.B. Frequenz-Leistungs-Regelung).</li> </ul>

	<p>➤ Sie berücksichtigt ebenfalls die Unsicherheiten bezüglich der angenommenen Systembedingungen und der getroffenen Annahmen sowie die Genauigkeit der Daten- und Berechnungsmodelle. Unter diesen Gesichtspunkten ist die Höhe der TRM-Werte zeitabhängig. Je weiter der Betrachtungszeitpunkt für die Übertragungskapazität in der Zukunft liegt, um so größer muss der TRM-Wert sein.</p> <p><b>NTF (Notified Transmission Flow)</b> ist der physikalische Leistungsfluss, der sich aus der Summe geplanter und gesicherter Übertragungen im untersuchten Zeitrahmen und der für den nächsten Tag aktuell bestätigten Geschäfte ergibt. Alle sicher reservierten und bestätigten Übertragungsverpflichtungen sowie gemeinsame Notfallreserven sollten in NTF enthalten sein.</p>
<b>Übertragungsnetz; [V1]</b>	Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen und der Bereitstellung der Systemdienstleistungen. Ein Übertragungsnetz ist dadurch gekennzeichnet, dass der Leistungsfluss im Netz im Wesentlichen durch den Kraftwerkseinsatz bestimmt ist. Im Allgemeinen beschränken sich deutsche Übertragungsnetze auf die Spannungsebenen 220 kV und 380 kV; in besonderen Fällen kann auch ein 110-kV-Netz seiner Aufgabe nach ein Übertragungsnetz sein.
<b>Übertragungsnetz-betreiber (ÜNB)</b>	Ein ÜNB ist ein Betreiber eines Übertragungsnetzes.
<b>Unempfindlichkeitsbereich; [U1]</b>	Der Unempfindlichkeitsbereich ist der durch die Grenzwerte der Frequenz definierte Bereich, in dem der Regler nicht anspricht. Diese Kenngröße beschreibt das Zusammenwirken von Primärregler und Maschine.
<b>Ungewollter Austausch</b>	Der ungewollte Austausch ist die Differenz des zwischen ÜNB vorgesehenen Austauschs elektrischer Energie (Lieferprogramm) und dem sich in Realität eingestellten Austausch.
<b>Verbraucher</b>	Als Verbraucher bezeichnet man Geräte und Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen.
<b>Verbundbetrieb</b>	Der Verbundbetrieb wird durch Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt.
<b>Verbundnetz; [V1]</b>	Das Verbundnetz ist die Gesamtheit aller synchron verbundenen Übertragungsnetze.
<b>Versorgungsunterbrechung; [V2]</b>	Eine Versorgungsunterbrechung ist die ausfallbedingte Unterbrechung der Versorgung eines oder mehrerer Kunden, die länger als 1 Sekunde dauert.

<b>Versorgungswiederaufbau; [D2]</b>	Als Versorgungswiederaufbau werden diejenigen technischen und organisatorischen Maßnahmen bezeichnet, die zur Störungseingrenzung und nach Störungseintritt zur Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Versorgungsqualität durchgeführt werden. Auch Maßnahmen zur Ausrüstung der Erzeugungseinheiten und Netzanlagen im Hinblick auf eventuelle Großstörungen (Wiederaufbaukonzepte) sind dem Versorgungswiederaufbau zuzurechnen.
<b>Versorgungszuverlässigkeit; [D6]</b>	Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine Versorgungsaufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.
<b>Verteilung; [V1]</b>	Verteilung ist die Übertragung von elektrischer Energie in physikalisch-technisch begrenzten Regionen zur Einspeisung in Verteilungsstationen und Belieferung von Anlagen des Anschlussnutzers. Die Verteilung wird i. d. R. über das Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz realisiert.
<b>Verteilungsnetz</b>	Das Verteilungsnetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Anlagen von Anschlussnutzern. In Verteilungsnetzen ist der Leistungsfluss im wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze ( $\leq 110$ kV) als Verteilungsnetze genutzt; in besonderen Fällen kann auch ein 380- und 220-kV-Netzteil als Verteilungsnetz betrachtet werden.
<b>Vorleistungen</b>	Die Vorleistungen sind erbringerseitige Leistungen, die Anschlussnutzer (z.B. Kraftwerksbetreiber) auf Anforderung des ÜNB bereitstellen. Diese Vorleistungen nutzt der ÜNB zur Erbringung von Systemdienstleistungen.
<b>Wirkleistung; [V1]</b>	Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z.B. in mechanische, thermische, chemische, optische oder akustische Leistung verfügbar ist.
<b>Zusatzanforderung</b>	Zusatzanforderungen sind Anforderungen an technische Eigenschaften, die über die Grundanforderungen hinaus zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Anlagenbetreiber vereinbart werden.

## 9 Literatur

### 9.1 DVG/VDN – Empfehlungen / Unterlagen

D1	DVG	Das versorgungsgerechte Verhalten der thermischen Kraftwerke, Oktober 1991
D2	DVG	Dienstleistungen im elektrischen Versorgungssystem – Analyse und Bewertungsansätze der Dienstleistungen eines Verbundunternehmens, April 1997
D3	DVG	Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt, Juli 1998
D4	DVG	Das (n-1)-Kriterium für die Hoch- und Höchstspannungsnetze der DVG-Unternehmen, Mai 1997
D5	DVG	DVG-Stabilitätsuntersuchung zum Anschluss des Hochspannungsnetzes der CENTREL-Länder an das UCPT-Netz, Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse, Februar 1995
D6	DVG	Zuverlässigkeit elektrischer Versorgungssysteme, Zusammenstellung der wichtigsten Begriffe, November 1987
D7	DVG	Technische Anforderungen an Frequenzrelais für den störungsbedingten Lastabwurf, November 1980
D8	DVG	Verhalten thermischer Kraftwerke bei Netzstörungen, Januar 1990
D9	DVG	Der GridCode 2000 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, DVG, Mai 2000
D10	DVG	Der GridCode – Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, DVG, Ausgabe 1998
D11	VDN	DistributionCode 2003 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen, Mai 2003

### 9.2 VDEW-Unterlagen

V1	VDEW	Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft (aktuelle Fassung)
V2	VDEW	VDEW-Störungs- und Schadensstatistik
V3	VDEW	Grundsätze für die Beurteilung von Netzurückwirkungen, 1992
V4	VDEW	Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz (TAB 2000), 2000
V5	VDEW	Technische Richtlinie "Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Niederspannungsnetz des EVU", Ausgabe 1996

V6	VDEW	Technische Richtlinie "Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Mittelspannungsnetz des EVU", Ausgabe 1999
V7	VDEW	Technische Richtlinie "Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz", Ausgabe 1997
V8	VDEW	Richtlinie Notstromaggregate, Ausgabe 1996
V9	VDEW	Technische Richtlinie "Abrechnungszählung und Datenbereitstellung" (MeteringCode), Ausgabe 2000

### 9.3 UCTE – Spielregeln / Unterlagen

U1	UCTE	Spielregel zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTE, 1998
U2	UCTE	Terminologie des Verbundbetriebes der UCPTE-Netze, 1978
U3	UCTE	Spielregel für die Organisation der Frequenz-Leistungsregelung und für die Koordination der Verbundabrechnung, 1998

### 9.4 Standards und Richtlinien

S1	Verbände	Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung (VV II+) vom 13. Dezember 2001
S2	VDEW	VDEW-Lastenheft Elektronische Elektrizitätszähler, Version 2.0, Stand 12/97
S3	VDEW	Richtlinien für den Anschluss ortsfester Schalt- und Steuerschränke im Freien an das Niederspannungsnetz der EVU, 1988
S4	VDEW	Anforderung an Abrechnungswandler für gasisolierte, metallgekapselte Mittelspannungsanlagen bis 36 kV
S5	VDEW	Anforderungen an Rundsteuerempfänger, 1986
S6	VDEW	Netzregeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen – Distribution Code 2000 vom 23. Oktober 2000 (Material 32/2000)
S7	VDEW	Nachrichtentyp zur Übermittlung von Zählwerten MS-CONS; (Material 26/99)
S8	VDEW	Prozessbeschreibung zum Lieferantenwechsel, (Material 01/2000)
S9	VDEW	Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile, (Material 05/2000)
S10	VDEW	Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren, (Material 23/2000)

S11	VDEW	VDEW-Bericht "Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland", (Material 02/2000)
S12	VDEW	Ermittlung der Entgelte für Dienstleistungen des Zählerwesens, (Material 12/2000)
S13	VDEW	Nachrichtentyp zur Übermittlung von Stammdaten zu Kunden, Verträgen und Zählpunkten UTIL-MD, (Material 34/2000)
S14	VDEW	EDIS – Energie-Daten-Identifikationssystem, früher DIN 43 863-3 Elektrizitätszähler, Teil 3: Tarifgeräte als Zusatzeinrichtung zum Elektrizitätszähler, Entwurf Dezember 1998. Derzeit gültig ist hier IEC 62056-61 OBIS Object Identification System. Der Inhalt von EDIS ist eine Untermenge der OBIS Norm.
S15	DIN EN	Schaltuhren für Tarif- und Laststeuerung, DIN EN 61 038
S16	VDEW	Zeitgesetz vom 25.07.78 (geändert am 13.09.94)
S17	IEC	IEC 62059 "Reliability of static electricity meters and supplementary devices"
S18	VDE	VDE 0105

## 9.5 Gesetze

G1	AVB	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden ( <b>AVBEItV</b> ), Ausgabe 1979 (bzw. aktueller Entwurf)
G2	EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung ( <b>Energiewirtschaftsgesetz-EnWG</b> ) vom 24.04.1998 zuletzt geändert durch Artikel 29 des 9. Euro-Einführungsgesetzes vom 10. November 2001. Das EnWG setzt die EU-Richtlinie [G5] in deutsches Recht um.
G3	EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien ( <b>Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG</b> ) vom 29. März 2000 zuletzt geändert durch Artikel 29 des 9. Euro-Einführungsgesetzes vom 10. November 2001
G4	KWK-G	Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ( <b>Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWK-G</b> ) vom 19. März 2002
G5	EU	<b>Europäische Richtlinie 96/92/EG</b> des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

## 9.6 Ergänzende Literatur und Umsetzungshilfen

E1	Hütte	Elektrische Energietechnik, Band 3 Netze, 1988 (29. Auflage)
E2	Nelles	Begriffe der Stabilität in Energieverteilungsnetzen, etz-Archiv Bd. 3 (1981) H. 1
E3	VDN	Umsetzung der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie –Kommentarband–; November 2002
E4	VDEW	Hinweise zur Gestaltung von Netznutzungsverträgen, VDEW-Materialien M-11/2000
E5	VDEW	Formulierungshilfe für einen Lieferanten-Rahmenvertrag zur Netznutzung sowie zur Belieferung von Kunden im Netz des Verteilnetzbetreibers (VNB) mit elektrischer Energie; Oktober 2002
E6	VDEW	Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland, VDEW-Materialien M-02/2000
E7	VDEW	Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile – step-by-step, VDEW-Materialien M-05/2000
E8	VDEW	Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren – step-by-step, VDEW-Materialien M-23/2000
E9	VDN/ VDEW	Kapitel 5 "Kunden- und Lieferantenprozesse" der in Arbeit befindlichen Richtlinie "Datenaustausch und Mengenzuweisung", Juli 2002
E10	VDN	Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz, VDN-Richtlinie (Entwurf)

## 10 Anhänge

Anhang A: Beispiel für den Inhalt einer technischen Dokumentation, die zwischen dem Kraftwerksbetreiber und dem ÜNB auszutauschen ist

Anhang B: Bilanzabweichungen und (Sub-) Bilanzkreise

Anhang C: Anwendung des (n-1)-Kriteriums

Anhang D: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Regelleistung für die ÜNB